Thèse présentée pour obtenir le grade de docteur
Aix-Marseille Université

UMR 7303 TELEMME
École doctorale 355 – Espaces, Cultures, Sociétés

Discipline : Géographie

Transition énergétique et géographie : le photovoltaïque au sol dans le sud de la France

Par : Kévin Duruisseau

Sous la direction de SYLVIE DAVIET, professeur des Universités

Membres du jury :

Membre : MICHEL DERDEVET, Secrétaire général d'ENEDIS, Maître de Conférences, IEP-Paris
Membre : JEROME DUBOIS, Prof. des Universités, Aix-Marseille Université
Membre : LOÏC GRASLAND, Prof. des Universités, Université d'Avignon
Membre : FREDERIC LERICHE, Prof. des Universités, Université de Versailles/Saint-Quentin-en-Yveline
Rapporteur : MICHEL DESHAIES, Prof. des Universités, Université de Nancy
Rapporteur : BERNADETTE MERENNE-SCHOUMAKER, Prof. Émérite, Université de Liège

Date de soutenance : 28 novembre 2016

Remerciements

Je remercie ma directrice de thèse, Sylvie DAVIET, pour ses précieux conseils et son soutien tout au long de ces cinq années.

Je remercie également les membres du jury, Michel DERDEVET, Michel DESHAIES, Jérôme DUBOIS, Loïc GRASLAND, Frédéric LERICHE, Bernadette MÉRENNE-SCHOUMAKER qui ont accepté de lire et d'évaluer ce travail.

Cette thèse n'aurait pu être écrite sans la disponibilité des personnels des collectivités territoriales et des intercommunalités, des services instructeurs déconcentrés de l'État, des chambres d'agriculture départementales et des opérateurs-exploitants. Je remercie particulièrement Jean-Pierre JOLY, directeur de l'Institut National sur l'Énergie Solaire, pour m'avoir accordé de son temps et pour m'avoir délivré de précieux conseils.

Cette recherche s'est enrichie grâce aux enseignements que j'ai pu dispenser au cours de ces cinq dernières années au sein du Pôle Géographie Aménagement Environnement d'Aix-Marseille Université et aux échanges avec l'ensemble de mes collègues. Je remercie tout particulièrement Frédéric AUDARD et Ali BENSAAD pour leurs conseils et leur aide. Je remercie également Frédéric RYCHEN qui en m'invitant à enseigner au sein de la Faculté d'Économie et Gestion d'Aix-Marseille Université m'a permis d'élargir mon cadre de recherche disciplinaire.

Je remercie le laboratoire TELEMME et les directeurs successifs Jean-Marie GUILLON, Maryline CRIVELLO et Laure VERDON qui ont particulièrement soutenu mes initiatives tout au long de cinq années. Je tiens également à remercier Marie-Françoise ATTARD et Laurence LABLACHE pour leur expertise administrative qui m'a permis de mener à bien mes activités de communication orales et écrites indispensables à l'avancée de cette thèse. Merci à Claude BRUGIAMOSCA et Caroline TESTANIÈRE-CHAGNIOT qui ont participé à la logistique de mes déplacements à travers un vaste territoire d'étude. Merci à Virginie CERDEIRA, Mathilde VIGNAU et à tous les doctorants du laboratoire.

Ce travail a tiré particulièrement profit de mes échanges avec Nadia BENALOUACHE autour de la transition énergétique « bas carbone » sur les deux rives de la Méditerranée et avec Julien DARIO grâce à son expertise cartographique et statistiques.

Merci enfin à ma famille et aux amis pour leur soutien indéfectible.

Sommaire

Introduction générale ---------- 9

Partie I – La transition énergétique « bas carbone », cadres contextuel, conceptuel et politique de l'étude ---------- 25

Introduction de la première partie ---------- 27

Chapitre 1 – Le système énergétique dominant face aux limites terrestres -------- 29

Chapitre 2 – Les apports de la géographie dans la conceptualisation de la transition énergétique « bas carbone » ---------- 67

Chapitre 3 – Les politiques françaises de transition énergétique « bas carbone » dans le contexte du régime international du climat, des politiques énergie-climat européennes et des initiatives locales ---------- 109

Conclusion de la première partie ---------- 161

Partie II – Les territoires face au développement des unités photovoltaïques au sol, leviers et freins à la transition énergétique « bas carbone » ---------- 163

Introduction de la deuxième partie ---------- 165

Chapitre 4 – Le développement des unités photovoltaïques au sol dans les territoires du sud de la France : éléments d'une géographie ---------- 167

Chapitre 5 – Les facteurs de localisation favorables et défavorables des unités photovoltaïques au sol dans les territoires du sud de la France ---------- 215

Chapitre 6 – Les trois phases de territorialisation du photovoltaïque au sol : une grille de lecture des dynamiques de développement ---------- 273

Conclusion de la deuxième partie ---------- 325

Partie III – Les acteurs du déploiement spatial photovoltaïque au sol, entre initiatives privées et régulations publiques ---------- 327

Introduction de la troisième partie ---------- 329

Chapitre 7 – Les acteurs du photovoltaïque au sol et leur place dans le système de régulation des projets ---------- 331

Chapitre 8 – Les opérateurs-exploitants historiques et émergents des unités photovoltaïques au sol : l'ouverture du système électrique français métropolitain ---------- 407

Conclusion de la troisième partie ---------- 461

Conclusion générale ---------- 463

Bibliographie ---------- 477

Annexe ---------- 519

Liste des abréviations ---------- 525

Liste des cartes ---------- 528

Liste des encadrés ---------- 530

Liste des figures ---------- 531

Liste des graphiques ---------- 533

Liste des ortho-images ---------- 538

Liste des photos ---------- 539

Liste des tableaux ---------- 542

Table des Matières ---------- 545

Introduction générale

Depuis la maîtrise du feu par les Hominidés vers -300 000 ans, l'énergie et sa maîtrise ont toujours été un facteur-clé du développement des sociétés. Dans un système énergétique dominant basé sur des ressources fossiles carbonées, l'électrification reste encore aujourd'hui un symbole de l'entrée des sociétés dans la modernité (George, 1950 ; Carbonnier et Grinevald, 2011 ; Debeir *et alii*, 2013 ; Gras, 2015). Ce système présente, à l'échelle mondiale, deux caractéristiques majeures : la raréfaction apparente des ressources énergétiques fossiles et fissiles à moyen et long terme[1] (Merlin et Traisnel, 1996 ; Mérenne-Schoumaker, 2007a, 2007b ; Merlin, 2008 ; Zélem, 2015) et le réchauffement climatique anthropique observable actuellement (Tsayem-Demaze, 2009a, 2009b, 2010, 2011, 2012, 2013 ; Deshaies et Baudelle, 2013 ; Scarwell *et alii*, 2015a, 2015b). Ces deux limites sont associées à la hausse soutenue de la demande énergétique mondiale, sous l'effet combiné de la croissance démographique et du développement des Pays Émergents et des Suds d'une part, et du maintien à un niveau élevé de la consommation énergétique des Pays du Nord d'autre part. Une pression sans précédent s'exerce par conséquent sur le système énergétique mondial dans un contexte plus large de contestation et de remise en cause du modèle de développement dominant. Plusieurs éléments président ainsi à l'émergence de deux concepts amplement débattus : dans un premier temps, le concept de développement durable (Robic et Mathieu, 2001 ; Brunel, 2004 ; Veyret, 2007 ; Jégou 2007a, 2007b) et dans un second temps celui de transition énergétique (Krause *et alii*, 1980 ; Brücher, 2009 ; Fouquet et Pearson, 2012 ; Bridge *et alii*, 2013 ; Chevalier *et alii*, 2013 ; Defeuilley, 2014 ; Duruisseau, 2014) qui retient ici toute notre attention.

Une transition correspond à un « *changement profond d'un système donné* » (Sanders, 2014, p. 9) sur une longue durée. Intimement lié à la notion de régime[2], une transition peut résulter soit d'un changement provoqué par une perturbation exogène au système, soit d'un changement provoqué par une perturbation endogène au système. Considérant le système énergétique dominant, la transition résulte de la perturbation exogène du réchauffement climatique anthropique et de la perturbation endogène de la finitude des ressources énergétiques fossiles et fissiles. Ces deux perturbations définissent le processus de transition énergétique comme le passage d'un système énergétique carboné énergivore, reposant sur des ressources énergétiques fossiles et fissiles non renouvelables à l'échelle humaine, à un système énergétique quasi-décarboné, plus économe, reposant principalement sur des ressources énergétiques renouvelables à l'échelle humaine (Chevalier, 2004, 2009 ; Rojey, 2008).

[1] Les réserves de gaz naturel et de pétrole sont épuisables à moyen terme alors que les réserves de charbon et d'uranium le sont à plus long terme. Cependant, la mise en exploitation de multiples gisements d'hydrocarbures non conventionnels (gaz de schiste, sables bitumineux, etc) a récemment accru les disponibilités en hydrocarbures.
[2] Le régime correspond ici à « *un système de fonctionnement (ou de gouvernement dans le domaine politique) fondé sur des mécanismes et/ou des règles qui maintiennent une certaine configuration de variables à peu près stable au cours du temps* » (Sanders, 2014, p. 10).

La transition énergétique émergente ne peut être envisagée uniquement sous l'angle des innovations techniques et des substitutions d'énergie. Elle apparaît, dans la réalité, comme un processus multidimensionnel et multiscalaire complexe « *entre des marchés, des technologies, des institutions, des politiques publiques, des comportements individuels, sur fond de tendances économiques, techniques et socioculturelles* » (Rumpala, 2010, p. 50). L'énergie n'est pas seulement un simple élément « *alimentant un système technique, mais engage les institutions, les systèmes politiques, économiques et sociaux. Le choix d'une source d'énergie est pour cela aussi un choix de société* » (Raineau, 2011, p. 133). L'ensemble des énergies et de ses convertisseurs[3] forment un système énergétique relevant de la catégorie des systèmes complexes (Sanders, 2014). Le système énergétique mondial peut s'appréhender comme un anthroposystème global (Lévêque *et alii*, 2003 ; Muxart *et alii*, 2003), le concept générique d'anthroposystème pouvant se définir comme « *un système interactif entre deux ensembles constitués par un ou des sociosystèmes et un ou des écosystèmes naturels éventuellement artificialisés* [qui] *est inscrit dans un espace géographique donné et* [qui] *évolue dans le temps* » (Godet, 2010, p. 301). La caractérisation de la transition énergétique « bas carbone » appelle, au-delà de la simple analyse des enjeux techno-économiques traditionnels de l'énergie, l'appréhension systémique de ses dimensions environnementales, sociétales, politiques et culturelles. Au cours de cette transition, des ruptures majeures pourraient affecter les principaux « socio-écosystèmes anthropisés » (Chenorkian, 2012). Dans une vision prospective, ce cadre invite à ne plus « *raisonner par filières, ni à partir de la simple métrique des capacités productives installées, mais d'orienter les investissements vers des options technologiques qui auront des « effets systémiques »* […] *Cette évolution bouscule l'agenda stratégique en matière de développement technologique, lequel devient plus incertain et plus discuté* » (Labussière et Nadaï, 2015, p. 11).

Penser dans ce cadre systémique implique d'avoir recours aux Sciences Humaines et Sociales (SHS). Les SHS se sont dotées d'outils conceptuels et méthodologiques permettant une description des systèmes techniques étendue à leurs dimensions socio-politiques et dépassant la traditionnelle entrée techno-économique de la question énergétique. La transition énergétique « bas carbone », comme l'ensemble des transitions énergétiques dans l'Histoire, apparaît comme un objet d'étude privilégié de la géographie : « *l'intérêt des géographes pour les ressources énergétiques et minières est ancien.* [Il] *remonte à la formation de la géographie économique au* [19e] *siècle* » (Deshaies et Mérenne-Schoumaker, 2014, p. 55). Cet intérêt s'explique par le fait que « *l'énergie est une clé de lecture des territoires* » (Mérenne-Schoumaker, 2007a, p. 23). L'étude de l'organisation territoriale des bassins miniers – les « pays noirs » de la Révolution Industrielle – illustre déjà l'influence de l'énergie sur la construction des systèmes territoriaux. Son approche géographique a connu des évolutions

[3] Un convertisseur est une structure biologique ou technologique permettant le passage d'une forme d'énergie à une autre. L'énergie utile qui rend le service énergétique recherché par l'utilisateur final peut être issue d'une chaîne de convertisseurs (Mons, 2008).

importantes liées aux mutations qui ont affecté la géographie économique dans la seconde moitié du 20e siècle. Dans les années 1970, si les travaux sur l'énergie se multiplient principalement dans la recherche anglo-saxonne (Guyol, 1971 ; Cook, 1973 ; ODell, 1974 ; Wagstaff, 1974), la géographie de l'énergie francophone s'enrichit alors de la notion de « demande » (Curran, 1973) lui permettant une approche de l'énergie en terme de marché. Les deux chocs pétroliers introduisent de nouvelles problématiques (Curran, 1981 ; Calzonetti et Solomon, 1985) orientant la géographie de l'énergie vers l'étude de la notion de « système énergétique » (Chapman, 1989). Au même moment, la géographie économique connaît un basculement de l'espace au territoire au début des années 1980 (Daviet, 2005 ; Claval, 2007 ; Benko, 2008 ; Daviet et Monge, 2010). La géographie de l'énergie passe alors d'une approche spatiale de la production d'énergie (George, 1950 ; Chardonnet, 1962 ; Manners, 1964) à une approche territoriale. Cette approche territoriale connait une influence grandissante depuis le début des années 2000. Elle combine une analyse actorielle à une analyse des caractéristiques spatiales du territoire (Mérenne-Schoumaker, 2007a ; Vaché, 2009 ; Chanard, 2011 ; Tritz, 2012 ; Deshaies et Mérenne-Schoumaker, 2014 ; Chabrol et Grasland, 2014). « *Depuis les années 1990, les publications spécifiquement dédiées à la géographie de l'énergie sont rares mais le thème est abordé dans de nombreux travaux géographiques comme les transports, les villes, l'environnement, le climat, la gestion des ressources,* [le développement durable]*,…* » (Mérenne-Schoumaker, 2007a, p. 23). Ces évolutions révèlent la diversité des entrées disciplinaires concernant la question énergétique : lieux/localisations, territoires, facteurs économiques, acteurs, réseaux, production/demande, etc. La conscientisation de la question énergie-climat, les nouvelles caractéristiques techniques et géographiques liées à l'avènement des énergies nouvelles renouvelables (EnR) et les évolutions réglementaires des marchés de l'énergie conduisent à approfondir les problématiques liant *énergie* et *territoire*.

En France, la transition énergétique « bas carbone » s'inscrit dans un contexte d'ouverture à la concurrence associée à la libéralisation des marchés européens[4] et nationaux[5] de l'électricité et de fractionnement[6] des moyens de production d'électricité renouvelable et classique. Ces évolutions permettent une multiplication et une diversification des acteurs publics et privés intervenant dans la sphère énergétique ainsi qu'une décentralisation partielle[7] du système électrique français métropolitain (Dunsky, 2004 ; Grand et Veyrenc, 2011). La combinaison de ces mutations a favorisé, ces dernières années, l'apparition de dynamiques de territorialisation des EnR. Celles-ci s'inscrivent dans un mouvement global de territorialisation

[4] Directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

[5] Loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. Cette loi est la transposition dans la législation française de la Directive 96/92/CE.

[6] Le terme de « fractionnement » traduit l'introduction dans le système électrique dominant de moyens de production de plus faibles capacités. Ce terme a été préféré aux termes de déconcentration et de décentralisation aux connotations politiques marquées ainsi qu'à la miniaturisation et à l'individualisation renvoyant à une échelle individuelle.

[7] Les énergies nouvelles renouvelables (EnR) dessinent un système productif décentralisé mais qui s'intègre à un réseau électrique structuré à l'échelle nationale.

de l'action publique en France sous l'impulsion de processus complexes de décentralisation/déconcentration des politiques publiques, diffusant de nouvelles compétences à travers les territoires (Négrier, 2007 ; Miossec, 2008 ; Girard, 2012). La territorialisation ne s'entend pas, ici, comme un simple processus de décentralisation ni de déconcentration mais comme une (ré)inscription à l'échelle locale qui « *aspire à adapter les cadres spatiaux de l'action publique à la nouvelle réalité des territoires, en opérant un changement d'échelle* » (Reghezza-Zitt, 2012, p. 212). Le caractère diffus des EnR associé à leurs dynamiques de territorialisation permet de poser l'hypothèse d'une nouvelle géographie de l'énergie. Celle-ci se fonde sur trois paramètres : le rapprochement entre lieux de production et lieux de consommation, l'apparition de territoires énergétiques nouveaux et la reconfiguration des réseaux de transport de l'énergie.

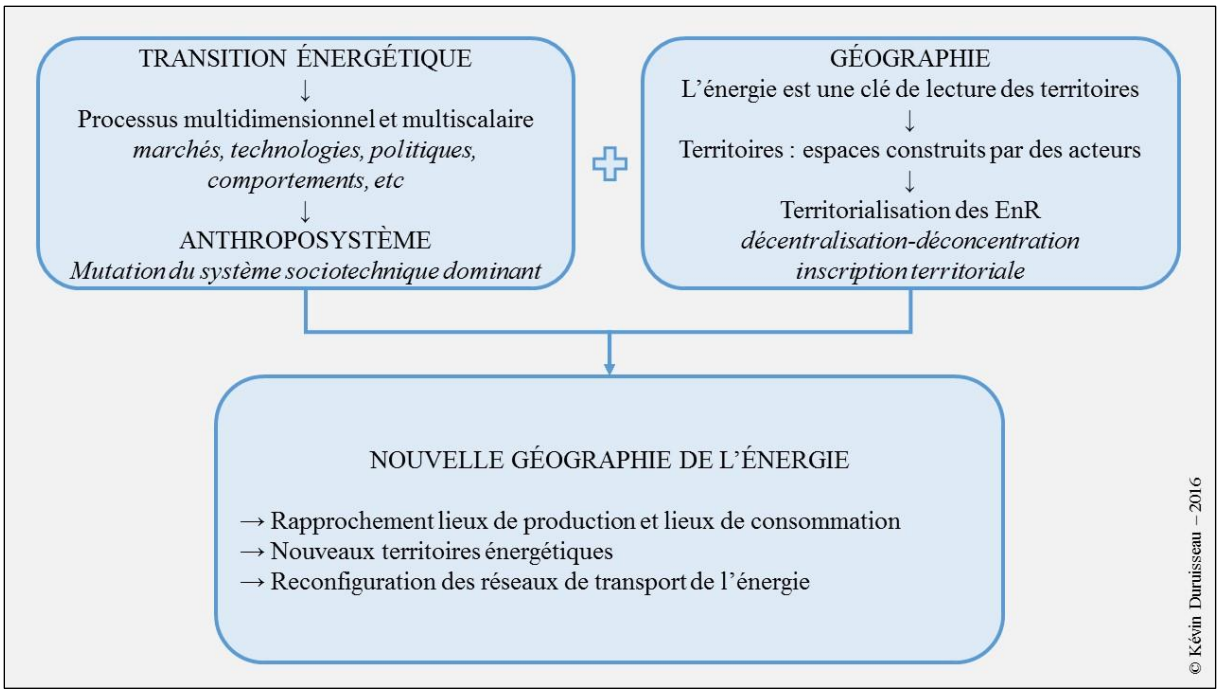


Figure 1 – Concepts fondamentaux et approche géographique de la thèse

Notre thèse interroge le processus de transition énergétique « bas carbone » dans le contexte du système électrique français métropolitain. Ce système atypique est caractérisé par une décarbonisation importante due à une forte production électronucléaire résultant d'une politique publique planificatrice qui s'est intensifiée après le premier choc pétrolier de 1973. Ses caractéristiques ne le mettent pas à l'abri d'une raréfaction des ressources énergétiques fissiles mais sa décarbonisation de fait le met à l'écart des injonctions climatiques (Duruisseau, 2015a). Bien que ce contexte ne semble pas favorable au développement des EnR, la hausse des préoccupations environnementales au tournant des années 1990 a conduit les principaux acteurs du système électrique à laisser une place au développement des EnR (Evrard, 2013). Accusant un retard important par rapport aux pays pionniers européens que sont le Danemark et l'Allemagne, la France lance, en 1996, son premier programme de développement EnR via un système national d'appel d'offres : le programme Eole 2005. L'échec de ce programme

conduit la France à mettre en place un mécanisme de tarifs de rachat de l'électricité éolienne, outil de développement des EnR accompagnant l'obligation d'achat de l'électricité d'origine renouvelable inscrite dans la loi du 10 février 2000[8]. L'arrêté tarifaire du 8 juin 2001[9] permet le décollage de l'éolien mais il faut attendre l'arrêté du 10 juillet 2006[10] pour que s'amorce celui du photovoltaïque (PV). L'antériorité du développement éolien explique l'existence de travaux en géographie (Valette, 2005 ; de Andrés Ruiz, 2006 ; Labussière, 2007 ; Grijol, 2012) alors que le développement PV reste encore peu étudié. C'est la raison de cette recherche qui explore le déploiement spatial des unités photovoltaïques au sol (PVS) connectées au réseau électrique métropolitain. Parmi ces unités PVS, on peut distinguer la centrale photovoltaïque au sol (CPVS) – correspondant à une unité PVS dans un lieu géographique donné exploitée par un opérateur-exploitant – du parc photovoltaïque au sol (PPVS) – correspondant à une agrégation dans un lieu géographique donné de plusieurs unités PVS exploitées par un même opérateur-exploitant. Il s'agit de dépasser la simple étude de l'objet technique et d'envisager les « *modes de gouvernance, de mise en marché ou d'appropriation territoriale* » (Labussière et Nadaï, 2015, p. 27) de ces infrastructures électriques.

Problématique et questions de recherche

Cette recherche poursuit trois objectifs principaux interdépendants : (i) la caractérisation et la compréhension de la géographie des unités PVS dans les territoires du sud de la France par la mise en évidence de leurs facteurs de localisation et des conditions sociotechniques de développement prévalant à leur déploiement spatial ; (ii) la définition des éléments moteurs et des freins à la mise en œuvre de la transition énergétique « bas carbone » dans le système électrique français métropolitain ; (iii) et la formulation des spécificités géographiques de cette nouvelle transition énergétique. Trois approches complémentaires ont été retenues :

- Une approche institutionnelle prenant en compte l'ensemble des dispositifs d'action publique qui dessine le régime réglementaire et le cadre législatif dans lesquels se déploie la transition énergétique « bas carbone », et plus particulièrement le développement des unités PVS. Les politiques publiques nationales, influencées – en partie – par des injonctions internationales et supranationales, ouvrent des fenêtres d'opportunités aux échelons locaux et régionaux pour s'approprier, ou se réapproprier, des compétences énergéticiennes, conduisant à des processus complexes de territorialisation de l'action publique.
- Une approche spatiale prenant en compte l'ensemble des échelles de fonctionnement d'un système énergétique et d'un système électrique. Dans cette optique, l'analyse de la transition énergétique « bas carbone » est menée comme celle d'un processus

[8] Loi n°2000-108 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.
[9] Arrêté du 8 juin 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées à l'article 2 (2°) du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.
[10] Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

multiscalaire assorti de politiques publiques résultant de jeux d'échelles complexes. Cette approche permet également d'appréhender l'ensemble des facteurs de localisation et les conditions sociotechniques de développement expliquant la géographie des unités PVS dans les territoires du sud de la France.

— Une approche sociale permet d'identifier et de caractériser les acteurs publics et privés capables de s'approprier ces politiques. La collecte exhaustive des informations relatives aux unités PVS en activité en 2015 dans les territoires du sud de la France et aux opérateurs-exploitants conduit à une catégorisation des types d'acteurs-initiateurs des projets, des types d'opérateurs-exploitants et des principaux facteurs de localisation.

Le fractionnement des moyens de production et la révolution des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC) appliquée aux réseaux électriques (*smart grids*) combinée à la création de nouveaux outils réglementaires susceptibles de permettre une réappropriation des problématiques énergétiques par les collectivités territoriales (Commune, Département, Région) et les intercommunalités (Communauté de Communes, Communauté d'Agglomération, Parc Naturel Régional, etc) créent une opportunité pour l'émergence d'une gouvernance territoriale de l'électricité. Est-on pour autant en présence d'une « revanche des territoires » [11] (Labussière et Nadaï, 2015, p. 132) ? Notre thèse est plus modérée. Nous allons l'étayer en étudiant **comment se négocie la territorialisation de l'énergie PVS, en tant qu'indicateur de la territorialisation de la transition énergétique « bas carbone » ? Comment se négocie cette territorialisation en France, pays de vieille tradition centralisatrice ?** Dans un contexte européen d'ouverture à la concurrence associée à la libéralisation des marchés nationaux de l'électricité, les mutations technologiques du système électrique métropolitain ont certes ouvert une fenêtre d'opportunités aux acteurs territoriaux publics (collectivités territoriales, intercommunalités, établissements publics, etc) pour une réappropriation locale de la production d'électricité, mais elles ont également offert ces mêmes opportunités à des acteurs privés aux préoccupations territoriales plus ou moins avérées. Le précédent éolien français montre toute la difficulté des acteurs territoriaux publics à endosser le rôle « d'électricien » et la difficulté de tous les acteurs territoriaux, publics et privés, à faire émerger un territoire via le développement d'un projet EnR. Ce nouveau cadre et le précédent éolien incitent à évaluer plus précisément **la place des territoires et des acteurs territoriaux publics dans le déploiement spatial PVS en France métropolitaine**. L'émergence de nouveaux opérateurs-exploitants amène également à se poser la question de **la dynamique des rapports de force entre opérateurs-exploitants historiques et opérateurs-exploitants émergents**. Le fractionnement des moyens de production, permettant une redistribution des infrastructures, autorise une reconfiguration géographique du système électrique métropolitain. **Dans quelle mesure le déploiement spatial PVS peut-il favoriser une nouvelle géographie de l'électricité en France métropolitaine ?**

[11] L'expression « *revanche des territoires* » a été forgée par O. Labussière et A. Nadaï (2015) qui en remettent en cause la réalité.

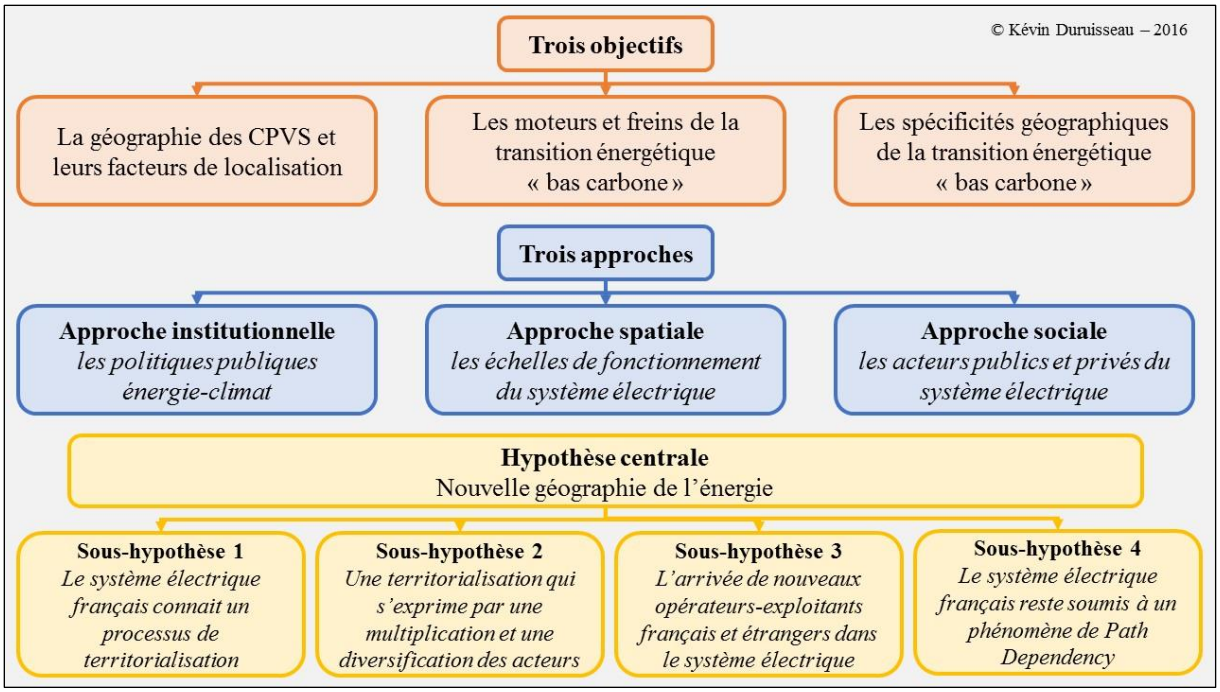


Figure 2 – Objectifs, approches et hypothèses de la thèse

La question de l'émergence d'une nouvelle géographie de l'électricité en France métropolitaine, conséquence de l'ouverture à la concurrence associée à la libéralisation des marchés de l'électricité, de la décentralisation des politiques publiques énergie-climat et du fractionnement des moyens de production, est ainsi posée dans le contexte de la transition énergétique « bas carbone ». La thèse formule, par conséquent, quatre sous-hypothèses :

— Le système électrique français métropolitain connaît **un processus de territorialisation limitée des EnR**.

— Ce processus de territorialisation limitée des EnR s'exprime dans **la diversification et la multiplication des acteurs territoriaux publics et privés** impliqués dans le système électrique français métropolitain et dans l'émergence **d'une action publique énergie-climat territorialisée**.

— L'ouverture à la concurrence et le fractionnement des moyens de production d'électricité favorisent **l'arrivée de nouveaux opérateurs-exploitants français et étrangers** inscrivant le système électrique français métropolitain dans de nouvelles échelles infra et supranationales.

— Le système électrique français métropolitain, en tant qu'ensemble technico-institutionnel complexe, historiquement construit, est soumis à **un phénomène de dépendance au sentier (*Path Dependency*)** qui contraint les mutations à venir et dont il faut tenir compte.

Terrain et méthodologie

L'intérêt d'un terrain multirégional et le choix des régions méridionales françaises

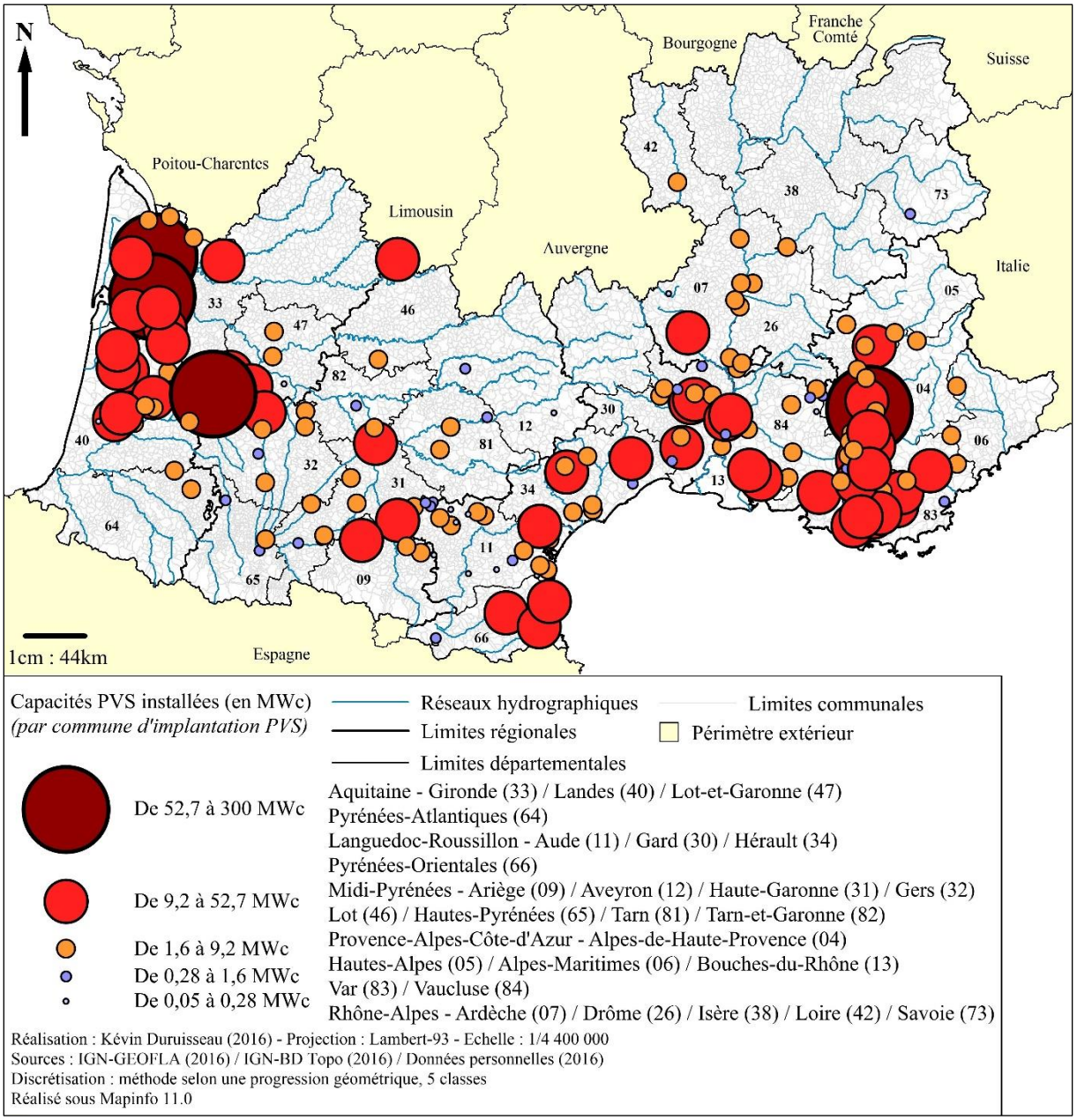
L'échelon régional – espace de compétences du Conseil Régional – apparaît comme un bon niveau de focalisation pour appréhender les mécanismes territoriaux en jeu dans le déploiement spatial PVS, et plus largement dans la reconfiguration technico-institutionnelle du système électrique français métropolitain. Situé en position d'interface permettant l'observation conjointe des initiatives locales et des planifications plus globales, cet échelon constitue un environnement coopératif – « a cooperative milieu » (Sedlacek et Gaube, 2009, p. 2) – « *au sein duquel les parties prenantes se connaissent entre elles et ont une connaissance « de l'intérieur » de la région et de ses capacités à faire face aux défis futurs* » (Chanard, 2011, p. 181-182). Le caractère multirégional de notre recherche offre, en outre, la possibilité d'étude de trajectoires régionales variées. Le territoire d'étude intègre dans leur ancien périmètre cinq régions du sud de la France : les régions Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, Provence-Alpes-Côte-d'Azur (PACA) et Rhône-Alpes[12] [cf. carte n°1].

En 2015, les capacités de production d'électricité d'origine PV en France métropolitaine s'élevaient à 6 191 MWc alors qu'en 2006, année d'accroissement des tarifs de rachat de l'électricité PV, elles n'étaient que de 4 MWc (RTE, 2006, 2016). Malgré ce fort développement, la part du PV dans la production d'électricité brute restait, en 2015, marginale en France métropolitaine avec 1,4 % (7,4 TWh) (RTE, 2016). À titre de comparaison, la part de l'éolien représentait, en 2015, 3,9 % (21 TWh) de la production d'électricité brute (RTE, 2016). À cette date, comparée à ses voisins européens, la France apparaît également en retrait : l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne ayant une production d'électricité d'origine PV qui représentait, respectivement, 5,9 % (38,4 TWh), 8,9 % (25,2 TWh) et 5 % (13,9 TWh) (BP, 2015) de leur production nationale d'électricité. Les cinq régions du territoire d'étude ont fait et font toujours l'objet de nombreux projets PV de multiples natures : toitures individuelles, agricoles, industrielles et collectives, ombrières de parking, serres agricoles et unités PVS. Avec 3 646 MWc, le territoire d'étude concentrait, au 31 décembre 2015, 58,9 % des capacités de production d'électricité d'origine PV de France métropolitaine (CGDD, 2016b). L'Aquitaine cumulait 1 145 MWc contre 870 en PACA, 644 en Languedoc-Roussillon, 629 en Midi-Pyrénées et 358 en Rhône-Alpes[13] (CGDD, 2016b). Le territoire d'étude présente un intérêt d'autant plus fort qu'il concentrait, au 31 décembre 2015, 76,2 % – correspondant à 1879 MWc – des capacités PVS installées en France métropolitaine [cf. carte 1] (Données personnelles,

[12] La loi n°2015-29 du 16 janvier 2015 relative à la délimitation des régions, aux élections régionales et départementales et modifiant le calendrier électoral substitue, à compter du 1er janvier 2016, aux vingt-deux régions françaises métropolitaines actuelles treize régions. La région Aquitaine fusionne avec les régions Limousin et Poitou-Charentes. La région Languedoc-Roussillon fusionne avec la région Midi-Pyrénées. La région Rhône-Alpes fusionne avec la région Auvergne. La région PACA ne fusionne avec aucune autre région.

[13] L'Aquitaine cumulait 18,5 % des capacités PV installées au 31 décembre 2015 en France métropolitaine contre 14,1 en PACA, 10,4 en Languedoc-Roussillon, 10,2 en Midi-Pyrénées et 5,8 en Rhône-Alpes (CGDD, 2016).

2016). L'Aquitaine cumulait 852 MWc contre 537 en PACA, 264 en Languedoc-Roussillon, 160 en Midi-Pyrénées et 66 en Rhône-Alpes[14] (Données personnelles, 2016).



Carte 1 – Les capacités PVS installées sur le territoire d'étude (au 31 décembre 2015)

Depuis 2008, le territoire d'étude a connu un fort déploiement spatial PVS, justifié par le gisement solaire et les disponibilités foncières importantes. Le territoire d'étude recèle dès 2008 trois unités PVS raccordées au réseau électrique métropolitain situées à Lunel[15] (Hérault),

[14] L'Aquitaine cumulait 34,6 % des capacités PVS installées au 31 décembre 2015 en France métropolitaine contre 21,8 % en PACA, 10,7 % en Languedoc-Roussillon, 6,5 % en Midi-Pyrénées et 2,7 % en Rhône-Alpes (Données personnelles, 2016).

[15] La CPVS de Lunel (Hérault – Languedoc-Roussillon), exploitée par VALECO, possède une capacité installée de 0,5 MWc pour une emprise spatiale de 1,5 ha. Les *parcelles agricoles* d'implantation appartiennent à VALECO qui est également l'initiateur du projet.

Martillac[16] (Gironde) et Narbonne[17] (Aude). Pionnier, avec ces trois unités PVS, toutes situées dans des territoires urbains, le territoire d'étude est également pionnier dans les territoires ruraux avec l'unité PVS du Lauzet-Ubaye[18] (Alpes-de-Haute-Provence), raccordée au réseau en 2009. Ces infrastructures pionnières ont été des projets pilotes sur les plans économique, technologique et réglementaire jouant un rôle de vitrine pour leur opérateur-exploitant. Leurs caractéristiques variées – technologiques, politiques, territoriales – ont préfiguré la diversité du parc PVS français actuel. Au 31 décembre 2015, la capacité des ensembles PVS variait de 0,05 MWc à Roquefort[19] (Lot-et-Garonne) à 300 MWc à Cestas[20] (Gironde).

Les cinq régions du territoire d'étude présentent, en 2014, des profils électriques variés illustrant la diversité observable en France métropolitaine[21] (RTE, 2015a, 2015b, 2015c, 2015d, 2015e). Les régions Rhône-Alpes et Midi-Pyrénées présentent un excédent important de production d'électricité par rapport à leur consommation alors que les régions PACA et Languedoc-Roussillon présentent un déficit important. La région Aquitaine présente, elle, un bilan équilibré. Ces cinq régions présentent également des mix-électriques variés. Les régions Aquitaine, Rhône-Alpes et Midi-Pyrénées présentent un mix-électrique où dominent l'électronucléaire – à des niveaux compris entre 85 % et 55 % – et l'hydroélectricité. La région PACA présente un mix-électrique où domine l'hydroélectricité (69 %) et le thermique fossile (21 %). La région Languedoc-Roussillon présente un mix-électrique dominé par l'hydroélectricité (52 %), l'éolien (27 %) et le PV (13 %). Parmi les cinq régions du territoire d'étude, la situation de la région PACA, dans le réseau électrique français, présente une singularité[22] : son réseau est dans une situation de presqu'île électrique. Les cinq régions constituent un ensemble contraint, électriquement, par des hausses de consommation supérieures à la moyenne nationale[23]. L'histoire des processus d'électrification des cinq régions du territoire d'étude a façonné des réseaux matériels et immatériels dont les particularités

[16] La CPVS de Martillac (Gironde – Aquitaine), exploitée par EDF ÉNERGIES NOUVELLES, possède une capacité installée de 0,1 MWc pour une emprise spatiale de 0,35 ha. Les *parcelles industrielles* d'implantation appartiennent à la Communauté de Commune de Montesquieu. Le projet a été initié par le fabricant girondin de dispositif de suivi de la course du soleil (trackers solaires) EXOSUN.

[17] La CPVS de Narbonne (Aude – Languedoc-Roussillon), exploitée par EDF ÉNERGIES NOUVELLES, possède une capacité installée de 7 MWc pour une emprise spatiale de 23 ha. Les *parcelles industrielles* d'implantation appartiennent à la Communauté d'Agglomération Le Grand Narbonne. Le projet a été initié par la commune de Narbonne.

[18] La CPVS du Lauzet-Ubaye (Alpes-de-Haute-Provence – PACA), exploitée par EON CLIMATE & RENEWABLES FRANCE, possède une capacité installée de 2,5 MWc pour une emprise spatiale 12,5 ha. Les *parcelles naturelles* d'implantation appartiennent à la commune du Lauzet-Ubaye qui est également l'initiatrice du projet.

[19] La CPVS de Roquefort (Lot-et-Garonne – Aquitaine), exploitée par FONROCHE, possède une capacité installée de 0,05 MWc pour une emprise spatiale de 0,1 ha. Les *parcelles industrielles* d'implantation appartiennent à Fonroche qui est également l'initiateur du projet.

[20] Le PPVS de Cestas (Gironde – Aquitaine), exploitée par NEOEN, possède une capacité installée de 300 MWc pour une emprise spatiale de 260 ha. Les *parcelles sylvicoles* d'implantation appartiennent à NEOEN. Le projet a été initié par le fabricant américain de modules PV FIRST SOLAR.

[21] Depuis 2015, les bilans électriques régionaux établis par RTE sont basés sur le nouveau découpage régional.

[22] Cette singularité au sein du territoire d'étude est partagée, à l'échelle nationale, avec la région Bretagne.

[23] En 2006 et 2014, la hausse de la consommation électrique nationale s'est élevée à +2,9 % contre +3,3 % en PACA, +4 % en Rhône-Alpes, +7,1 % en Midi-Pyrénées, +7,2 % en Aquitaine et +12 % en Languedoc-Roussillon (RTE, 2015a, 2015b, 2015c, 2015d, 2015e).

influent sur le redéploiement de leur système électrique dans le contexte de la transition énergétique « bas carbone ». Les systèmes électriques d'Aquitaine, de Midi-Pyrénées et de Rhône-Alpes se sont structurés sous l'influence de l'électronucléaire et de l'hydroélectricité. L'hydroélectricité a structuré le système électrique de la région PACA. L'histoire récente de la région Languedoc-Roussillon montre une transformation de son système sous l'impulsion du fort développement des EnR.

Le choix de la période d'étude [2002-2015]

Le déploiement spatial PVS en France métropolitaine est un fait électrique nouveau. Trois jalons pouvaient constituer le début de la période d'étude : 2008, 2006 et 2002. L'année 2008 est marquée par les trois premiers raccordements au réseau électrique métropolitain de ce type d'infrastructure avec les unités PVS de Lunel, Martillac et Narbonne. L'année 2006 correspond à la hausse des tarifs de rachat de l'électricité PVS assurant, pour les opérateurs-exploitants, une rentabilité économique à ce type de projet. L'année 2002 voit la mise en place du régime financier d'encadrement du déploiement spatial PVS en France métropolitaine qui fait du système des tarifs de rachat de l'électricité un outil de développement de cette EnR. C'est ce dernier jalon, politique, qui a été retenu comme point de départ de notre période d'étude 2002-2015. Ce choix le plus large permet donc de prendre en compte les trois jalons séquençant la courte histoire du déploiement spatial PVS en France métropolitaine.

Sources et méthodes

La transition énergétique « bas carbone » est un objet d'étude complexe car traversant de nombreux champs disciplinaires des Sciences et Techniques et des Sciences Humaines et Sociales (SHS). La composition de notre corpus bibliographique rend compte du caractère pluridisciplinaire du concept : il intègre des ouvrages et des articles académiques, des thèses, des rapports institutionnels issus majoritairement des mondes francophone et anglophone. Ce corpus relève de disciplines appartenant aux SHS (Géographie, Histoire, Sociologie, Anthropologie, Démographie), aux Sciences Économiques et Politiques, aux Sciences Juridiques et aux Sciences et Techniques. Son recueil s'est heurté à de multiples difficultés dont la plus importante a été la rareté des sources à caractère épistémologique concernant le concept générique de transition énergétique au sein d'une multitude d'ouvrages de vulgarisation. Notre recherche bibliographique a intégré les travaux sur les transitions énergétiques passées. Le besoin d'un outil pour caractériser les transitions sociotechniques passées nous a conduits à retenir le modèle du *Multi-Level Perspective* (MLP) élaboré par F. W. Geels (2002). À cette construction d'un cadre conceptuel, il a fallu associer la construction du cadre législatif et réglementaire afin de préciser les conditions sociotechniques de développement des unités PVS dans les territoires du sud de la France. La consultation du Journal Officiel de l'Union Européenne (JOUE) et du Journal Officiel de la République Française (JORF) a permis la caractérisation de ce cadre législatif et réglementaire encadrant le fonctionnement des systèmes

électriques français et européens et constituant le régime d'encadrement du déploiement spatial PVS.

La description et l'analyse de la géographie des unités PVS mises en activité entre 2008 et 2015 sur le territoire d'étude ont souffert d'un manque de données brutes fiables. La nécessité d'utiliser un corpus exhaustif de données nous a conduit à élaborer deux bases de données : la première compile les données relatives aux unités PVS (données administratives sur les communes d'implantation, nature des parcelles utilisées, caractéristiques techniques, etc) et la seconde compile les données relatives aux opérateurs-exploitants (caractéristiques du mix-électrique exploité, statut de l'entreprise, etc). Le recensement de toutes les unités PVS mises en activité entre 2008 et 2015 dans les territoires du sud de la France et au-delà sur le territoire métropolitain a été rendu possible par la collecte d'informations sur des sites internet institutionnels (Commission de Régulation de l'Énergie, Légifrance, etc), des sites internet à destination des professionnels du secteur PV (Photovoltaïque-Info, Écho du Solaire, Usines Nouvelles, etc), l'ensemble des sites internet des opérateurs-exploitants (SOLAIRE DIRECT, ENGIE, EDF ÉNERGIES NOUVELLES, etc), des sites internet de la presse régionale et locale (*L'Indépendant*, *Le Dauphiné Libéré*, *La Provence*, *Sud-Ouest*, etc), l'ensemble des sites internet des collectivités territoriales et des intercommunalités concernés (bulletins municipaux, procès-verbaux des conseils municipaux, communautaires, départementaux et régionaux, etc), les avis de l'autorité environnementale – émis par les Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL) – et les arrêtés préféctoraux de permis construire – instruits par les Directions Départementales des Territoires (DDT). Nous avons également exploité *Le Journal du Photovoltaïque*, exclusivement disponible pendant l'intervalle d'étude par abonnement papier.

La collecte des données nécessaires à la construction de nos deux bases de données a également nécessité le recours à des méthodes relevant de l'enquête. Cette enquête a recouru aux deux modalités que sont l'entretien semi-directif et le questionnaire. Entre 2011 et 2015, 136 entretiens formels ou téléphoniques ont été menés auprès d'acteurs publics (référents énergie-climat et/ou urbanisme des DREAL, des DDT, des collectivités territoriales, des intercommunalités, des chambres d'agricultures départementales, etc) et d'acteurs privés (opérateurs-exploitants, développeurs EnR, gestionnaires de réseau, etc) [cf. tableau 1]. Malgré nos demandes d'entrevues, un certain nombre d'entretiens n'ont pu être menés qu'au téléphone. La totalité des communes d'implantation enquêtées a répondu aux sollicitations d'entretiens directs. Parmi l'ensemble de tous ces entretiens, un certain nombre d'entre eux a particulièrement nourri les études de cas des ensembles PVS de Gardanne (Bouches-du-Rhône), Graulhet (Tarn), Losse (Landes) et Vitrolles (Hautes-Alpes). L'organisation de ces entretiens s'est heurtée à plusieurs difficultés : les acteurs privés sont peu enclins à délivrer des informations précises sur les conditions de réalisation de leurs projets témoignant d'une culture du secret industriel ; la mobilité importante des personnels des services déconcentrés de l'État

(DDT et DREAL), dans un contexte de réorganisation de l'administration territoriale de l'État, ainsi que le renouvellement des équipes municipales intervenu à l'occasion des élections locales de 2008 et de 2014 ont nui à la reconstitution précise de l'histoire des projets. Des questionnaires ont été envoyés à plusieurs acteurs qui ne pouvaient répondre à nos sollicitations dont 13[24] nous ont été retournés renseignés. Le croisement des informations recueillies a assuré la fiabilité des données, tout en constatant un écart parfois important entre les traces écrites décrivant les étapes des projets PVS et les discours tenus au cours des entretiens[25].

Acteurs publics				
Commune	EPCI à fiscalité propre	Parc Naturel Régional	Département	Région
45	7	1	12	5
DDT/DDTM	DREAL	ADEME	Institut de recherche	Chambre d'agriculture
24	6	1	1	8
Acteurs privés				
Association	Opérateur Exploitant	Développeur	Gestionnaire de réseau	Pôle de compétitivité
1	21	1	2	1
© Kévin Duruisseau – 2016				

Tableau 1 – Répartition des entretiens en fonction de la nature des acteurs enquêtés

Le traitement des données dans un tableur *Excel* a conduit à mettre en évidence les localisations des unités PVS et leurs opérateurs-exploitants, les grandes vagues de développement, les grands types d'acteurs-initiateurs de projets, les grands types d'opérateurs-exploitants, etc. L'ensemble des données traitées a permis de constituer un corpus cartographique en utilisant le logiciel SIG *Mapinfo 11.0*. La cartographie à l'échelle du territoire d'étude a mobilisé les données administratives contenues dans les fichiers *IGN-GEOFLA*, les données concernant les réseaux hydrographiques et de transport d'électricité contenues dans les fichiers *IGN-BD TOPO* et les données concernant l'occupation du sol fournies par le programme communautaire *Corine Land Cover*. La cartographie nécessaire aux études de cas a mobilisé les fichiers topographiques *IGN-Scan 25* et les fichiers photographiques *IGN-BD Ortho*. Le traitement à visée cartographique des données statistiques a montré le caractère asymétrique de leur distribution. En conséquence, c'est la méthode de discrétisation selon une progression géométrique qui leur a été appliquée. La vision synthétique donnée par le corpus cartographique a permis de mettre en évidence une polarisation des implantations, une stratégie de développement régional de certains opérateurs-exploitants et un ensemble de facteurs de localisation des unités PVS. Le croisement de ces données avec le corpus juridique a permis de confirmer l'existence de trois phases distinctes de territorialisation de l'énergie PVS en France métropolitaine.

[24] Les questionnaires renseignés proviennent de six opérateurs-exploitants, trois chambres d'agriculture départementales, un pôle de compétitivité, une Région, une ADEME régionale et une DREAL.
[25] Le détail de notre corpus d'entretiens est consultable dans la section « Annexe – Liste des personnes enquêtées ».

Dans le nouveau contexte de la transition énergétique « bas carbone », le déploiement spatiale PVS dans les territoires du sud de la France, nous permet de tester l'hypothèse d'une nouvelle géographie de l'énergie en confrontant un ensemble de données théoriques et empiriques au sein de trois grandes parties.

Plan de la thèse

La **première partie** construit le cadre contextuel, conceptuel et politique de notre recherche. Elle analyse les freins à la transition énergétique « bas carbone » limitant de fait la territorialisation du système électrique français métropolitain. Le **chapitre 1** caractérise le contexte énergético-climatique dans lequel s'inscrit la transition énergétique « bas carbone ». Il présente l'émergence de la transition énergétique « bas carbone » comme le résultat d'effets de contexte nouveaux. Le **chapitre 2** construit le cadre théorique de la recherche en s'appuyant sur les apports de la littérature francophone et anglophone. Il permet de saisir toute la richesse du concept de transition énergétique « bas carbone », ses liens avec le concept de développement durable et les forts impacts de sa dimension territoriale. Le **chapitre 3** précise les modalités d'élaboration des politiques publiques EnR françaises dans un environnement technico-institutionnel à l'inertie importante.

La **deuxième partie** définit le cadre territorial de la transition énergétique « bas carbone » à travers l'étude du déploiement spatial PVS dans les territoires du sud de la France. Le **chapitre 4** réinscrit le développement PV dans les dynamiques EnR traversant le système électrique français métropolitain. Le **chapitre 5** analyse les facteurs de localisation favorables et défavorables au déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude. Le **chapitre 6** utilise une grille de lecture basée sur les évolutions des régimes réglementaire et financier d'encadrement du déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude pour analyser le processus de territorialisation PVS en France métropolitaine.

La **troisième partie** offre un socle empirique pour caractériser les nouveaux « électriciens » du système électrique français métropolitain et permet de penser la dimension actorielle de la territorialisation des EnR. Le **chapitre 7** présente une typologie des acteurs-initiateurs des unités PVS en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude. Il précise la place des acteurs-initiateurs dans les systèmes de gouvernance de pré-instruction et d'instruction des projets. Le **chapitre 8** présente une typologie des opérateurs-exploitants des unités PVS en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude. Il cherche à mettre en évidence l'existence des stratégies territoriales de développement de ces opérateurs-exploitants.

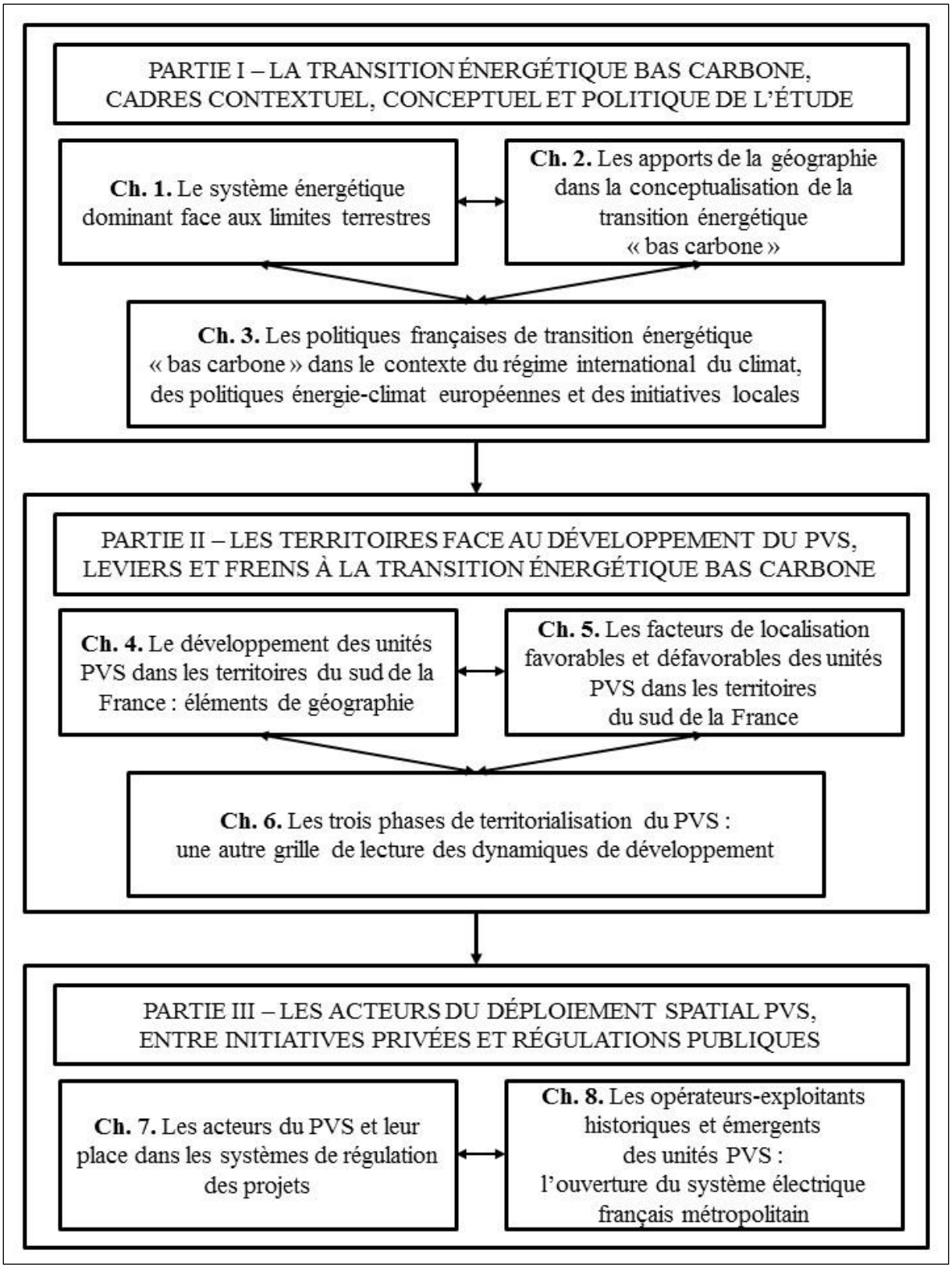


Figure 3 – L'arborescence de la thèse

Partie I

La transition énergétique « bas carbone », cadres contextuel, conceptuel et politique de l'étude

Introduction de la première partie

Le système énergétique dominant, à l'échelle mondiale, présente deux limites majeures : la raréfaction apparente des ressources énergétiques de stock (charbon, gaz naturel, pétrole et uranium) et le réchauffement climatique anthropique observable. Associées à une hausse soutenue de la demande énergétique mondiale, ces deux limites majeures posent la question d'une transition énergétique « bas carbone » devant permettre le passage d'un système énergétique carboné et énergivore à un système énergétique décarboné et sobre. Le système énergétique français métropolitain, comme élément de cet anthroposystème dominant, est concerné par cette injonction. La première partie de notre thèse vise, dans une approche institutionnelle et spatiale, à valider l'hypothèse qu'il existe dans le système électrique français métropolitain un phénomène de dépendance au sentier entravant la transition énergétique « bas carbone ». Elle vise aussi à vérifier que le processus de territorialisation limitée des énergies nouvelles renouvelables (EnR) s'exprime dans la diversification et la multiplication des acteurs territoriaux publics et privés impliqués et dans l'émergence d'une action publique énergie-climat territorialisée. Par une analyse des cadres porteurs de la transition énergétique « bas carbone », elle tente de mettre en évidence les forces d'inertie inhérentes au système électrique français métropolitain, intégré lui-même au système énergétique dominant.

∟ Le **premier chapitre**, s'attache à caractériser le contexte énergétique et climatique dans lequel s'inscrit la transition énergétique « bas carbone ». Il analyse l'émergence de la transition énergétique « bas carbone » comme le résultat d'effets de contexte nouveaux.

∟ Le **deuxième chapitre** s'intéresse aux apports de la géographie dans la conceptualisation de la transition énergétique « bas carbone ». Il permet également de saisir toute la richesse théorique du concept dans sa dimension pluridisciplinaire, ses liens avec le concept de développement durable et son inscription territoriale.

∟ Le **troisième chapitre** met l'accent sur le cadre politique de réception de la transition énergétique « bas carbone » en France métropolitaine. Dans le cadre du modèle geelien du *Multi-Level Perspective* (MLP), il démontre que les politiques publiques énergie-climat en France sont soumises à l'influence grandissante du « régime international du climat »[26], des politiques énergie-climat communautaires et des initiatives locales.

[26] Le « régime international du climat » peut être défini comme « *un système complexe d'arènes et d'institutions qui a réuni des acteurs et des partenaires de plus en plus nombreux, a suscité de nouvelles pratiques de recherche, a instauré des procédures d'évaluation et de validation, a vu s'affronter des intérêts économiques et des enjeux politiques variés et a établi, enfin, des relations particulières entre sciences, expertises, politiques et marchés* » (Aykut et Dahan, 2014, p. 63).

Chapitre 1
Le système énergétique dominant face aux limites terrestres

Le système énergétique dominant est un système productif récent dans l'histoire de l'humanité qui s'est construit au fil des Révolutions Industrielles successives, amorcées à partir de la fin du 18e siècle dans les Îles Britanniques. Ces dernières ont nécessité et permis le passage d'un système agro-énergétique – basé sur des énergies de flux, renouvelables et de faible densité – au système thermo-énergétique actuel – basé sur des énergies de stock, non renouvelables et de forte densité. Cet avènement a constitué une mutation fondamentale dans les relations Hommes-Milieux. Dans toute l'histoire, les sociétés humaines n'ont jamais exploité, à une telle échelle, les ressources naturelles et n'ont jamais eu autant d'impacts sur leur environnement (Deshaies et Baudelle, 2013). Les coûts écologiques de ce système sont si importants qu'ils ont fait entrer la planète dans une nouvelle ère : l'anthropocène (Markl, 1986 ; Crutzen et Stoermer, 2000).

Ce chapitre vise à caractériser le cadre énergétique et climatique dans lequel s'amorce la transition énergétique « bas carbone ». Il confirme l'importance de la question du réchauffement climatique comme effet de contexte majeur favorisant cette amorce. La première partie s'attache à définir le concept d'énergie et montre les liens historiques qui ont toujours existé entre énergie et développement des sociétés humaines (I). La deuxième partie s'intéresse aux dynamiques historiques auxquelles le système énergétique dominant est soumis (II). Elle met en évidence les reconfigurations actuelles de cet anthroposystème. La troisième partie précise la limite inédite que constitue le réchauffement climatique anthropique pour le système énergétique dominant (III).

I- L'énergie : un élément-clé du développement des sociétés humaines.

La caractérisation de la transition énergétique « bas carbone » nous amène à clarifier les principales notions associées à l'énergie en Sciences Humaines et Sociales (SHS) : énergie, système énergétique et réseau électrique (A). Elle nécessite également le décryptage des liens existant entre le système énergétique dominant et le modèle de développement qui lui est associé (B).

A- Énergie, système énergétique et réseau électrique : le temps des définitions.

1- Qu'est-ce que l'énergie ?

L'énergie est un concept particulièrement difficile à définir du fait de son caractère abstrait et polymorphe (Guedj et Mayrargue, 2014). Le terme « énergie » provient du grec « energeia » et « energon » qui signifie, étymologiquement, « force en action ». Ce terme – qui n'a été introduit dans le vocabulaire scientifique qu'au 18e siècle[27] – « *demeure victime d'une polysémie fulgurante : dans le langage courant, il désigne tout aussi bien la force que la puissance, ou la vigueur, l'élan, le dynamisme, la volonté…* » (Klein, 2013, p. 39). Il faut attendre la première moitié du 19e siècle pour que le terme acquière son acception moderne en physique. Cette diffusion résulte « *de la transformation* [de le physique] […] *en relation étroite avec la nouvelle technologie des moteurs thermiques et électrodynamiques ainsi que l'invention des notions de travail mécanique, de rendement et de puissance par les ingénieurs-savants* » (Carbonnier et Grinevald, 2011, p. 12). B. Mérenne-Schoumaker définit l'énergie comme « *l'apport nécessaire à un système matériel pour lui faire subir une transformation (déplacement, modification de la forme ou changement de structure). L'énergie produit un travail mécanique, de l'électricité ou de la chaleur* » (Mérenne-Schoumaker, 2007a, p. 15).

Au cours du 19e siècle, les travaux des scientifiques délimitent un nouveau domaine de la physique, la thermodynamique. Ses deux principes fondamentaux sont les suivants : il n'est possible ni de créer ni de détruire l'énergie. Il est seulement possible de la transformer. Quelle que soit la transformation subie par l'énergie celle-ci n'est pas réversible et « *la quantité d'énergie finale est toujours inférieure à la quantité d'énergie brute de départ* […] *le rendement du convertisseur, rapport entre ceux quantités, énergie finale et énergie initiale, est toujours un nombre inférieur à* [un] » (Debeir *et alii*, 2013, p. 19). Ces lois physiques régissant l'énergie font que, « *nous sommes tributaires des stocks existants et* [que] *toute transformation s'accompagne de pertes parfois importantes* » (Mérenne-Schoumaker, 2007b, p. 98).

L'énergie se présente sous de multiples formes : chimique, thermique, rayonnante, électrique, nucléaire et mécanique. Ces différentes formes d'énergie « *s'*[appliquent] *à des services différents : ainsi les énergies électrique et rayonnante se présentent sous des formes de transport tandis que les énergies chimique et nucléaire constituent plutôt des formes de réserves ou de stockage* » (Mérenne-Schoumaker, 2007a, p. 15). L'énergie présente aussi de multiples sources : la force musculaire, les végétaux, les déchets, les eaux vives, le vent, le soleil, la géothermie, les combustibles fossiles et les éléments fissiles. Ces sources d'énergie peuvent être classées en deux catégories principales : les énergies dites de stock – issues de gisements de combustibles fossiles et fissiles, non renouvelables à l'échelle humaine – et les énergies dites de flux – issues du rayonnement solaire, du vent, de l'eau, de la chaleur de la terre, des végétaux et des déchets, renouvelables ou non épuisables à l'échelle humaine. Elles

[27] Le terme « énergie » est défini pour la première fois par Jean Bernouilli dans une lettre à Pierre Varignon le 26 janvier 1717.

peuvent être classées à la fois sur la base de leur origine primaire ou secondaire et sur la base de leur caractère renouvelable ou non [cf. tableau 2].

	Énergie primaire		Énergie secondaire	
Énergie non renouvelable	Hydrocarbures conventionnels[28] Hydrocarbures non conventionnels[29] Charbon[30] Uranium Méthane	Déchets	Produits des hydrocarbures et combustibles solides manufacturés	Chaleur et électricité
Énergie renouvelable	Chaleur Électricité non thermique Biocombustibles		Combustibles dérives des sources renouvelables	
	© Kévin Duruisseau – 2016 / Mérenne-Schoumaker (2007a)			

Tableau 2 – Les ressources énergétiques en 2015

Dans tous les cas, la consommation d'énergie nécessite toujours une ou plusieurs transformations. L. Mons distingue ainsi quatre stades de transformation selon l'état de la ressource énergétique : « [1] *l'énergie primaire correspond à l'énergie telle que la nature nous la livre* ; [2] *l'énergie secondaire est une énergie primaire qui a subi une transformation* ; [3] *l'énergie finale correspond à l'énergie livrée aux différents secteurs consommateurs via les circuits et les réseaux de distribution* ; [4] *l'énergie utile est celle qui résulte de la satisfaction d'un besoin énergétique* » (Mons, 2008, p. 10). L'ensemble de ces ressources énergétiques primaires et secondaires, et leurs convertisseurs, s'intègrent au sein d'un système énergétique complexe.

2- Qu'est-ce qu'un système énergétique ?

Une approche systémique de l'énergie s'est construite avec le concept de système énergétique. Le concept moderne de système « *s'est progressivement dégagé au cours de la seconde moitié du* [20e siècle] *dans des branches variées des sciences et des techniques et à travers des recherches scientifiques* » (Durand, 2010, p. 5). Il repose sur quatre notions-clés : l'interaction ; la globalité ; l'organisation ; et la complexité. Appliqué à l'énergie, le concept de système peut être défini comme une chaîne de maillons énergétiques constitués par « *l'ensemble des convertisseurs, des moyens de transport et des moyens de stockage pour la production, le transport* […] *le stockage* [et la distribution] *d'un produit énergétique* » (Ma, 2012, p. 41). Un système énergétique peut être également défini comme l'ensemble des étapes nécessaires pour passer de l'énergie primaire à l'énergie finale afin de permettre le bon

[28] Les hydrocarbures conventionnels sont des ressources énergétiques fossiles faciles à exploiter et se caractérisent par une forte concentration. Leur exploitation nécessite des technologies mâtures.

[29] Les hydrocarbures non conventionnels sont des ressources énergétiques fossiles plus difficiles à exploiter que les réservoirs traditionnels. Leur exploitation nécessite des technologies nouvelles coûteuses et risquées. Plusieurs types d'hydrocarbures entrent dans cette catégorie : sables bitumineux, huiles lourdes, et extra-lourdes (réservoir), schistes bitumineux, gaz de houille, pétroles de schistes et gaz de schistes (roche-mère). Les puits off-shore de grande profondeur peuvent être assimilés à ce type d'hydrocarbures.

[30] Le charbon comprend six grandes catégories : tourbe, lignite, flambant sec, flambant gras, gras, anthracite.

fonctionnement de toute société humaine (Chapman, 1989) ou encore comme un « *ensemble d'installations intervenant dans la chaîne de transformation-distribution-utilisation de l'énergie dans un contexte donné (pays, région, agglomération, usine, etc)* » (Sarlos *et alii*, 2003, p. 59). Dépassant ces définitions technico-économiques, J-C. Debeir et ses collègues proposent une définition, particulièrement pertinente, liant les dimensions techniques, sociales et politiques : un système énergétique est une « *combinaison originale de diverses filières de convertisseurs qui se caractérisent par la mise en œuvre de sources d'énergie déterminées et par leur interdépendance, à l'initiative et sous le contrôle de classes ou de groupes sociaux, lesquels se développent et se renforcent sur la base de ce contrôle* » (Debeir *et alii*, 2013, p. 25).

Au cours de leur histoire, les sociétés humaines ont connu plusieurs systèmes énergétiques dominants successifs (Fouquet, 2008, 2010 ; Smil, 2010 ; Solomon et Krishna, 2011 ; Arnoux, 2013 ; Debeir *et alii*, 2013 ; Duruisseau, 2014). Ces systèmes sont des anthroposystèmes qu'on peut définir comme « *une entité structurelle et fonctionnelle auto-organisée* [qui] *correspond à un ensemble ouvert de système(s) naturel(s) et social(aux) en interaction sur un même territoire et co-évoluant dans la longue durée. Variable selon la dimension spatiale du niveau d'organisation, l'anthroposystème se décline depuis l'échelle locale jusqu'à celle de la planète, en passant par l'échelle moyenne, appelée encore régionale* » (Muxart, 2006, p. 393-394). La nature des systèmes énergétiques dominants successifs a déterminé l'évolution des relations Hommes-Milieux. Malgré leur nature différente, des caractéristiques communes unissent ces systèmes historiques : (i) tout système énergétique se caractérise par une élasticité technique. Il est en perpétuelle évolution. Il n'atteint donc son optimum que dans la durée ; (ii) tout système énergétique se caractérise par une résurgence de techniques énergétiques anciennes. Il présente un coefficient de flexibilité et de résilience élevé ; (iii) tout système énergétique se caractérise par une concurrence constante entre ses différentes filières et (iv) tout système énergétique voit son aire d'approvisionnement varier au cours de son histoire. Il possède une aire d'approvisionnement extensible (Debeir *et alii*, 2013). Ces caractéristiques font des systèmes énergétiques des systèmes productifs à très longue durée de vie qui connaissent des phénomènes d'inertie et de résilience particulièrement importants au cours de leur histoire (Chevalier, 2004 ; Smil, 2010 ; Evrard, 2013 ; Debeir *et alii*, 2013 ; Sanders, 2014).

3- L'électricité et ses réseaux : un vecteur énergétique au centre de l'étude.

L'électricité est une énergie secondaire, sa production nécessitant une ou plusieurs transformations d'énergie primaire, ainsi qu'un vecteur énergétique au sens d'un produit ou d'un phénomène « *qui permet de transporter de l'énergie d'un point à un autre* » (Dessus, 2014, p. 23). Elle peut être obtenue à partir de sources d'énergie variées : par procédés thermiques *via* la combustion de combustibles fossiles ou la désintégration de combustibles radioactifs ; par écoulement d'eau dans des turbines ; par entraînement d'éoliennes par le vent

et par l'absorption de photons de lumière solaire par des cellules photovoltaïques (PV) (Favennec, 2009b). Dans la transformation du phénomène physique en moyen de production, S. Lerat indique que « *les étapes fondamentales furent franchies au 19e siècle* » (Lerat, 1978, p. 5) avec les recherches de F. Arago [1786-1853], de G. S. Ohm [1787-1859], de M. Faraday [1791-1862] et de J. Joule [1818-1889]. Leurs travaux ont permis d'établir les lois fondamentales de l'électricité régissant les systèmes électriques contemporains. A. Volta [1795-1827] et T. Edison [1847-1931] mirent au point, respectivement, la première pile permettant la production de courant électrique et la lampe à incandescence à filament, inventions qui firent « *véritablement passer l'électricité de l'état de curiosité de laboratoire à celui de forme d'énergie économiquement utilisable* » (Debeir *et alii*, 2013, p. 234).

L'électricité possède cinq caractéristiques physiques qui façonnent les systèmes électriques actuels et leurs marchés économiques : elle n'est pas un bien substituable ; elle n'est pas un bien stockable à grande échelle dans les conditions technologiques actuelles ; elle doit être produite à flux tendu dans la mesure où l'équilibre offre/demande doit être instantané ; elle suit, conformément aux lois de Kirchhoff, de manière non prévisible, le chemin de moindre résistance sur les réseaux et elle est physiquement indifférenciée mais économiquement différenciée car la valeur de l'électricité produite en période de pointe est nettement supérieure à la valeur de l'électricité produite en période de base (Favennec, 2009b). Selon sa source, on distinguera l'électricité primaire de l'électricité secondaire : « *lorsque la transformation en électricité est pratiquement le seul moyen de valoriser une source d'énergie (uranium, eau), on parle d'électricité primaire ; par contre, l'électricité produite dans une centrale thermique au départ de la houille, du lignite, du fuel-oil ou du gaz est considérée comme de l'électricité secondaire, car les sources d'énergie consommées auraient pu l'être pour d'autres types de transformations* » (Mérenne-Schoumaker, 1993, p. 47).

Malgré l'existence d'un nombre restreint de convertisseurs, les filières énergétiques de production d'électricité sont variées. Ces filières peuvent être analysées selon trois critères : le degré de concentration ; la garantie de puissance et le régime de fonctionnement des installations (Dessus, 2014). La notion de concentration dont il est question ici ne fait pas nécessairement référence à la concentration géographique d'unités de production électrique mais plutôt à leurs capacités installées ainsi qu'à la nature du réseau d'injection de leur production (Bouvier, 2003 ; Klagge et Brocke, 2015). La centralisation électrique correspond à des unités de production à fortes capacités installées injectant leur courant sur le réseau de transport d'électricité alors que la décentralisation électrique correspond, elle, à des unités de production à faibles capacités installées injectant leur courant sur les réseaux de distribution d'électricité. Considérant ces caractéristiques, les filières renouvelables et non renouvelables sont, à différents degrés, opposées. Cette opposition est particulièrement nette si on considère le critère du régime de fonctionnement des installations : alors que les filières renouvelables relèvent majoritairement du régime dit intermittent, les filières non renouvelables relèvent,

quant à elles, des régimes dits de base et de pointe[31]. Conséquemment, en l'état actuel des technologies de stockage de l'électricité, les filières renouvelables ne sont pas en mesure de répondre aux mêmes besoins du système que les filières non renouvelables : la substitution des filières non renouvelables par les filières renouvelables est donc, à ce jour, imparfaite et constitue un défi technologique de la transition à venir [cf. tableau 3].

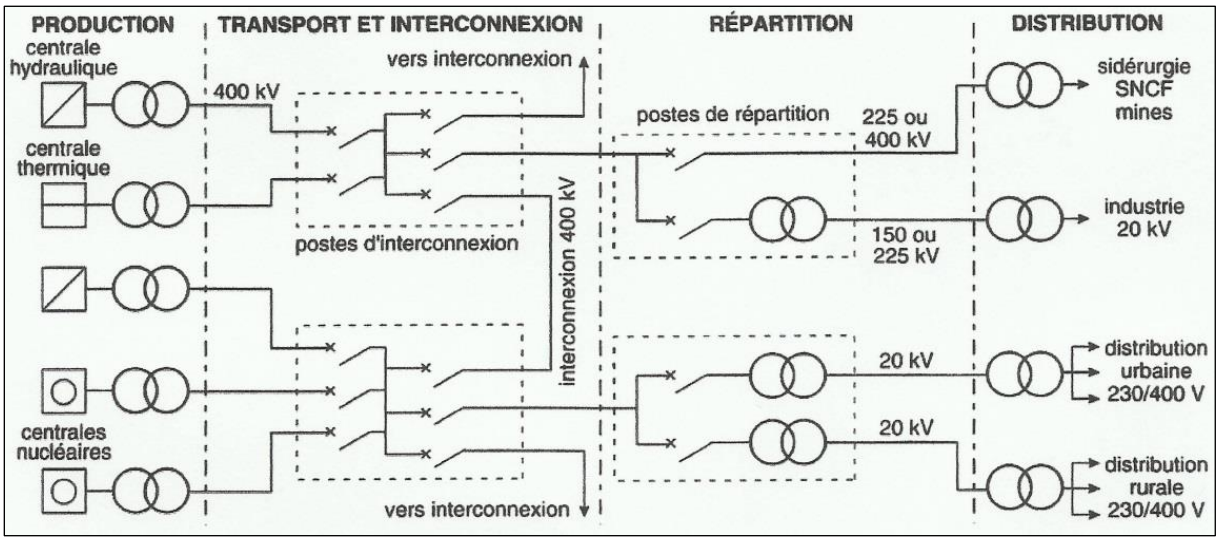
		Degré de concentration		**Puissance garantie**	**Régime de fonctionnement**		
		Centralisé	**Décentralisé**		**Base**	**Pointe**	**Intermittent**
FNR	Charbon	+++	+	+++	+++	+++	-
	Pétrole	+++	+++	+++	+++	+++	-
	Gaz naturel	+++	+++	+++	+++	+++	-
	Uranium	+++	-	+++	+++	-	-
FR	Bois	+	+++	+++	+++	-	-
	Hydraulique fil de l'eau	+++	+++	+	-	-	+++
	Hydraulique de barrage	+++	+++	+++	-	+++	-
	Solaire PV	+	+++	---	-	-	+++
	Solaire thermodynamique	++	+++	+	-	-	+++
	Éolien terrestre	+++	+++	+	-	-	+++
	Éolien offshore	+++	+	++	-	-	+++
	Géothermie haute température	+	+++	+++	+++	-	-
		- / + / ++ / +++ → Intensité de la caractéristique **FNR** → Filières non renouvelables **FR** → Filières renouvelables					
		© Kévin Duruisseau – 2016 / Dessus (2014)					

Tableau 3 – Les caractéristiques des filières énergétiques de production d'électricité en 2015

L'ensemble des filières énergétiques de production d'électricité forme un système appelé réseau électrique qui est « *un sous-système du système énergétique dont le produit énergétique final est l'électricité* […] [Il] *est structuré par un réseau physique ayant des tronçons et des nœuds. Les tronçons sont les lignes électriques* […] *et les nœuds sont les centrales de production, les postes d'interconnexion et les postes de transformation* » (Ma, 2012, p. 50). Le réseau électrique présente trois avantages : « [il] *est la forme la plus performante de fourniture des services « urbains », aux plans économique, sociospatial et environnemental* ; *la performance du réseau croît avec sa taille* […] [et] *la solution aux problèmes créés par les réseaux réside dans les réseaux eux-mêmes, dans leur extension plus grande, leur gestion plus centralisée, leur sophistication technique accrue* » (Coutard et Rutherford, 2009, p. 7). Dans le système actuel, l'électricité qui circule sur les réseaux est issue, généralement, de moyens de production centralisés à fortes capacités productives. À partir de ces moyens de production, l'électricité est injectée sur le réseau de transport qui se compose de lignes à très haute tension (THT) reliées entre elles par des postes d'interconnexion : il s'agit d'un réseau à échelle nationale. L'électricité est ensuite acheminée jusqu'à des postes de

[31] Le terme « intermittent » désigne ici « *une production qui ne dépend pas de la volonté du gestionnaire,* […] *qui sera perdue si elle n'est pas utilisée* [et qui peut s'arrêter à tout moment] » (Dessus, 2014, p. 134). Le terme « base » désigne ici « *un fonctionnement* [de l'installation] *quasi continu, supérieur ou égal à 6 000 heures* » (Ibid, p. 134). Le terme « pointe » désigne ici « *la capacité de l'installation à fournir une puissance déterminée au moment des pointes de demande* » (Ibid, p. 134)

répartition qui alimentent des réseaux de répartition qui se composent de lignes à très haute tension (THT) et à haute tension (HT) : il s'agit d'un réseau à échelle régionale. L'électricité est enfin acheminée jusqu'à des postes sources qui alimentent des réseaux de distribution qui se composent de lignes à moyen tension (MT) et à basse tension (BT) : il s'agit d'un réseau à échelle locale. En France métropolitaine, le réseau de transport se compose de lignes THT affichant des tensions comprises entre 400 000 et 225 000 volts. Les réseaux de répartition se composent de lignes THT, HT et MT affichant des tensions comprises entre 400 000 et 20 000 volts. Les réseaux de distribution se composent de lignes MT et BT affichant des tensions comprises entre 20 000 et 230 volts [cf. figure 4].

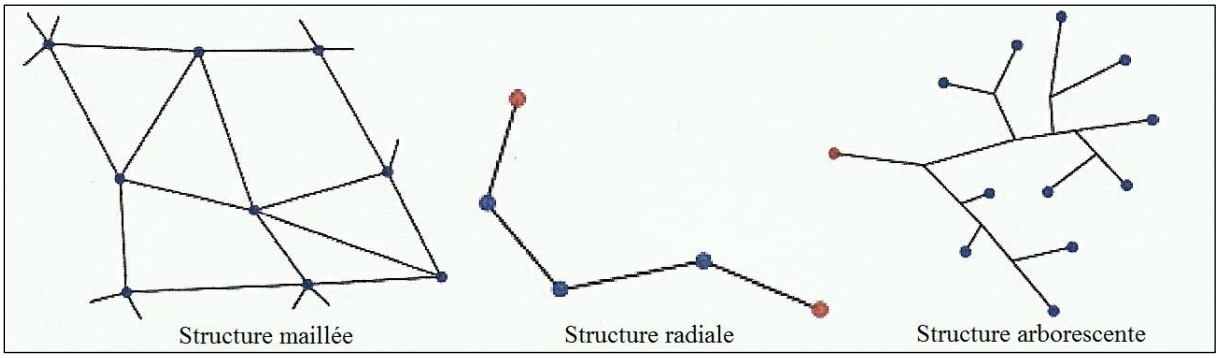


Ma (2012)

Figure 4 – Le réseau électrique français

Cette hiérarchisation du réseau électrique est le résultat de « *compromis technico-économiques* [historiquement construits, liés] *aux propriétés intrinsèques des matériaux utilisés dans le réseau* » (Alvarez-Hérault et Raison, 2013, p. 74). Toutes tensions confondues, les lignes électriques connaissent des chutes de tension, des pertes et une capacité de transport limitée. Considérant l'effet Joule, plus la tension des lignes est élevée moins les pertes sont importantes et « *plus* [les] *lignes sont redondantes et de section importante* […] *plus ces imperfections seront minimisées* » (Ibid, p. 74). Le choix du maillage du réseau électrique actuel tend à en réduire les imperfections. Il est constitué par trois types de maillage [cf. figure 5] : la structure maillée – retenue pour le réseau de transport – présente un niveau optimal de sûreté dans la mesure où les postes électriques sont reliés entre eux ; la structure radiale – choisie, elle, pour les réseaux de répartition – présente un bon niveau de sûreté dans la mesure où la structure est moins redondante et que l'électricité est injectée à chaque extrémité de la structure ; et la structure arborescente – associée au réseau de distribution – présente un moindre niveau de sûreté car elle ne possède qu'un point d'injection de l'électricité et que les postes ne sont pas reliés entre eux (Dessus, 2014). Compte tenu de ses caractéristiques, le réseau remplit, à l'heure actuelle, trois missions principales : « *la mise en relation d'outils de production de caractéristiques très diverses répartis sur l'ensemble du territoire et de clients dont les besoins*

de puissance sont eux-mêmes très diversifiés ; […] [la réalisation d'] *échanges d'énergie électrique avec les pays voisins* […] [et] [la gestion] *à chaque instant et en tout point du territoire* [de] *l'équilibre entre la demande et l'offre d'électricité pour maintenir la fréquence du réseau* » (Dessus, 2014, p. 191).



Dessus (2014)

Figure 5 – Les principales structures des réseaux électriques en 2015

Les réseaux électriques reposent sur une logique *top-down* : ils ont pour principale mission de dispatcher l'électricité issue de moyens de production centralisés, à fortes capacités, vers les consommateurs. Dans cette logique, « *le producteur fournit l'énergie totale nécessaire au réseau sans trop se préoccuper de chaque consommateur et de ses besoins* » (Dessus, 2014, p. 194). Or, la multiplication de moyens de production décentralisés, à faibles capacités et valorisant des énergies de flux, l'apparition de nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC), l'émergence de moyens de régulations locales, la multiplication des acteurs énergéticiens liée à l'ouverture et à la libéralisation des marchés de l'électricité et la multiplication de nouveaux usages électriques bouleversent cette logique et concourent à la complexification du fonctionnement des réseaux électriques. Les réseaux doivent être, désormais, capables d'absorber et de distribuer l'électricité produite grâce aux énergies de flux, à partir de multiples petites unités diluées dans les territoires telles que les unités photovoltaïques au sol (PVS). Ces éléments-clés sont à l'origine des recherches portant sur les *smart-grids* ou réseaux électriques intelligents qui ont émergé ces dix dernières années (De Lara, 2013 ; Geoffron, 2013 ; Hadjsaid et Sabonnadière, 2013 ; Nemoz, 2015). Nécessaire à la bonne intégration des structures de production décentralisées, le réseau électrique intelligent « *peut se résumer en une combinaison des infrastructures électriques et TIC (technologies de l'information et de la communication). Cette intelligence peut être déployée et insérée à divers niveaux du réseau électrique : production, matériel et architecture du réseau, consommation, observation et pilotage, automatismes, transmission et traitement de l'information, etc* » (Hadjsaid et Sabonnadière, 2013, p. 280). Ainsi, la transition énergétique « bas carbone » est liée, partiellement, à la résolution des problèmes scientifiques et technologiques en jeu dans la construction des *smart-grids*. La levée de ces contraintes modifiera, de manière importante, l'architecture et le fonctionnement des réseaux électriques (Derdevet, 2013 ; Crassous et Roques, 2014).

Le système électrique est un sous-système récent du système productif énergétique dominant. Ces systèmes emboîtés, à l'image d'un système circulatoire, vascularisent l'ensemble des tissus productifs anthropiques. Système énergétique global et systèmes productifs ont co-évolué tout au long de l'histoire de l'humanité. Ce lien évolutif fait du degré de développement d'un système énergétique donné un indicateur fiable du degré de développement d'une société donnée.

B- Énergie et développement.

Dans un ouvrage déjà ancien, « Géographie de l'énergie » (1950), P. George soulignait que « *la production et l'utilisation de l'énergie sont une des conditions techniques fondamentales de la production en général et de la progression des sociétés humaines. De leur importance dépend l'aptitude des divers groupements humains à produire ce qui leur est nécessaire pour vivre et pour assurer leur indépendance économique* » (George, 1950, p. 7). Il énonce, ici, le lien intime qui unit énergie et développement, dont les origines remontent à la domestication du feu par les Hominidés vers -300 000 ans (Carbonnier et Grinevald, 2011). Selon le paradigme évolutionniste, maîtrise successive de différentes sources énergétiques et développement civilisationnel sont corrélés (Cottrell, 1955 ; Cipolla, 1962 ; Carbonnier et Grinevald, 2011). Mais ce sont les Révolutions Industrielles qui scelleront le lien entre énergie et développement (Fouquet, 2008 ; Ayres, 2009 ; Carbonnier et Grinevald, 2011). L'énergie fut, avec le progrès technique et l'innovation, le facteur essentiel de l'industrialisation. Ces Révolutions Industrielles constituent une transition énergétique de longue durée – ou « transition énergétique-rupture » (Duruisseau, 2014) – ayant permis le passage d'un système agro-énergétique à un système thermo-énergétique (Brücher, 2009 ; Debeir *et alii*, 2013) faisant entrer successivement le monde dans « l'âge du charbon » puis dans « l'âge du pétrole » (Connor-Lajambe, 2000). J. Grinevald les qualifie, lui, de « révolution thermo-industrielle » (Grinevald, 1990, 2007). Que l'Europe occidentale ait été l'épicentre de la Révolution Industrielle s'explique par le fait que « *le processus d'industrialisation* […] *plonge ses racines dans une dynamique historique profonde. L'Europe fut industrieuse bien avant d'être industrielle* » (Carbonnier et Grinevald, 2011, p. 13). Si l'exploitation et l'utilisation d'énergies de stock ne remontent pas à la Révolution Industrielle (Ciattoni *et alii*, 2007), cette dernière a permis leur passage de la sphère des énergies alternatives à la sphère des énergies dominantes.

La première Révolution Industrielle débute, dès le milieu du 18^{e} siècle, dans les Îles Britanniques autour du charbon, de la machine à vapeur, des industries du textile, de la fonte à coke et du chemin de fer. Elle se diffusera, au cours du 19^{e} siècle en Europe occidentale, aux États-Unis et au Japon. Les nouveaux convertisseurs énergétiques, les industries anciennes et nouvelles, ainsi que les moyens de transport anciens et nouveaux se lient, progressivement, au charbon (Fouquet, 2008 ; Smil, 2010). Cette première Révolution correspond donc à la modernisation et à la mécanisation de son exploitation grâce aux progrès techniques. L'industrie charbonnière s'est alors progressivement structurée pour répondre à une demande

en hausse constante car « *si les moteurs de la révolution industrielle sont à chercher dans l'innovation, l'impulsion des États, le capital disponible ou l'esprit d'entreprise, la houille en est la condition nécessaire. Dans le nouveau système technique en émergence, celle-ci prend une place centrale, grâce à sa double fonction de combustible et de matière première* » (Ciattoni *et alii*, 2007, p. 10-11). De très nombreuses inventions lui ouvrent alors de nouveaux débouchés plaçant progressivement le développement économique occidental en étroite dépendance du développement de la production charbonnière (Ciattoni *et alii*, 2007). Son exploitation fait émerger de nouveaux territoires énergétiques, marquant des territoires et façonnant des paysages (Deshaies, 2007a). Néanmoins, si la première Révolution Industrielle marque bien l'entrée du système énergétique occidental dans « l'âge du charbon » – et marque par la même le crépuscule de « l'âge du bois » – il faut attendre la Première Guerre mondiale pour que le charbon supplante le bois. La deuxième Révolution Industrielle débute, elle, dès le milieu du 19e siècle, en Europe occidentale autour des industries de l'acier et de la chimie. Elle se poursuit ensuite autour de l'automobile, de l'aéronautique et de la pétrochimie, et enfin autour de l'électronique et de l'informatique. Ses conséquences spatiales sont beaucoup plus importantes que celles de la première Révolution Industrielle dans la mesure où « *de nouveaux territoires, plus larges, plus vastes, sont consacrés à l'industrie et à ses annexes de plus en plus nombreuses* » (Edelblutte, 2009, p. 11). Les nouveaux convertisseurs énergétiques, les industries nouvelles ainsi que les moyens de transport nouveaux qui se sont développés autour de ses propriétés physico-chimiques les lient exclusivement au pétrole.

Jusqu'à cette deuxième Révolution Industrielle, le pétrole se trouvait en concurrence avec d'autres énergies primaires pour répondre à de mêmes usages. Mais c'est bien la deuxième Révolution Industrielle qui lui offre de nouvelles techniques d'extraction et, surtout, de nouveaux débouchés exclusifs. Ainsi, « *dès les années 1920, les deux grandes industries qui vont façonner le* [20e] *siècle – l'automobile et l'aéronautique – échappent à l'emprise charbonnière et lient leur destin à l'épopée du pétrole* » (Ciattoni *et alii*, 2007, p. 14). Corrélativement à la montée en puissance de ces nouveaux débouchés, les économies occidentales sont progressivement entrées dans une dépendance pétrolière qui « *est constitutive des économies contemporaines dans la mesure où le pétrole offre des avantages décisifs et divers par comparaison avec les autres sources d'énergie, ce qui explique la diversité de ses usages* » (Ibid, p. 20). Parmi ses avantages décisifs, nous pouvons citer sa densité énergétique, son état liquide mais surtout ses coûts d'exploitation et son prix dérisoires pendant des décennies. Il faudra, cependant, attendre les années 1960 pour voir le pétrole supplanter le charbon révélant, une nouvelle fois, les forces d'inertie des systèmes énergétiques dominants. Malgré ces constats, « *les sciences sociales* […] *n'ont pas encore complètement pris conscience de l'importance du pétrole dans l'extraordinaire phase de croissance que l'humanité a connue – de manière très inégale – au* [20e] *siècle* » (Carbonnier et Grinevald, 2011, p. 9).

Le caractère de plus en plus intime des liens qui se sont noués entre énergie et développement et leur évolution, au fil des Révolutions Industrielles, semble faire passer ces liens d'une simple relation de causalité à une relation plus complexe de co-évolution. Le développement s'appuie, de plus en plus, sur la diffusion du système énergétique énergivore dominant qui en retour favorise le développement économique de certaines parties du monde. Une des causes de l'apparition de cette co-évolution est la facilité d'accès et le faible coût des énergies fossiles. Dans ce contexte, le décollage économique des Pays Émergents et des Suds (PES) explique l'expansion inédite du système énergétique dominant carboné qui se traduit par des niveaux de consommation énergétique encore jamais atteint.

II- La diffusion d'un système énergétique énergivore dans un contexte de finitude : état des lieux et conséquences.

L'histoire du système énergétique dominant est séquencée par le décollage économique asynchrone des différentes parties du monde. Le développement économique actuel des PES associé à une demande énergétique inédite, principalement basée sur les énergies de stock, rend plus difficile encore la résolution de « *l'équation énergétique* » (Chevalier, 2004). La croissance exponentielle de la demande accélère la confrontation du système énergétique dominant à ses limites, épuisement programmé des énergies de stock et réchauffement climatique anthropique. Le constat de cette croissance exponentielle est validé par l'analyse des dynamiques observables depuis la seconde moitié du 20^{e} siècle (A). L'étude des différents scénarios de référence montre dans la plupart des cas une poursuite de la diffusion du système énergétique dominant qui aura des conséquences géopolitiques et économiques majeures (B). Cette dynamique confrontée à la géographie des réserves d'énergies de stock rend inéluctable une transition énergétique « bas carbone » accélérée dans l'Union européenne par une volonté d'indépendance énergétique.

A- Une croissance exponentielle de la demande énergétique mondiale : une approche historique et multiscalaire.

1- Les dynamiques de la consommation d'énergie primaire.

En 2014, la consommation mondiale d'énergie primaire atteint un niveau record de 12 928 Mtep dans une dynamique haussière elle-même jamais observée (BP, 2015). Le pétrole y contribuait à hauteur de 32,6 % contre 30 % pour le charbon, 23,7 % pour le gaz naturel, 6,8 % pour l'hydroélectricité, 4,4 % pour le nucléaire et 2,5 % pour les EnR[32]. Le mix-énergétique mondial est donc dominé, à hauteur de 86,3 %, par les énergies fossiles carbonées, et plus largement à hauteur de 90,7 % par les énergies de stock. Cette consommation était très

[32] En 2014, la consommation mondiale de pétrole a atteint 4 211 Mtep contre 3 881 pour le charbon, 3 065 pour le gaz naturel, 879 pour l'hydroélectricité, 574 pour le nucléaire et 316 pour les EnR (BP, 2015).

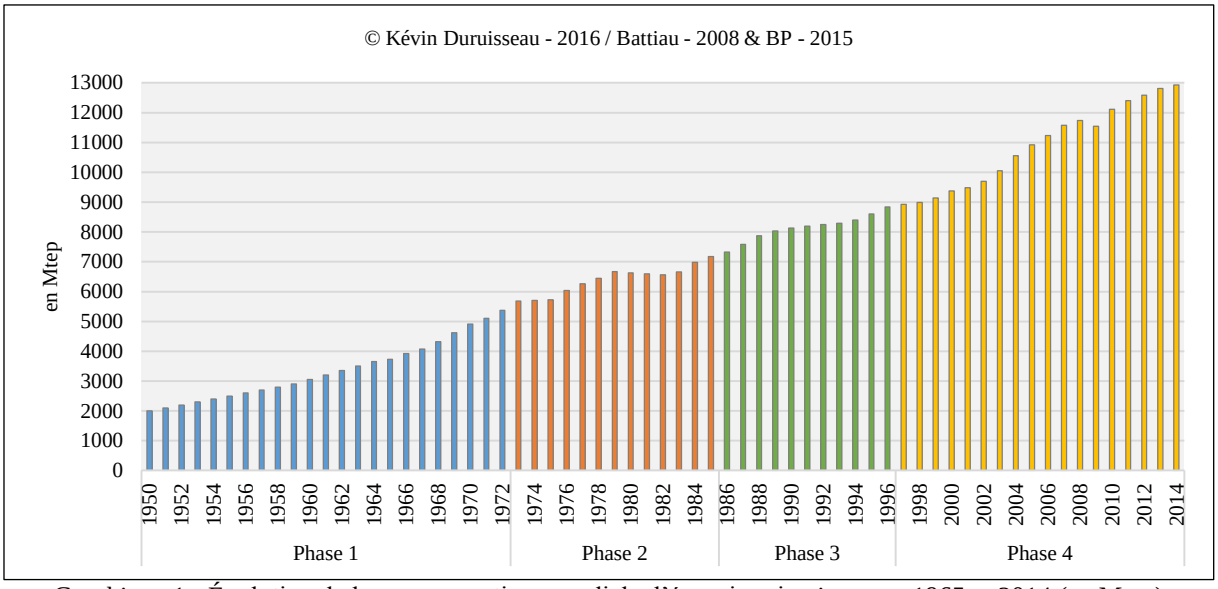
inégalement répartie, à toutes les échelles géographiques. Selon une approche par grandes régions[33], l'Asie-Pacifique était, avec 41,3 % de la consommation mondiale, le premier consommateur, suivi par l'Amérique du Nord (21,8 %), l'Europe (14,2) – dont 12,5 % pour l'Union Européenne (UE)[34] – la Communauté des États Indépendants (CEI) (7,7 %), le Moyen-Orient (6,4 %), l'Amérique du Sud (5,4 %) et l'Afrique (3,2 %). Selon une approche par pays, c'est la Chine qui était le premier consommateur avec 23,2 % de la consommation mondiale, suivi par les États-Unis (17,8 %), la Russie (5,3 %), l'Inde (4,9 %) et le Japon (3,5 %)[35]. Ces cinq pays, dont trois d'entre eux font partie des Pays Émergents – Chine, Inde, Russie – représentaient, à eux seuls, plus de la moitié de la consommation mondiale. La France représentait, elle, 1,8 % de la consommation mondiale en 2014[36].

La hausse de la consommation mondiale d'énergie primaire s'est accélérée considérablement au cours du 20e siècle : elle a été multipliée par dix, passant de 1 000 à 10 000 Mtep (Battiau, 2008). Cet accroissement présente deux phases d'inégale intensité : entre 1900 et 1950, la consommation double, passant de 1 à 2 milliards de tep – soit + 1 milliard de tep/50 ans – alors qu'entre 1950 et 2000, la consommation quintuple, passant de 2 à 10 milliards de tep – soit + 8 milliards de tep/50 ans. La croissance démographique, la diffusion du système énergétique dominant à travers le monde, l'avènement d'une société de consommation de masse et la « *croissance économique sans précédent couplée à la découverte de gisements de pétrole, de gaz naturel et de charbon apparemment illimités* » (Favennec, 2009a, p. 51) constituent les principaux facteurs de cette expansion énergétique.

Selon des critères politico-économiques, la période 1950-2014 comporte quatre phases identifiables. La première phase [1950-1973] correspond aux dernières années de l'âge d'or économique du monde occidental. La deuxième [1973-1986] correspond aux années de crise économique dans le monde occidental, de crise énergétique mondiale résultant du premier et du deuxième chocs pétroliers et voit l'entrée sur la scène internationale de l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP). La troisième [1986-1997] correspond aux premières années du contre-choc pétrolier [1986-1999] et à une nouvelle conscientisation de la question énergie-climat symbolisée par la signature de la Convention-Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC) en 1992 au cours du Sommet de la Terre de Rio de Janeiro. La quatrième [1997-2014] correspond aux années de politisation généralisée de la question énergie-climat, symbolisée notamment par la signature du Protocole de Kyoto en 1997 et l'accord de Copenhague en 2009, ainsi qu'à l'essor économique des Pays Émergents.

[33] Si on considère les grands ensembles politico-économiques, en 2014, les pays de l'OCDE ne représentaient plus que 42,5 % de la consommation mondiale (BP, 2015).
[34] En 2014, la consommation d'énergie primaire de l'UE a atteint 1 611 Mtep (BP, 2015).
[35] En 2014, la consommation d'énergie primaire de la Chine a atteint 2 999 Mtep, contre 2 298 pour les États-Unis, 681 pour l'Inde et 456 pour le Japon (BP, 2015).
[36] En 2014, la consommation d'énergie primaire de la France a atteint 237 Mtep (BP, 2015).

De 1950 à 2014, la consommation mondiale d'énergie primaire a cru de manière presque continue mais irrégulièrement [cf. graphique 1]. Elle a été multipliée par six, passant de 2 000 à 12 928 Mtep, soit un accroissement moyen de 171 Mtep/an (Battiau, 2008 ; BP, 2015). L'accroissement moyen de la consommation au cours des quatre phases successives a été respectivement de 161 Mtep/an, de 125 Mtep/an, de 144 Mtep/an et de 236 Mtep/an (Battiau, 2008 ; BP, 2015). La consommation n'a jamais cru autant que durant la quatrième et dernière phase de la période étudiée. Au cours de cette phase de croissance maximum, l'année 2010 constitue une année record avec une hausse de +629 Mtep, soit l'équivalent de la consommation de l'Amérique du Sud.

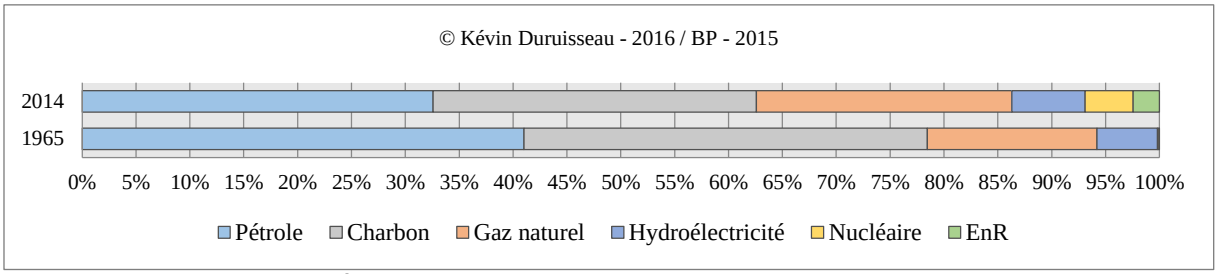


Graphique 1 - Évolution de la consommation mondiale d'énergie primaire entre 1965 et 2014 (en Mtep)

Les différentes énergies primaires ont été sollicitées inégalement dans l'accroissement de la consommation mondiale entre 1950 et 2014 et la contribution respective de chacune a varié selon les phases. Cette évolution différenciée entre 1965[37] et 2014 se traduit dans l'évolution du mix-énergétique mondial [cf. graphique 2] : en 1965, le mix-énergétique était dominé à hauteur de 41 % par le pétrole contre 37,4 % pour le charbon, 15,8 % pour le gaz naturel, 5,5 % pour l'hydroélectricité, 0,2 % pour le nucléaire et 0,1 % pour les EnR alors qu'en 2014, le mix-énergétique était dominé à hauteur de 32,6 % par le pétrole contre 30 % pour le charbon, 23,7 % pour le gaz naturel, 6,8 % pour l'hydroélectricité, 4,4 % pour le nucléaire et 2,5 % pour les EnR. Le mix-énergétique mondial a donc connu des évolutions notables au cours de cette période : un rééquilibrage entre les énergies fossiles, au dépend du pétrole, confirmant la montée en puissance du gaz naturel (Dauger, 2010), un retour du charbon et une progression importante, de 5,8 % à 13,7 % de la contribution des énergies décarbonées avec une augmentation de 5,6 % à 9,3 % pour les énergies renouvelables. Cependant, malgré cette progression des énergies renouvelables, le monde n'a jamais autant consommé d'énergies

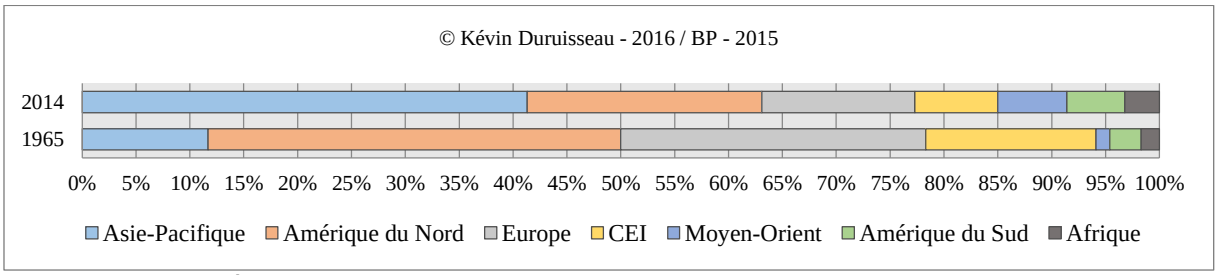
[37] Les données détaillées du mix-énergétique mondial ne sont disponibles qu'à partir de l'année 1965.

carbonées, le charbon contribuant même à hauteur de 40,4 % à l'accroissement de la consommation au cours de la quatrième et dernière phase.



Graphique 2 - Évolution du mix-énergétique mondial entre 1965 et 2014 (en %)

Cette évolution de la consommation mondiale d'énergie primaire est la somme de trajectoires régionales contrastées car « *la consommation d'énergie permet de satisfaire des besoins élémentaires* […] [qui] *dépendent des conditions physiques, historiques et sociales propres à chaque société* » (Criqui, 2013, p. 19). La hiérarchie régionale a connu des évolutions importantes au cours de cette période : en 1965, elle était dominée par l'Amérique du Nord, à hauteur de 38,3 % contre 28,3 % pour l'Europe, 15,8 % pour la CEI, 11,7 % pour l'Asie-Pacifique, 2,9 % pour l'Amérique du Sud, 1,7 % pour l'Afrique et 1,3 % pour le Moyen-Orient tandis qu'en 2014, elle était dominée à hauteur de 41,3 % par l'Asie-Pacifique contre 21,8 % pour l'Amérique du Nord, 14,2 % pour l'Europe, 7,7 % pour la CEI, 6,4 % pour le Moyen-Orient, 5,4 % pour l'Amérique du Sud et 3,2 % pour l'Afrique[38] [cf. graphique 3] (BP, 2015).



Graphique 3 – Évolution de la consommation régionale d'énergie primaire entre 1965 et 2014 (en %)

Ce bouleversement de la hiérarchie régionale révèle une mutation profonde de la géographie de l'énergie : l'épicentre de la demande énergétique mondiale s'est déplacé durablement vers l'Asie-Pacifique. Au cours de la période, le Moyen-Orient, l'Asie-Pacifique, l'Afrique et l'Amérique du Sud ont multiplié leur consommation par un facteur compris entre six et 16 tandis que l'Amérique du Nord, l'Europe et la CEI ont multiplié la leur par un facteur inférieur à deux. La prise de conscience des Pays du Nord (PN) après les chocs pétroliers et l'accroissement de la consommation des ensembles régionaux composés majoritairement de PES expliquent, en grande partie, ce bouleversement. L'Asie-Pacifique est « *à la fois la partie*

[38] En 1965, la consommation d'énergie primaire de l'Amérique du Nord a ateint 1 428 Mt contre 1 056 pour l'Europe, 999 pour la CEI, 437 pour l'Asie-Pacifique, 110 pour l'Amérique du Sud, 59 pour l'Afrique et 48 pour le Moyen-Orient alors qu'en 2014 la consommation d'énergie primaire de l'Asie-Pacifique a atteint 5 334 Mtep, contre 2 822 pour l'Amérique du Nord, 1831 pour l'Europe, 999 pour la CEI, 827 pour le Moyen-Orient, 692 pour l'Amérique du Sud et 420 pour l'Afrique (BP, 2015).

du monde où la croissance économique est, malgré la crise, la plus soutenue et où un milliard d'êtres humains n'ont pas accès aux formes modernes d'énergie. Cette combinaison totalement inédite impliquera, pour les décennies à venir, une énorme augmentation de la consommation d'énergie » (Geoffron et Rouhier, 2009, p. 63).

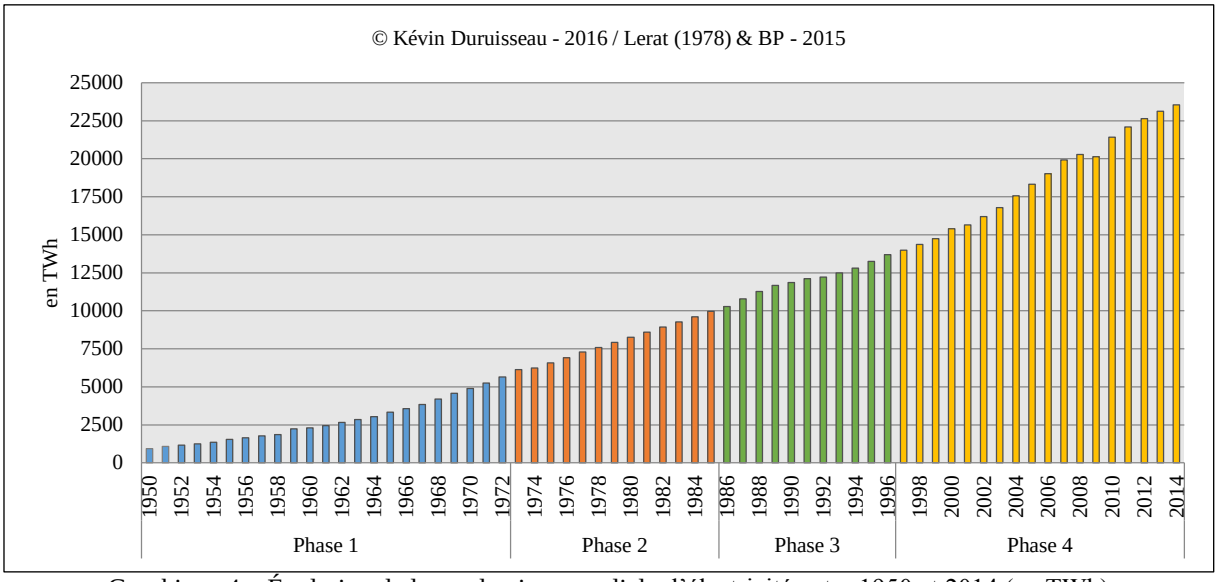
Les énergies primaires ont contribué inégalement à l'accroissement de la consommation des ensembles régionaux : alors que l'Asie-Pacifique s'est majoritairement appuyé sur le charbon, les autres ensembles régionaux se sont quant à eux majoritairement appuyés sur le gaz naturel et le pétrole. L'Europe, et en particulier l'UE, présente une évolution atypique : l'accroissement de la consommation de l'UE a reposé majoritairement sur les énergies décarbonées (56,4 % dont 19,3 % pour les EnR) quand dans le même temps la part du charbon diminuait fortement. Le mix-énergétique de l'UE a donc connu une baisse importante de la contribution des énergies fossiles au profit d'une diversification équilibrée vers des énergies décarbonées dont la contribution est nettement supérieure aux moyennes mondiales. L'évolution au cours de la période de la hiérarchie des principaux pays consommateurs explique ces évolutions régionales : en 1965, elle était majoritairement dominée par les États-Unis (34,5 %) l'URSS (15,8 %) et l'Allemagne (6,8 %) alors qu'en 2014, elle était majoritairement dominée par la Chine (23 %), les États-Unis (17,8 %), la Russie (5,3 %) et l'Inde (4,9 %). Dans cette période, la consommation a connu une déconcentration constituant un indicateur fiable de la diffusion du système énergétique dominant. Cette approche par pays confirme la montée en puissance des principaux PES observée dans l'approche par grandes régions. Dans un contexte de forte augmentation de la consommation des PES, la Chine[39] a multiplié sa consommation par un facteur de 22,4 quand les PN augmentaient la leur d'un facteur inférieur à 3,4 qui constitue la moyenne mondiale[40]. Dans ce contexte haussier, la production d'électricité s'accélère dans des proportions supérieures.

2- Les dynamiques actuelles et historiques de la production d'électricité.

La production mondiale d'électricité connaît une croissance exponentielle depuis le milieu du 20e siècle. Entre 1950 et 2014, elle a été multipliée par 25, passant de 935 à 23 536 TWh, soit un accroissement moyen de 353 TWh/an (Mérenne-Schoumaker, 2007a ; BP, 2015). Élément-clé du développement économique, « *la consommation* [et donc sa production] *d'électricité* […] *progresse en gros au même rythme que l'ensemble de l'économie* » (Battiau, 2008, p. 7). Les dynamiques de production sont également marquées par les quatre phases politico-économiques qui caractérisent la période 1950-2014 [cf. graphique 4]. L'accroissement moyen de la production d'électricité au cours des quatre phases successives a été respectivement de 216 TWh/an, 295 TWh/an, 308 TWh/an et de 530 TWh/an (Mérenne-Schoumaker, 2007a ; BP, 2015). Au cours de cette période, le rythme moyen de production

[39] En 2014, la Chine a une consommation supérieure à celles de la CEI, du Moyen-Orient, de l'Amérique du Sud et de l'Afrique réunis.
[40] Entre 1965 et 2014, la consommation d'énergie primaire de la France est passée de 111 à 238 Mtep (BP, 2015).

s'est donc accru avec une accélération à chacune des quatre phases, la quatrième phase montrant une croissance d'une intensité jamais observée. Avec une hausse de +1 294 TWh, soit l'équivalent de deux fois la production africaine, 2010 constitue une année record (BP, 2015).



Graphique 4 – Évolution de la production mondiale d'électricité entre 1950 et 2014 (en TWh)

Entre 1973 et 2013[41], l'accroissement de la production d'électricité s'est accompagné d'évolutions majeures du mix-électrique. Il a reposé majoritairement sur les énergies carbonées, à hauteur de 64,6 %, contre 35,4 % pour les énergies décarbonées [cf. tableau 4].

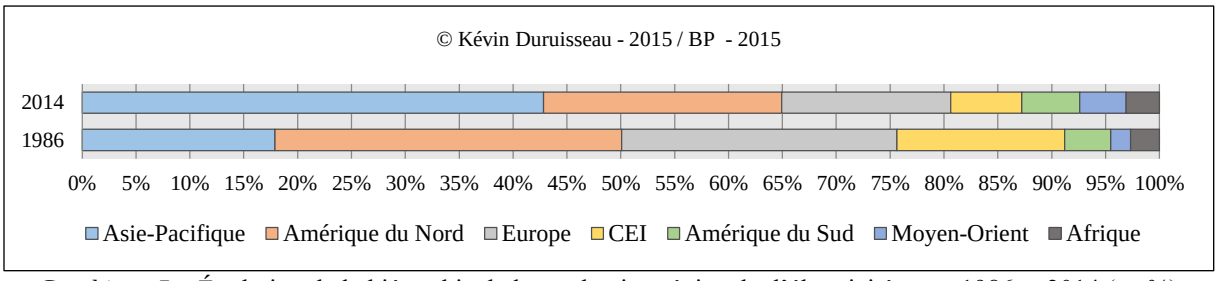
	Mix-électrique en 1973		**Mix-électrique en 2013**		**Évolution entre 1973 et 2013**		
	en TWh	**en %**	**en TWh**	**en %**	**en TWh**	**en %**	**en TWh/an**
Charbon	2 347	38,3	9 632	41,3	+ 7 285	+ 310,4	+ 182
Gaz naturel	742	12,1	5 061	21,7	+ 4 319	+ 582,1	+ 108
Hydroélectricité	1 280	20,9	3 801	16,3	+ 2 521	+ 197	+ 63
Électronucléaire	203	3,3	2 472	10,6	+ 2 269	+ 1 117,7	+ 57
Pétrole	1 520	24,8	1 026	4,4	- 494	- 32,5	- 12
EnR	37	0,6	1 330	5,7	+ 1 293	+ 3 494,6	+ 32
	6 129	**100**	**23 322**	**100**	**+ 17 193**	**+ 280,5**	**+ 430**
© Kévin Duruisseau – 2016 / AIE – 2015							

Tableau 4 – Évolution du mix-électrique mondial entre 1973 et 2013 (en TWh, en % et en TWh/an)

Le mix-électrique mondial a connu une rupture d'équilibre de la contribution des énergies fossiles, confirmant la suprématie du charbon, la montée en puissance du gaz naturel et le déclin du pétrole. Le mix-électrique mondial a également connu une progression relativement importante de la contribution des énergies décarbonées qui est passée de 24,8 % à 32,6 %, la contribution des EnR passant, quant à elle, de 0,6 % à 5,7 %. Malgré cette progression, la production d'électricité mondiale n'a jamais autant recouru aux énergies carbonées.

[41] Le détail du mix-électrique mondial s'appuie sur les données de l'AIE ne couvrant que la période 1973-2013.

L'évolution de la production mondiale d'électricité correspond à des trajectoires régionales contrastées faisant apparaître, à partir de 1986, une dichotomie nette entre un ensemble formé par l'Asie-Pacifique, le Moyen-Orient, l'Amérique du Sud et l'Afrique, dont la production a été multipliée par un facteur compris entre 2,6 et 5,4 et un autre ensemble formé par l'Amérique du Nord, l'Europe et la CEI, dont la production a été multipliée par un facteur compris entre 0,9 et 1,5. Dans ce contexte, la production de l'UE a été multipliée par un facteur 1,3. Au cours de cette période, la hiérarchie entre les ensembles régionaux a donc été modifiée : en 1986, la production était dominée par l'Amérique du Nord, à hauteur de 32,2 % contre 25,6 % pour l'Europe, 17,9 % pour l'Asie-Pacifique, 15,6 % pour la CEI quand en 2014, elle était dominée par l'Asie-Pacifique, à hauteur de 42,8 % contre 22,1 % pour l'Amérique du Nord, 15,7 % pour l'Europe, 6,6 % pour la CEI[42] [cf. graphique 5]. La part de la production mondiale d'électricité produite par l'UE passait, elle de 23,3 % en 1986 à 13,5 % en 2014[43]. Ce bouleversement hiérarchique important indique qu'une reconfiguration majeure de la géographie de l'énergie est en cours : en produisant dorénavant plus d'électricité que l'Europe, la CEI, l'Amérique du Sud, le Moyen-Orient et l'Afrique réunis, l'Asie-Pacifique s'affirme comme l'épicentre de la production d'électricité dans le monde.



Graphique 5 – Évolution de la hiérarchie de la production régionale d'électricité entre 1986 et 2014 (en %)

L'évolution au cours de la période de la hiérarchie des principaux pays producteurs d'électricité explique ces évolutions régionales : en 1986, cette hiérarchie était majoritairement dominée par les États-Unis (26,6 %), la Russie (9,7 %), le Japon (6,6 %), l'Allemagne (5,1 %) et le Canada (4,6 %) quand en 2014, celle-ci était majoritairement dominée par la Chine (24,2 %), les États-Unis (18,3 %), l'Inde (5,1 %) et le Japon (4,5 %). Cette évolution de la hiérarchie mondiale confirme la montée en puissance des principaux PES observée dans l'approche par grandes régions. Dans un contexte de forte augmentation de la production des PES, la Chine[44] a multiplié sa production par un facteur 12,1 quand les PN augmentaient la leur d'un facteur inférieur à 2,3 qui constitue la moyenne mondiale[45]. Les facteurs de cette demande croissante

[42] En 1986, la production d'électricité de l'Amérique du Nord s'est élevée à 3 305 TWh contre 2 625 pour l'Europe, 1 837 pour l'Asie-Pacifique, 1 598 pour la CEI, 440 pour l'Amérique du Sud, 276 pour l'Afrique et 188 pour le Moyen-Orient alors qu'en 2014, la production d'électricité de l'Asie-Pacifique s'est élevée à 10 080 TWh contre 5 202 pour l'Amérique du Nord, 3 693 pour l'Europe, 1 548 pour la CEI, 1 265 pour l'Amérique du Sud, 1 016 pour le Moyen-Orient et 729 pour l'Afrique (BP, 2015).
[43] L'Union Européenne a produit 2 389 TWh en 1986 contre 3 166 TWh en 2014 (BP, 2015).
[44] En 2014, la Chine a une production supérieure à celles de la CEI, du Moyen-Orient, de l'Amérique du Sud et de l'Afrique réunis.
[45] Entre 1986 et 2014, la production d'électricité de la France est passée de 363 à 556 TWh (BP, 2015).

sont multiples et complexes et concourent à la modification de la nature et de la structure des mix-énergétiques. Ces grands déterminants de la demande énergétique correspondent à des facteurs géographiques (Battiau, 2008 ; Brücher, 2009 ; Desjardins, 2011 ; Mérenne-Schoumaker, 2007a), des facteurs socio-économiques (Cassoret et Roger, 2015a, 2015b ; Favennec, 2009b) et des facteurs démographiques (Deshaies et Baudelle, 2013).

B- Les perspectives de diffusion du système énergétique dominant et les conséquences économiques et géopolitiques induites.

Le niveau de la demande énergétique mondiale est en hausse continue tout en restant très inégalement répartie. Les mix-énergétiques et électriques mondiaux sont dominés par les énergies de stocks, majoritairement fossiles. Tous les facteurs sont aujourd'hui réunis pour que cette hausse se poursuive, les PN maintenant leur consommation à des niveaux élevés et les PES poursuivant leur croissance démographique et leur développement économique. Les scénarii de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) prévoient tous une hausse plus ou moins importante de la demande énergétique aux horizons 2035 et 2050. Cette hausse interviendra dans un contexte de finitude des ressources énergétiques aux conséquences économiques et géopolitiques probablement majeures.

1- Les trois scénarii de l'AIE sur la demande énergétique à l'horizon 2035.

En 2012, l'AIE[46] proposait dans *World Energy Outlook* trois scénarii sur la demande énergétique mondiale à l'horizon 2035 : le scénario Politiques actuelles ou *Current Policies*, le scénario Nouvelles politiques ou *New Policies* et le scénario 450 ppm ou *450 scenario*. Sur une base d'hypothèses communes[47], les trois scénarii se distinguent les uns des autres par un certain nombre d'hypothèses divergentes[48]. Il a fallu attendre 2004 pour que les scénarii de l'AIE prennent « *en compte la question du changement climatique* » (Dessus, 2014, p. 333). On peut déceler, dans cette prise en compte tardive, un phénomène d'inertie des institutions internationales vis-à-vis de l'urgence énergético-climatique.

Ces trois scénarii proposent des trajectoires énergétiques très différentes les unes des autres [cf. tableau 5]. Ils intègrent une croissance de la demande mais celle-ci varie du simple

[46] En 1974, suite au premier choc pétrolier, les pays de l'OCDE fondèrent l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) avec pour ambition la mise en place d'une politique énergétique commune dévolue à la sécurisation de l'approvisionnement en hydrocarbures du monde occidental. En 2015, ses trois missions principales sont la gestion des stocks pétroliers de sécurité des pays membres, la formulation de politiques énergétiques rationnelles et la collecte et l'analyse des informations sur l'énergie (Chevalier, 2008).

[47] Parmi les hypothèses convergentes retenues, les trois scénarios sont basés sur une croissance économique moyenne de 3,5 % par an et une croissance démographique moyenne de 0,9 % par an.

[48] Le scénario Politiques actuelles prend en compte l'ensemble des politiques énergie-climat mises en place en 2012. Dans le scénario Nouvelles politiques, s'ajoute, à la prise en compte de l'ensemble des politiques énergie-climat mises en place en 2012, celle des politiques annoncées pour les années à venir. Dans le scénario 450 ppm, l'AIE prend en compte l'ensemble des politiques énergie-climat mises en place en 2012 auxquelles s'ajoutent celles qui seraient nécessaires pour limiter la hausse de la température terrestre à 2°C à l'horizon 2050.

au triple, entre +16,2 % et +46,7 % suivant le scénario. Les énergies carbonées[49] y demeurent dominantes à l'horizon 2035 mais contribuent inégalement à l'accroissement de la demande énergétique mondiale en fonction du scénario retenu : dans Politiques actuelles, cet accroissement s'appuie à hauteur de 77,9 % sur les énergies carbonées contre 59,5 % dans Nouvelles politiques et 25 % dans 450 ppm. Seul ce dernier scénario est conforme à la nécessaire décarbonisation du mix-énergétique mondial, indispensable à la réalisation de l'objectif de réduction de 50 % des émissions de dioxyde de carbone (CO_2) en 2050.

	Politiques actuelles			**Nouvelles politiques**			**450 ppm**		
	2010	**2035**	**Évolution**	**2010**	**2035**	**Évolution**	**2010**	**2035**	**Évolution**
Pétrole	4 113	5 053	+ 940 + 22,9 %	4 113	4 656	+ 543 + 13,2 %	4 113	3 682	- 431 - 10,5 %
Charbon	3 474	5 523	+ 2 049 + 59,0 %	3 474	4 218	+ 744 + 21,4 %	3 474	2 337	- 1 137 - 32,7 %
Gaz naturel	2 740	4 380	+ 1 640 + 59,9 %	2 740	4 106	+ 1 366 + 49,9 %	2 740	3 293	+ 553 + 20,2 %
Biomasse	1 277	1 741	+ 464 + 36,3 %	1 277	1 881	+ 604 + 47,3 %	1 277	2 235	+ 958 + 75,0 %
Nucléaire	719	1 019	+ 300 + 41,7 %	719	1 138	+ 419 + 58,3 %	719	1 556	+ 837 + 116,4 %
Hydroélectricité	295	460	+ 165 + 55,9 %	295	488	+ 193 + 65,4 %	295	539	+ 244 + 82,7 %
EnR	112	501	+ 389 + 347,3 %	112	710	+ 598 + 533,9 %	112	1 151	+ 1 039 + 927,7 %
	12 730	**18 676**	**+ 5 946 + 46,7 %**	**12 730**	**17 197**	**+ 4 467 + 35,1 %**	**12 730**	**14 793**	**+ 2 063 + 16,2 %**

© Kévin Duruisseau – 2016 / AIE – 2012

Tableau 5 – Évolution de la demande énergétique mondiale entre 2010 et 2035 selon les scenarii de l'AIE (en Mtep et en %)

Le scénario Nouvelles politiques qui « *suppose que tous les pays mettent en œuvre les engagements politiques et les plans d'action qu'ils ont annoncés afin de réduire leurs émissions de CO_2* » (Carbonnier et Grinevald, 2011, p. 10) est probablement celui qui sera mis en œuvre dans les années à venir. Une déclinaison par grandes régions de ce scénario, pour la période 2010-2035, montre que l'accroissement de la demande énergétique proviendra des ensembles non-OCDE, à hauteur de 93,5 %. L'ensemble non-OCDE Asie représentera la plus grande part de la hausse de la demande mondiale avec une hausse de +65 %. Au cours de la même période, la demande énergétique de l'UE baissera, elle, de -2,5 %. Selon une approche par pays, l'accroissement de la demande énergétique proviendra majoritairement des Pays Émergents Historiques, à hauteur de 58,8 %, la Chine représentant le tiers de cet accroissement (32,6 %).

Ces trois scénarii intègrent également des trajectoires électriques très différentes les unes des autres [cf. tableau 6]. Ils prévoient une croissance de la production d'électricité mais celle-ci varie du simple au double, entre +48,3 % et +88,5 % suivant le scénario. Les scénarii Politiques actuelles et Nouvelles politiques conservent une production majoritairement basée sur les énergies carbonées[50] alors que le scénario 450 ppm envisage une production fondée

[49] Dans le scénario Politiques actuelles, les énergies carbonées représentent 81,1 % de la demande énergétique contre 75,5 % dans le scénario Nouvelles politiques et 62,9 % dans le scénario 450 ppm.
[50] Dans le scénario Politiques actuelles, les énergies carbonées représentent 66,5 % de la production d'électricité contre 57,1 % dans le scénario Nouvelles politiques.

majoritairement sur les énergies décarbonées[51]. En fonction du scénario retenu, les différentes énergies primaires contribuent inégalement à l'accroissement de la production d'électricité : dans Politiques actuelles, cet accroissement s'appuie encore majoritairement sur les énergies carbonées à hauteur de 65,3 % contre 42,6 % dans Nouvelles politiques et 10 % dans 450 ppm. Seul ce dernier scénario est conforme à la nécessaire décarbonisation du mix-électrique mondial, indispensable à la réalisation de l'objectif de réduction de 50 % des émissions de dioxyde de carbone (CO_2) en 2050.

	Politiques actuelles			Nouvelles politiques			450 ppm		
	2010	**2035**	**Évolution**	**2010**	**2035**	**Évolution**	**2010**	**2035**	**Évolution**
Pétrole	1 000	673	- 327 - 32,7 %	1 000	555	- 445 - 44,5 %	1 000	332	- 668 - 66,8 %
Charbon	8 687	16 815	+ 8 128 + 93,6 %	8 687	11 908	+ 3 221 + 37,1 %	8 687	4 364	- 4 323 - 49,8 %
Gaz naturel	4 760	9 342	+ 4 582 + 96,3 %	4 760	8 466	+ 3 706 + 77,9 %	4 760	5 791	+ 1 031 + 21,7 %
Biomasse	331	1 212	+ 881 + 266,2 %	331	1 487	+ 1 156 + 349,2 %	331	2 033	+ 1 702 + 514,2 %
Nucléaire	2 756	3 908	+ 1 152 + 41,8 %	2 756	4 366	+ 1 610 + 58,4 %	2 756	5 968	+ 3 212 + 116,5 %
Hydroélectricité	3 431	5 350	+ 1 919 + 55,9 %	3 431	5 677	+ 2 246 + 65,5 %	3 431	6 263	+ 2 832 + 82,5 %
EnR	444	3 065	+ 2 621 + 590,3 %	444	4 178	+ 3 734 + 841 %	444	6 998	+ 6 554 + 1 476 %
dont Géothermie	68	217	+ 149 + 219,1 %	68	315	+ 247 + 363,2 %	68	449	+ 381 + 560,3 %
dont Eolien	342	2 151	+ 1 809 + 528,9 %	342	2 681	+ 2 339 + 683,9 %	342	4 281	+ 3 939 + 11,5 %
dont PV	32	524	+ 492 + 1 537 %	32	846	+ 814 + 2 544 %	32	1 371	+ 1 339 + 41,8 %
dont CSP	2	141	+ 139 + 6 950 %	2	278	+ 276 + 13 800	2	815	+ 813 + 40650%
dont Marines	1	32	+ 31 + 3 100 %	1	57	+ 56 + 5 600 %	1	82	+ 81 + 8 100 %
	21 408	**40 364**	**+ 18 956 + 88,5 %**	**21 408**	**36 637**	**+ 15 229 + 71,1 %**	**21 408**	**31 748**	**+ 10 340 + 48,3 %**

© Kévin Duruisseau – 2016 / AIE – 2012

Tableau 6 – Évolution de la production électrique mondiale entre 2010 et 2035 selon les scenarii de l'AIE (en TWh et en %)

La déclinaison dans une approche par grandes régions du scénario Nouvelles politiques, pour la période 2010-2035, montre que l'accroissement de la production d'électricité proviendra des ensembles non-OCDE, à hauteur de 83,9 %. L'ensemble non-OCDE Asie représentera la plus grande part de la hausse de la demande mondiale avec une hausse de +63,3 %. Au cours de la même période, la production d'électricité de l'UE subira, quant à elle, une hausse de +3,1 %. Selon une approche par pays, l'accroissement de la production d'électricité proviendra, majoritairement, des Pays Émergents Historiques, à hauteur de 58,6 %, la Chine représentant le tiers de cet accroissement (37,4 %). La prise en compte des hypothèses retenues par le scénario Nouvelles politiques montre, que dans une approche par grandes régions, l'accroissement de la production d'électricité renouvelable proviendra, majoritairement, des ensembles non-OCDE, à hauteur de 65,3 %, avec des parts de 45,3 % pour l'ensemble non-OCDE Asie, 14,8 % pour l'ensemble OCDE Amérique du Nord et 14,7 % pour l'ensemble

[51] Dans le scénario 450 ppm, les énergies décarbonées représentent 67 % de la production d'électricité.

OCDE Europe – avec 13,2 % pour l'UE. Selon une approche par pays, les Pays Émergents Historiques représenteront la part la plus importante de l'accroissement de la production d'électricité renouvelable, avec une part de 42,8 %. La Chine représentera 26,8 % de cette hausse contre 11 % pour les États-Unis.

L'AIE n'est pas le seul organisme à produire des modèles prévisionnels pour la demande énergétique aux horizons 2035 et 2050. Les scénarii Jazz et Symphonie – du World Energy Council (WEC) – Energy [R]evolution – de Greenpeace – Mountains et Oceans – de la Shell – ou encore Nouvelles Options Énergétiques (NOÉ) – du CNRS proposent des possibles. À l'exception des scénarii Energy [R]evolution et NOÉ, l'ensemble des scénarii projettent un accroissement de la demande énergétique mondiale. Tous les scénarii, à l'exception du scénario Energy [R]evolution, prévoient, aux horizons 2035 et 2050, une domination des énergies carbonées dans le mix-énergétique mondial. Il ne s'agit donc pas de scénarii de rupture, à la hauteur des enjeux que représentent la prise en compte de l'épuisement des ressources et, surtout, le réchauffement climatique.

2- Les ressources énergétiques de stock : entre épuisement et résilience.

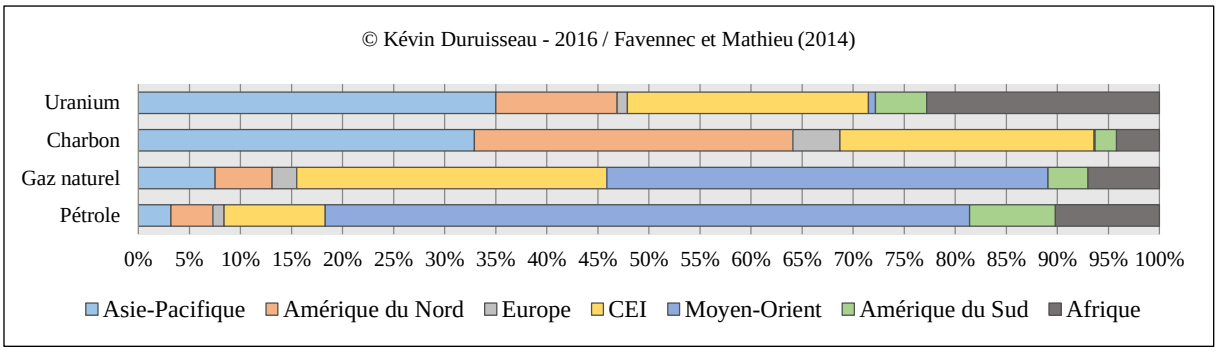
Les ressources énergétiques de stock conventionnelles et non conventionnelles sont, par nature, épuisables à l'échelle humaine. L'accroissement continu de leur consommation pose donc la question de leur raréfaction à moyen et à long terme. Le calcul de leurs réserves, ainsi que la détermination de l'année de leur pic de production[52], sont des enjeux économiques et géopolitiques majeurs, ceux-ci constituant des facteurs essentiels pour l'élaboration et l'acceptation des politiques énergie-climat. Cette raréfaction interviendra « *bien avant l'épuisement de la ressource en termes physiques* […] [C]*'est à la difficulté croissante d'accès à cette ressource, avec ses conséquences économiques ou environnementales et ses conséquences en termes de sécurité d'approvisionnement que l'on se trouve confronté* » (Dessus, 2014, p. 118).

Les réserves correspondent « *aux ressources identifiées et économiquement exploitables : elles varient en fonction des coûts et des prix et du perfectionnement des techniques de production* [tandis que] *la notion de ressource est moins précise puisqu'elle englobe les gisements non encore découverts* […] *et ceux dont l'exploitation n'est pas rentable* » (Mérenne-Schoumaker, 2007a, p. 228). Les réserves et les ressources de stock peuvent être classées en quatre catégories : les réserves courantes[53] dont les gisements sont

[52] Traduction de l'expression anglo-saxonne *peak oil*.

[53] Les réserves courantes peuvent être classées en trois grandes catégories : les réserves prouvées (1P) qui correspondent aux réserves pouvant être produites aux conditions techniques et économiques actuelles avec une probabilité supérieure à 90 % ; les réserves probables (2P) qui correspondent aux réserves pouvant être produites aux conditions techniques et économiques actuelles avec une probabilité proche de 50 % et les réserves possibles (3P) qui correspondent aux réserves pouvant être produites aux conditions techniques et économiques actuelles avec une probabilité inférieure à 10 % (Mérenne-Schoumaker, 2007a).

techniquement et économiquement exploitables ; les ressources contingentes dont les gisements ont été découverts mais ne sont pas encore techniquement et économiquement exploitables ; les ressources prospectives dont les gisements n'ont pas encore été découverts et les ressources en place dont les gisements sont inexploitables (Mérenne-Schoumaker, 2007a ; Favennec et Mathieu, 2014). Le niveau des réserves des énergies de stock varie en fonction du temps, du rythme de leur exploitation, de leur prix, des techniques et technologies d'exploration et d'exploitation, ainsi que du fait de la stratégie des États producteurs et des entreprises exploitantes (Bréchet et Van Brusselen, 2007 ; Mérenne-Schoumaker, 2007a ; Laherrère, 2011 ; Favennec et Mathieu, 2014). La notion de pic de production, basé sur des travaux de M. K. Hubbert menés dès les années 1940, est un outil permettant d'évaluer la période de tarissement d'une ressource de stock (Sachs, 2006 ; Vaché, 2009). « *La courbe de production d'une matière première donnée, et en particulier du pétrole,* [suit] *une courbe en cloche* [qui présente] *deux caractéristiques : la courbe passe par un maximum, indiquant que la production décline forcément par la suite* […] [et] *la production atteint un sommet qui ne sera jamais dépassé* » (Dessus, 2014, p. 118). Si pour les plus optimistes le pic pétrolier ne sera pas atteint avant 20 ans, pour les plus pessimistes il est proche (Alazard-Toux, 2013).

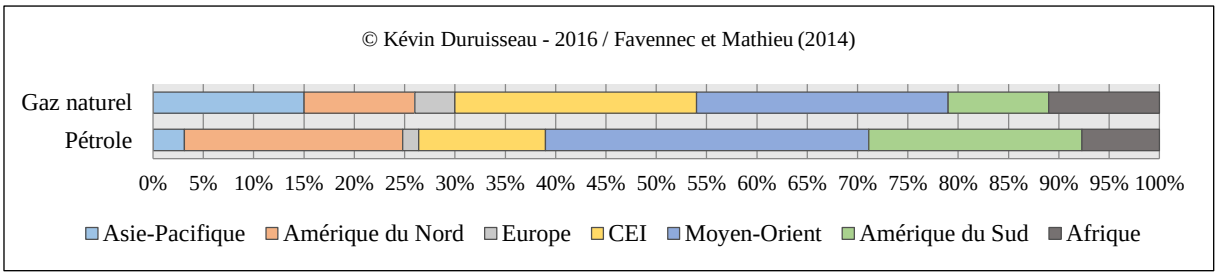


Graphique 6 – Répartition des réserves courantes régionales de pétrole, de gaz naturel et de charbon et des réserves identifiées régionales d'uranium en 2013 (en %)

En 2013, les réserves courantes de pétrole et de gaz naturel conventionnels ainsi que de charbon s'élevaient respectivement à 1 280 milliards de barils (Gbl), 162,6 milliards de mètres cubes (Tm^3) et 891 531 millions de tonnes (Mt). À cette même date, les réserves identifiées d'uranium étaient évaluées entre 5,9 et 7,6 Mt (Favennec et Mathieu, 2014). L'ensemble de ces réserves sont inégalement réparties [cf. graphique 6]. Concernant le pétrole, les réserves courantes sont concentrées au Moyen-Orient (63,1 %). Concernant le gaz naturel, les réserves courantes sont concentrées au Moyen-Orient (43,2 %) et dans la CEI (30,4 %). Pour le charbon, les réserves courantes sont concentrées en Asie-Pacifique (32,9 %) et en Amérique du Nord (31,2 %). Pour l'uranium, les réserves identifiées sont concentrées en Asie-Pacifique (35 %) et dans la CEI (23,6 %). La prise en compte des réserves courantes des énergies de stock montre que le Moyen-Orient demeurera le centre de gravité de la production mondiale d'hydrocarbures conventionnels dans les décennies à venir, avec pour conséquence une dissociation accrue entre lieux de production et lieux de consommation. L'Europe et l'Asie-Pacifique sont les ensembles régionaux les moins bien pourvus en réserves courantes d'hydrocarbures conventionnels. La

satisfaction de leur demande énergétique constitue donc, pour eux, un défi majeur dans les décennies à venir. La découverte récente d'importantes réserves d'hydrocarbures non conventionnels remet néanmoins en cause ces prévisions (Augé, 2014 ; Boisivon, 2013 ; Pijaudier-Cabot, 2013 ; Vially et Kalaydjian, 2013 ; Vially, 2014).

En 2013, les réserves possibles de pétrole et de gaz naturel non conventionnels s'élevaient respectivement à 1 200 Gbl et 235 Tm^3 (Favennec et Mathieu, 2014). L'ensemble de ces réserves est inégalement réparti. Les réserves possibles de pétrole non conventionnels sont concentrées en Amérique du Nord (46 %) et en Amérique du Sud (35 %). Concernant le gaz naturel non conventionnel, les réserves possibles sont concentrées en Asie-Pacifique (19 %), dans la CEI (17,8 %) et en Amérique du Nord (17,6 %). La prise en compte des réserves possibles d'hydrocarbures non conventionnels dans le calcul des réserves mondiales possibles les font apparaître moins concentrées [cf. graphique 7]. L'Amérique du Nord, la CEI, l'Amérique du Sud et l'Asie-Pacifique voient s'améliorer leur situation énergétique au détriment du Moyen-Orient. La prise en compte de ces réserves ne change pas la situation de l'Europe qui demeure le parent pauvre.



Graphique 7 – Répartition des réserves possibles régionales
de pétrole et de gaz naturel conventionnels et non conventionnels en 2013 (en %)

« *Les valeurs publiées sont très différentes suivant les sources et suivant les dates* » (Laherrère, 2011, p. 10), rendant difficile leur appréciation réelle et leur comparaison. La notion de réserves ultimes récupérables[54] constitue dans ces conditions un étalon utile à la confrontation des différentes estimations. J. Laherrère évalue les réserves ultimes de pétrole à 3 200 Gbl (Laherrère, 2011). À partir d'une compilation de multiples sources, J-P. Favennec et Y. Mathieu évaluent celle-ci à 3 160 Gbl en 2013 (Favennec et Mathieu, 2014) quand l'AIE les estime à 9 000 Gbl ! Les mêmes divergences existent pour l'estimation des réserves ultimes récupérables de gaz naturel, en particulier depuis la découverte de gisements de gaz de schiste (Dessus, 2014). Dans tous les cas, l'exploitation de gisements découverts et à découvrir dépendra d'un ensemble complexe de facteurs technologiques, économiques, politiques et sociaux. Les écarts importants entre les estimations traduisent l'existence de forces d'inertie tendant à ralentir la mise en œuvre de la transition énergétique « bas carbone ». L'inégale répartition des gisements et le choix d'une valeur haute ou basse de l'évaluation des réserves

[54] Les réserves ultimes récupérables correspondent à « *la somme des réserves déjà produites et utilisées* […] [des] *réserves prouvées,* [des] *réserves à découvrir* [et des] *réserves supplémentaires à attendre de l'amélioration des taux de récupération* » (Favennec, 2009b, p. 76)

ultimes récupérables associés aux prises de décisions politiques et économiques sont susceptibles d'influer plus ou moins favorablement sur les politiques énergie-climat à venir.

3- Les énergies de stock au centre de tensions économiques et géopolitiques.

En 2014, les énergies de stock couvraient 90,7 %[55] de la demande mondiale, avec 86,3 %[56] pour les énergies fossiles. Au regard de leur finitude, l'accroissement programmé de la consommation des énergies de stock fragilise le système énergétique dominant. Dans ce contexte, les énergies de stock ont vu leurs prix s'accroître considérablement ces dernières années. Le maintien de la demande des PN, l'accroissement de la demande des PES, l'instabilité politique dans certaines régions et la financiarisation des marchés énergétiques expliquent cette hausse. Les évolutions du fonctionnement du marché du pétrole illustrent avec pertinence les enjeux économiques et géopolitiques qui entourent ces énergies. L'histoire de ce marché peut être séquencée en trois périodes : le temps des majors (1859-1960), le temps des États producteurs (1960-1986) et le temps des marchés financiers (depuis 1986) (Copinschi, 2012).

Au cours du temps des majors, « *l'histoire du pétrole* […] *se confond largement avec celle des grandes sociétés pétrolières* » (Copinschi, 2012, p. 27). Jusqu'en 1928, et l'accord d'Achnacarry, le prix du pétrole connait des fluctuations importantes liées au jeu de l'offre et de la demande ainsi qu'au grand nombre de producteurs (Favennec, 2009b). Signé entre les Sept Sœurs, cet accord permet de « *réguler le marché en établissant des quotas de production, en partageant les profits et en organisant l'attribution des concessions* » (Pérouse de Montclos, 2014, p. 10), stabilisant ainsi les prix (Favennec et Mathieu, 2014). C'est au cours de cette période que le centre de gravité de la production se déplace de l'Amérique du Nord vers le Moyen-Orient. Symbolisant l'aboutissement des revendications des États producteurs, la création de l'OPEP, en septembre 1960, marque l'entrée dans le temps des États producteurs.

Au cours du temps des États producteurs, conformément aux objectifs fondateurs de l'OPEP, la maîtrise du prix du pétrole échappe progressivement aux majors au profit des États producteurs, les accords OPEP/Majors de Téhéran et de Tripoli, signés en 1971, institutionnalisant cette nouvelle dévolution (Copinschi, 2012). En ce début des années 1970, le marché pétrolier entre dans une période d'incertitude liée à l'essoufflement des économies occidentales et à la remise en cause de la société de consommation de masse par la conscientisation de la finitude des ressources naturelles. Dans le même temps, on assiste à une rupture d'équilibre « *entre l'offre et la demande* [sur le marché pétrolier] […] *alors que les relations entre pays producteurs et compagnies pétrolières* […] *ne* [se sont] *jamais autant dégradées* » (Copinschi, 2012, p. 63), aboutissant, ainsi, à une prise de conscience par les États producteurs du caractère géopolitique du pétrole. Deux événements géopolitiques déclenchent les chocs pétroliers dans années 1970. En 1973, la guerre du Kippour permet aux pays arabes

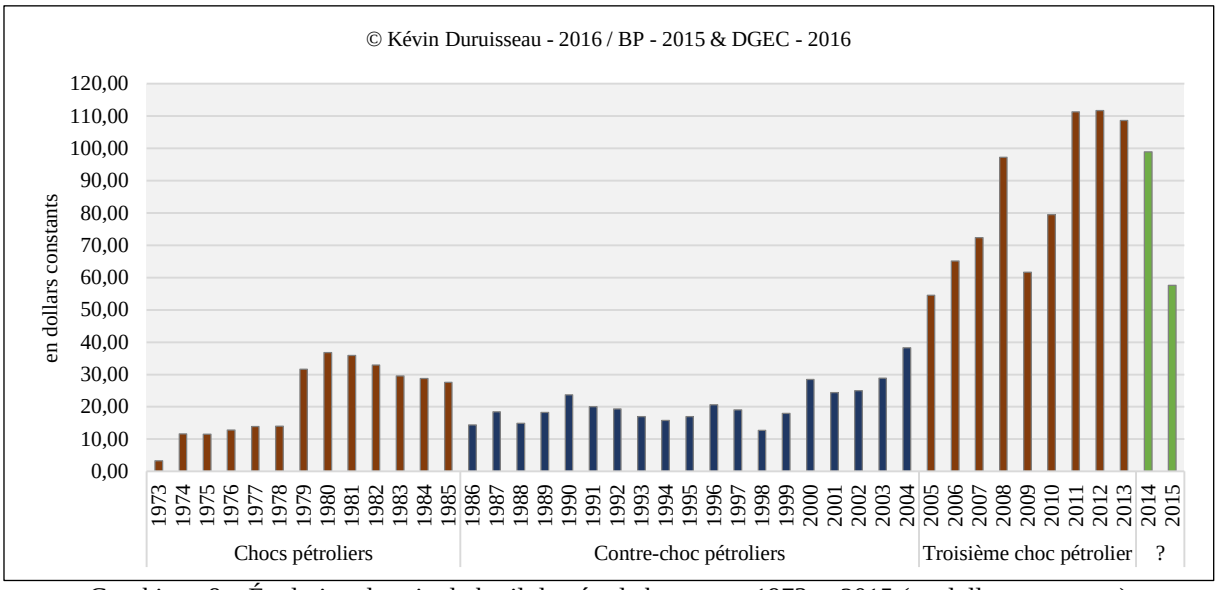
[55] En 2014, la consommation mondiale d'énergie de stock a atteint 11 732 Mtep (BP, 2015).
[56] En 2014, la consommation mondiale d'énergie fossile a atteint 11 158 Mtep (BP, 2015).

de l'OPEP d'augmenter le prix du pétrole de 70 % et de réduire leur production de 5 %. Ce premier choc pétrolier résulta « *autant de cette simple arithmétique que de l'ambition politique de l'OPEP, et fut possible parce que les vendeurs avaient atteint un degré suffisant de contrôle du marché pour pouvoir fixer unilatéralement le prix à la hausse* » (Ibid, p. 65). En 1979 et 1980, la Révolution iranienne et la guerre Iran-Iraq permettent aux pays arabes de l'OPEP, mais également à d'autres États producteurs, d'augmenter à nouveau le prix du pétrole. Ce deuxième choc pétrolier résulta, ici, « *principalement de la panique du marché, du comportement moutonnier des opérateurs et, comme souvent sur les marchés, de la constitution d'une bulle spéculative alimentée par des prophéties autoréalistes* » (Ibid, p. 72). Les deux chocs pétroliers eurent des conséquences sur la demande et l'offre énergétique. Le ralentissement de la demande pétrolière des PN s'accompagne alors d'une diversification de leur mix-énergétique. On assiste, dans le même temps, à une diversification géographique de la production pétrolière et à une montée en puissance du gaz naturel comme énergie alternative. Au tournant des années 1980, le prix élevé du pétrole, la nationalisation des compagnies pétrolières et la déstabilisation du Moyen-Orient conduisent les majors à prospecter dans de nouvelles régions et à exploiter des gisements jusqu'alors non rentables quand, pour soutenir les prix, l'OPEP réduit ses quotas. Ces éléments combinés conduisent à une baisse d'influence de l'OPEP sur le marché qui aboutit au contre-choc pétrolier de 1986 qui marque l'entrée dans le temps des marchés.

La multiplication des États producteurs aux intérêts divergents, la perte d'influence de l'OPEP et la privatisation de grandes compagnies pétrolières ont permis aux marchés financiers de mettre la main sur la régulation des cours. La financiarisation du marché a pour conséquence la multiplication des marchés à terme et spot. Ces éléments conduisent à une plus grande volatilité des cours qui ne dépendent plus exclusivement de facteurs fondamentaux – balance physique des marchés régionaux, niveau de production et de capacités, variation des consommations et niveau des stocks – mais aussi de facteurs spéculatifs – événements géopolitiques, rumeurs, informations, modèles techniques financiers (Favennec, 2009b ; Favennec et Mathieu, 2014). Depuis 2004, le marché connaît un troisième choc pétrolier (Chevalier, 2009 ; Copinschi, 2012). La hausse des prix résulte du fort accroissement de la demande des PES et de la multiplication des tensions dans de nombreux États producteurs entretenant un risque de rupture des approvisionnements (Copinschi, 2012). L'intensité de ce choc est supérieure à celle des deux chocs précédents, les prix passant de 38 $ à 111 $/baril entre 2004 et 2012 (BP, 2015). L'année 2014 rompt cette croissance exponentielle, amorçant une chute des cours et aboutissant à un prix de 38,05 $/baril en décembre 2015.

Il n'est pas possible d'affirmer qu'il s'agit bien d'un nouveau contre-choc même si un certain nombre de facteurs permet de penser la possibilité d'une pérennisation d'un prix bas. Depuis 2008, les résultats économiques européens et l'essoufflement des croissances chinoises et brésiliennes se traduisent par un accroissement modéré de la demande de pétrole quand l'offre de pétrole s'accroît fortement sous l'influence de la production russe, du redémarrage de

la production irakienne, de la montée en puissance des gaz de schiste en Amérique du Nord et de la mise en exploitation de nouveaux gisements [cf. graphique 8].



Graphique 8 – Évolution du prix du baril de pétrole brut entre 1973 et 2015 (en dollars constants)

L'analyse croisée des dynamiques passées et présentes et des projections des dynamiques futures de la demande énergétique mondiale avec le niveau des réserves de ressources de stock fait ainsi ressortir la limite matérielle future du système énergétique dominant. Ces dynamiques révèlent également que l'accroissement de la demande s'assoit sur un mix-énergétique majoritairement dominé par les énergies de stock carbonées posant ainsi dès à présent la limite climatique du système énergétique dominant. Si la question climatique s'impose dès aujourd'hui comme un problème global, le mur de la finitude des ressources énergétiques s'imposera de manière asynchrone dans les différentes régions du monde. L'UE qui ne dispose que de faibles réserves y est déjà confrontée, ce qui explique en partie la proactivité de cet ensemble régional dans l'élaboration d'un modèle de transition énergétique « bas carbone » ambitieux, modèle qui cependant reste à ce jour inscrit dans le paradigme dominant de la croissance économique.

III- Le réchauffement climatique anthropique : une limite inédite à un anthroposystème énergétique.

Les modifications du bilan radiatif de la Terre, dues aux émissions de GES générées par les activités humaines depuis les Révolutions Industrielles, provoquent le réchauffement climatique actuellement observable. Ses répercussions socio-environnementales et économiques sont déjà importantes et préoccupent les sociétés. Le Groupe Intergouvernemental d'Experts sur l'évolution du Climat (GIEC) a récemment démontré la responsabilité des énergies de stock carbonées dans ce phénomène climatique global (A). Ces travaux récents, plus que la finitude des ressources énergétiques, incitent les sociétés à une accélération de la

mise en œuvre de la transition énergétique « bas carbone ». La conscientisation des sociétés et l'information objective des décideurs s'appuient sur les perspectives climatico-énergétiques des scénarii de référence élaborés par le GIEC et l'AIE (B).

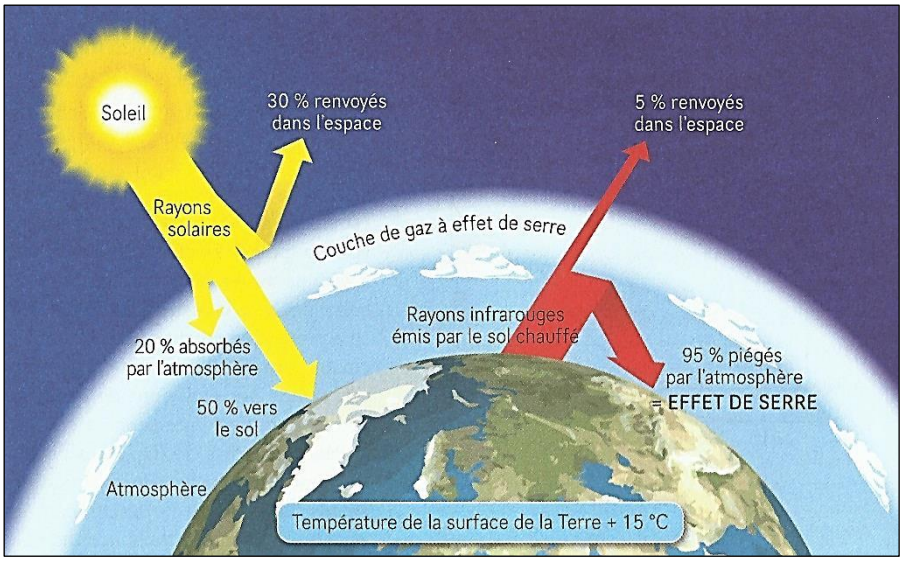
A- Le réchauffement climatique : du phénomène naturel au phénomène anthropique.

1- Les mécanismes de l'effet de serre naturel.

L'effet de serre est un phénomène naturel de réchauffement de l'atmosphère intervenant dans le bilan radiatif terrestre [cf. figure 6]. En l'absence de ce phénomène, la température terrestre moyenne serait de -18°C ce qui aurait interdit toute vie du fait de l'absence d'eau liquide. La température terrestre « *dépend des échanges d'eau et d'énergie dans le système Terre-atmosphère, échanges activés par le flux d'énergie solaire* » (Kandel, 2001, p. 147). Le Soleil est « *la principale source d'énergie qui échauffe ou réchauffe la Terre. Avec une température de surface d'environ 6 000°C, il émet en direction de la Terre un rayonnement d'environ 342 watts par mètre carré en moyenne sous forme d'ondes électromagnétiques* » (Tsayem-Demaze, 2011, p. 16). Ce rayonnement solaire se propage vers la surface terrestre sous trois formes : 10 % de rayons ultra-violets (UV), 40 % de lumière visible (LV) et 50 % de rayonnement infrarouge (IR). La moitié « *de la radiation totale émise par le Soleil* [en direction de la Terre] *arrive à la surface de la Terre, l'autre moitié étant soit réfléchie vers l'espace par les nuages, soit absorbée dans l'atmosphère par les gaz qui s'y trouvent* » (Ibid, p. 16). L'énergie solaire absorbée par la Terre la réchauffe et celle-ci réémet cette énergie sous forme de chaleur (rayonnement IR) vers l'espace. La présence de gaz à effet de serre (GES) piège une partie du rayonnement IR émis par la Terre : « *bloqué par ces gaz, les rayonnements telluriques ne s'échappe pas dans l'espace mais à tendance à retourner en direction de la surface de la Terre et à la réchauffer* » (Ibid, p. 16-17). Dans le cas d'un bilan radiatif naturel, l'énergie solaire reçue par la Terre et l'énergie terrestre émise vers l'espace sont quasiment identiques permettant l'existence d'une température moyenne de 15°C à la surface terrestre, compatible avec la vie. La température terrestre moyenne résulte donc de « *l'équilibre entre les flux d'énergie entrant et sortant de l'atmosphère* » (Riedacker, 2003, p. 48).

Le bilan radiatif naturel prend donc en compte l'existence de GES « *présents depuis toujours dans l'atmosphère* » (Tabeaud, 2007, p. 184). Les principaux GES naturels sont la vapeur d'eau (H_2O), le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4), le protoxyde d'azote (N_2O) et l'ozone (O_3). Les GES naturels jouent un rôle inégal dans l'effet de serre naturel : l'H_2O y contribue à hauteur de 50 % contre 30 % pour le CO_2 et 20 % pour le CH_4. Le N_2O et l'O_3 n'y jouent qu'un rôle anecdotique. Depuis les Révolutions Industrielles, l'activité humaine émet dans l'atmosphère, en plus des GES naturels, de nouveaux GES comme les chlorofluorocarbures (CFC), les hydrofluorocarbures (HFC) et l'hexafluorure de soufre (SF_6). L'ensemble des activités humaines, avec ses émissions supplémentaires de GES naturels et ses

émissions de GES industriels, déséquilibre le bilan radiatif de la Terre provoquant une augmentation de la température à la surface terrestre.



Dessus (2014)

Figure 6 – Les mécanismes de l'effet de serre naturel

2- Le phénomène de l'effet de serre anthropique : les apports du GIEC.

Les premiers travaux sur le climat, en tant qu'objet physique, débutent au 19e siècle avec les recherches de J. Fourier [1768-1830] qui formule l'hypothèse de l'existence d'un effet de serre naturel (Fourier, 1824). En 1859, J. Tyndall [1820-1893] démontre que « *des gaz invisibles peuvent absorber et émettre de la chaleur* » (Mouhot, 2012, p. 27). Reprenant les travaux de J. Fourier, S. A. Arrhenius [1859-1927] formule, en 1896, l'hypothèse selon laquelle « *une augmentation de la concentration atmosphérique en* [CO_2] *entraînerait des rétroactions pouvant expliquer l'avancée et le recul des âges glaciaires* » (Ibid, p. 27). Au 20e siècle, on assiste à une multiplication des recherches constituant progressivement la climatologie : les travaux de G. S. Callendar[57], menés en 1938, et de G. Plass, de R. Revelle et H. Suess[58], menés de 1956 à 1957 structurent la discipline. Si la compréhension des phénomènes climatiques s'affine à travers ces recherches, il faut attendre la fin des années 1970 pour assister à une prise de conscience timide de l'existence d'un réchauffement climatique anthropique. Cette prise de conscience se renforce quand des travaux de glaciologues font le lien, en 1985, entre les importantes variations climatiques, au cours des différents épisodes glaciaires, et des variations de la concentration atmosphérique en CO_2 (Radanne, 2006). C'est dans ce contexte que le GIEC

[57] Dans son article « The Artificial Production of Carbon Dioxide and Its Influence on Temperature » (1938), il démontre qu'un réchauffement climatique anthropique était déjà observable dans la première moitié du 20e siècle et que « *les hommes en étaient responsables par leurs émissions de gaz à effet de serre* » (Mouhot, 2012, p. 27).

[58] Reprenant les travaux de S. A. Arrhenius et de G. S. Callendar, ils se sont intéressés aux conséquences de l'accumulation de CO_2 dans l'atmosphère. Ils « *tirèrent pour la première fois la sonnette d'alarme en signalant que l'homme était en train de conduire une expérience inédite à grande échelle sur l'atmosphère* » (Mouhot, 2012, p. 27).

est fondé en 1988 sous l'impulsion de l'Organisation Météorologique Mondiale (OMM), du Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE) et du G7.

Placé sous la double tutelle de l'OMM et du PNUE, le GIEC[59] a pour mission « *d'évaluer, sans parti pris, et de façon méthodique, claire et objective, les informations d'ordre scientifique, technique et socio-économique qui nous sont nécessaires pour mieux comprendre les fondements scientifiques des risques liés au changement climatique d'origine humaine, cerner plus précisément les conséquences possibles de ce changement et envisager d'éventuelles stratégies d'adaptation et d'atténuation* » (Dessus, 2014, p. 218). Il ne s'agit pas d'un laboratoire de recherche mais d'un organisme de synthétisation de l'ensemble des travaux menés à travers le monde (Norrant-Romand, 2010, p. 28). Cette institution est aujourd'hui une des organisations les plus influentes du système onusien (Vaché, 2009), ses injonctions, émises périodiquement dans ses rapports, orientant les politiques énergie-climat de nombreux pays. Ses cinq rapports, produits à ce jour, « *témoignent, par une évolution des adjectifs choisis, de la signification de plus en plus forte attribuée aux évolutions récentes du climat* » (Le Treut, 2006, p. 26). Au fil des cinq rapports, la responsabilité des activités humaines dans le réchauffement climatique actuel est de plus en plus affirmée et ses répercussions sociales, environnementales et économiques de mieux en mieux évaluées.

Le premier rapport du GIEC (1990) faisait le constat d'une augmentation des émissions de GES anthropiques dans l'atmosphère. Utilisant les différents modèles climatiques disponibles à l'époque, ce premier rapport projetait une augmentation de la température moyenne à la surface terrestre comprise entre 0,15°C et 0,30°C par décennie entre 1990 et 2005. Bien que fortement suspecté, le lien direct entre les rejets de GES anthropiques dans l'atmosphère et l'augmentation observée de la température n'était alors pas clairement énoncé, certains modèles l'attribuant encore à des variations cycliques du climat terrestre (Tsayem-Demaze, 2010).

Le deuxième rapport du GIEC (1995) marquait une évolution importante par rapport au précédent affirmant l'existence d'un « *faisceau d'éléments* […] [suggérant] *qu'il y a une influence perceptible de l'Homme sur le climat global* » (GIEC, 1995, p. 22). S'appuyant sur les chiffres d'une augmentation de la température moyenne, entre la fin du 19e siècle et la fin du 20e siècle, comprise entre 0,3°C et 0,6°C, le GIEC publiait trois scénarii projetant une augmentation de la température moyenne comprise entre 1°C et 3,5°C entre 1990 et 2100.

[59] Le GIEC s'organise en trois groupes de travail : le Groupe I – Les éléments scientifiques – étudie le fonctionnement passé, présent et futur du climat ; le Groupe II – Conséquences, adaptation et vulnérabilité – étudie les conséquences des changements climatiques sur la vulnérabilité des milieux naturels et anthropiques et propose des mesures d'adaptation et le Groupe III – Mesures d'atténuation – étudie les évolutions des émissions de GES et propose des mesures de leur réduction (Chevalier, 2008).

Le troisième rapport du GIEC (2001) confirmait les hypothèses d'un lien entre émissions de GES anthropiques et réchauffement climatique indiquant que « *nous disposons de preuves nouvelles et certaines établissant que le réchauffement observé ces 50 dernières années est attribuable aux activités humaines* » (GIEC, 2001, p. 6). Réévaluant l'augmentation de la température moyenne, entre 1901 et 2000, dans une fourchette comprise entre 0,4°C et 0,8°C, le GIEC produisait des scénarii projetant une augmentation de la température moyenne de la surface terrestre comprise 1,4°C et 5,8°C entre 1990 et 2100. Il entérinait une majoration du rôle de l'effet de serre anthropique sur le réchauffement climatique actuel. Cependant, l'élargissement de la fourchette des températures prédites maintenait le doute quant à l'urgence et l'importance des décisions à prendre pour la lutte contre le réchauffement climatique.

Le quatrième rapport du GIEC (2007) se distinguait des précédents par une évolution sémantique, affirmant que « *le réchauffement du système climatique est sans équivoque* [et que] *l'essentiel de l'élévation de la température moyenne du globe observée depuis le milieu du* [20e] *siècle est très probablement attribuable à la hausse des concentrations de* [GES] *anthropiques* » (GIEC, 2007, p. 5). Il mettait en perspective une nouvelle réévaluation de l'augmentation de la température moyenne, entre 1906 et 2005, mesurée entre 0,56°C et 0,92°C avec une hausse des niveaux des mers et une diminution des manteaux neigeux dans l'hémisphère nord.

Le cinquième rapport du GIEC (2013-2014) lie, avec une probabilité proche de 100 %, le réchauffement climatique actuel et les activités anthropiques émettrices de GES : « *l'influence de l'homme sur le système climatique est clairement établie, et ce, sur la base des données concernant l'augmentation des concentrations de* [GES] *dans l'atmosphère, le forçage radiatif positif, le réchauffement observée et la compréhension du système climatique* » (GIEC, 2013, p. 15). Le GIEC pointe une accélération du phénomène : au constat d'une augmentation de la température moyenne de 0,85°C depuis l'époque pré-industrielle, il joint l'enregistrement, dans les trois dernières décennies, des mesures des températures les plus chaudes connues dans l'hémisphère nord depuis 1 400 ans. Il décrit les conséquences naturelles déjà observables de ce réchauffement, hausse du niveau des mers, multiplication des événements climatiques extrêmes, accélération de la dégradation de la biodiversité, ainsi que les répercussions sur les systèmes productifs humains à toutes les échelles géographiques (GIEC, 2013).

3- Les GES générés par les activités humaines : leur responsabilité dans le réchauffement climatique actuel.

Depuis le début de l'époque industrielle, la concentration atmosphérique des principaux GES augmente régulièrement. Entre 1750 et 2011, les concentrations atmosphériques du CO_2,

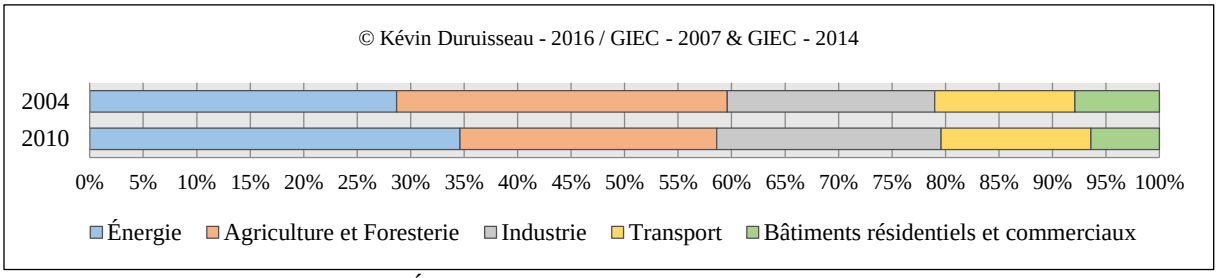
du CH_4 et du N_2O[60] se sont respectivement accrues de 39,6 %, 152,2 % et 20 % (GIEC, 2013). Cependant, ces différentes augmentations ne renseignent pas sur le rôle de chacun de ces GES dans l'augmentation du forçage radiatif[61] responsable de l'augmentation de la température moyenne. Le forçage radiatif global, avec comme référence la date de 1750, a fortement augmenté entre 1950 et 2011, passant de 0,57 W/m² à 2,29 W/m². Le CO_2 demeure le principal contributeur au forçage radiatif global, soit 1,68 W/m² contre 0,97 W/m² pour le CH_4, 0,18 W/m² pour les Halocarbures et 0,17 W/m² pour le N_2O. Le cinquième rapport réévalue l'influence du CH_4, et de ses descendants car s'il présente une efficacité radiative cent fois plus importante que le CO_2, il possède une durée de vie de seulement 12 ans contre 125 ans pour le CO_2. Le CH_4 a donc une influence forte à court terme sur le climat alors que le CO_2 a, sur celui-ci, une influence forte à long terme (Dessus, 2014).

Le CO_2 a donc un rôle prépondérant dans l'élévation de la température moyenne de la surface terrestre à long terme. La concentration atmosphérique en CO_2, mesurée à l'époque pré-industrielle, était le résultat de l'histoire géologique de la Terre. Au cours de cette histoire, une très grande quantité de CO_2 a été exclue du cycle du carbone et a été stockée dans le compartiment lithosphérique constitué par les roches sédimentaires carbonatées et les combustibles fossiles, faisant ainsi baisser d'autant le taux de CO_2 atmosphérique. Le taux de CO_2 dit naturel, fruit de cette histoire géologique, au début de l'époque industrielle a été évalué à 280 ppm[62]. L'utilisation massive des roches combustibles fossiles, dans les activités humaines, réintroduit dans le compartiment atmosphérique du CO_2 jusqu'alors piégé dans le compartiment lithosphérique, provoquant un effet de serre additionnel. En 2011, la concentration atmosphérique en CO_2 était ainsi mesurée à 391 ppm (GIEC, 2013).

Entre 1970 et 2010, les émissions mondiales de GES ont augmenté de 81,5 %, passant de 27 à 49 Gt[63] équivalent CO_2 ($GtECO_2$), soit une hausse de 0,55 $GtECO_2$ par an pour ces quarante années. La dernière décennie de cette période voit une accélération de ces émissions avec une augmentation de 0,90 $GtECO_2$ par an. « *Plusieurs activités anthropiques* [peuvent être] *mises en cause : combustion du charbon, du gaz naturel et du pétrole, industries, transports, urbanisation, élevage, déforestation, etc* » (Tsayem-Demaze, 2011, p. 19). Entre 1970 et 2010, ce sont les émissions de CO_2 qui ont le plus contribué à cet accroissement avec une part de 80,9 % contre 12,3 % pour le CH_4, 4,1 % pour les N_2O et 4,1 % pour les gaz fluorés. De nombreux secteurs d'activités anthropiques ont participé à l'accroissement des émissions de GES : énergie, agriculture et foresterie, industrie, transport et bâtiments résidentiels et commerciaux [cf. graphique 9]. Entre 2004 et 2010, la contribution des différents secteurs

[60] Les concentrations atmosphériques du CO_2, du CH_4 et du N_2O sont passées respectivement de 280 ppm à 391 ppm, de 715 ppb à 1 803 ppb et de 270 ppb à 324 ppb (GIEC, 2013).
[61] Le forçage radiatif est « *la différence entre l'énergie radiative reçue et l'énergie radiative émise par un système climatique donné* » (Dessus, 2014, p. 217).
[62] ppm : partie par million
[63] Gt : gigatonne

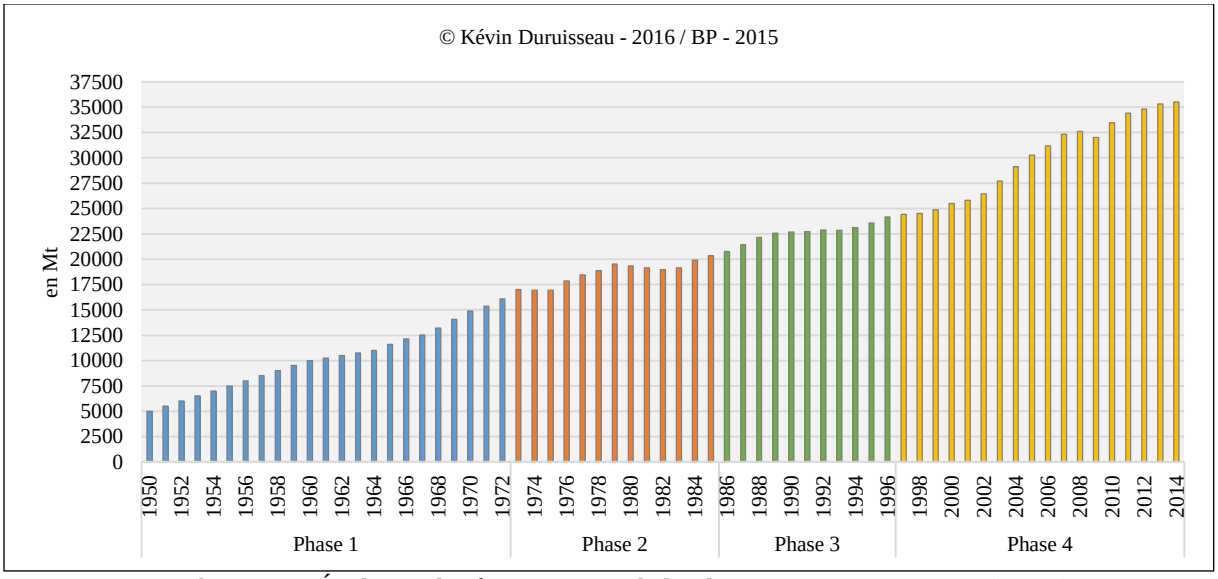
d'activités aux émissions de GES a évolué : en 2004, le secteur agricole et forestier était le plus fort contributeur, avec une part de 30,9 %, quand en 2010, cette place était occupée par le secteur énergétique, avec une part de 34,6 %. Ce bouleversement hiérarchique s'explique par la hausse de la consommation d'énergie primaire et de la production d'électricité qui reposent majoritairement sur les énergies fossiles, générant d'importantes émissions de CO_2.



Graphique 9 - Évolution de la contribution des secteurs d'activités aux émissions mondiales de GES entre 2004 et 2010 (en %)

4- Les dynamiques actuelles et historiques des émissions de CO_2.

De 1950 à 2014, les émissions mondiales de CO_2 ont cru de manière presque continue mais irrégulièrement et leur évolution peut s'analyser à l'aune des quatre phases politico-économiques précédemment évoquées. Elles ont été multipliées par sept, passant de 5000 à 35 498 Mt, soit un accroissement moyen de 477 Mt/an [cf. graphique 10] (EPA, 2015 ; BP, 2015). L'accroissement moyen des émissions au cours des quatre phases politico-économiques successives a été respectivement de 522 Mt/an, 268 Mt/an, 306 Mt/an et 615 Mt/an. Les émissions n'ont jamais autant cru que durant la quatrième et dernière phase de la période étudiée. Au cours de cette phase de croissance maximum, l'année 2010 constitue une année record avec une hausse de +1 736 Mt, soit l'équivalent des émissions de l'Amérique du Sud.



Graphique 10 – Évolution des émissions mondiales de CO_2 entre 1965 et 2014 (en Mt)

Cette évolution des émissions mondiales de CO_2, au cours de la période 1965-2014, est la somme de trajectoires régionales contrastées. La hiérarchie régionale a connu des évolutions importantes au cours de cette période : en 1965, les plus gros émetteurs étaient l'Amérique du Nord (35,5 %), l'Europe (29,8 %), la CEI (16,7 %) et l'Asie-Pacifique (12,4 %) tandis qu'en 2014 les plus gros émetteurs étaient l'Asie-Pacifique (47,4 %), l'Amérique du Nord (20 %) et l'Europe (11,8 %)[64]. La part de l'UE passait, elle, de 28,6 % à 10,4 %[65]. Ce bouleversement hiérarchique important est corrélé avec la reconfiguration majeure de la géographie de l'énergie en cours qui a vu l'épicentre de la demande énergétique se déplacer durablement vers l'Asie-Pacifique. Au cours de la période, le Moyen-Orient, l'Asie-Pacifique, l'Afrique et l'Amérique du Sud ont multiplié leurs émissions par un facteur compris entre 4,8 et 15,4 tandis que l'Amérique du Nord, la CEI et l'Europe ont vu leurs émissions multiplier par un facteur compris entre 1,2 et 1,7. Dans ce contexte, les émissions de l'UE ont été multipliées par un facteur 1,1.

L'évolution au cours de cette période de la hiérarchie des principaux pays émetteurs explique ces évolutions régionales : en 1965, elle était dominée par les États-Unis (32,6 %), l'URSS (16,7 %) et l'Allemagne (7,8 %) tandis qu'en 2014, elle était dominée par la Chine (27,8 %), les États-Unis (16,9 %), l'Inde (5,9 %) et la Russie (4,7 %) (BP, 2015). Dans cette période, les émissions ont connu une déconcentration constituant également un indicateur fiable de la diffusion du modèle de développement dominant. Cette analyse selon une approche par pays confirme la montée en puissance des principaux PES observée dans l'approche par grandes régions ce qui atténue la part de la responsabilité historique des PN dans le réchauffement climatique à venir. Dans ce contexte, la Chine a contribué à hauteur de 39,1 % à l'accroissement des émissions mondiales entre 1965 et 2014 quand l'ensemble des pays de l'OCDE n'y contribuait qu'à hauteur de 24 %. Ces chiffres montrent la nécessité d'une maîtrise des émissions de CO_2 par les pays non-OCDE alors qu'ils ne sont, pour la plus part, pas soumis aux contraintes climatiques des textes internationaux en vigueur[66].

Les facteurs responsables de la hausse constante des émissions mondiales de CO_2 sont multiples et complexes. Ses grands déterminants sont la croissance économique, l'intensité carbone des économies, la croissance démographique et les politiques énergie-climat récemment mises en œuvre (Cassoret et Roger, 2015a, 2015b ; Deshaies et Baudelle, 2013 ; Vieillefosse, 2009).

[64] En 1965, les émissions de CO_2 de l'Amérique du Nord ont atteint 4 122 Mt contre 3 452 pour l'Europe, 2 481 pour la CEI, 1 439 pour l'Asie-Pacifique, 304 pour l'Amérique du Sud, 198 pour l'Afrique et 145 pour le Moyen-Orient alors qu'en 2014 les émisions de CO_2 de l'Asie-Pacifique ont atteint 16 817 Mt contre 7 115 pour l'Amérique du Nord, 4 177 pour l'Europe, 2 481 pour la CEI, 2 228 pour le Moyen-Orient, 1 487 pour l'Amérique du Sud, 1 195 pour l'Afrique (BP, 2015).
[65] Entre 1965 et 2014, les émissions de CO_2 de l'UE sont passées de 3 323 à 3 705 Mt (BP, 2015).
[66] Entre 1965 et 2014, les émissions de CO_2 de la France sont passées de 341 à 348 Mt (BP, 2015).

B- Les perspectives climatiques et énergétiques : des trajectoires inconciliables ?

1- Les scénarii RCP du GIEC.

Le niveau des émissions mondiales de CO_2, et plus largement de GES, est en hausse continue tout en restant très inégalement répartie. Tous les facteurs sont aujourd'hui réunis pour que cette hausse se poursuive dans les années à venir : malgré les traités internationaux affichant une volonté de réduction des émissions de GES, les PN maintiennent leurs émissions à des niveaux élevés et les PES, en poursuivant leur développement basé sur des systèmes productifs carbonés, augmentent régulièrement leurs émissions. La Conférence des Parties de Copenhague (COP-15) et son accord avaient arrêté, en 2009, l'objectif de limiter la hausse de la température moyenne de la surface terrestre à +2°C à l'horizon 2100 par rapport aux niveaux préindustriels, ce qui correspond à une concentration atmosphérique en GES de 450 ppm équivalent CO_2 (Aykut et Dahan, 2014). La COP-21 de Paris et son accord ont entériné, en 2015, un objectif plus ambitieux encore devant permettre de contenir la hausse de la température moyenne de la surface terrestre nettement en-dessous de +2°C en visant les +1,5°C (Marechal, 2016).

En réponse à l'urgence climatique, le GIEC a proposé dans ses cinq rapports successifs des scénarii climatiques, bien que « *la caractérisation des changements climatiques susceptibles de se produire* […] [soit] *un exercice délicat* [et qu'il soit] *encore plus complexe de déterminer les modifications que ces changements induiront sur l'environnement physique naturel et sur les écosystèmes* » (Van Gameren *et alii*, 2014, p. 13). Au fil de ses rapports successifs, le GIEC n'a cessé de réévaluer les projections des hausses de température à la fin du 21 siècle, pour finalement prévoir dans son cinquième et dernier rapport une augmentation comprise entre 1 et 7,8°C par rapport à la période 1850-1900 (GIEC, 2013, 2014). Les différences importantes entre les valeurs basses et hautes de ces deux projections résultent de « *deux types d'incertitudes, celles venant de la pluralité des modèles du climat et des insuffisances de la connaissance des mécanismes climatiques et celles venant des différents scénarios* […] [de] *concentrations de* [CO_2] » (Aykut et Dahan, 2014, p. 91).

Répondant à des critiques théoriques et pratiques, les scénarii du cinquième rapport du GIEC s'appuient sur des modifications importantes des méthodologies utilisées. Les scénarii RCP – *Representative Concentration Pathways* – sont des scénarii sociotechniques qui « *au contraire des scénarios SRES* [*Special Report on Emissions Scenarios*] […] *ne sont donc pas associés à des scénarios socioéconomiques particuliers et peuvent résulter de la combinaison de divers futurs économiques, technologiques, démographiques, politiques et institutionnels* » (Van Gameren *et alii*, 2014, p. 14). Les quatre scénarii projettent des concentrations en GES comprises entre un intervalle souhaitable de 430-480 ppm équivalent CO_2 (RCP 2,6) et un intervalle catastrophique avec une borne supérieure de 1 000 ppm équivalent CO_2 (RCP 8,5)

correspondant à une hausse de la température moyenne comprise entre 1 et 7,8°C à l'horizon 2100 par rapport à la période 1850-1900 [cf. tableau 7]. Considérant la durée de vie des émissions passées de GES et l'inertie du système climatique, nous sommes engagés jusqu'en 2040 à un certain niveau de réchauffement quelles que soient les politiques énergie-climat engagées, « *les bénéfices des actions actuelles de réduction des émissions de GES ne se feront donc sentir que dans trois décennies, environ* » (Van Gameren *et alii*, 2014, p. 14). Par conséquent, l'objectif dit des 2°C semble de plus en plus improbable au regard des tendances actuellement observables. Selon l'AIE, les politiques énergie-climat projetées ne peuvent permettre qu'une limitation de la hausse à 3,8°C à l'horizon 2100 (AIE, 2013) : « *pour avoir 50 % de chances de ne pas dépasser les 2°C, il serait en effet nécessaire de mettre en œuvre des politiques d'atténuation permettant par exemple d'atteindre un pic des émissions mondiales en 2016, suivi d'une baisse des émissions de 5 % par an* » (Van Gameren *et alii*, 2014, p. 20).

	Variation de température [en °C pour 2100 par rapport à 1850-1900]		**Concentrations atmosphériques en GES en 2010 [en ppm équivalent CO_2]**	
	Valeurs les plus probables	Intervalle probable	Valeurs les plus probables	Intervalle probable
RCP 2,6	1,5 – 1,7	1,0 – 2,8	450	430 – 480
RCP 4,5	2,3 – 2,6	1,5 – 4,2	---	580 – 650
	2,6 – 2,9	1,8 – 4,5	---	650 – 720
RCP 6,0	3,1 – 3,7	2,1 – 5,8	---	720 – 1 000
RCP 8,5	4,1 – 4,8	2,8 – 7,8	---	> 1 000
	© Kévin Duruisseau – 2016 / GIEC – 2014			

Tableau 7 – Projections 2100 par rapport à 1850-1900 selon les scénarii RCP (en °C et en ppm équivalent CO_2)

Les hausses de la température de la surface terrestre indiquées par l'ensemble des scénarii RCP sont des hausses moyennes, ceci implique que certaines régions telles que les régions les plus septentrionales du globe subiront des hausses bien supérieures. Quelle que soit leur situation dans cette hausse moyenne, l'ensemble des régions du monde auront à subir des conséquences écologiques majeures dues à ce réchauffement climatique : une montée du niveau des mers, une acidification des océans, une multiplication et une intensification des vagues de chaleur. L'ensemble des écosystèmes terrestres et marins naturels et anthropisés seront impactés, conduisant à une dégradation des systèmes agricoles régionaux, à une diminution des ressources halieutiques et en conséquence à une baisse importante des disponibilités alimentaires. La multiplication des épisodes météorologiques extrêmes et l'élévation du niveau des mers se traduiront par une hausse des déplacements de population, des décès accidentels et des coûts économiques pour les assurances. N. Stern évaluait déjà en 2006 que « *sans action publique résolue et rapide, les coûts du changement climatique* [équivalait] *à une perte annuelle du PIB mondial comprise entre 5 % et 20 %* » (Gadrey, 2007, p. 59). Le paramètre climatique et ses problématiques énergético-économiques sont devenus une hypothèse centrale des trois scénarii de l'AIE.

2- Les trajectoires d'émissions de CO_2 dans les scénarii de l'AIE.

La stabilisation du niveau de concentration en CO_2 de l'atmosphère repose sur les capacités de l'ensemble des écosystèmes terrestres et marins à absorber les émissions

anthropiques et sur une baisse drastique de l'intensité carbone des économies. L'ensemble des écosystèmes « *absorbent actuellement environ 18 GtCO₂ par an* » (Vieillefosse, 2009, p. 21). Il faudrait donc ramener les émissions de CO_2 à ce niveau pour en stabiliser la concentration atmosphérique et réduire ces émissions à un niveau bien inférieur si l'on veut réduire sa concentration atmosphérique.

La comparaison des trois scénarii de l'AIE fait apparaître des trajectoires d'émissions de CO_2 différentes à l'horizon 2035 [cf. tableau 8]. Les scénarii Politiques actuelles et Nouvelles politiques prédisent un accroissement des émissions compris entre +46 % et +22,7 % quand le scénario 450 ppm prédit une baisse des émissions de -26,9 %. En fonction du scénario retenu, les énergies fossiles y contribueront inégalement. Dans Politiques actuelles, l'accroissement des émissions s'appuie sur le charbon (53,3 %) et sur le gaz naturel (25,9 %) quand dans Nouvelles politiques cet accroissement s'appuie sur le gaz naturel (43,6 %) et sur le charbon (31,9 %). La diminution des émissions prévue dans 450 ppm s'appuie sur la forte baisse du charbon (85,7 %). Seule la baisse drastique du recours aux énergies fossiles associée à 450 ppm est conforme à la nécessaire décarbonisation du mix-énergétique mondial pour atteindre l'objectif d'une réduction de -50 % des émissions de CO_2 en 2050.

	Politiques actuelles			**Nouvelles politiques**			**450 ppm**		
	2010	**2035**	**Évolution**	**2010**	**2035**	**Évolution**	**2010**	**2035**	**Évolution**
Pétrole	10 893	13 788	+ 2 895 + 26,6 %	10 893	12 573	+ 1 680 + 15,4 %	10 893	9 645	- 1 248 - 11,5 %
Charbon	13 105	20 515	+ 7 410 + 56,5 %	13 105	15 287	+ 2 182 + 16,7 %	13 105	5 620	- 7 485 - 57,1
Gaz naturel	6 192	9 786	+ 3 594 + 58,0 %	6 192	9 176	+ 2 984 + 48,2 %	6 192	6 790	+ 598 + 9,7 %
	30 190	**44 089**	**+ 13 899 + 46,0 %**	**30 190**	**37 036**	**+ 6 846 + 22,7 %**	**30 190**	**22 055**	**- 8 135 - 26,9 %**
© Kévin Duruisseau – 2016 / AIE – 2012									

Tableau 8 – Évolution des émissions mondiales de CO_2 entre 2010 et 2035 selon les scenarii de l'AIE (en Mtep et en %)

La déclinaison selon une approche par grandes régions du scénario Nouvelles politiques, pour la période 2010-2035, montre que l'accroissement des émissions de CO_2 ne proviendra que des ensembles non-OCDE. L'ensemble non-OCDE Asie représentera à lui seul 77,7 % de cette hausse. Dans le même temps, l'UE verra ses émissions baisser de -24,7 %. Selon une approche par pays, l'accroissement des émissions proviendra très majoritairement des principaux Pays Émergents (66,7 %). La Chine (35,5 %) et l'Inde (25,9 %) seront les contributeurs les plus importants. Bien qu'étant l'ensemble régional le plus vertueux, la baisse des émissions communautaires de l'UE ne devrait pas être suffisante pour remplir l'objectif d'un facteur 4, même si elle se conforme aux directives bruxelloises en vigueur.

Le système énergétique dominant est un anthroposystème récent dans l'histoire de l'humanité. Ses fondements ont été posés au cours des Révolutions Industrielles successives illustrant à très grande échelle les liens unissant énergie et développement des sociétés. Ce

système thermo-industriel bicentenaire a succédé à un système agro-énergétique millénaire qui subsiste encore aujourd'hui dans certaines sociétés.

L'avènement du système énergétique dominant a correspondu au passage d'un système basé sur des énergies de flux décarbonées à un système basé sur des énergies de stock carbonées. Cette évolution majeure a d'emblée positionné le système énergétique dominant face à la question de l'épuisement programmé des stocks même s'ils n'étaient pas alors perçus comme épuisables par les sociétés. C'est l'accélération de la demande énergétique mondiale actuelle, liée à sa diffusion intense, qui fait apparaître une nouvelle conscientisation de cette propriété létale du système. Cependant, une forte capacité de résilience du système énergétique dominant s'observe à travers la mise en exploitation de gisements d'hydrocarbures non conventionnels, aux coûts environnementaux et économiques importants, ébranlant la conscientisation récente de la finitude des ressources énergétiques de stock. Bien que la finitude des stocks engage la survie du système énergétique dominant, c'est une autre propriété, récemment mise en évidence par les travaux du GIEC, qui semble devoir sonner le glas de cet anthroposystème énergivore bien avant qu'il n'ait épuisé l'ensemble des stocks disponibles. L'utilisation massive d'énergies fossiles qui le caractérise libère dans l'atmosphère des GES qui provoquent un dérèglement du système climatique et en particulier une élévation globale de la température de la surface terrestre mettant en péril les équilibres environnementaux. C'est ce dérèglement, aux conséquences majeures pour les sociétés humaines, qui contraint à une évolution radicale du système nécessitant une transition énergétique « bas carbone » [cf. figure 7].

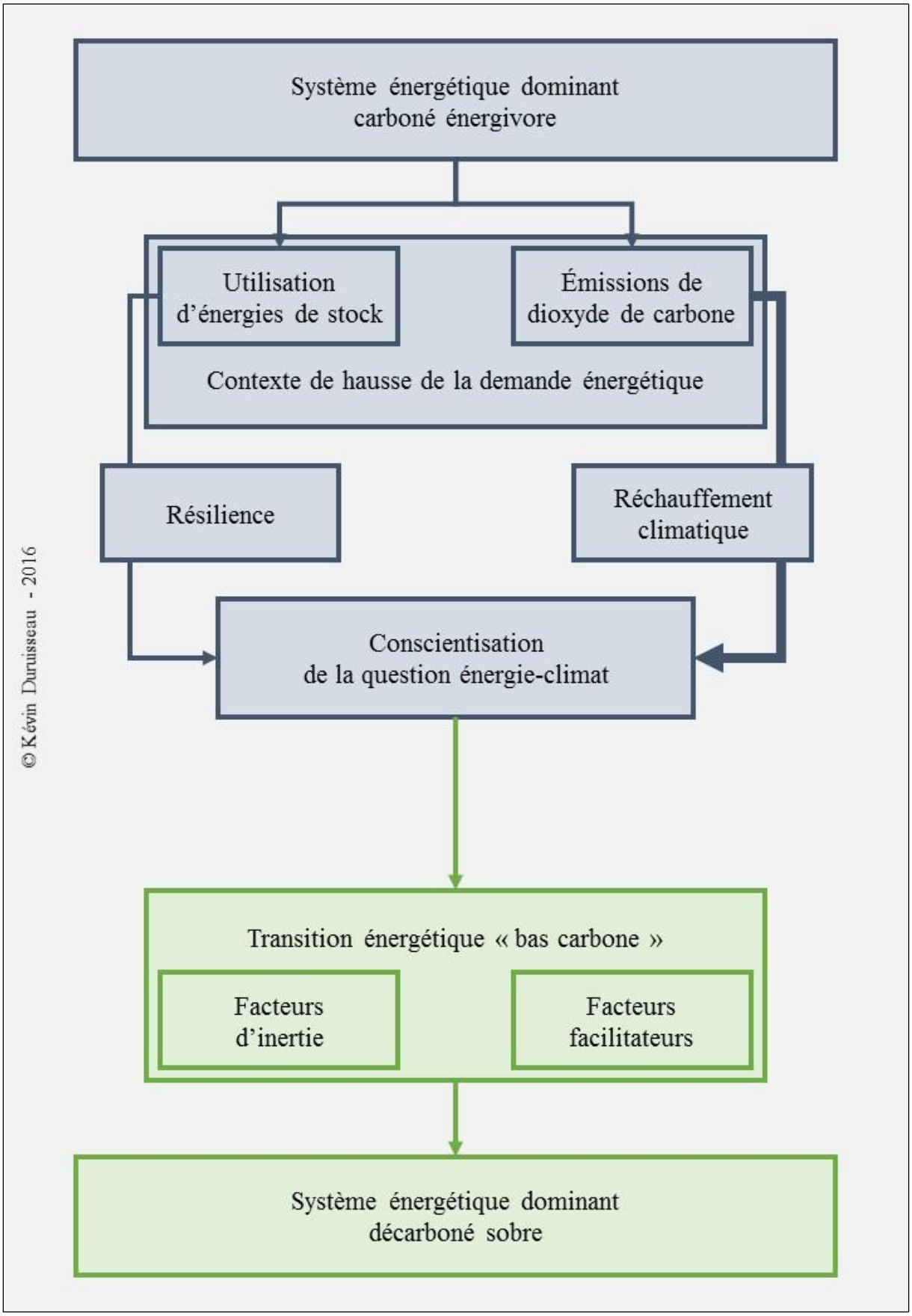


Figure 7 – Les facteurs de la transition énergétique « bas carbone »

Chapitre 2
Les apports de la géographie dans la conceptualisation de la transition énergétique « bas carbone »

« *La géographie s'intéresse depuis longtemps déjà à la question de l'énergie, car l'énergie est une clé de lecture des territoires* » (Mérenne-Schoumaker, 2007a, p. 23), nous dit B. Mérenne-Schoumaker, faisant ainsi d'emblée de la géographie une discipline privilégiée pour l'étude de la transition énergétique « bas carbone ». La construction et la transformation des systèmes énergétiques répondent à des logiques géographiques. La mise en tension entre lieux de production et lieux de consommation d'énergie convoque les notions de localisation, de réseaux, de jeux d'acteurs, de jeux d'échelles, etc. Plus largement, les transitions énergétiques successives ont fait évoluer la place du territoire dans l'organisation des systèmes énergétiques dominants, soit en minorant soit en majorant son influence. En cela, la transition énergétique « bas carbone » est un processus géographique (Bridge *et alii*, 2013). Les Sciences Humaines et Sociales (SHS), « *qui s'attachent à « déplier » la technologie et à cartographier ses réseaux pour éclairer les processus et les liens indissociablement sociotechniques qui la portent à existence et la constituent* » (Labussière et Nadaï, 2015, p. 25), ont toute légitimité pour interroger les enjeux de cette nouvelle transition touchant l'anthroposystème énergétique dominant et pour formuler des propositions novatrices (Brücher, 2009 ; Smil, 2010 ; Fouquet et Pearson, 2012 ; Defeuilley, 2014). Malgré l'évidente légitimité de la géographie à conceptualiser la transition énergétique « bas carbone », la jeunesse de l'importation du concept de transition énergétique dans la discipline et les multiples disciplines d'origine imposent de considérer avec attention les conditions de cette importation. La prise en compte des travaux des SHS, aussi fructueuse soit-elle, ne saurait consister en une transposition disciplinaire « simpliste ». Cependant, la valeur heuristique de leur prise en compte est un atout pour une conceptualisation géographique de la transition énergétique « bas carbone ».

Ce chapitre vise à formaliser une conceptualisation géographique de la transition énergétique « bas carbone ». Il permet de saisir toute la richesse théorique du concept dans sa dimension pluridisciplinaire, ses liens avec le concept de développement durable et la prégnance de son inscription territoriale. La première partie s'attache à interroger le débat interdisciplinaire en SHS pour en extraire des éléments géographiquement exploitables (I). Elle porte une attention particulière à l'étude des transitions énergétiques passées et aux outils analytiques élaborés dans les travaux anglo-saxons qui placent ces transitions dans le champ des transitions sociotechniques. La deuxième partie démontre que le concept de transition énergétique « bas carbone » s'inscrit dans celui de développement durable, renforçant ainsi la

légitimité de la géographie à s'approprier le concept de transition énergétique « bas carbone » (II). La troisième partie interroge les liens entre transition énergétique « bas carbone » et territorialisation posant cette dernière comme une condition nécessaire à la réorganisation des systèmes énergétiques (III).

I- La transition énergétique « bas carbone » dans le débat interdisciplinaire : une conceptualisation inductive basée sur les transitions énergétiques passées.

Le concept de transition énergétique concerne désormais une grande majorité des disciplines composant les Sciences Humaines et Sociales (SHS). Cette pluridisciplinarité nourrit des débats et renforce le caractère polymorphe et polysémique hérité du concept de « transition » (Charles, 2015 ; Scarwell *et alii*, 2015a, 2015b). Sa récente appropriation par la sphère politique ajoute à sa complexité (Bridge *et alii*, 2013). Après avoir mis en évidence le potentiel conceptuel de ce terme fondateur expliquant l'intérêt qu'il suscite auprès des SHS (A), notre recherche s'appuie plus spécifiquement sur l'étude des transitions énergétiques dans l'Histoire dont nous préciserons les apports (B).

A- Transition, transition énergétique et transition énergétique « bas carbone » : définitions et courants dans le débat interdisciplinaire.

1- Les origines pluridisciplinaires de la polysémie des concepts.

Le concept de « transition » est né d'une réflexion sur l'évolution des systèmes. Sa définition la plus simple, passage d'un état initial à un état final, suggère une transformation des caractéristiques du système sous l'influence de mécanismes qui en permettent l'évolution. Appliquée aux systèmes complexes, les multiples mécanismes en jeu font de la transition un processus multidimensionnel, multiscalaire, caractérisé par un jeu temporel de changements profonds (Scheffer *et alii*, 2012 ; Lade *et alii*, 2013 ; Sanders, 2014). La terminologie désignant le concept de transition est variée : « *les termes de transition, de transition critique, de bifurcation, de changement de régime, d'état stable alternatif, de régime alternatif, se côtoient dans la littérature, parfois comme synonymes, parfois avec des sens complémentaires* » (Sanders, 2014, p. 9). La notion de transition est souvent associée à celle de régime qu'on peut décrire comme « *un système de fonction* […] *fondé sur des mécanismes et/ou des règles qui maintiennent une certaine configuration de variables à peu près stable au cours du temps* » (Ibid, p. 9-10). Le recours à cette notion permet de définir la transition comme le passage d'un régime à un autre (Hare et Mantua, 2000). Au cours de son évolution, le système connaît des fluctuations et le basculement qui caractérise la transition a généralement comme déterminant(s) une perturbation extérieure au système ou/et des interactions endogènes. Dans

le champ sémantique du changement, le choix du terme transition plutôt que celui de révolution la positionne comme un processus maîtrisé : « *elle recouvre implicitement l'idée que l'on se situe dans des registres de connaissance et de maîtrise significatifs, on n'est confronté ni au chaos, ni à l'arbitraire, à l'aléa ou à des incertitudes massives* » (Charles, 2015, p. 20).

La transition affectant le système énergétique peut se décrire comme « *change in the composition (structure) of primary energy supply, the gradual shift from a specific pattern of energy provision to a new state of an energy system* [and] *can be traced on scales ranging from local to global* » (Smil, 2010, p. 7). La définition de la transition comme le passage d'un régime énergétique à un autre peut s'appliquer au système énergétique, celui-ci relevant des systèmes complexes. Cette transition a été qualifiée, au début des années 1980, de « transition énergétique » (Krause *et alii*, 1980). L'engouement pour ce terme s'est accru à la fin des années 2000 corrélativement à la désaffection pour le terme de développement durable (Theys, 2014). Finitude des ressources énergétiques et problèmes climatiques constituent respectivement les déterminants endogènes et exogènes de la transition en cours. Depuis le milieu des années 2000, on assiste à une multiplication des travaux institutionnels et académiques sur cette transition (Rojey, 2008 ; Dubois, 2009 ; Smil, 2010 ; Coenen *et alii*, 2012, Bridge *et alii*, 2013 ; Zélem et Beslay, 2015a) et en particulier sur les processus de changement des systèmes sociotechniques nécessaires à sa réalisation (Shackley et Green, 2007 ; Verbong et Geels, 2007 ; Smith et alii, 2010 ; Grin, 2012 ; Jaglin et Verdeil, 2013). La prédominance du facteur exogène climatique et l'urgence dans laquelle il place le système énergétique dominant ont provoqué le glissement sémantique constituant le passage du terme transition énergétique au terme de transition énergétique « bas carbone ». Les définitions du terme de transition énergétique « bas carbone » sont nombreuses, générales ou très précises, associées ou non à une ou plusieurs disciplines des SHS.

La définition la plus générale est technologique et décrit la transition énergétique « bas carbone » comme « *le passage qui va nous amener d'un modèle basé aujourd'hui à 80 % sur les énergies fossiles vers un nouveau modèle énergétique, dans lequel les énergies non carbonées seront dominantes* » (Rojey, 2008, p. 12). La dimension économique introduite par A. Grandjean[67] précise cette approche purement technologique, la définissant comme « *le passage d'une économie fondée sur l'utilisation d'énergies fossiles largement disponibles et à coût faible ou modéré, à une économie moins énergivore et fondée sur un mix-énergétique garantissant un niveau de performance économique au moins équivalent à celui d'aujourd'hui* » (Chabrol et Grasland, 2014, p. 2). La complexification de la définition de la transition énergétique « bas carbone » par la prise en compte d'une dimension sociétale dans les travaux des sociologues C. Beslay et M-C. Zélem met en évidence l'insuffisance d'une approche technico-économique de cette nouvelle transition qui « *suppose un véritable*

[67] Économiste français

changement de paradigme qui revient à passer d'une société de consommation-gaspillage à une société de sobriété et de préservation des ressources » (Beslay et Zélem, 2015b, p. 15).

Les définitions de la transition énergétique « bas carbone » reprises ou forgées par les géographes ne font pas toujours référence à des concepts de leur discipline. L. Durand, B. Pecqueur et N. Senil[68] la définissent plutôt dans une double dimension sociotechnique (régime) et historique (temporalité) comme étant une « *période dans laquelle s'opère une recomposition du régime énergétique thermo-industriel vers un régime post-carbone* » (Durand *et alii*, 2015, p. 30). Cette définition réaffirme le lien fort entre les notions de transition et de régime déjà cité dans notre étude. Ce lien est également à la base de la définition proposée par C. Bouchard[69] pour qui la transition énergétique « bas carbone » correspond au « *passage du régime énergétique ancien (ou préénergies fossiles) à un régime énergétique nouveau (ou posténergies fossiles)* » (Bouchard, 2009, p. 198). L'originalité de cette définition est de considérer le système énergétique thermo-industriel comme un élément de la transition énergétique en cours. Cette définition ne fait pas apparaître explicitement de dimension géographique bien qu'elle ait été forgée dans le contexte spécifique des Petits États et Territoires Insulaires. J. Bourez et son équipe[70] la définissent également en référence à un contexte territorial particulier, les territores ruraux ardéchois, comme l'ensemble des évolutions « *des pratiques, des technologies, des économies et des politiques* » (Bourez *et alii*, 2013, p. 118).

Ces définitions font apparaître la multiplicité des entrées disciplinaires qui peuvent concourir à l'appréhension du concept de transition énergétique « bas carbone ». Quelles que soient les entrées choisies, des différences temporelles et technologiques peuvent apparaître entre ces définitions. D'une manière originale, C. Bouchard fait débuter la transition énergétique en cours dès l'amorce des Révolutions Industrielles, soit à la fin du 18^{e} siècle, quand la majorité des chercheurs lui assigne une émergence toute récente. La nature du mix-énergétique visé constitue également un élément de variabilité de ces définitions. Certaines d'entre elles ne présagent ou ne prédisent pas la nature du mix-énergétique visé alors que d'autres appellent à un mix-énergétique précis associant par exemple énergies renouvelables et énergie nucléaire (Rojey, 2008 ; Bigot, 2013).

La variété de ces définitions coïncide avec la plasticité du concept de transition énergétique « bas carbone » et s'accompagne d'une inflation sémantique produisant un grand nombre de dénominations. Certaines d'entre elles relèvent d'une description métaphorique du processus en cours alors que d'autres privilégient dans le choix du nom un des attributs essentiels de cette transition. Le géographe M. Bradshaw[71] s'interrogeant sur les voies à suivre pour assurer la sécurité des approvisionnements, répondre à une demande énergétique

[68] Géographes français.
[69] Géographe canadien.
[70] Géographes français.
[71] Géographe britannique.

croissante et générer un système énergétique décarboné qualifie la transition énergétique « bas carbone » sous la dénomination de « *global energy dilemmas* » (Bradshaw, 2010). Dans ses travaux et en référence aux Révolutions Industrielles passées, l'économiste J. Rifkin lui donne le nom de « troisième révolution industrielle » (Rifkin, 2012) et présente ses cinq piliers. Les économistes J-M Chevalier et P. Geoffron[72] et le politologue M. Derdevet[73] utilisent pour la nommer la métaphore de « nouvelle frontière » (Chevalier *et alii*, 2012) pour illustrer les limites à franchir dans de nombreux domaines pour construire des systèmes énergétiques sobres et renouvelables. La dénomination « croissance verte » est utilisée dans de multiples travaux d'économistes (Lacarrière, 2011 ; Crifo et alii, 2012 ; Chevalier, 2013 ; Jouvet et de Perthuis, 2013) désignant ainsi la co-réalisation d'un développement durable et d'une transition énergétique « bas carbone » (Theys, 2014). Les géographes S. Jaglin et E. Verdeil utilisent le terme de « changements énergétiques » (Jaglin et Verdeil, 2013) pour désigner les changements du système sociotechnique énergétique à l'œuvre dans les principales métropoles de la rive sud méditerranéenne. Le recours à l'utilisation des attributs essentiels pour nommer la transition énergétique « bas carbone » est fréquent dans les travaux des géographes. Dans les études prospectives et les analyses basées sur les expérimentations menées dans des territoires urbains pionniers de la transition énergétique en cours, des géographes ont recours à la dénomination « transition postcarbone » (Allio *et alii*, 2013 ; Emelianoff et Mor, 2013 ; Huber *et alii*, 2013 ; Theys et Vidalenc, 2013). La transition postcarbone vise « *une division par trois ou quatre des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050 (par rapport à leur niveau de 1990), une quasi-autonomie à l'égard des énergies carbonées (pétrole, gaz, charbon) et une adaptation à un réchauffement climatique compris entre de 2°C et 4°C à l'horizon 2100* » (Emelianoff et Mor, 2013, p. 28). La notion de « ville postcarbone » découle de la notion de « ville durable » (Morris, 1982 ; Emelianoff, 2007) et des travaux sur les « Transition Towns » (Cottin-Marx *et alii*, 2013). Certains travaux portant sur les expérimentations de transition énergétique « bas carbone » menées dans des territoires urbains et ruraux qualifient encore celle-ci de « transition vers le facteur 4 » (Bonduelle *et alii*, 2011 ; Chanard *et alii*, 2011 ; Mor, 2011 ; Theys et Vidalenc, 2011 ; Baratier *et alii*, 2013).

La pluralité des définitions et des dénominations attachées au concept de transition énergétique « bas carbone » révèle l'intérêt qu'il suscite auprès des différentes disciplines des SHS et les différentes entrées conceptuelles possibles qui en découlent. À l'entrée techno-économique dominante et déjà ancienne, les SHS ajoutent pour l'approche de la question de la transition énergétique « bas carbone » des entrées environnementale et sociotechnique. La polysémie évoquée trouve un écho dans le polymorphisme du concept exacerbé dans l'opposition des deux grands courants que sont la transition faible et la transition forte.

[72] Économistes français.
[73] Politologue français.

2- Le polymorphisme du concept de transition énergétique « bas carbone » : l'opposition entre transition faible et transition forte.

Le polymorphisme du concept de transition énergétique « bas carbone » tient au désaccord sur le degré d'évolution que ce passage impliquera pour les sociétés. L'opposition entre tenants d'une transition faible et tenants d'une transition forte tire son origine de l'opposition entre tenants d'une durabilité faible et tenants d'une durabilité forte qui révèle des acceptions différentes de la notion de capital. L'activité économique est « *conditionnée par l'existence d'un stock de ressources, d'un capital, dans lequel il est possible de puiser* » (Beaumais, 2005, p. 72). La notion de capital distingue le capital naturel du capital construit, le premier regroupant les ressources naturelles disponibles et le second regroupant le capital physique, financier, humain et intellectuel[74]. L'activité économique peut être ainsi définie comme la combinaison d'un capital naturel et d'un capital construit, la durabilité posant la question de la substitution du capital naturel par un capital construit. Mais, « *il n'existe pas de consensus sur l'étendue des possibilités de substitution entre capital naturel et capital* [construit] » (Ibid, p. 73). La substitution capitalistique constitue donc le point de divergence entre tenants d'une durabilité faible et tenants d'une durabilité forte.

Les tenants d'une durabilité faible, organisés autour de l'économiste R. Solow, considèrent que « *capital naturel et capital construit* […] *peuvent être substitués l'un à l'autre de manière quasi parfaite* » (Mancebo, 2007a, p. 297). S'inscrivant dans le cadre théorique néoclassique de la croissance (Rotillon, 2007), les tenants d'une durabilité faible défendent l'idée selon laquelle le capital naturel peut donc être remplacé, jusqu'à un certain point, par le capital construit : « *la destruction des écosystèmes fragiles, l'étalement urbain, la surexploitation de ressources non renouvelables sont acceptables dès l'instant où des procédés et des produits de remplacement existent* » (Mancebo, 2007b, p. 31). Le développement durable consiste alors à préserver les capacités productives futures afin de pouvoir remplacer le capital naturel détruit (Solow, 1993). Les tenants de la durabilité forte, organisés autour de l'économiste H. Daly et de l'École de Londres, considèrent que « *capital naturel et capital construit ne peuvent être substitués de manière parfaite* » (Mancebo, 2007b, p. 31). S'inscrivant dans le cadre théorique de l'économie-écologique (Rotillon, 2007), les tenants d'une durabilité forte défendent l'idée selon laquelle le capital naturel ne peut pas être remplacé par le capital construit. Important certains principes de la thermodynamique, tel que le principe d'entropie,

[74] Le capital physique correspond aux « *biens et les services produits peuvent être consommés ou conservés, stockés, par une utilisation ultérieure ou pour permettre la production future, donc la consommation future* » (Beaumais, 2005, p. 72). Le capital financier correspond à l'ensemble des « *ressources financières (stocks, flux d'argent)* » (Mancebo, 2007b, p. 30). Le capital humain correspond aux « *à la masse de connaissances, d'expériences accumulées au niveau de chaque individu, qui dépend de la formation reçue, de la profession exercée, des compétences spécifiques acquises au cours de la vie et mobilisées durant l'activité professionnelle* » (Beaumais, 2005, p. 72). Le capital intellectuel « *relève non pas de l'individu, mais de la société dans son ensemble, de sa culture et se transmet comme savoir entre les individus et les générations par les livres, les médias, les processus d'apprentissage* » (Ibid, p. 72).

ils constatent que la production du capital construit s'accompagne dans la grande majorité des cas par une destruction du capital naturel, destruction qui est dans la plupart des cas irréversible (Daly, 1998). Alors qu'H. Daly développe une approche conservationniste, minoritaire au sein des tenants d'une durabilité forte, visant à maintenir un stock de capital naturel constant, l'école de Londres développe une approche combinant environnement et croissance en distinguant la préservation des ressources naturelles de flux de celle des ressources naturelles de stock (Rotillon, 2007) [cf. tableau 9].

	Durabilité faible	**Durabilité forte**
Idée-clé	Capital naturel et Capital construit sont parfaitement substituable	Capital naturel et Capital construit ne peuvent être substitués de manière parfaite
Conséquence	La somme du Capital naturel et du Capital construit doit être maintenue constante	La production du Capital construit à partir du Capital naturel peut conduire à des destructions irréversibles
Terme-clé	Allocation optimale des ressources	Capital naturel critique
Enjeu propre au développement durable	Trouver des solutions techniques propres pour remplacer ou restaurer l'environnement	Préserver les stocks de Capital naturel irremplaçable
	© Kévin Duruisseau – 2016 / Mancebo (2006, 2007a, 2007b) & Tsayem-Demaze (2011)	

Tableau 9 – Les caractéristiques de la durabilité faible et de la durabilité forte

Si la question du degré de substitution entre capital naturel et capital construit constitue le point de rupture (Mancebo, 2006, 2007a, 2007b) entre tenants d'une durabilité faible et tenants d'une durabilité forte, c'est la question du degré de confiance accordé à la technique, et à ses progrès futurs, pour résoudre l'équation énergétique qui constitue le point de divergence entre partisans d'une transition faible et partisans d'une transition forte. Les tenants d'une transition faible postulent qu'une simple substitution de ressources énergétiques de stock par des ressources énergétiques de flux est possible. Grâce à de multiples innovations technologiques, l'émergence d'un mix-énergétique décarboné et/ou renouvelable permettrait au modèle de développement et aux logiques du système énergétique dominant de perdurer (Rojey, 2008 ; Safa, 2013). Les tenants d'une transition forte postulent qu'au-delà de la simple substitution de ressources énergétiques de stock par des ressources énergétiques de flux, de profonds changements sociotechniques devront nécessairement accompagner la transition (Dubois, 2009 ; Rumpala, 2010, 2013 ; Raineau, 2011 ; Debeir *et alii*, 2013 ; Duruisseau, 2014). Notre recherche s'inscrit dans le courant de la transition forte. Aux attributs purement énergétiques (MacKay, 2009 ; Smil, 2010), le passage d'un système énergétique carboné énergivore, reposant sur des ressources de stock à forte densité énergétique, à un système énergétique quasi-décarboné, plus économe, reposant sur des ressources de flux à faible densité énergétique, la définition de la transition énergétique « bas carbone » formée dans le cadre d'une transition forte ajoute des attributs sociotechniques. Ces changements sociotechniques doivent permettre la croissance démographique mondiale grâce à une baisse importante de la consommation énergétique par une meilleure efficacité énergétique liée principalement aux innovations technologiques et par une plus grande sobriété découlant d'une modification des comportements. Une sobriété volontaire constitue un des éléments-clés de la transition car « *si*

nous maintenons individuellement et collectivement le statu quo actuel, seule une série de miracles pourrait nous épargner un retour forcé de la sobriété, sous des formes inéquitables et violentes » (Arnsperger et Bourg, 2014, p. 57). Elle est d'autant plus nécessaire, que même dans le cas d'une transition faible, le passage des énergies carbonées aux énergies décarbonées nécessite l'utilisation de métaux qui se raréfient actuellement (Bihouix et Guillebon, 2010 ; Kleijn et Van der Voet, 2010 ; Arnsperger et Bourg, 2014).

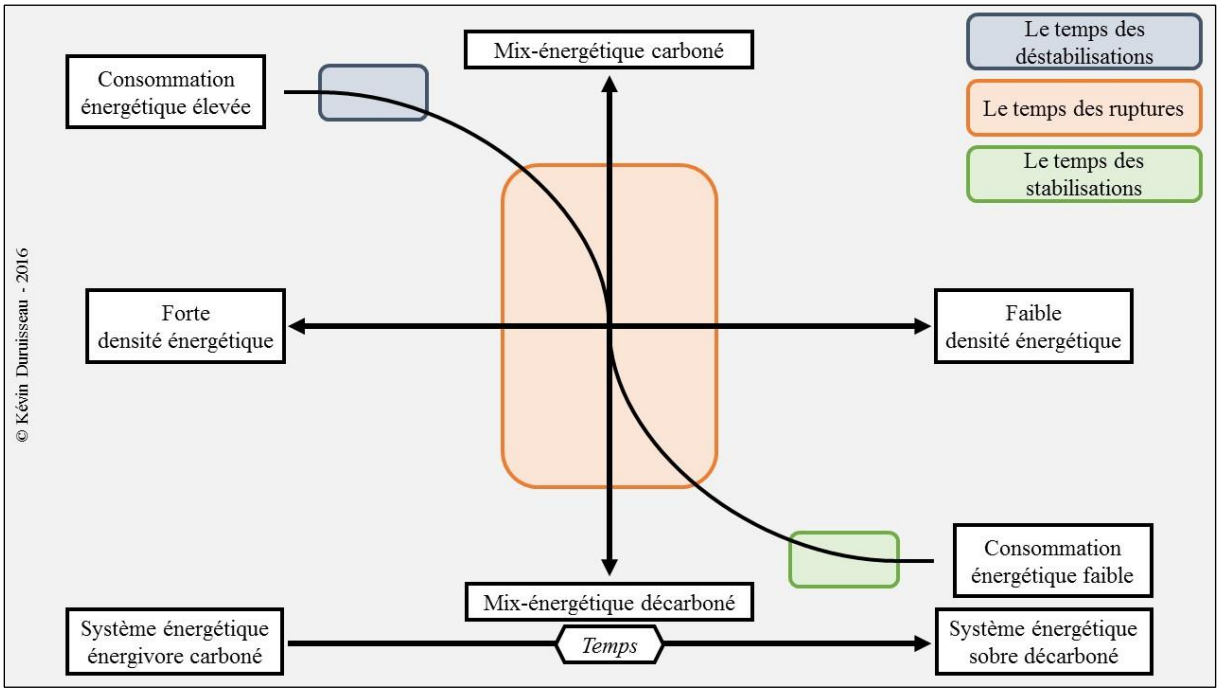


Figure 8 – Les trois temps de la transition énergétique « bas carbone »

L'ensemble de ces éléments permettent de modéliser la transition énergétique « bas carbone » qui peut être séquencée en trois étapes successives [cf. figure 8]. La première phase, en cours, est une phase de déstabilisation du système énergétique dominant sous la pression du facteur climatique global. L'émergence d'un « régime international du climat » accentue la conscientisation de la question énergie-climat, élément de déstabilisation du système sociotechnique dominant. La deuxième phase est une phase de mutation du système énergétique caractérisée par des ruptures majeures du système sociotechnique dominant incluant d'intenses substitutions énergétiques. La conscientisation socio-économique de la question énergie-climat conduit durant cette phase à une érosion des mécanismes d'inertie du système énergétique dominant. La troisième et dernière phase est une phase de stabilisation du nouveau système énergétique durable qui s'impose alors comme le nouveau système énergétique dominant. La rupture sociotechnique décrite dans la modèle inclut obligatoirement une profonde évolution des comportements individuels et collectifs et une profonde évolution du rapport des sociétés à l'énergie (Charles, 2015). Une des raisons expliquant l'absence d'une dimension géographique explicite dans ce modèle est l'imprévisibilité des technologies futures à même de structurer le système énergétique à venir et ses réseaux. Si des chercheurs prédisent la confluence entre lieux de consommation et lieux de production d'énergie grâce à un fractionnement des moyens de

production combinée à l'émergence des nouvelles technologiques de l'information et de la communication dans les réseaux énergétiques (Rifkin, 2012), la réalisation de cette confluence est à ce jour incertaine comme le montrent les récentes mises en activité de parcs éoliens et photovoltaïques (PV) géants qui restent inscrites dans le paradigme de la centralisation énergétique (Poinsot, 2012 ; Deshaies, 2013).

Parmi les disciplines des SHS ayant concouru à donner au concept de transition énergétique son caractère polysémique et polymorphe l'histoire, et en particulier l'histoire des techniques, a multiplié les travaux sur les transitions énergétiques passées (Bridge *et alii*, 2013). La suite de notre recherche s'attache à analyser ces travaux afin d'évaluer leur contribution à la conceptualisation de la transition énergétique « bas carbone » par la géographie. Elle rend compte de l'utilisation du modèle du *Multi-Level-Perspective* (MLP) dans l'appréhension scalaire de cette transition.

B- Les transitions énergétiques passées : une approche pour appréhender la transition énergétique « bas carbone ».

1- Les transitions énergétiques-ruptures et les transitions énergétiques-substitutions dans l'Histoire.

Les transitions énergétiques-ruptures correspondent à des transitions énergétiques majeures couplant des substitutions énergétiques multiples à des ruptures de grande ampleur du système sociotechnique dominant alors que les transitions énergétiques-substitutions se réduisent à des substitutions énergétiques associées à des réajustements mineurs du système sociotechnique qui reste inscrit dans le système énergétique dominant. Celles-ci se distinguent également dans leur dimension temporelle, les transitions énergétiques-ruptures étant associées à une longue durée alors que les transitions énergétiques-substitutions s'inscrivent dans une courte durée (Duruisseau, 2014).

On peut identifier deux transitions énergétiques-ruptures dans l'Histoire (Smil, 2010 ; Debeir *et alii*, 2013). La première correspond au développement de la culture céréalière irriguée qui accompagne la sédentarisation des sociétés humaines au Moyen-Orient et en Égypte à partir du IV^{e} millénaire avant notre ère. La seconde correspond au passage combiné des énergies biomasses aux énergies fossiles et de la force animale à la force mécanique au cours des Révolutions Industrielles auquel s'ajoutera à la fin du 19^{e} siècle « l'invention » puis la diffusion de l'électricité. Amorcée dans les Pays du Nord (PN), cette dernière transition se poursuit actuellement dans les Pays Émergents et des Suds (PES).

La première transition énergétique-rupture conduit à l'émergence du système agro-énergétique. La culture céréalière irriguée, le travail musculaire humain et la traction animale sont les convertisseurs énergétiques initiaux associés à cette transition (Debeir *et alii*, 2013).

Ce système agro-énergétique n'entrera en déclin qu'à partir de la première Révolution Industrielle en Europe. Ce premier grand anthroposystème énergétique révèle l'existence d'un tryptique énergie-technique-civilisation (Arnoux, 2013). Au cours de son histoire, ce système, basé sur des énergies de flux, a vu ses convertisseurs et ses ressources énergétiques se diversifier : les moulins à eau et à vent en constitueront les convertisseurs emblématiques. La dépendance progressive de ce système à la ressource forestière stimulera la recherche de nouvelles ressources énergétiques, non exclusivement de flux, ouvrant la voie à l'émergence du système thermo-énergétique.

La deuxième transition énergétique-rupture correspond au passage progressif des ressources énergétiques de flux aux ressources énergétiques de stock au cours des Révolutions Industrielles qui conduisent à des ruptures majeures du système sociotechnique dominant. En Angleterre, territoire pionnier d'où elle se diffusera, de multiples facteurs concourent à cette transition dans un ensemble de processus combinés liés à l'urbanisation, au commerce, aux innovations technologiques et à la découverte d'importants gisements de charbon (Solomon et Krishna, 2011). L'ensemble des technologies énergétiques associées et la diversification des usages énergétiques (chauffage, énergie, transport et éclairage) y sont identifiables. Les facteurs les plus importants de cette deuxième transition énergétique-rupture furent sa capacité à fournir des services énergétiques de meilleure qualité à meilleur prix, la réalisation de ces caractéristiques dépendant obligatoirement d'une chaîne d'innovations techno-énergétiques concomitantes (Fouquet, 2010). Le recours au charbon comme nouvelle source d'énergie et la colonisation « *vont permettre de lever les contraintes qui pèsent sur les deux ressources rares des économies européennes du* [18^{e}] *siècle, la terre et l'énergie* » (Desjeux, 2015, p. 31), facteurs limitants au développement. L'invention puis à la diffusion de l'électricité dans le monde occidental constitue une seconde étape de cette transition énergétique-rupture. L'efficacité énergétique supérieure de l'électricité par rapport aux énergies fossiles, sa meilleure productivité et sa réelle flexibilité dans ses utilisations domestiques et industrielles constituent les trois principaux facteurs expliquant sa rapide diffusion qui s'est effectuée en deux phases (Smil, 2010). Au cours de la première phase, l'électricité est produite grâce aux énergies fossiles et à l'énergie hydraulique. Au cours de la seconde phase, l'électricité est produite grâce à un mix-énergétique plus diversifié associant énergies carbonées et décarbonées, le passage de la première à la seconde phase pouvant s'apparenter à un ensemble de transitions énergétiques-substitutions.

Loin d'être restreinte à des substitutions énergétiques successives et à des changements de « paradigme technologique » (De Brandt, 2002), la succession de ces trois transitions correspond à des « *processus de changement multidimensionnels relatifs aux technologies, aux marchés, aux industries, aux politiques mais aussi aux valeurs et* [aux] *comportements* » (Jaglin et Verdeil, 2013, p. 8). Elles s'inscrivent dans la catégorie des transitions énergétiques-ruptures car elles incluent des ruptures majeures du système sociotechnique dominant et ont conduit à

la mutation d'une société rurale et proto-industrielle en une société urbaine et industrielle. Les changements identifiés ont particulièrement affecté « *les systèmes sociotechniques énergétiques, dispositifs relativement stables associant des éléments matériels* […], *des acteurs sociaux* […], *des cadres réglementaires, des normes mais aussi des valeurs et des représentations intériorisées par les différents acteurs* » (Jaglin et Verdeil, 2013, p. 9) et ce sur la longue durée caractéristique des transitions énergétiques-ruptures. Elles provoqueront une bifurcation entre le monde occidental et le reste du monde (Desjeux, 2015).

Caractérisées par une absence de rupture majeure du système sociotechnique et une inscription dans le système énergétique dominant, les transitions énergétiques-substitutions correspondent à l'introduction dans celui-ci de nouvelles ressources énergétiques associées à des réajustements du système sociotechnique. Une courte durée suffit pour que ces nouvelles ressources énergétiques entrent en concurrence ou se substituent aux énergies du système énergétique initial (Duruisseau, 2014).

Depuis les années 1990, les études portant sur les transitions énergétiques-substitutions dans l'Histoire se sont multipliées. Toutes situées dans un cadre spatio-temporel national et post-Seconde Guerre mondiale, elles répondent à la nécessité de faire évoluer le mix-énergétique associée à une volonté politique s'appuyant sur une ressource naturelle et/ou technologique disponible. Illustrant cette catégorie de transition, on peut évoquer la montée en puissance du gaz naturel dans le mix-énergétique des Pays-Bas à partir de la découverte du gisement de Groningen en 1959. Cette nouvelle ressource a alors répondu à l'accroissement de la demande énergétique néerlandaise en remplacement du pétrole, et dans une moindre mesure du charbon (Van Der Woude, 2003 ; Verbong et Geels, 2007 ; Solomon et Krishna, 2011). On peut également évoquer la montée en puissance du bioéthanol, à partir de canne à sucre, dans le mix-énergétique du Brésil à partir de 1975 dans le double contexte de crise pétrolière et de crise de la canne à sucre (Leite, 2009 ; Hira et de Oliveira, 2009 ; Solomon et Krishna, 2011). On peut enfin évoquer le choix de la France de développer une filière électronucléaire dans les années 1970 en réponse à son niveau élevé de dépendance au pétrole (Ikenberry, 1986 ; Taylor *et alii*, 1998 ; Solomon et Krishna, 2011 ; Debeir *et alii*, 2013 ; Evrard, 2013). Cette transition énergétique-substitution française doit sa réussite à un environnement politique favorable, des ressources financières disponibles considérables et une réelle maîtrise technologique, dans un contexte de choc pétrolier ayant révélé la dépendance énergétique de la France. En 1974, pour atténuer cette dépendance, les pouvoirs publics renforcèrent considérablement le programme électronucléaire français et facilitèrent sa mise en œuvre par l'entreprise publique Électricité de France (EDF). Les programmes successifs ont ainsi donné ses principales caractéristiques actuelles au système énergétique français, et plus particulièrement à son système électrique.

Ces transitions énergétiques-substitutions se sont réalisées dans un cadre national s'appuyant sur une ressource et/ou une culture technologique nationale. Leur courte durée

résulte de choix politiques nationaux forts et des fonds considérables permettant le développement massif de technologies associées.

Aux transitions énergétiques-ruptures et aux transitions énergétiques-substitutions correspondent des effets spatiaux majeurs [cf. figure 9]. Les Révolutions Industrielles, qui ont nécessité et permis le passage, sur une longue durée, d'un système agro-énergétique à un système thermo-énergétique, marquent la fin du primat des énergies de flux au profit des énergies de stock, c'est-à-dire l'abandon progressif de ressources énergétiques diffuses, à faibles densités, au profit de ressources énergétiques concentrées, à fortes densités (MacKay, 2009 ; Debeir *et alii*, 2013 ; Deshaies et Baudelle, 2013). Les Révolutions Industrielles correspondent donc au passage d'une « *energy from space* » à une « *energy for space* » (Brücher, 2001, 2009).

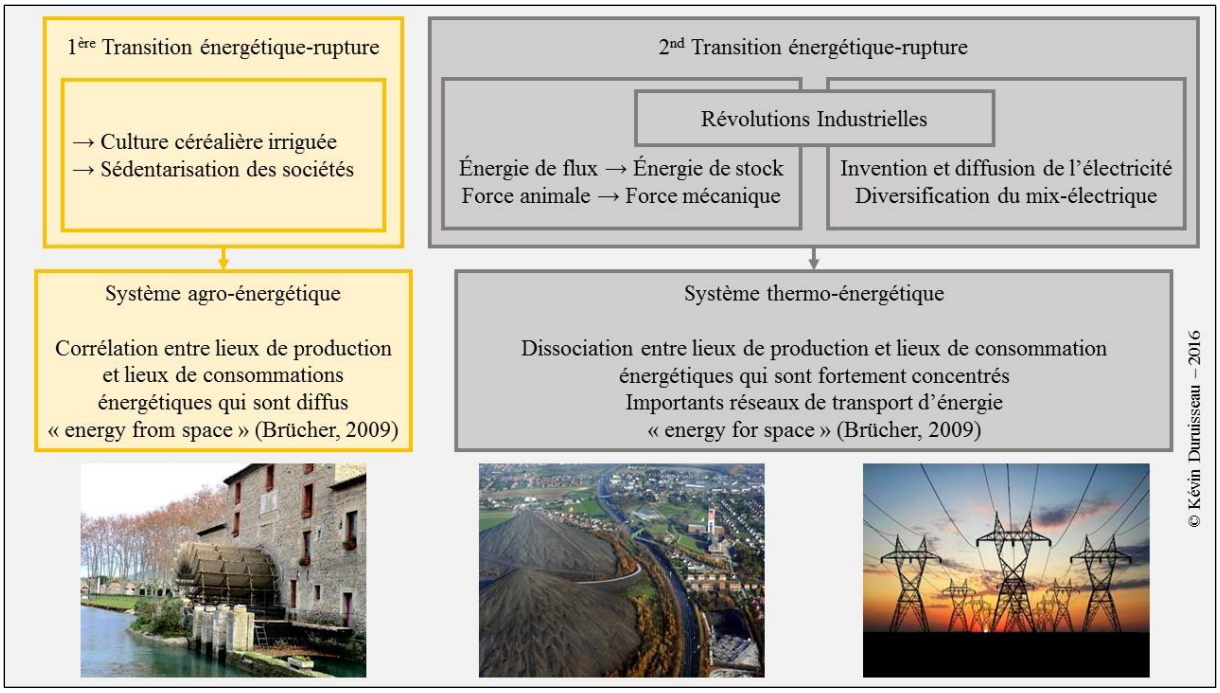


Figure 9 – Les deux transitions énergétiques-ruptures et leurs effets spatiaux

Le système agro-énergétique reposait exclusivement sur des ressources énergétiques dépendant de l'énergie solaire, pour lesquelles la quantité d'énergie produite est proportionnelle à l'aire d'approvisionnement, soit la surface terrestre irradiée. Les capacités de transport, et donc d'approvisionnement énergétique, étant limitées, l'énergie est alors produite à partir de ressources locales, ce qui limite les capacités du système énergétique et plus largement les concentrations de population (Deshaies et Baudelle, 2013). Cela s'est ainsi traduit, au cours de la période de proto-industrialisation en Europe, par une dispersion des industries au fil de l'eau et dans les forêts, au plus près des gisements énergétiques (Debeir *et alii*, 2013). Dans le système agro-énergétique, il existe donc une corrélation entre les lieux de production et de consommation énergétiques. Le système industrialo-énergétique se caractérise par une double concentration : une concentration des lieux de production d'énergies de stock à haute densité et

une concentration des lieux de consommation. Lieux de production et de consommation connaissent une dissociation importante. Ce système repose donc sur l'établissement de réseaux de transport d'énergie performants liant lieux de production et lieux de consommation. L'efficacité de ce système énergétique n'est plus « *tributaire de la surface de production locale* [mais repose sur] *la capacité de la société à accéder aux gisements d'énergie fossiles locaux ou éloignés* » (Deshaies et Baudelle, 2013, p. 57). L'émergence successive de nouvelles filières énergétiques, au cours de transitions énergétiques-substitutions ont accru l'aire d'approvisionnement du système énergétique dominant.

Pour améliorer l'appréhension de la transition énergétique-rupture que constitue le passage du système agro-énergétique au système industrialo-énergétique, l'ajout à son étude d'une dimension paysagère est pertinent, le concept de paysage ayant été largement utilisé par la géographie (Brunet *et alii,* 1993 ; Berque, 1996 ; Bertrand et Bertrand, 2002 ; Claval, 2007 ; Labussière, 2007 ; Besancenot *et alii*, 2008). La forte intensité des ressources énergétiques de stock et leur concentration géographique dans des gisements localisés, dont l'exploitation a conduit à un fort processus d'anthropisation « industrielle » de milieux jusqu'alors agraires (Baudelle, 1995), confirme la nécessité du recours au paysage. Au cœur de la géographie vidalienne où le paysage et son étude étaient « *à la fois la traduction concrète des rapports homme-milieu et un moyen de mettre en évidence les différenciations régionales* » (Terrasson, 2006, p. 187), ce concept se dilue à partir des années 1970 dans une multiplicité d'approches pluridisciplinaires (Melin, 2010). M. J. Fortin classe les multiples approches actuelles du paysage en trois grandes orientations : territoriale, culturelle et politique (Fortin, 2005). Cette analyse retient une approche territoriale du paysage comme production matérielle des sociétés (Beucher *et alii*, 2005), comme « *l'empreinte de l'énergie humaine à la surface du sol* » (Dion, 1951, p. 25). Les paysages des bassins miniers charbonniers en sont une parfaite illustration. M. Deshaies identifie trois spécificités de l'évolution des paysages agraires aux paysages miniers charbonniers : (i) une modification de la surface topographique naturelle ; (ii) une organisation évolutive dépendante du gisement et des techniques d'exploitation ; et (iii) un assujettissement au système socioéconomique de sa réalisation (Deshaies, 2007a). La modification de la surface topographique naturelle est la conséquence de « *formes* […] *de creusement anthropiques (les puits de mine et les découvertes),* […] [ou d']*affaissements en surface consécutifs à des effondrements miniers* […] *et* [de] *formes d'accumulation (les terrils)* » (Ibid, p. 74). L'organisation du paysage charbonnier évolue en fonction des caractéristiques géologiques du gisement et de l'état des techniques, une exploitation sous-terraine par puits pouvant, sous certaines conditions géologiques et technologiques, évoluer vers une exploitation à ciel ouvert. L'assujettissement au système socioéconomique de l'activité charbonnière, le plus souvent productiviste, conduit à la construction de paysage « *sans grand souci de l'environnement et du cadre de vie des populations* » (Ibid, p. 75). Les paysages des bassins miniers charbonniers s'enrichissent progressivement d'infrastructures ne se limitant pas uniquement au périmètre du site industriel de l'exploitation : logements ouvriers, réseaux de

transport (routiers, ferroviaires, maritimes) et des usines utilisant les ressources charbonnières (sidérurgie, électricité). La morphologie urbaine des villes des pays noirs prennent progressivement la forme de vastes villes-usines dont le paysage est un révélateur de l'existence d'un géosystème industriel (Edelblutte, 2009).

L'empreinte paysagère du passage du système agro-énergétique au système industrialo-énergétique ne se limite pas aux territoires des pays noirs mais est identifiable à l'échelle des territoires nationaux. Les technologies associées, et en particulier dans le domaine des transports individuels et collectifs, vont remodeler l'ensemble des paysages urbains du monde occidental puis du reste du monde. Les révolutions des transports successives – chemin de fer, automobile, avion – combinées à une énergie bon marché abondante a favorisé « *la périurbanisation et la rurbanisation de nombreux territoires et, par voie de conséquence, l'étalement urbain* » (Mérenne-Schoumaker, 2007a, p. 30). Le processus d'étalement urbain – *urban sprawl* – des villes nord-américaines a produit des paysages archétypaux de cette extrême dilatation urbaine.

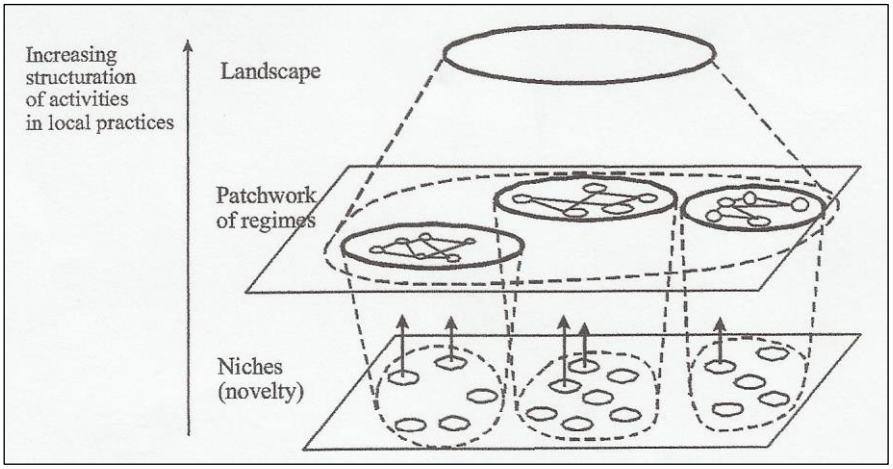
Intensité et temporalité distinguent les transitions énergétiques-ruptures des transitions énergétiques-substitutions dans l'Histoire. Les premières conduisent à des ruptures majeures du système sociotechnique dominant alors que les secondes conduisent à de simples réajustements du système sociotechnique dominant. Les premières relèvent d'un mouvement global complexe, « *intégré à l'évolution générale des sociétés* » (Chabrol et Grasland, 2014, p. 2), tandis que les secondes relèvent d'une volonté politique nationale assumée associée à l'existence d'une ressource nationale énergétique et/ou technologique. La transition énergétique « bas carbone » appartient à la catégorie des transitions énergétiques-ruptures mais se distingue des deux transitions énergétiques-ruptures dans l'Histoire par l'implication, à de multiples échelles géographiques, des pouvoirs publics. Cette nouvelle transition suppose de multiples transitions aux échelles, aux temporalités et aux modalités différentes (Bolzon *et alii*, 2013 ; Jaglin et Verdeil, 2013). Les mutations prévisibles qui affecteront le système sociotechnique dominant au cours de cette transition incitent à penser qu'aux gradients d'intensité et de temporalité, il faudra ajouter un gradient scalaire et territorial pour appréhender ce concept dans sa globalité. Considérant l'importance de l'empreinte paysagère des systèmes agro-énergétique et industrialo-énergétique, la transition énergétique « bas carbone » suppose d'être appréhendée à l'aune du concept de paysage.

2- Le modèle du *Multi-Level Perspective* : un outil analytique des évolutions du système sociotechnique dominant dans la transition énergétique « bas carbone ».

La transition énergétique « bas carbone » à venir « *doit conduire à une profonde refonte des systèmes sociotechniques énergétiques* […] [et] *une des questions ainsi posées à la recherche concerne les mécanismes et les phases* [de ce] *changement sociotechnique* » (Jaglin et Verdeil, 2013, p. 8). Le concept de système sociotechnique issu du concept de « régime

technologique » (Nelson et Winter, 1977, 1982), correspond aux « *relations entre les systèmes techniques et l'ensemble de ce qui est généralement entendu sous le vocable de « contexte » ou « d'environnement », et qui va de l'organisation sociale aux représentations du monde physique et naturel, en passant par les modèles culturels* » (Akrich, 1989, p. 31). Le régime technologique est « *the rule-set or grammar embedded in a complex of engineering practices, production process technologies, product characteristics, skills and procedures, ways of handling relevant artefacts and persons, ways of defining problems ; all of them embedded in institutions and infrastructures* » (Nelson et Winter, 1982, p. 340). Le système sociotechnique intègre aux groupes sociaux associés dans le régime technologique d'autres groupes sociaux extérieurs au monde de la production mais interagissant avec eux. Considéré comme système complexe, un système sociotechnique « *consist of qualitatively different organisational strata, in particular, a microlevel and a macrolevel. Between them there exists a « bottom up » and « top down » interaction, i.e., a quasi-cyclical causal relation* » (Weidlich, 2006, p. 161).

Les travaux relevant des deux disciplines *innovation studies* et *history technology* ont généré des modèles de transitions sociotechniques technologiques puis énergétiques en s'appuyant sur des données relatives aux transitions passées (Rotmans *et alii*, 2001 ; Kemp et Rotmans, 2004 ; Van den Bergh *et alii*, 2011 ; Grin, 2012). Ces travaux « *insistent sur l'idée de processus de changement multidimensionnels (relatifs aux technologies, aux marchés, aux industries, aux politiques mais aussi aux valeurs et* [aux] *comportements* » (Jaglin et Verdeil, 2013, p. 8). Ils sollicitent en particulier le modèle *Multi-Level Perspective* (MLP) (Rip et Kemp, 1998 ; Geels, 2002, 2005a, 2005b, 2005c, 2005d, 2006, 2007, 2010, 2011 ; Geels et Kemp, 2007 ; Geels et Schot, 2007 ; Genus et Coles, 2008). Cet outil analytique décrit « *une organisation des univers sociotechniques en trois niveaux (landscape, regimes, niches)* [et il] *conceptualise l'avènement du changement à partir de mécanismes de déstabilisation du niveau intermédiaire (regimes) qui, dans les fenêtres d'opportunité ainsi ouvertes, suscitent des processus de concurrence et de sélection des innovations* » (Jaglin et Verdeil, 2013, p. 8) [cf. figure 10].



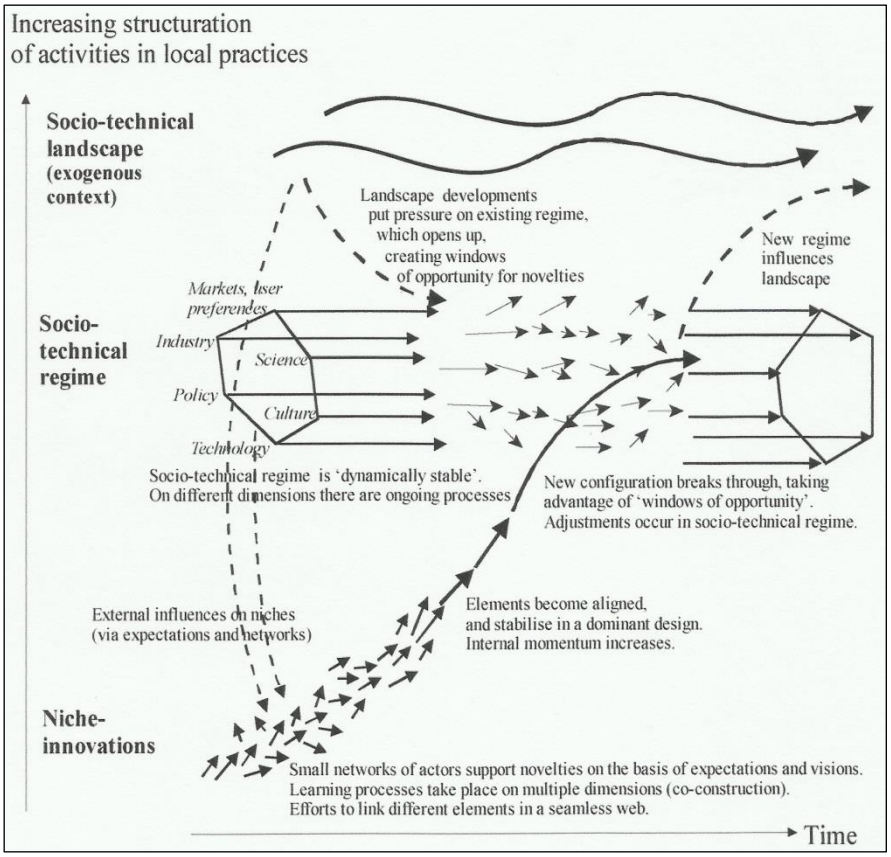
Geels (2005d)
Figure 10 – Les trois niveaux du MLP

Le niveau *niches – micro-level –* est formé des niches technologiques qui sont des lieux d'innovation placés à l'abri de la pression des marchés. Ces niches technologiques sont particulièrement importantes dans la déstabilisation du régime sociotechnique dominant dans la mesure où elles font évoluer les processus d'apprentissage dominant. Le niveau *regimes – meso-level –* est constitué par l'ensemble des composantes constituant le régime sociotechnique dominant précédemment défini. Le niveau *Landscape – macro-level –* correspond à l'environnement, au sens large, affectant les évolutions du régime sociotechnique dominant (mondialisation, problèmes environnementaux, changements de mentalités). Les trois niveaux du système sociotechnique apparaissent comme encastrés et interdépendants (Geels, 2005d).

Le modèle du MLP séquence en quatre phases successives les processus de transitions sociotechniques que sont les transitions énergétiques-ruptures passées et à venir [cf. figure 11]. Au cours de la première phase, des innovations technologiques émergent au niveau micro, plus ou moins indépendamment des deux autres niveaux. Au cours de la deuxième phase, ces innovations technologiques trouvent leurs premiers débouchés sur des marchés de niche jusqu'à ce que les différents groupes du régime sociotechnique se les approprient *via* de nouvelles productions et de nouveaux usages. Au cours de la troisième phase, ces innovations technologiques entrent en concurrence avec le régime sociotechnique dominant et se substituent à ce dernier quand celui-ci subit des pressions internes et/ou des pressions externes provenant du niveau macro. Au cours de la quatrième et dernière phase, ces nouvelles technologies remplacent les anciennes technologies dominantes créant progressivement un nouveau régime sociotechnique. Cette modélisation des transitions sociotechniques permet de mettre en évidence trois éléments fondamentaux : (i) de multiples changements et co-évolutions dans le système sociotechnique dominant ; (ii) de multiples interactions entre les acteurs de ce système sociotechnique dominant et les acteurs d'autres systèmes mineurs ; (iii) des ruptures technologiques majeures se diffusant lentement ; et (iv) une longue durée comprise entre 40 et 50 années (Geels et Schot, 2007).

Le modèle du MLP peut s'interpréter dans un cadre espace-temps, ce qui suppose associer aux trois niveaux du MLP une ou des échelles géographiques. Tout en tenant compte des critiques contenues dans certains travaux rejetant cette association scalaire (Shove et Walker, 2007 ; Truffer, 2008 ; Hodson et Marvin, 2009 ; Truffer et Coenen, 2012 ; Coenen *et alii*, 2012), notre recherche considère la piste d'une association partielle entre niveaux scalaires géographiques et niveaux du MLP comme un postulat pouvant permettre une lecture géographique de la transition énergétique « bas carbone » en cours. L'hypothèse retenue associe le niveau macro aux échelles mondiale et régionale (« régime international du climat », politiques énergie-climat communautaires), le niveau micro à l'échelle locale (les territoires d'innovation technologique tels que les clusters et les districts industriels ainsi que les territoires d'innovation énergétique tels que les éco-quartiers et les territoires à énergie positives). L'hypothèse retenue n'associe pas le niveau meso à une échelle géographique précise. Les

systèmes sociotechniques sont par nature multidimensionnels et multiscalaires et présentent des spécificités nationales et régionales.



Geels et Schot (2007)
Figure 11 – Le modèle du MLP

Le modèle du MLP est dorénavant utilisé comme grille d'analyse dans des recherches de nature prospective sur la transition énergétique « bas carbone » (Shackley et Green, 2007 ; Verbong et Geels, 2007). Ces recherches prospectives inscrivent cette transition énergétique-rupture dans le cadre des *transition management* qui identifient, pour les acteurs concernés, les dynamiques existantes pouvant leur permettre de réaliser leurs objectifs (Rotmans *et alii*, 2001 ; Rumpala, 2010 ; Defeuilley, 2014). Cependant elles font l'objet de critiques vigoureuses : « *Construites sur l'hypothèse d'un consensus ex ante relativement stable, produit d'une négociation et d'un management centralisés, ces approches induisent une dépolitisation des processus de transition considérés hors de leur contexte* » (Jaglin et Verdeil, 2013, p. 8). La transition énergétique « bas carbone » est alors envisagée comme une trajectoire normative et uniforme sans considération des spécificités géographiques, sociopolitiques, historiques et culturelles propres à chaque société (Meadowcroft, 2009 ; Coutard et Rutherford, 2010).

Le concept de transition énergétique « bas carbone », avatar du concept de transition énergétique, qui intéresse de multiples disciplines des SHS, se construit actuellement dans un débat interdisciplinaire foisonnant. L'étude des transitions énergétiques-ruptures et des transitions énergétiques-substitutions passées fait apparaître le nécessaire besoin d'explorer

dans ses dimensions spatiales et scalaires la transition énergétique « bas carbone » en cours. Notre recherche considère que la construction du concept, dans un cadre géographique, s'inscrit dans le paradigme du développement durable et s'attache à le démontrer.

II- L'inscription de la transition énergétique « bas carbone » dans le paradigme du développement durable.

La géographie, comme l'ensemble des SHS, a progressivement intégré le concept de développement durable à son cadre de référence, même si dans un premier temps « *les géographes français ont* […] *fait preuve d'une grande frilosité* » (Jégou, 2007a, p. 6). Le concept a souffert de son caractère a-spatial et non-fractal, de son ancrage dans l'écologie et de son nomadisme disciplinaire (Godard, 1994 ; Clément, 2004 ; Jégou, 2007a ; Besancenot, 2009). Cette frilosité apparaît comme paradoxale, la géographie semblant « taillée » pour son étude qui s'inscrit dans la continuité du paradigme vidalien : le rapport homme/milieu ou plus largement la question de l'habitabilité de la Terre (Robic et Mathieu, 2001 ; Jégou, 2007a). Son appropriation par la géographie française s'est appuyée sur l'utilisation de plusieurs concepts de la discipline comme l'échelle, la durabilité, le paysage, le territoire… La transition énergétique « bas carbone » étant une des conditions d'un développement durable, les deux concepts nouent nécessairement des relations inclusives et les apports théoriques de la géographie française dans la conceptualisation du développement durable constituent un socle axiomatique à la construction du concept de transition énergétique « bas carbone ». Après avoir rappelé les origines du concept de développement durable (A), notre recherche montre les apports de ce concept dans la conceptualisation de la transition énergétique « bas carbone » (B).

A- Les origines du développement durable : une préoccupation ancienne pour la survie à long terme des sociétés humaines.

1- La géographie française et la durabilité du milieu du 19e siècle au milieu du 20e siècle : l'influence majeure des écoles allemande et américaine de géographie.

Le développement durable est une formulation récente d'une préoccupation ancienne dont on trouve trace en France dès le 14e siècle. Promulguée en France, le 29 mai 1346, sous le règne de Philippe VI, l'Ordonnance de Brunoy constitue la première référence écrite officielle relative à la gestion durable d'une ressource, la forêt : « *les maîtres des eaux et forêts enquerront et visiteront toutes les forez et les bois et feront les ventes qui y sont en regard de ce que lesdites forez se puissent perpétuellement soustenir en bon estat* » (Jégou, 2007b, p. 19). Outre des préoccupations environnementales, la biocénose forestière comportant de grands herbivores chassés par la noblesse, cette ordonnance révèle également des préoccupations économiques et sociales : préserver une ressource naturelle constituant une rente pour les

générations futures. Jusqu'aux Révolutions Industrielles, la préservation des ressources forestières constituera une préoccupation majeure en Europe (Debeir *et alii*, 2013). Plus largement la préoccupation de la préservation des ressources naturelles traversera plusieurs champs disciplinaires [cf. encadré 1].

« *En première analyse, on peut affirmer que le paradigme classique de la géographie se situe dans la perspective d'ensemble même du développement durable* […] *Il coïnciderait avec ce que, sous des formulations diverses, les géographes comprennent comme leur problème spécifique : la question des conditions de « l'habitabilité » de la Terre* » (Robic et Mathieu, 2001, p. 167). Les premiers travaux de la géographie française sur la durabilité s'appuient « *essentiellement* [sur des recherches] *de philosophes, de naturalistes, d'essayistes ou de techniciens* » (Claval, 2007, p. 96). C'est cette origine qui donne à la géographie française sa sensibilité naturaliste et écologique. Les travaux de G. P. Marsh [1801-1882] ont eu un impact important sur la pensée géographique d'E. Reclus [1830-1905]. Dans « Man and nature : or physical geography as modified by human action » (1864), celui-ci s'intéresse au rôle des sociétés humaines dans la déforestation des milieux méditerranéens, et plus largement au rôle des sociétés humaines dans « *les transformations du visage de la Terre* » (Claval, 2007, p. 96). Il y dénonce également un gaspillage systématique des ressources naturelles qui « *est contraire à la volonté de Dieu et aux intérêts économiques de la nation* » (Veyret, 2005, p. 12). La question du gaspillage des ressources naturelles et le spectre de leur raréfaction constituent donc un point d'entrée des géographes dans la réflexion sur l'influence des sociétés humaines sur leur environnement, notamment sur la dégradation des paysages. On peut mesurer l'impact de ces travaux sur la pensée d'E. Reclus dans « Du sentiment de la nature dans les sociétés modernes » (1866), publié à la suite du compte-rendu qu'il fait en 1865 de l'ouvrage de G. P. Marsh, dans lequel il décrit la relation homme/nature comme « excellente ou pathologique » (Reclus, 1866). Il se situe comme G. P. Marsh dans une géographie « *centrée sur le couple « Histoire et Nature »* » (Robic et Mathieu, 2001, p. 168) qu'il explore dans « La Terre, description des phénomènes de la vie globale » (1868) et dans « Histoire d'une Montagne » (1880). E. Reclus y développe « *la conception d'une nature bonne, équilibrée et harmonieuse* » (Veyret, 2005, p. 15) et y attire, comme G. P. Marsh, l'attention sur « *les dégradations infligées à l'écorce terrestre par l'utilisation inconsidérée des ressources naturelles ou par les aménagements des fleuves, des montagnes et des littoraux et, par-là,* [signale] *les entraves à un développement futur* » (Robic et Mathieu, 2001, p. 170).

Avec P. Vidal de La Blache [1845-1918] se constitue une École française de géographie dite classique. Sous son influence, la géographie française se positionne comme une géographie organiciste postulant « *l'intégration principielle de l'homme et de son environnement au sein d'un ensemble ayant sa propre cohérence* » (Lévy et Lussault, 2003, p. 985). Ses objets conceptuels tels la région, le paysage, les genres de vie et surtout le milieu offrent, à cette géographie, des outils adaptés à l'étude de la durabilité dans un cadre centré sur l'écologie de

l'homme (Robic et Mathieu, 2001). Malgré ce contexte, « *les géographes français qui s'intéressent aux rapports nature/société sous l'angle de la gestion des ressources et d'une possible dégradation de celles-ci sont assez peu nombreux* » (Veyret, 2005, p. 14). Dans « La géographie humaine. Essai de classification positive » (1910), J. Brunhes [1869-1930] élabore une typologie de trois modes d'exploitation de la terre : il distingue « *des faits d'occupation improductive, des faits d'occupation créatrice et des faits d'occupation destructive* » (Claval, 2007, p. 99). Il constate que c'est dans les sociétés occidentales que l'on trouve le troisième type d'exploitation de la terre dans ses formes les plus brutales et il déplore que « *des phénomènes de dévastation caractéristiques accompagnent spécialement la civilisation alors que les peuples primitifs n'en connaissent que des formes atténuées* » (Veyret, 2005, p. 16). La pensée de J. Brunhes a été fortement influencée par les travaux de F. Ratzel [1844-1904] et d'E. Friedrich autour desquels s'est organisée l'École géographique allemande au tournant du 20e siècle. Ceux-ci y dénoncent l'émergence d'une économie du pillage liée à un capitalisme industriel triomphant (Chartier et Rodary, 2016). Dans « Anthropogeographie, oder Awerdung der Erdkunde auf die Geschichte » (1891), F. Ratzel forge l'expression *Raubwirtschaft*[75] dans l'optique de mettre en garde les sociétés humaines contre l'exploitation non raisonnée des ressources naturelles. À travers cette expression, il introduit les questions de la durabilité de la croissance économique des économies occidentales à long terme et de l'héritage laissé aux générations futures. Dans « Wesen und geographisches Verbreitung der Raubwirtschaft » (1904), E. Friedrich conceptualise l'expression ratzelienne : « *quand les hommes exploitent les terres par un élevage et une agriculture raisonnables, ils ne prélèvent que des ressources renouvelables ; ils n'altèrent pas la nature et leurs activités peuvent se poursuivre indéfiniment. L'extraction minière s'attaque au contraire à un capital, elle repose sur l'utilisation des ressources rares. De même certaines activités agricoles malmènent le milieu* » (Géneau de Lamarlière et Staszak, 2000, p. 28). F. Ratzel et E. Friedrich attirent l'attention sur la nécessité d'une utilisation raisonnée des ressources naturelles de stock et de flux. Sur les mêmes constats E. Friedrich développe « *une analyse* […] *plus optimiste* [que F. Ratzel] *puisqu'il considère que cette situation ne manquera pas de provoquer une prise de conscience aboutissant à la mise en place de systèmes de régulation* » (Veyret, 2005, p. 13). Ces travaux de l'École allemande ont également eu une influence sur les recherches menées par l'École géographique américaine de Berkeley organisée autour de C. O. Sauer [1890-1975]. Étudiant les relations entre l'homme et son milieu, C. O. Sauer invite « *à privilégier l'harmonie économique et à mesurer les transformations écologiques de l'environnement par les sociétés, en organisant des relations de longue durée avec celui-ci* » (Jégou, 2007b, p. 21).

Dans « Les fondements biologiques de la géographie humaine » (1942), M. Sorre [1880-1962] introduit « *une réflexion originale sur les rapports nature/sociétés. Il constate les dangers encourus par les sociétés, souligne leur origine naturelle en traitant des maladies liées*

[75] L'expression allemande « Raubwirtschaft » peut être traduite en français par l'expression française « économie de pillage ».

au milieu […] et insiste aussi sur leur aggravation par les sociétés » (Ibid, p. 16). Il forge le concept de « complexe pathogène » et développe une approche systémique qui positionne ses travaux dans l'écologie humaine. Ceux-ci s'inscrivent dans le contexte des années 1940-1950 où s'observe un foisonnement conceptuel dans la géographie française (Robic et Mathieu, 2001).

Dès le milieu du 17e siècle, **la pensée physiocratique** développe l'idée de la préservation de la terre entendue comme l'ensemble des ressources naturelles. Dans « Tableau économique » (1758), F. Quesnay [1694-1774] démontre que l'activité économique est intimement liée à la terre : « *le lien entre l'économique et le biologique est constant, l'activité économique est commandée par des lois fondamentales, que les économistes ont pour objectif d'étudier afin de faire respecter l'ordre naturel* » (Flam, 2010, p. 4).

À la fin du 18e siècle, **la pensée classique** renouvelle l'approche physiocratique abordant d'une manière nouvelle la relation homme/nature. Les lois économiques des classiques, prenant en compte la finitude des ressources naturelles, ont pour objectif de conduire l'économie vers un état stationnaire dans lequel la croissance est nulle correspondant à un état d'équilibre entre ressources naturelles et besoins des populations. La pensée classique s'appuie sur les travaux de T. R. Malthus [1766-1834] qui dans « Essai sur le principe de population » (1798) établit que la croissance démographique exponentielle se heurtera nécessairement à la croissance arithmétique de l'exploitation des ressources naturelles. Pour éviter la famine et garantir une gestion optimale des ressources naturelles, il préconise de limiter la croissance démographique. S'appuyant sur ces travaux, D. Ricardo [1772-1823] dans « Principes de l'économie politique et de l'impôt » (1821) formule sa théorie de « la rente agricole » : « *dans un premier temps, seules les terres les plus fertiles sont mises en exploitation, mais au fur et à mesure que la population croît, des terres de moins en moins productives sont exploitées, provoquant une augmentation généralisée du prix des denrées alimentaires* » (Flam, 2010, p. 7), ce qui conduit finalement au passage d'un état progressif de l'économie à un état stationnaire. Si D. Ricardo recherche des moyens pour retarder ce passage à l'état stationnaire, pensé comme subi, J. S. Mill [1806-1873] reconnaît en celui-ci un état souhaitable synonyme d'épanouissement des populations et de liberté individuelle (Boisvert et Vivien, 2006).

Au milieu du 19e siècle, dans le contexte des Révolutions Industrielles, la pensée classique laisse place à la **pensée marginaliste** ou **néo-classique**. La production industrielle y est décrite comme une combinaison de trois facteurs substituables : le capital, le travail et la terre (entendue ici comme l'ensemble des ressources naturelles). « *Pour la première fois dans l'histoire de la pensée économique, l'enjeu n'est donc plus de savoir comment optimiser la production dans un cadre fini, mais comment allouer au mieux des ressources, le travail et le capital, dont l'épuisement n'a pas de sens* […] *la croissance économique peut alors être infinie* » (Flam, 2010, p. 11). Dans ce contexte, les facteurs limitants de la production sont la croissance démographique et le progrès technique, et non plus la terre. L'assignation des ressources naturelles à la catégorie des biens non marchands provoque la déconnexion entre les sphères économiques et environnementales reléguant la durabilité à un second plan. Seuls quelques marginalistes, dont W. S. Jevons [1835-1882], considèrent encore la gestion durable des ressources comme une question économique majeure. Dans « The Coal Question » (1865), W. S. Jevons met en perspective la finitude des ressources charbonnières et les progrès technologiques, dans un paradoxe dit « effet rebond » qui annonce le déclin de l'économie. Simultanément, K. Marx [1818-1883] analyse les contradictions entre l'accumulation capitaliste et sa non-durabilité (Vivien, 2001). Dans « Le Capital » (1867) il décrit le capitalisme comme un système nécessairement en crise « *qui ne fonctionne qu'en gaspillant des ressources, qu'elles soient matérielles ou humaines* » (Vivien, 2001, p. 24), ce qui va à l'encontre de l'idée d'une gestion durable des ressources naturelles (Jégou, 2007b). Au cours du 19e siècle, « *la science économique avait* [donc] *déjà parfaitement intégré et la question de la rareté des ressources et celle de la fragilité écologique du mode de développement capitaliste* » (Fitoussi et Laurent, 2008, p. 28-29).

Encadré 1 – La pensée économique et la gestion durable des ressources naturelles (la terre) des physiocrates aux marginalistes

2- La géographie française et la durabilité de l'après-guerre à la fin des années 1960 : une déconnexion variable de sa dimension naturaliste.

Après la Seconde Guerre mondiale, la géographie française cesse d'être naturaliste et se rapproche des SHS. « *À une époque où les transports amènent facilement partout les vivres et les formes concentrées d'énergie nécessaires à la création d'établissements humains,*

l'inventaire minutieux des contraintes localement imposées par le milieu perd de son intérêt » (Lévy et Lussault, 2003, p. 462). L'accélération de l'urbanisation et de l'industrialisation au milieu du 20e siècle transforment profondément le monde rendant obsolète les outils conceptuels mis au point au début du siècle par la géographie classique vidalienne : « *il n'est plus possible de rendre compte de la diversité sociale en termes de genres de vie ; les groupements territoriaux reflètent de moins en moins le poids des contraintes naturelles* […] *Les groupements régionaux qui requièrent l'attention des gouvernants ne sont pas ceux que la nature a dessinés, mais ceux que les hasards de l'histoire ou l'injustice des hommes ont rendu pauvres ou opulents* » (Claval, 2007, p. 184). La société française attend alors une adaptation de la géographie classique vidalienne à ces nouvelles préoccupations permettant de comprendre les évolutions sociétales majeures. Prenant conscience de cette attente et de l'obsolescence de ses outils conceptuels, la géographie française entre en crise (Robic et Mathieu, 2001 ; Claval, 2007). Malgré la tentative d'A. Cholley [1886-1968] de répondre à ce besoin de renouveau de la discipline, avec « La Géographie » (1951), « *deux séries de raisons limitent pourtant les effets de cette remise en question : l'influence du Parti communiste et le succès de la géographie zonale* » (Claval, 2007, p. 185).

Dans le double contexte de la Guerre Froide et de la Décolonisation, la géographie française est traversée par deux courants clivants : un courant marxiste qui dénonce les imperfections du libéralisme et du colonialisme s'appuyant sur l'étude des catégories socioprofessionnelles (George, 1950 ; Dresch, 1953) et un courant capitaliste qui analyse l'espace reposant sur l'étude des marchés économiques. Dans ce clivage disciplinaire, l'espace des géographes n'est plus une mosaïque d'écosystèmes mais un ensemble socio-économique organisé en réseaux (Claval, 2007 ; Benko, 2008). L'analyse spatiale ou *new geography* s'attache « *au fonctionnement de l'économie et de la société* [et étudie] *les problèmes que la dispersion des hommes suscite en ce domaine* » (Lévy et Lussault, 2003, p. 462). Ce changement de nature de la géographie conduit à une dilution de la problématique de la durabilité. Cette dilution est concomitante à l'entrée du concept de développement dans le champ de la géographie ce qui évacue toute réflexion sur la durabilité des modèles de développement (Guichaoua et Goussault, 1993).

La géographie zonale trouve son expression principale dans le courant de la géographie tropicale[76]. Ce courant s'est progressivement constitué autour de P. Gourou [1900-1999], qui dans les années 1930 mène des recherches sur les sociétés rurales d'Asie du Sud-Est au cours desquelles il élabore le concept de « civilisation du riz » et pose les bases théoriques des études tropicalistes. Les travaux de P. Gourou reposent sur le constat de « *l'anomalie des fortes densités régionales en Asie tropicale pluvieuse alors que la formule générale de la tropicalité,*

[76] Son institutionnalisation apparaît à travers la mise en place d'une chaire d'Étude du monde tropical au Collège de France ou à travers l'ensemble institutionnel d'enseignement-recherche au Centre d'Études de GÉographie Tropicale (CEGET) et à l'École des Hautes Études en Sciences Sociales (EHESS) (Guichaoua et Goussault, 1993).

du point de vue de la base matérielle des sociétés, semble plutôt la faible densité fondée sur l'agriculture extensive à longue jachère » (Lévy et Lussault, 2003, p. 416). Dans « Les Pays tropicaux » (1948), il explore cette anomalie grâce au concept de civilisation qui fait « *une large place aux relations entre conditions naturelles et niveaux des techniques* » (Ibid, p. 246). Poursuivant ces travaux, dans les années 1950-1960, G. Lasserre, P. Pélissier, J-P. Raison, M. Rochefort et G. Sautter s'organisent au sein de l'ORSTOM et multiplient les études tropicalistes sur des terrains situés en Asie, en Amérique Latine et en Afrique. C'est « *incontestablement dans l'exploration des rapports entre les milieux naturels tropicaux et des sociétés encore majoritairement rurales que les recherches géographiques ont été les plus proches de* [la] *double sensibilité au gaspillage des ressources et à l'inégalité sociale* » (Robic et Mathieu, 2001, p. 171). Au tournant des années 1960, répondant au courant de la géographie tropicaliste, naît, autour d'Y. Lacoste, le courant de la géographie du sous-développement. Exploitant les mêmes terrains d'étude, ce courant délaisse les outils et concepts de la géographie tropicaliste pour ceux de l'économie et de la sociologie. Dans « Géographie du sous-développement » (1965), Y. Lacoste fait une analyse critique des théories développementalistes (Rostow, 1960 ; Bruneau, 1989 ; Guichaoua et Goussault, 1993 ; Rist, 2007), définissant le sous-développement comme « *le produit de la domination du colonialisme et de l'impérialisme combinée à l'exploitation des richesses nationales par les « privilégiés autochtones » tout au long de la période coloniale et depuis les indépendances* » (Lévy et Lussault, 2003, p. 246). Le clivage entre la géographie tropicaliste et géographie du sous-développement illustre le décalage entre des problématiques axées sur les rapports homme/nature et des problématiques axées sur les rapports socio-économiques (Robic et Mathieu, 2001 ; Claval, 2007). Malgré cette prise en compte inégale de la durabilité, la géographie française n'échappera pas à la conscientisation de la question environnementale qui émerge au tournant des années 1960 même si « *durant les années 1970 et 1980, l'évolution même de la géographie vers un paradigme nouveau centré sur l'analyse spatiale détournait une partie vive de la discipline de la question des rapports homme-nature* » (Robic et Mathieu, 2001, p. 174).

B- La construction du concept de développement durable dans la géographie française : des apports majeurs pour une conceptualisation de la transition énergétique « bas carbone ».

1- De la durabilité au développement durable : entre influences institutionnelles et tradition de la géographie française.

L'intégration de la question environnementale à la géographie française s'est faite en trois étapes : entre 1970 et 1975, les concepts d'environnement et de milieu sont intégrés à la discipline ; entre 1975 et 1985, le concept d'environnement est relu au prisme de sa dimension sociale ; à partir de 1985, la complexification de l'étude des relations homme-milieu a conduit les géographes à aborder le concept d'environnement dans une analyse systémique (Tissier,

1992). Cette intégration a subi l'influence croissante de la conscientisation de la question environnement associée à l'institutionnalisation du concept de développement durable [cf. encadré 2].

1966 → K. Boulding, dans « The economics of the coming spaceship earth », compare le système économique des Trente Glorieuses à un vaste système de prédation faisant écho au concept de *Raubwirtschaft*.
1968 → P. R. Ehrlich, dans « The population bomb », analyse avec inquiétude l'évolution démographique des Pays des Suds opposant, conformément au paradigme malthusien, la finitude des ressources naturelles à la croissance démographique exponentielle observable.
1972 → D. H. Meadows et ses collèges, dans « The Limits to Growth », prédisent « *un avenir extrêmement « noir » pour la planète et ses ressources* » (Veyret, 2007, p. 24). Cette publication, commande du Club de Rome en 1968, constitue un temps fort de la remise en cause du modèle de développement dominant (Jégou, 2007a, 2007b).
1972 → La Conférence des Nations Unies sur l'Environnement de l'Homme, qui se déroule du 5 au 16 juin 1972 à Stockholm, constitue « *l'acte initial de la genèse du développement durable* » (Tsayem-Demaze, 2011, p. 81). Cette conférence débouche sur la création du Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE) et conduit à l'émergence du concept « d'écodéveloppement » (Sachs, 1977, 1980).
1987 → La Commission Mondiale pour l'Environnement et le Développement (CMED), présidée par G. H. Brundtland, publie « Our Common Future » qui dessine « *une prospective globale de l'environnement mondial et de l'humanité en tentant d'incorporer les dimensions écologiques, économiques, sociales et politiques pour proposer « un développement durable »* » (Tsayem-Demaze, 2011, p. 83). Le rapport définit le développement durable comme « *un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures de répondre aux leurs* » (CMED, 1987, p. 47). Le rapport ne tend pas à une conceptualisation du développement durable, il propose davantage un horizon programmatique (Mancebo, 2006). L'intérêt principal de ce texte se situe dans « *la prise de conscience qu'il manifeste : pour la première fois, clairement, une commission internationale affirme que les activités humaines menacent la Terre* » (Brunel, 2004, p. 46-47).
1992 → La Conférence des Nations Unies sur l'Environnement et le Développement (CNUED), qui se déroule du 3 au 14 juin 1992 à Rio de Janeiro, a pour grand mérite d'amener la communauté internationale « *d'une part à prendre conscience de l'ampleur et de l'enjeu des problèmes d'environnement et de développement à l'échelle du monde entier, et d'autre part à s'engager dans la lutte contre les fléaux écologiques internationaux* » (Tsayem-Demaze, 2011, p. 85). Elle marque le sacre du développement durable à l'échelle mondiale (Brunel, 2004).
2002 → Le Sommet Mondial du Développement Durable (SMDD), qui se déroule du 26 août au 4 septembre 2002 à Johannesburg, fait évoluer « *les modes de négociations internationales, et la façon de concevoir la résolution de problèmes futurs* » (Flam, 2010, p. 48), avançant l'idée qu'un développement durable ne peut se faire sans l'inclusion à la réflexion du secteur privé.
2012 → Le Sommet de la Terre de Rio, qui se déroule du 20 au 22 juin 2012, ne cherche qu'à faire renouveler l'engagement des États en faveur du développement durable et qu'à promouvoir la croissance verte comme vecteur d'un développement durable (Flam, 2010 ; Crifo et alii, 2012 ; Vivien, 2012).

Encadré 2 – Les grandes dates institutionnelles du développement durable

L'assimilation de l'environnement à une question sociale a indéniablement déstabilisé les géographes français, « *les contraignant à des ajustements successifs de vocabulaire, à des interrogations sur l'ensemble de la géographie* [et] *à des confrontations méthodologiques* » (Tissier, 1992, p. 206). La démarche géographique peut alors associer faits de nature et faits de société (Veyret, 2005). S'inscrivant dans la continuité des travaux de J. Brunhes et de M. Sorre, P. George [1909-2006] étudie, dans « L'Environnement » (1971), les relations existantes entre l'homme et son environnement. Il y développe une pensée critique vis-à-vis des conséquences à long terme de l'aménagement du territoire, fait rare dans la géographie française de l'époque. Cette critique marque une évolution dans sa pensée, dans la mesure où dans un ouvrage antérieur, « L'Action Humaine » (1968), il n'envisageait pas l'aménagement du territoire comme pouvant avoir des conséquences environnementales négatives. Cette évolution est caractéristique des mutations que connait la géographie française des années 1970 : « *au thème de l'aménagement qui a accompagné* […] *les années de croissance économique, se joint, voire*

se substitue, celui de l'environnement » (Tissier, 1992, p. 209). On assiste alors à une multiplication des études géographiques sur la problématique homme/nature. Dans « Géomorphologie applicable » (1978), J. Tricart propose le concept d'éco-dynamisme pour l'étude des écosystèmes. Celui-ci constitue un outil qui « *permet de déterminer le degré de liberté dont nous disposons pour modifier les écosystèmes sans les dégrader, sans les détruire* […] [et] *fournit une base de tout aménagement rationnel* » (Veyret, 2005, p. 17). Dans « L'Éco-géographie » (1978), associé à J. Killian, il explore le rôle de l'homme dans la dégradation de l'environnement. Parallèlement à ces nouvelles approches développées par la géographie physique, les études tropicalistes et les travaux de G. Sautter et de P. Pélissier, restent un « *moteur d'une actualisation constante de réflexions critiques sur le développement qui font partie de l'idée de durabilité* » (Robic et Mathieu, 2001, p. 174).

Dans les années 1980, les géographes qui considèrent la géographie comme une science sociale ne peuvent que reconnaître que la relation homme-milieu est « *l'un des traits distinctifs de la géographie* » (Tissier, 1992, p. 228). Ils proposent alors la refonte du concept de milieu pour l'adapter à leur courant de pensée. G. Bertrand qui avait dès 1968 introduit le concept de géosystème dans « Paysage et géographie physique globale » (1968) affine celui-ci en 1982 dans « Construire la géographie physique » (1982) le définissant comme « *un concept naturaliste dont la finalité est de comprendre la structure et le fonctionnement du système géographique naturel. C'est* […] *un volume d'espace géographique qui correspond à une organisation structurale et à un fonctionnement autonome. C'est une facette de l'interface géographique où s'interpénètrent et interagissent la lithomasse, l'hydromasse et la biomasse (y compris les impacts d'origine anthropique* » (Bertrand, 1982, p. 110). Le paysage est l'élément-clé dans la pensée de G. Bertrand pour identifier les géosystèmes (Bertrand, 1972, 1984 ; Tissier, 1992). Dans « Contraintes climatiques et espace géographique » (1985), J-P. Marchand resitue les études climatiques dans un cadre socio-spatial affirmant que « *si la géographie est la discipline qui étudie l'espace organisé par une société, alors les milieux physiques interviennent en tant que facteurs d'organisation, non privilégiés, non dominants mais non négligés* […] *Ainsi ne sont pas confondues l'existence de la relation et la loi qui l'explique : le milieu physique apparaît par le biais de ses manifestations, constantes ou non, comme un composant de l'espace au même titre que l'organisation politique ou le système économique* » (Marchand, 1985, p. 14). Son approche systémique permet une meilleure prise en compte des facteurs naturels dans des conjonctures socio-économiques spatialisées : « *les données climatiques, topographiques, hydrographiques* […] [composant] *un champ « physique » que les sociétés locales ou régionales exploitent, aménagent* […] *structurent* » (Tissier, 1992, p. 230). Dans « Le sauvage et l'artifice » (1986), A. Berque propose de rompre avec la dichotomie historique Nature-Société. S'inscrivant dans le courant de la géographie culturelle, il propose de considérer la discipline comme une science mésologique qui étudie le « *sens qu'une société donne à sa relation à l'espace et à la nature* » (Ibid, p. 232). Dans « La Face de la Terre » (1988), P. et G. Pinchemel assimilent les crises environnementales à des

processus anthropiques « *exacerbés et irréversibles* [devant] *être appréciés, non seulement dans un point de vue écologique pyramidal ou vertical, mais également dans une évaluation spatiale, à diverses échelles, en fonction de systèmes spatiaux hiérarchisés développés par les sociétés avec des variantes de formes, d'étendues* [et] *de finalités* » (Ibid, p. 234-235), renouvelant le concept de milieu géographique. Le milieu est mis en espace créant ainsi le milieu géographique, l'activité du géographe s'appliquant à repérer les relations existantes entre milieu et espace (Tissier, 1992). Quand, au passage des années 1980-1990, émerge le concept de développement durable, la géographie française apparaît donc alors en mesure d'en faire un de ses concepts-clés.

2- L'appropriation des outils conceptuels du développement durable dans la conceptualisation géographique de la transition énergétique « bas carbone ».

La complexité de la conceptualisation du développement durable dans la géographie française révèle une « *difficile conciliation des logiques de l'action et de la connaissance* » (Godard, 2011, p. 61). Cette difficile conciliation ajoutée à l'ambiguïté originelle constitutive de l'émergence du concept explique l'engagement tardif de la géographie française (Jégou, 2007a ; Theys, 2014). Il faudra attendre le milieu des années 2000 pour que « *l'engagement des géographes français dans la question* [devienne pleinement] *visible* » (Jégou, 2007a, p. 15) et se matérialise dans un foisonnement de travaux (Brunel, 2004 ; Scarwell *et alii*, 2004 ; Miossec *et alii*, 2005 ; Veyret, 2005, 2007 ; Veyret et Vigneau, 2005 ; Emelianoff, 2007 ; Mancebo, 2006, 2007a, 2007b ; Jégou, 2007a, 2007b ; Pech, 2007 ; Zuindeau, 2010 ; Tsayem-Demaze, 2011). La rapidité de cette appropriation s'explique par la possession par la géographie française d'outils conceptuels permettant d'appréhender le concept : le paysage, le milieu, la densité de population, l'échelle, les ressources, les relations homme-milieu, le doublet site/situation, le territoire, la dépendance au sentier… (Robic et Mathieu, 2001 ; Mancebo, 2006 ; Jégou, 2007a).

L'échec d'une mise en œuvre globale du développement durable et la sous-exploitation du concept dans la sphère académique font osciller celui-ci entre abandon et dépassement de sa première forme historique (Theys, 2014). Or, c'est bien un dépassement que la crise économique ouverte en 2008, l'accentuation de la crise climatique ainsi que la poursuite de l'accroissement de la demande énergétique mondiale imposent. Plutôt que de lui faire subir un glissement sémantique – croissance verte, transition écologique, transition énergétique –, J. Theys invite à passer à une seconde forme du concept associée à cinq conditions : (i) un changement de grammaire et un retour à la dimension multidimensionnelle initiale du rapport Brundtland ; (ii) une distinction dans l'action de ce qui relève du « vivre ensemble » et du « survivre ensemble » ; (iii) une attention majeure aux questions de gouvernances multiscalaires, de territoires pertinents ou encore de coopération inter-territoriale ; (iv) un investissement important dans la question des temporalités de l'action ; et (v) une intégration au développement durable des nouveaux paramètres nés de la crise de 2008 tels l'économie

verte, la résilience ou encore la transition énergétique « bas carbone » (Theys, 2014). Notre recherche s'inscrit dans la logique du passage à une seconde étape incluant l'intégration des paramètres d'économie verte, de résilience et de transition énergétique « bas carbone » et provoquant de fait une mutation conceptuelle profonde. Le passage à cette seconde étape du concept de développement durable ne laisse pas la géographie française démunie car les outils qu'elle a utilisé pour son appréhension au cours de sa première étape restent pertinents : l'échelle, le territoire, la territorialisation, la gouvernance, la durabilité, le paysage, la géogouvernance, la dépendance au sentier…

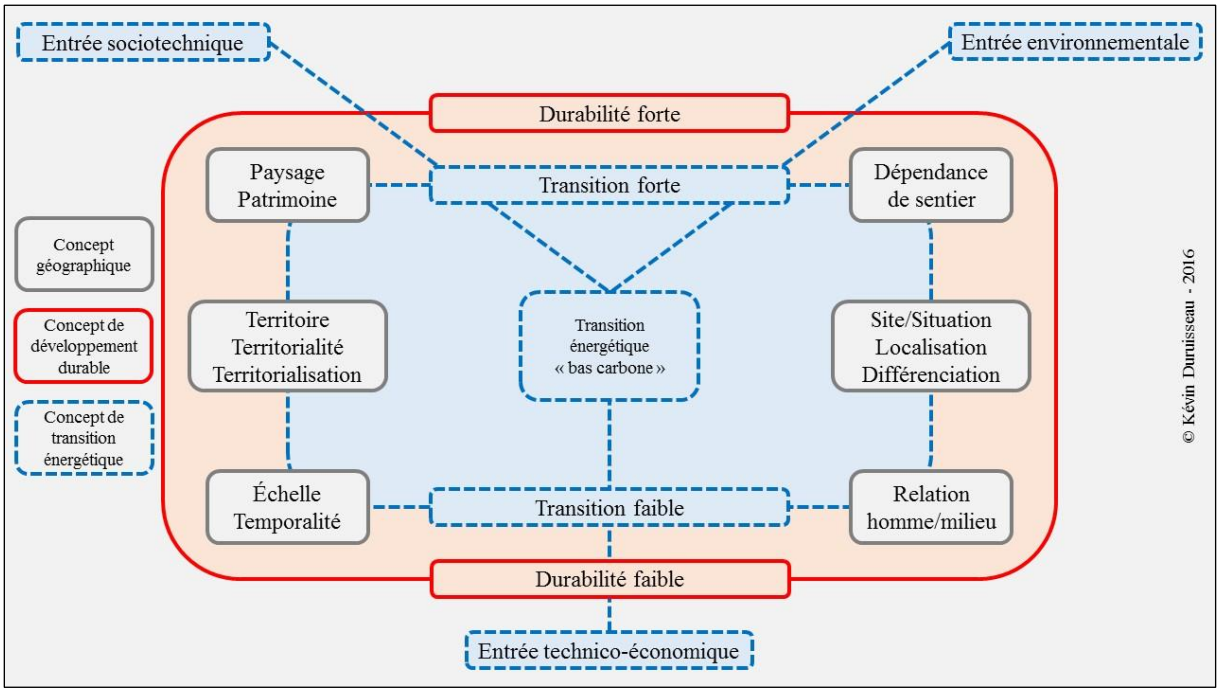
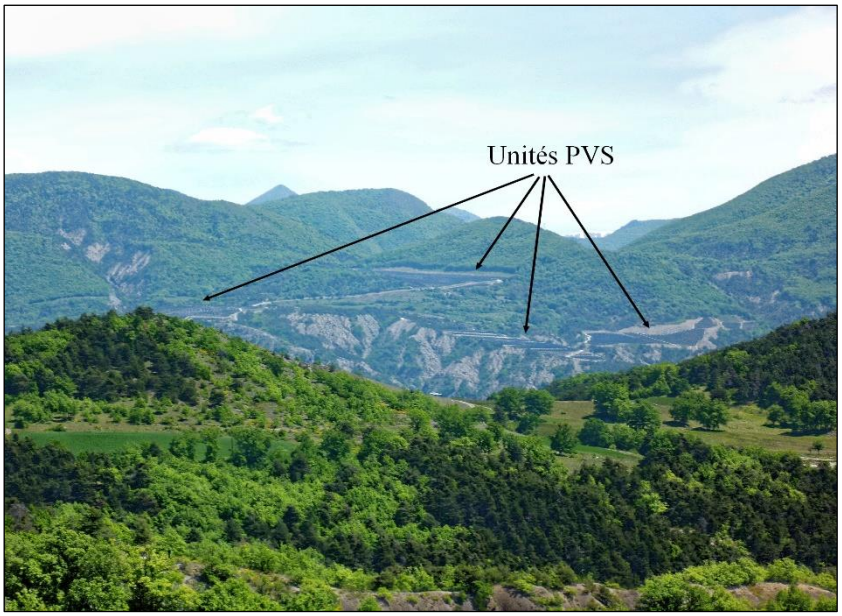


Figure 12 – Développement durable, transition énergétique « bas carbone » et concepts de la géographie

Le passage à cette seconde étape de conceptualisation du développement durable nécessite le recours au concept-clé de transition énergétique « bas carbone ». L'inclusion de ce concept dans le concept de développement durable autorise le recours aux mêmes concepts géographiques pour son appréhension [cf. figure 12]. Cette appréhension du concept de transition énergétique « bas carbone » nécessite également la prise en compte de trois entrées disciplinaires différentes de la question énergie-climat : une entrée sociotechnique, une entrée environnementale et une entrée technico-économique. Quelle que soit l'entrée retenue, celle-ci induit le recours aux mêmes concepts géographiques : paysage/patrimoine, territoire/territorialité/territorialisation, échelle/temporalité, relation homme/milieu, dépendance de sentier et site/situation/localisation/différenciation. L'entrée retenue fait varier le « degré d'utilisation » du concept géographique choisi. La transition énergétique « bas carbone » apparaît par ailleurs, en dehors de cette relation d'inclusion, comme un processus géographique permettant le recours aux concepts de paysage, de localisation, d'échelle, de territorialité, de différenciation spatiale et de dépendance de sentier… (Bridge *et alii*, 2013 ; Chabrol et Grasland, 2014). La problématique du déploiement spatial des EnR en France

métropolitaine relève de l'ensemble de ces concepts. Du fait de leur fractionnement, le développement des EnR s'accompagne d'une multiplication des localisations des sites de production d'électricité. Cette multi-localisation est à la base d'une reconfiguration profonde du système énergétique français métropolitain permettant de parler d'une nouvelle géographie de l'énergie (Bridge, 2010). La dilution spatiale de ces nouvelles infrastructures électriques dans les territoires métropolitains conduit à la construction de nouveaux paysages archétypaux à l'acceptabilité incertaine (Grijol, 2012) [cf. photo 1]. Cette question de l'acceptabilité sociale des EnR combinée à la question de leur multi-localisation interrogent directement la question de la territorialité c'est-à-dire la capacité des territoires à intégrer ce nouveau type d'infrastructure électrique dans leur écosystème complexe historiquement construit.



© Kévin Duruisseau – 2014

Photo 1 – Le parc photovoltaïque au sol de Curbans (Alpes-de-Haute-Provence) est une exception paysagère, la majorité des unités photovoltaïques au sol n'étant généralement pas visibles dans leur paysage d'insertion

Le développement des EnR en France métropolitaine interroge, plus largement, la question de l'échelle pertinente de leur déploiement spatial qui est liée aux configurations spatiales, technico-économiques et institutionnelles héritées du système électrique métropolitain dominé par l'électronucléaire. En effet, le déploiement spatial des EnR s'inscrit dans un système électrique fortement centralisé sur le plan productif et sur le plan organisationnel/institutionnel (Evrard, 2013). Certaines caractéristiques du système électrique français constituent des facteurs limitants à l'évolution de son mix-électrique, facteurs révélant un phénomène de dépendance au sentier. Ce phénomène de dépendance au sentier a été défini initialement dans le champ de l'économie comme une somme de facteurs limitants, hérités d'une construction passée, contraignant l'évolution d'un système (Daviet et Monge, 2010) : « *même si l'on connaît une solution plus efficace que la solution actuellement retenue par une firme (en matière de technologie, de nouveau produit ou de localisation par exemple), cette solution plus efficace n'est pas forcément adoptée* » (Palier et Bonoli, 1999, p. 400). Adopté progressivement par les sciences politiques, D. C North a montré son importance dans l'inertie

des institutions existantes (North, 1990) qui « *tient moins aux technologies elles-mêmes qu'au comportement des individus au sein des institutions* […] *Changer signifierait perdre l'amortissement et les rendements croissants des investissements de départ, et devoir investir à nouveau ; il faudrait aussi reprendre les processus d'apprentissage, rester coordonné avec les autres institutions, et changer d'anticipation, être capable de prévoir les nouveaux comportements adaptés* » (Palier, 2011, p. 412). Dans la continuité de ces travaux, P. Pierson a identifié quatre mécanismes d'auto-renforcement des systèmes existants : (i) les coûts d'investissement, (ii) les effets d'apprentissage, (iii) les effets de coordination et (iv) les comportements d'adaptation par anticipation (Pierson, 1993, 1997, 2000). Mêlant dimensions économique et politique, J. Mahoney précise les notions de points de bifurcation et de trajectoires historiques qui séquencent le phénomène de dépendance de sentier (Mahoney, 2000, 2001). Dans le cadre de la transition énergétique « bas carbone », et plus particulièrement du déploiement spatial des EnR au sein du système électrique français métropolitain, la difficile mutation de ce système relève à la fois d'un phénomène de dépendance au sentier technico-économique et d'un phénomène de dépendance de sentier politico-institutionnel.

Ce tableau rapide des différents concepts de la géographie pour étudier l'évolution du système électrique français métropolitain dans le cadre de la transition énergétique « bas carbone » montre tout le potentiel mobilisable pour appréhender ce concept émergent. Parmi ces concepts, notre recherche privilégie une approche territoriale de la transition énergétique.

III- La territorialisation de la transition énergétique « bas carbone » : vers une reconfiguration des systèmes électriques et de ses territoires ?

Les recherches actuelles en SHS sur la transition énergétique « bas carbone » privilégient une approche territoriale. Elles décrivent les recompositions socio-politiques qu'elle implique (Rocher, 2013 ; Rumpala, 2013 ; Rutherford, 2013 ; Rutherford et Coutard, 2014) et les recompositions socio-spatiales associées (Chanard, 2011 ; Bridge *et alii*, 2013 ; Labussière, 2013 ; Chabrol et Grasland, 2014, 2015 ; Durand *et alii*, 2015 ; Duruisseau, 2015 ; Labussière et Nadaï, 2015). L'ensemble des études « *mettent* […] *en évidence la nécessaire prise en considération des contextes territoriaux parfois complexes dans l'évaluation des possibilités de transition et de développement des énergies renouvelables* » (Chabrol et Grasland, 2014, p. 4). Notre recherche explore la possibilité d'émergence de nouveaux territoires électriques dans la fenêtre d'opportunités offertes par la territorialisation des EnR (A) ainsi que le rôle que pourrait jouer cette territorialisation dans la réussite de la transition énergétique en cours (B).

A- Territoire et territorialisation des EnR : vers l'émergence de nouveaux territoires électriques ?

1- Territoire et territorialisation : des notions géographiques récentes.

La notion de territoire prend un nouveau sens en géographie dans les années 1980 remplaçant progressivement la notion plus neutre d'espace. « *Par rapport à celle d'espace,* [la notion de territoire] *permet de réintroduire le sujet et l'acteur, ses pratiques et représentations* » (Ozouf-Marignier, 2009, p. 33). « *Sur le socle de l'espace géographique aménagé et transformé par les sociétés, la notion de territoire témoigne de son appropriation délibérée, à la fois économique, idéologique et politique (sociale donc, au total) par des groupes qui se donnent une représentation particulière d'eux-mêmes, de leur histoire, de leur singularité, bref de leur identité* » (Ciattoni et Veyret, 2013, p. 103). Cette notion fut et reste au centre de débats au cours desquels se sont forgées ses multiples définitions lui donnant son caractère polysémique (Le Berre, 1992 ; Champollion, 2006 ; Vanier, 2009 ; Chanard, 2012 ; Girard, 2012). Dans le « Dictionnaire de la Géographie et de l'espace des sociétés » (2003) B. Debardieux en recense huit. Cette trajectoire de la notion « *recouvre les débats épistémologiques traditionnels de la discipline : entrée par l'espace ou par le social, par les formes ou par les processus, par l'individu ou par le collectif* » (Girard, 2012, p. 57). Cette polysémie s'accompagne d'associations toujours plus nombreuses avec d'autres termes comme institutionnel, identitaire, appartenance, vécu, de projet, d'action, de subsidiarité, virtuel (Goux-Baudiment, 2002 ; Scarwell et Roussel, 2006 ; Melé, 2009). Une majorité des définitions l'appréhende comme un système complexe et évolutif.

Un système territorial associe trois pôles principaux (Gumuchian, 1991 ; Di Meo, 1998 ; Brunet, 2001a ; Elissalde, 2005 ; Moine, 2006, 2007 ; Vanier, 2008) : « *l'un autour de l'espace géographique, approprié et aménagé par les hommes, notamment au travers de leurs actes techniques et activités économiques* ; *l'autre autour des représentations de cet espace* […] ; *et le dernier autour de l'organisation politique des hommes considérés comme des acteurs en interaction* » (Girard, 2012, p. 47). Un territoire apparaît donc comme un support des activités anthropiques présentes mais aussi comme le résultat des activités anthropiques passées (Chanard, 2011). Cette dimension historique du territoire fait que les activités anthropiques futures ne peuvent se concevoir qu'en considérant cette historicité. Les structures territoriales héritées influencent donc les structures territoriales à venir induisant un possible phénomène de dépendance de sentier (Boschma, 2004 ; Mendez et Mercier, 2006 ; Laperche et Uzunnidis, 2010 ; 2011 ; Laperche *et alii*, 2011). Il existe ainsi une boucle de rétroaction entre les jeux d'acteurs et le territoire : les jeux d'acteurs façonnent le territoire et le territoire influence en retour les jeux d'acteurs (Brunet, 1980, 2004 ; Moine, 2006). D'un point de vue énergétique, ces boucles de rétroactions entre jeux d'acteurs et territoire influencent la demande énergétique et les conditions d'activation des ressources énergétiques renouvelables potentielles du territoire (Chanard, 2012 ; Chabrol et Grasland, 2014 ; Durand *et alii*, 2015). Le territoire peut être appréhendé comme une réalité sociale construite à identifier et à décrire ou comme le résultat d'un processus de territorialisation en cours à expliciter (Lajarge, 2009 ; Girard, 2012).

Choisissant ce deuxième terme, notre recherche a pour ambition d'expliciter le processus de territorialisation du photovoltaïque au sol (PVS) dans les territoires du sud de la France comme un baromètre de la territorialisation de la transition énergétique « bas carbone ».

La notion de territorialisation est un objet d'étude traversant de nombreuses disciplines ce qui lui confère également une certaine polysémie. Les Sciences politiques considèrent la territorialisation comme résultant d'un effet de contexte : elle est à la fois une des conséquences inattendues des processus de décentralisation et une réponse aux problèmes auxquels sont confrontés les acteurs publics locaux (Duran et Thoenig, 1996 ; Douillet et de Maillard, 2007). A-C. Douillet considère la territorialisation comme « *relativement flou quant à ce* [qu'elle] *désigne ; se confondant parfois avec la décentralisation ou la déconcentration,* [elle] *évoque aussi plus largement la montée en puissance des « acteurs locaux » ou la valorisation de la « proximité »* » (Douillet, 2003, p. 586). Les Sciences politiques considèrent que la territorialisation « *renvoie* […] [d'une part] *au lieu de définition des problèmes publics et* [d'autre part] *aux modalités de traitement des problèmes publics* » (Douillet, 2003, p. 586). La notion de territorialisation apparaît comme intimement liée à celle de gouvernance qui rend compte de cette transformation de l'action publique, ou plus particulièrement de son changement d'échelle (Borraz et Le Gallès, 2001 ; Le Gallès, 2010). La notion de gouvernance a été souvent préférée à celle de territorialisation par les auteurs anglo-saxons (Kooiman, 1993, 2003 ; Minogue *et alii*, 1998 ; Hooghe & Marks, 2001 ; Salamon, 2002 ; Bevir, 2010).

Au sein même de la géographie, la notion de territorialisation montre également une certaine polysémie. Son irruption résulte d'une rupture importante dans l'approche disciplinaire au cours des années 1990 : la géographie passe d'une approche objectiviste à une approche compréhensive des faits inscrits dans l'espace géographique, ce passage mettant au centre le concept d'acteur (André, 1998 ; Gumuchian *et alii*, 2003 ; Girard, 2012). L'approche territoriale de la transition énergétique « bas carbone » retenue par notre recherche renvoie à la fois à une dimension décentralisée/déconcentrée de l'action publique et à la construction et/ou au renforcement de la notion de « territoire électrique ». M. Reghezza-Zitt propose une définition proche de celle d'A-C. Douillet relevant de la première dimension et décrivant la territorialisation ni comme une simple décentralisation ni comme une simple déconcentration mais comme une réinscription à l'échelle locale qui « *aspire à adapter les cadres spatiaux de l'action publique à la nouvelle réalité des territoires, en opérant un changement d'échelle* » (Reghezza-Zitt, 2012, p. 152). Situé à l'intersection des deux dimensions, P. Melé propose de caractériser la territorialisation comme découlant « *non seulement de l'engagement dans des actions collectives et de la confrontation d'habitants aux actions des pouvoirs publics, mais aussi de processus de (re)définition de biens communs localisés* » (Melé, 2009, p. 46). Dans cette optique, le concept de territorialisation peut être défini « *à la fois au sens d'identification/production d'espaces délimités, de diffusion d'une vision « territoriale » de la relation à l'espace des populations, et d'appropriation par des individus ou des collectifs*

d'espaces plus ou moins strictement délimités » (Ibid, p. 46). À cette même intersection des deux dimensions, M. Vanier définit plus largement la notion révélant son hétérogénéité et sa plasticité. Il la décrit comme un ensemble de processus « *engagés par les systèmes d'acteurs et/ou d'agents, par les organisations sociales et politiques, par les dispositifs et procédures ad hoc, par les rapports de force et les mises en tension, par des déterminants économiques et structurels, par des configurations génériques existantes et/ou des configurations particulières émergentes, permettant de faire advenir le territoire, le faire exister, se maintenir et parfois de devenir opératoire* » (Vanier, 2009, p. 12). Dans la seconde dimension, la territorialisation peut être identifiée comme un processus d'émergence de nouvelles territorialités si on la considère comme une tentative de structuration matérielle et idéelle d'un espace délimité et comme une appropriation d'un espace géographique par un groupe d'acteurs spatialisé (Turco, 1997 ; Elissalde, 2002 ; Girard, 2012). « *Si des territorialités sont générées et transformées, elles ne produisent pas nécessairement une construction territoriale lisible, stable et solide, c'est-à-dire un territoire. La territorialisation est donc un processus en cours dont on ne dit rien de ce que sera son résultat, si un territoire adviendra ou non* » (Girard, 2012, p. 49).

Notre recherche qui s'intéresse à la transition énergétique « bas carbone » dans son approche territoriale à travers le déploiement spatial PVS dans les territoires du sud de la France s'inscrit dans cette double dimension de la notion de territorialisation. Elle interroge la territorialisation des politiques publiques énergétiques françaises qui implique un processus d'adaptation de l'action publique énergétique nationale aux caractéristiques territoriales locales. Elle interroge aussi la matérialisation géographique de la transition énergétique « bas carbone » qui correspond à une inscription territoriale de nouveaux types d'infrastructure énergétique. La territorialisation du PVS, au centre de notre recherche, implique l'acquisition ou la réactivation de compétences énergétiques par les collectivités territoriales, compétences pouvant être partagées entre ces acteurs publics décentralisés et/ou avec des acteurs publics déconcentrés. Elle implique également un processus collaboratif entre acteurs territoriaux publics et acteurs territoriaux privés, ces derniers devenant des acteurs énergétiques territoriaux essentiels. Elle implique enfin un processus d'appropriation des enjeux énergie-climat territoriaux par l'ensemble des acteurs de l'écosystème territorial. La réalisation de l'ensemble de ces caractéristiques est indispensable à l'émergence de nouveaux « territoires électriques ».

2- Les territoires électriques : un sous-type de territoire énergétique.

Selon T. Souami, trois conceptions distinctes permettent d'appréhender la notion de territoire énergétique : la conception « idéelle », la conception « opérationnelle » et la conception « évaluative de légitimation » (Souami, 2009). La conception « idéelle » est la plus répandue dans l'imaginaire collectif. Le territoire énergétique y est ici « *une entité délimitée, précise, considérée pour ses seules composantes, et ses seules performances intrinsèques* […] *On se représente alors ce territoire « imaginaire » ou « idéal » fonctionnant selon un principe d'autocentrement, d'autonomie ou d'autosuffisance* » (Souami, 2009, p. 72). La conception

« opérationnelle » est réalisée dans des situations de décision. Le territoire énergétique est ici un périmètre choisi par des acteurs territoriaux qui « *visent l'optimisation énergétique des composantes du périmètre : bâtiments, réseaux, moyens de déplacements, etc* » (Ibid, p. 72). La conception « évaluative de légitimation » du territoire énergétique le fait émerger dans un ensemble de processus de légitimation des projets sur le plan technique et politique. Le territoire énergétique est réduit ici au seul quartier de l'expérimentation : « *le reste du territoire s'efface le temps de l'évaluation car il semble nécessaire, aux yeux de certains acteurs, que le quartier fasse la preuve de son efficacité énergétique propre quelles que soient ses ponctions sur et ses apports pour l'ensemble de la ville* » (Ibid, p. 72).

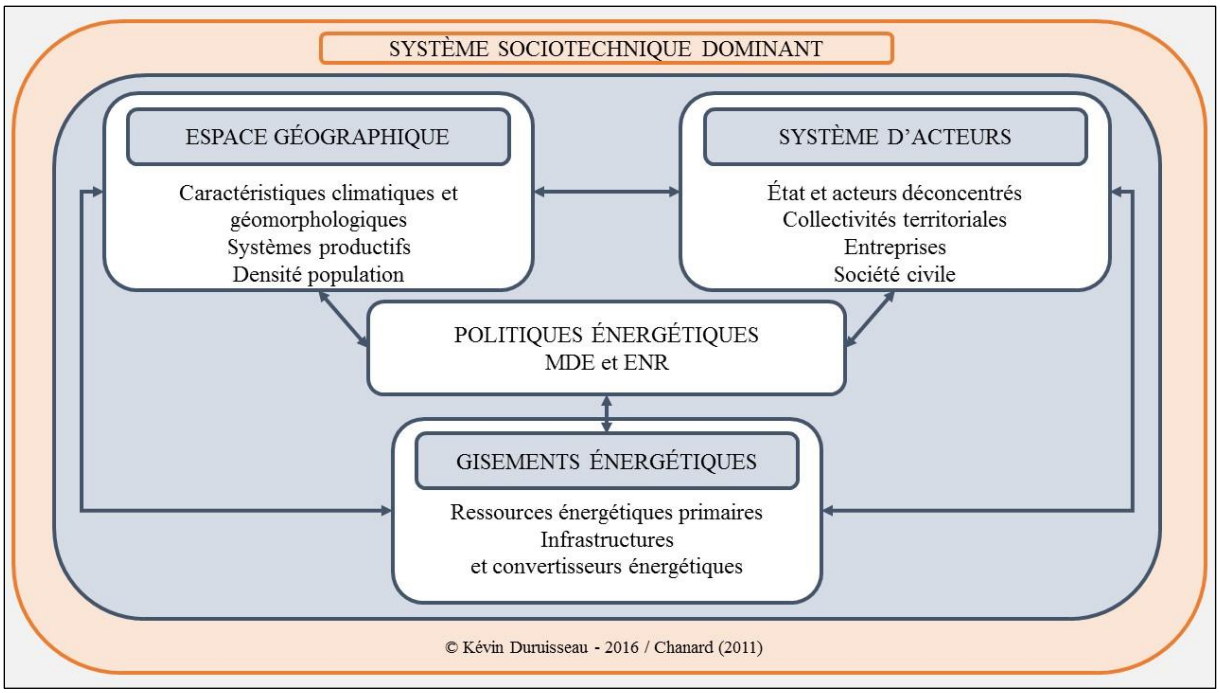


Figure 13 – Le système énergétique territorial (SET)

Le Système Énergétique Territorial (SET) est un outil conceptuel utile à l'appréhension de la complexité d'un territoire énergétique et de son fonctionnement. Un SET permet d'étudier « *dans leur ensemble les énergies du territoire (énergie potentielle et produite, modes de production, de distribution et de consommation) et plus largement l'imbrication structurelle et fonctionnelle entre territoire et énergie* » (Chanard, 2011, p. 54). Il se compose « *de multiples chaînes et processus qui englobent les matières premières/gisements, les centres de production et les réseaux de consommation, avec des modes de régulation, de gestion, de localisation, de production, de distribution et de consommation spécifique* » (Ibid, p. 55) et correspond à l'ensemble des énergies primaires et secondaires, des acteurs, des modes de régulation et des interactions existant au sein d'un territoire énergétique (Chanard, 2011). Un SET s'organise autour de trois pôles : l'espace géographique qui regroupe l'ensemble des caractéristiques naturelles et anthropiques du territoire telles que les aspects climatiques et géomorphologiques, les caractéristiques des systèmes productifs – agricole, industriel, énergétique, etc –, l'organisation des systèmes urbains ou encore la question de la densité de population ; le

système d'acteurs intervenant dans le territoire (l'État et ses services déconcentrés, les collectivités territoriales, les entreprises ou encore les représentants de la société civile (association, individu, etc)) ; et les gisements énergétiques qui regroupent l'ensemble des ressources énergétiques exploitées ou exploitables, ainsi que l'ensemble des infrastructures du système énergétique. Aujourd'hui, un SET s'inscrit dans un système sociotechnique dominant et « *est fortement contraint par la législation nationale et évolue en fonction de l'organisation interne des autorités locales intervenant sur le territoire ainsi que des objectifs fixés par les élus* » (Chanard, 2011, p. 56). [cf. figure 13]. La construction de la notion de « territoire énergétique, et plus particulièrement de « territoire électrique », peut utiliser certains éléments constitutif du SET.

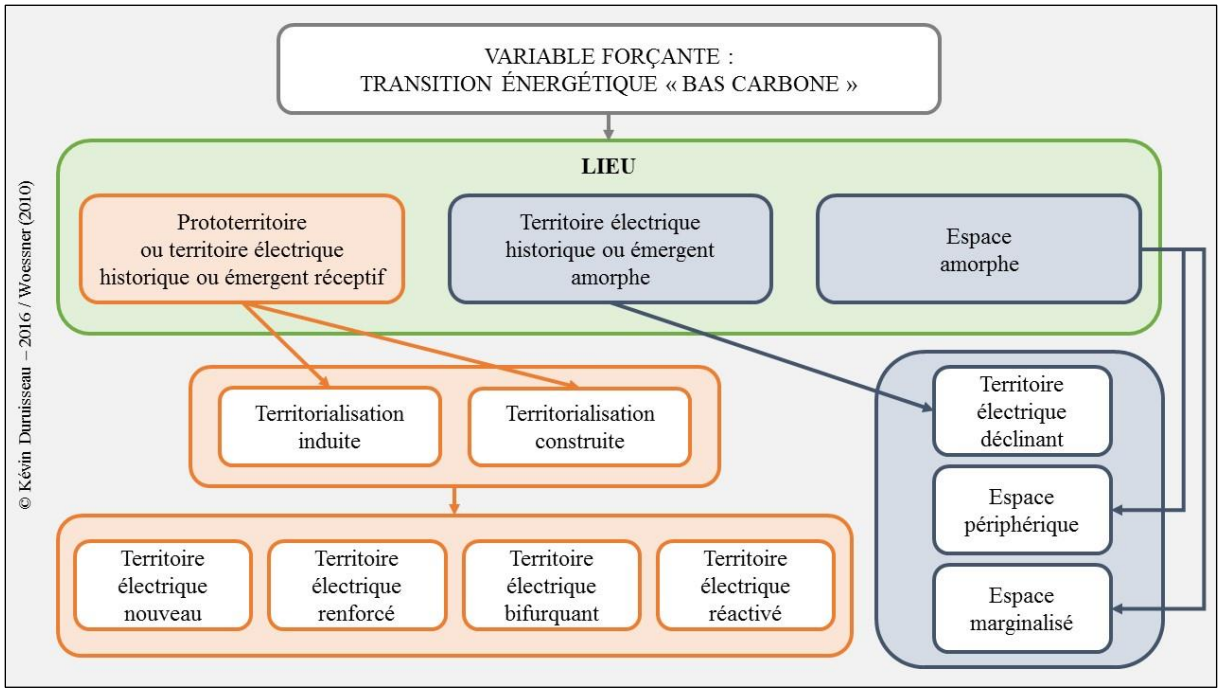


Figure 14 – Les processus de territorialisation électrique

Notre recherche s'intéresse à la notion de « territoire électrique » en tant que territoire énergétique particulier [cf. figure 14]. Elle considère un territoire électrique comme un espace géographique délimité qui a été ou qui est un lieu de production d'électricité associé à un système d'acteurs complexe. Les infrastructures de production d'électricité peuvent valoriser des ressources énergétiques primaires endogènes ou exogènes au territoire. Le caractère endogène et exogène des ressources peut être une caractéristique initiale du territoire ou une construction historique. Certains territoires ont pu ainsi valoriser une ressource endogène puis, suite à l'épuisement de celle-ci, avoir recours à une ressource similaire mais exogène. Un territoire électrique se caractérise toujours par une « atmosphère électrique » dans laquelle agissent les différents acteurs territoriaux intervenant directement ou indirectement dans le processus productif. Les territoires électriques historiques sont toujours caractérisés par une culture énergétique. Cette culture conditionne positivement le niveau d'acceptabilité sociale des infrastructures de production d'électricité. Le caractère diffus et endogène des ressources

énergétiques primaires disponibles pour la mise en œuvre de la transition énergétique « bas carbone » et le nécessaire abandon des ressources énergétiques primaires carbonées associé à la lutte contre le réchauffement climatique auront de multiples impacts territoriaux : l'activation de nouveaux territoires électriques ; le renforcement de territoires électriques émergents ou historiques ; la bifurcation de territoires électriques émergents ou historiques ; la réactivation de territoires électriques historiques ; et le déclin de territoires électriques historiques.

Cependant, malgré les injonctions à la transition énergétique « bas carbone », certaines portions d'espaces géographiques resteront à l'écart du processus de redéploiement du système productif électrique. « *Faute de système territorial fondé sur le volontarisme, le lieu est amorphe* […] [où] *seuls des acteurs extérieurs peuvent mettre les contraintes et les opportunités spécifiques à jour* » (Woessner, 2010, p. 673). Dans ce cas de figure, le lieu devient soit un espace périphérique dépendant d'acteurs décisionnels exogènes soit un espace marginalisé n'intéressant par d'acteurs décisionnels exogènes. Dans le cas d'une réaction du lieu à l'injonction de transition, la territorialisation volontariste peut prendre deux formes : une « territorialisation induite résultant de l'existence d'une « atmosphère électrique » ou une « territorialisation construite » dans laquelle une « *communauté de travail se déploie formellement dans le but de définir un projet territorial* » (Ibid, p. 674).

B- La territorialisation du système électrique et des EnR : une condition pour réussir une transition énergétique « bas carbone » ?

1- Les mutations du système électrique : vers une résurgence de l'échelle locale ?

La transition énergétique « bas carbone » émerge en Amérique du Nord et en Europe dans un contexte d'ouverture à la concurrence et de libéralisation des systèmes électriques nationaux qui remet en cause le modèle monopolistique intégré. Ce modèle, composé de structures à fortes capacités productives placées sous l'égide d'un État-providence centralisateur et planificateur, mute malgré des forces d'inertie, en un modèle concurrentiel composé de structures à capacités productives plus variées régulées par un État plus décentralisé et libéral (Hansen et Percebois, 2010 ; Evrard, 2013, 2014). Dans ce contexte favorable, les territoires sont appelés à jouer un rôle dans la reconfiguration des systèmes électriques nationaux. Il s'agit en fait pour eux de retrouver le rôle historique qu'ils avaient « abandonné » tout au long de la construction du modèle monopolistique intégré.

Au cours de son développement, le système électrique a subi des changements d'échelle successifs depuis l'échelle locale jusqu'à l'échelle transnationale. À l'image de *l'Edison Electric Illuminating Company of New York*, l'histoire de tous les systèmes électriques a débuté à l'échelle locale. À la fin du 19^{e} siècle, cette entreprise électrique produit, distribue et vend de l'électricité aux consommateurs du quartier de Wall-Street à New York. Cette expérience pionnière pose les bases du système électrique intégré qui se diffusera dans le monde au cours

du 20e siècle et inscrit cette industrie dans la catégorie des industries de réseau (Crozet, 2003 ; Grand et Veyrenc, 2011 ; Finon, 2013). Comme l'illustre cette expérience new-yorkaise, les premiers systèmes électriques intégrés se développent à l'échelle locale et sont donc caractérisés par une forte territorialisation. Les progrès techniques dans le domaine des convertisseurs électriques et des réseaux ont permis, au cours du 20e siècle, un changement d'échelle des systèmes électriques intégrés. L'interconnexion progressive des réseaux électriques a alors conduit à un « *télescopage des échelles* » (Offner et Pumain, 1996, p. 30) même si leur morphologie, leur mode d'accès et leurs pratiques sociales « *contribuent généralement à la conservation d'une architecture emboîtée des échelles de réseaux et de territoires* » (Ibid, 1996, p. 31).

Après la Première Guerre mondiale, l'électrification des territoires des Pays du Nord se réalise par l'interconnexion des réseaux électriques locaux (Bouneau, 2004 ; Bouneau *et alii*, 2007). La construction de ce nouveau macro-système technique (Gras, 1997) suit les logiques élaborées, quelques décennies auparavant, par les gestionnaires des réseaux ferroviaires. « *En désignant la connexion simultanée et réciproque des différentes installations de production et de consommation, l'interconnexion porte en soi une logique spatiale structurante : elle constitue un levier majeur d'aménagement industriel du territoire et de développement économique régional* » (Bouneau *et alii*, 2007, p. 22). La standardisation des technologies mais surtout l'amélioration du transport de l'électricité permettent d'interconnecter de multiples systèmes électriques locaux et de former les premiers systèmes électriques régionaux. L'interconnexion de ces systèmes régionaux commence dès l'entre-deux-guerres. En France, cette nouvelle étape permet la réunion de systèmes électriques à dominante hydraulique et de systèmes électriques à dominante thermique. À la fin de la Seconde Guerre mondiale, la réorganisation profonde du système électrique de nombreux pays européens ainsi que les vagues de nationalisation successives permettent l'achèvement de l'interconnexion des réseaux électriques régionaux (Bouneau *et alii*, 2007 ; Grand et Veyrenc, 2011). Parallèlement à ces évolutions nationales, les premières interconnexions internationales dessinent les prémices de réseaux électriques transnationaux (Bouneau, 2004). La complexification de la régulation de systèmes électriques, de plus en plus étendus, ainsi que l'importance des investissements nécessaires à leur extension expliquent alors leur prise en main par un État-providence planificateur. L'évolution scalaire des systèmes électriques a donc conduit à un changement d'échelle de leur régulation. Ce changement d'échelle a dans le même temps permis de donner aux États un outil de développement et de structuration de leur territoire national.

La nationalisation des systèmes électriques européens donne naissance au modèle monopolistique intégré qui repose sur le tryptique nationalisation-monopolisation-planification (Grand et Veyrenc, 2011). Son avènement au milieu du 20e siècle relève d'une intégration

verticale et horizontale[77] des systèmes électriques régionaux amorcée dès la fin du 19e siècle. Ce double processus se caractérise par une centralisation technico-institutionnelle du système électrique, par une dissociation géographique entre lieux de production et lieux de consommation et par un affaiblissement du rôle des territoires qui deviennent de simples espaces-supports des infrastructures électriques. Cette lente évolution a correspondu à un affaiblissement du rôle des territoires dans le domaine électrique qui conservent, malgré tout, une autorité concédante en matière de distribution d'électricité. La centralisation technico-institutionnelle est une rupture majeure car « *aussi bien pour la France que* [pour] *la Grande-Bretagne et l'Allemagne* […] *la logique de développement périphérique l'a emporté très longtemps sur la logique de développement centralisé, polarisé par les métropoles* » (Bouneau, 2004, p. 25-26).

En 1978, avec la loi *Public Utility Regulatory Policy Act* (PURPA), les États-Unis amorcent la remise en cause du modèle monopolistique intégré dominant. Cette loi imposera alors aux opérateurs historiques américains de racheter l'électricité produite sur leur territoire par des opérateurs émergents, remettant en cause ainsi le principe d'intégration horizontale du système électrique dominant (Chevalier, 2004). Cette remise en cause a initié l'ouverture à la concurrence et la libéralisation des systèmes électriques européens. Ces réformes majeures s'appuient sur un ensemble de travaux économiques anglo-saxons ayant émergé dès le début des années 1960 (Averch et Johnson, 1962 ; Leibenstein, 1966). Ces premiers travaux constituent la base de la théorie des marchés contestables qui s'oppose à la théorie dominante des monopoles intégrés (Baumol *et alii*, 1982). L'ouverture à la concurrence remet en cause l'intégration horizontale des systèmes électriques monopolistiques intégrés tandis que la libéralisation, par le processus de dissociation, remet en cause leur intégration verticale. Dans le contexte de l'Union Européenne (UE), ces processus procèdent d'une ouverture à la concurrence des activités de production et de fourniture d'électricité, d'une dissociation des activités de transport et de distribution d'électricité et de la création d'une autorité de régulation veillant à l'accès des tiers au réseau (Chevalier, 2004). Ces évolutions ont vu l'apparition et la résurgence de deux échelles dans les systèmes électriques nationaux : une échelle régionale avec l'inclusion d'entreprises électriques étrangères et une échelle locale avec l'émergence de nouveaux acteurs électriques et l'élargissement du champ des compétences énergétiques des acteurs politiques locaux. La résurgence de l'échelle locale dans les systèmes électriques nationaux accompagne leur nouvelle territorialisation. Ces évolutions et la complexification des systèmes électriques nationaux (liée pour partie au développement des EnR) accélèrent la construction d'un système électrique intégré européen (Steven, 2013). Le projet de l'UE de construire un système électrique intégré régional ne pourra ignorer la résurgence de l'échelle locale. P. Dunsky considère l'échelle locale comme l'échelle-clé de la reconfiguration des

[77] L'intégration verticale d'un système électrique correspond au degré de « *regroupement de la propriété ou du contrôle des différentes composantes industrielles du système électrique ou gazier sous une seule autorité* » (Grand et Veyrenc, 2011, p. 75) quand son intégration horizontale correspond au degré « *d'exercice, par une même firme, de la totalité d'une activité industrielle spécifique sur un territoire donné* » (Ibid, p. 75).

systèmes électriques intégrés nationaux (Dunsky, 2004). Dans une étude sur l'évolution des systèmes électriques des Pays du Nord (PN), il met en évidence quatre facteurs interagissant dans cette reconfiguration : (i) l'innovation technologique permettant le fractionnement et la décentralisation des unités de production d'électricité renouvelable ; (ii) la rupture de l'intégration verticale et horizontale du système électrique ; (iii) la conscientisation sociétale des problèmes environnementaux ; et (iv) la mutation des économies des PN avec la substitution d'un capital naturel par un capital construit. La conscientisation qui ouvre à la mobilisation d'acteurs locaux et l'informatisation des sociétés pourrait permettre une production décentralisée et une gestion intelligente des systèmes électriques.

2- Les limites actuelles au déploiement spatial des EnR : des facteurs limitant la territorialisation de la transition énergétique « bas carbone ».

Le caractère diffus des gisements d'énergies de flux et la nature de leurs convertisseurs permettent d'envisager « *des possibilités de production* [électrique] *à une échelle plus réduite que les grands systèmes existant actuellement.* [Ils] *permettent par la même occasion de rapprocher l'espace de production et l'espace d'utilisation. Privilégier l'énergie des sources directement accessibles* [...] *peut apparaître comme un moyen de limiter a priori le recours à de grosses unités de production* » (Rumpala, 2015, p. 46). Le recours aux énergies nouvelles renouvelables (EnR) rend possible un triple passage au sein du système électrique dominant : de la centralisation à la décentralisation, de l'éloignement à la proximité et de la dépendance énergétique à l'autosuffisance énergétique (Rumpala, 2013, 2015). Ce triple passage pourrait conduire à terme à l'affaiblissement puis à la marginalisation des macro-systèmes techniques énergétiques dominants (Van der Vleuten et Breteau, 2001 ; Gras, 2015 ; Rumpala, 2015). Dans le cadre d'une transition énergétique forte, l'enjeu du déploiement spatial des EnR n'est pas « *de nous fournir une énergie de substitution, mais de faire évoluer notre rapport au monde, à la nature, à la technique, pour, in fine, changer nos institutions et nos pratiques* » (Raineau, 2011, p. 134).

Cependant, « *pour avoir des effets transformateurs, les nouvelles possibilités technologiques doivent trouver des ancrages dans des systèmes plus larges que les réseaux dans lesquels elles ont été conçues* » (Rumpala, 2015, p. 44). Or, la diffusion des EnR dans le système électrique dominant est entravée par un certain nombre de blocages, ou *lock-in*, technico-institutionnels (Unruh, 2000, 2002) et par un certain nombre de contraintes géographiques. Marquant un retour à des *energy from space*, la transition énergétique « bas carbone » réintroduit une proportionnalité entre puissance produite et surface de production (Brücher, 2009 ; Chanard, 2011 ; Durand *et alii*, 2015). La limitation de l'espace géographique énergétique est ainsi reposée, d'autant plus que le déploiement des EnR au sein de cet espace ne s'effectue pas en terrain vierge. Ce déploiement spatial entre en concurrence avec les activités anthropiques existantes. À cette problématique de concurrence spatiale, s'ajoute également une inégale répartition des gisements disponibles dans l'espace (Brücher, 2008). À

titre d'exemple, le niveau d'irradiation solaire varie d'un facteur deux entre le Nord et le Sud du territoire français. Les unités PVS se concentrent donc logiquement très majoritairement dans les territoires du Sud de la France. Ces limitations géographiques au déploiement spatial des EnR sont autant d'éléments qui tempèrent la vision optimiste de certains travaux désignant l'énergie solaire comme substitut principal aux énergies de stock (Scheer, 1999, 2005). Ces facteurs géographiques renforcés par les logiques technico-institutionnelles dominantes limitent à ce jour les possibilités de construction d'un système électrique qui confondrait lieux de production et lieux de consommation. Plusieurs projets récents comme les parcs éoliens off-shore en Mer du Nord et dans la Manche ou le projet Desertec dissocient d'ailleurs complètement lieux de production et lieux de consommation en utilisant des espaces sans concurrence anthropique et optimisant les ressources (Poinsot, 2012 ; Gay et Glita, 2013 ; Deshaies, 2014a, 2014b).

Deux contraintes technologiques principales interdisent actuellement de penser une territorialisation complète de la transition énergétique « bas carbone » contredisant une certaine survalorisation de l'échelle locale : le faible rendement des convertisseurs PV et éoliens comparativement aux énergies dominantes et le caractère intermittent de leur production (Deshaies, 2013, 2014a, 2014b, 2014c). Les interconnexions des réseaux électriques, à différentes échelles géographiques, sont nécessaires car elles permettent à ceux-ci de s'équilibrer les uns les autres. Le caractère intermittent de la production PV et éolienne accentue la nécessité du renforcement de ces interconnexions et pose des problèmes concernant leur intégration. La redéfinition du système électrique, à l'échelle locale, ne peut pas être pensée en dehors de cette interdépendance entre tous les systèmes électriques aux différentes échelles (Lagendijk, 2008 ; Janssen et Rebours, 2012 ; Derdevet, 2013 ; Maillard, 2013). La territorialisation nécessaire à la transition énergétique doit donc se penser dans cette dimension multiscalaire. C'est cette dimension multiscalaire qu'il faut convoquer pour penser les limites du déploiement des EnR, et plus largement de la territorialisation de la transition énergétique.

Corrélées à des limites de concurrence spatiale, des limites sociales au déploiement spatial des EnR apparaissent aussi ces dernières années. La diffusion des projets EnR est de plus en plus confrontée au débat public lié à l'émergence de la société civile comme acteur de l'aménagement des territoires (Beaucire, 2009 ; Raymond, 2009). Dans « Tensions sur les champs et les bois » (2012), J. Dubois et S. Thomann analysent la multiplication des conflits autour de la construction d'unités PVS dans les territoires en région Provence-Alpes-Côte-d'Azur (PACA). L'association Clarency a ainsi remis en cause la construction de plusieurs CPVS sur des parcelles à fortes valeurs environnementales à Curbans (Alpes-de-Haute-Provence). Dans « Essor et limites des énergies renouvelables en Allemagne : la transition énergétique en question » (2013), M. Deshaies étudie une initiative citoyenne contre un projet de construction d'éoliennes dans la forêt du Soonwald, en Rhénanie-Palatinat (Allemagne). Cette lutte se cristallise autour des effets paysagers jugés catastrophiques des éoliennes. Les

conflits apparaissent comme « *une tension révélée par la proximité géographique d'acteurs aux points de vue et/ou intérêts divergents quant à l'usage ou l'aménagement de l'espace* » (Valette, 2005, p. 3).

Un certain nombre de travaux étudie la possibilité d'une inscription de la transition énergétique « bas carbone » dans le concept de développement durable. Ces travaux interrogent la redistribution des richesses générées par les infrastructures EnR et leur gouvernance. Dans « Tensions sur les champs et les bois » (2012), J. Dubois et S. Thomann montrent que l'implantation d'unités PVS dans les territoires en PACA, bien que présentée comme un vecteur de développement durable, conduit à une redistribution très imparfaite de la richesse produite à toutes les échelles géographiques et mettent en évidence une polarisation de la richesse produite au profit des opérateurs, des propriétaires fonciers privés et d'un nombre réduit de collectivités territoriales. En cela, la polarisation des retombées économiques dans les territoires d'implantation EnR ne diffère pas de la polarisation des retombées économiques des infrastructures énergétiques classiques (Meyer, 2014). Dans « La faiblesse du vent » (2012), K. Grijol met en évidence des ambiguïtés sur la gouvernance locale des projets de parcs éoliens dans les territoires locaux français et montre qu'il existe une confusion entre information des populations et concertation prenant en compte l'intérêt de toutes les parties. Cette ambiguïté est liée au caractère polysémique des notions de gouvernance et de société civile (Chevalier, 2003 ; Raymond, 2009).

Cette revue de la littérature a permis de saisir, dans les champs disciplinaires des SHS et au-delà, les éléments d'appréciation du degré de conceptualisation de la transition énergétique « bas carbone ». Elle a montré le caractère polysémique et polymorphique de celui-ci, ces deux caractéristiques traduisant en particulier l'opposition existant entre les tenants d'une transition énergétique faible et les tenants d'une transition énergétique forte. La prise en compte des enseignements tirés des travaux sur les transitions énergétiques passées a permis de distinguer les transitions énergétiques-ruptures des transitions énergétiques-substitutions, la transition énergétique « bas carbone » apparaissant appartenir aux premières. Ces travaux ont également permis de décrire les effets spatiaux des transitions énergétiques-ruptures passées. Celles-ci se sont systématiquement accompagnées de la mise en place d'une nouvelle géographie de l'énergie, soit en renforçant des axes préexistants soit en faisant apparaître de nouveaux bassins énergétiques associés à de nouveaux axes.

Les effets spatiaux des transitions énergétiques-ruptures passées montrent l'intérêt de faire de la transition énergétique « bas carbone » un objet d'étude privilégié pour la géographie. Toutefois en dépit de la pression exercée par le contexte, les travaux géographiques sont encore peu nombreux à ce jour car l'importation du concept dans le champ disciplinaire reste récent. W. Brücher (2009), s'appuyant sur une étude des transitions énergétiques passées et des

systèmes énergétiques associés, prédit que le retour à des énergies de flux se traduira par la mise en place d'un système énergétique aux effets spatiaux proches de celui caractérisant le système agro-énergétique. G. Bridge et ses collègues (2013) mènent une réflexion sur les effets géographiques de la transition énergétique « bas carbone » permettant ainsi d'identifier ce passage à un processus géographique. Notre proposition principale est d'inscrire le concept de transition énergétique « bas carbone » dans le paradigme géographique du développement durable permettant ainsi son appropriation par des outils conceptuels similaires. Tout en considérant sa dimension multiscalaire, la territorialisation de la transition énergétique « bas carbone » apparaît comme une condition *sine qua none* à sa réalisation. Ce processus géographique conduit ainsi à une réorganisation des systèmes électriques, sur des bases préexistantes, renforçant des territoires électriques historiques ou faisant émerger de nouveaux territoires électriques.

Chapitre 3
Les politiques françaises de transition énergétique « bas carbone » dans le contexte du régime international du climat, des politiques énergie-climat européennes et des initiatives locales.

La transition énergétique « bas carbone », qui doit permettre le passage d'un système énergétique carboné énergivore, basé sur des énergies de stock non renouvelables, à un système énergétique décarboné économe, basé sur des énergies de flux renouvelables, s'accompagne d'un renforcement des politiques publiques énergie-climat. Ces politiques, de plus en plus intégrées et intersectorielles, se coordonnent à des échelles supranationale, nationale et régionale et locale. Elles activent simultanément trois leviers d'action principaux : la recherche d'une plus grande sobriété énergétique, la recherche d'une meilleure efficacité énergétique et le développement massif des énergies nouvelles renouvelables (EnR) (Vaché, 2009 ; Chanard, 2011). Si la prégnance récente de la lutte globale contre le réchauffement climatique a marqué un renouveau des politiques publiques énergie-climat françaises, conduisant à la fusion de ces deux domaines de l'action publique, celles-ci ne s'inscrivent pas moins en continuité des politiques environnementales et énergétiques françaises passées. Ces politiques naissent de jeux d'acteurs complexes, à différents niveaux scalaires, et restent dépendantes de configurations héritées (Aykut et Dahan, 2014 ; Evrard, 2013, 2014).

Ce chapitre s'attache à analyser le cadre politique multiscalaire dans lequel s'amorce la transition énergétique « bas carbone » et dans lequel se déploient les unités photovoltaïques au sol (PVS) sur les territoires du sud de la France. Il vise à caractériser le processus d'élaboration des politiques publiques énergie-climat françaises soumis aux influences du régime international du climat, des politiques énergie-climat communautaires et des initiatives locales. Notre analyse qui s'appuie sur le modèle du *Multi-Level-Perspective* (MLP) associe le régime international du climat et les politiques communautaires au niveau *Landscape* et les initiatives locales au niveau *niches*. Les politiques énergie-climat françaises sont, elles, associées au niveau *regimes*. La première partie étudie la construction difficile et discontinue du régime international du climat apparu en 1992 (I). La deuxième partie met en évidence le rôle proactif de l'Union européenne (UE) dans la construction de ce régime et son caractère prescripteur dans le domaine énergie-climat auprès des États membres (II). Elle décrit précisément les politiques communautaires relatives au développement des énergies renouvelables (ER). Forte de ces analyses relevant des échelles supranationales, la troisième partie évalue le poids des configurations techniques, économiques et institutionnelles héritées des politiques publiques

passées sur la construction des politiques énergie-climat actuelles (III). Ces configurations héritées expliquent l'intégration tardive de la lutte globale contre le réchauffement climatique dans les politiques énergétiques françaises.

I- Le régime international du climat : la difficile organisation de la lutte globale contre le réchauffement climatique.

« *On peut faire remonter à 1979 les débuts de la politique climatique internationale. Le phénomène du changement climatique est alors reconnu pour la première fois comme étant un grave problème de portée mondiale, lors de la première conférence mondiale sur le climat tenue à Genève* » (Van Gameren, *et alii*, 2014, p. 39). L'année 1979 marque ainsi les prémices de l'élaboration, par l'Organisation des Nations Unies (ONU) et de ses pays membres, du « *régime international* » (Krasner, 1982) du climat qui après l'échec de la Conférence des Parties de Copenhague (COP-15) en 2009 connaît depuis la COP-21 de Paris de 2015 une relance de son processus d'élaboration (Aykut et Dahan, 2014 ; Quenault, 2013 ; Dahan, 2015). Après avoir recherché dans l'Histoire les origines du régime international du climat introduit par la Convention-Cadre des Nations Unies sur le Changement Climatique (CCNUCC) en 1992 (A), notre recherche s'attache à analyser ce régime dans le cadre du protocole de Kyoto (B).

A- De la Conférence mondiale sur le climat de Genève (1979) à la CCNUCC (1992) : la naissance d'un régime international du climat.

1- Aux origines de la lutte contre le réchauffement climatique.

Depuis les travaux de S. A. Arrhenius de la fin du 19e siècle qui ont démontré que l'augmentation de la concentration atmosphérique en GES pouvait conduire à une modification du processus naturel de l'effet de serre, les recherches sur le possible rôle des activités humaines dans le réchauffement climatique se sont multipliées tout au long du 20e siècle. Dès le milieu des années 1950, G. Plass, R. Revelle et H. Suess « *tirèrent pour la première fois la sonnette d'alarme en signalant que l'homme était en train de conduire une expérience inédite à grande échelle sur l'atmosphère* » (Mouhot, 2012, p. 27). À la fin des années 1960, la conscientisation de la question environnementale et de la question de la finitude des ressources naturelles s'accompagne d'une timide prise de conscience de la communauté internationale de l'existence d'un réchauffement climatique anthropique. Cette conscientisation résulte des crises sociétales et énergético-économiques que traverse alors le monde occidental. L'environnement et ses ressources naturelles sont alors perçus comme les nouvelles frontières au développement des sociétés humaines (Barré et Godet, 1982). Cette prise de conscience timide explique que « *la Conférence de Stockholm sur l'Environnement humain, en 1972, l'une des premières*

rencontres internationales portant sur l'environnement et le développement, ne fait qu'évoquer ce sujet » (Criqui *et alli*, 2009, p. 102).

La première Conférence mondiale sur le climat se tient en 1979 à Genève sous l'égide de l'Organisation Météorologique Mondiale (OMM) et du Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE). Reconnaissant le réchauffement climatique comme un problème environnemental global, cette première conférence favorise la création en 1988 du Groupe Intergouvernemental d'Experts sur l'évolution du Climat (GIEC). On peut noter que « *ce sont les scientifiques qui sont* [donc] *à l'origine du traitement politique de la question climatique* » (Criqui *et alii*, 2009, p. 102). En 1989, une deuxième Conférence mondiale sur le climat se tient à La Haye au cours de laquelle les parties prenantes prennent connaissance des premiers résultats des travaux menés par le GIEC et appellent à l'élaboration concertée d'une convention internationale visant à une lutte globale contre le réchauffement climatique. En 1992, la Conférence des Nations Unies sur l'Environnement et le Développement (CNUED) de Rio de Janeiro se conclut ainsi par l'adoption de la CCNUCC[78].

2- La CCNUCC : les premiers pas du régime international du climat.

Entrée en vigueur le 21 mars 1994, la CCNUCC « *concrétise la prise de conscience de la communauté internationale sur les risques et les capacités de modification du climat du fait des activités humaines* » (Tsayem-Demaze, 2011, p. 100). Ce texte onusien s'inscrit dans le paradigme émergent du développement durable et tient compte des résultats diffusés par le GIEC dans son premier rapport (1990). Il a pour objectif principal de « *stabiliser* […] *les concentrations de* [GES] *dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique. Il conviendra d'atteindre ce niveau dans un délai suffisant pour que les écosystèmes puissent s'adapter naturellement aux changements climatiques, que la production alimentaire ne soit pas menacée et que le développement économique puisse se poursuivre d'une manière durable* » (CCNUCC, 1992, Article 2). Se situant dans la continuité du rapport Brundtland (1987) et de la Convention de Rio (1992), la CCNUCC établit le lien entre développement et environnement, tout en ne remettant pas en cause le paradigme dominant de la croissance économique (Vaché, 2009) et le lien entre activité anthropique et renforcement de l'effet de serre naturel[79]. Cette convention repose sur trois

[78] La CNUED débouche également sur l'adoption de trois autres textes principaux juridiquement non contraignants : l'Agenda 21, la Déclaration de Rio et la Déclaration de principes relatifs aux forêts.

[79] « *Préoccupées par le fait que l'activité humaine a augmenté sensiblement les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, que cette augmentation renforce l'effet de serre naturel et qu'il en résultera en moyenne un réchauffement supplémentaire de la surface terrestre et de l'atmosphère, ce dont risquent de souffrir les écosystèmes naturels et l'humanité* » (CCNUCC, 1992).

principes fondamentaux : le principe de précaution[80], le principe de responsabilités communes différenciées et d'équité[81] et le principe du droit au développement économique[82].

La CCNUCC constitue un tournant majeur dans la lutte contre le réchauffement climatique et dans la conscientisation de cette question dans la sphère politique à l'échelle mondiale. Le principe de responsabilités communes différenciées et d'équité introduit, néanmoins, une dichotomie nette dans les modalités de mise en œuvre de la CCNUCC entre les Pays du Nord (PN) et les Pays Émergents et des Suds (PES). Conformément au principe de responsabilité historique les PN se trouvent pour la plupart invités à baisser leurs émissions de GES. On peut noter que ce principe de responsabilité historique constitue aujourd'hui un blocage majeur dans les négociations climatiques dans lesquelles les PN souhaiteraient voir les principaux Pays Émergents astreints à une baisse de leurs émissions. Les PN et les PES, signataires de la CCNUCC, partagent ainsi des objectifs communs[83] et des objectifs différenciés. Dans le cadre des objectifs différenciés, les Pays de l'Annexe I[84] – les PN et les Pays en Transition Économique signataires – sont soumis à des engagements particuliers. Ils doivent élaborer des politiques publiques visant à stabiliser leurs émissions de GES en 2000 par rapport à leur niveau de 1990 et à aider les pays hors-Annexe I à établir leurs inventaires d'émissions de GES et à financer leur adaptation aux changements climatiques dans les années à venir (Vieillefosse, 2009). Les Pays de l'Annexe II[85] – les PN signataires – se sont également

[80] « *Il incombe aux Parties de prendre des mesures de précaution pour prévoir, prévenir ou atténuer les causes des changements climatiques et en limiter les effets néfastes. Quand il y a risque de perturbations graves ou irréversibles, l'absence de certitude scientifique absolue ne doit pas servir de prétexte pour différer l'adoption de telles mesures, étant entendu que les politiques et mesures qu'appellent les changements climatiques requièrent un bon rapport coût-efficacité, de manière à garantir des avantages globaux au coût le plus bas possible* » (CCNUCC, 1992, Article 3).

[81] « *Il incombe aux Parties de préserver le système climatique dans l'intérêt des générations présentes et futures, sur la base de l'équité et en fonction de leurs responsabilités communes mais différenciées et de leurs capacités respectives. Il appartient, en conséquence, aux pays développés parties d'être à l'avant-garde de la lutte contre les changements climatiques et leurs effets néfastes* » (CCNUCC, 1992, Article 3).

[82] « *Les Parties ont le droit d'œuvrer pour un développement durable et doivent s'y employer* […] [et] *il appartient aux Parties de travailler de concert à un système économique international qui soit porteur et ouvert et qui mène à une croissance économique et à un développement durable de toutes les Parties, en particulier des pays en développement* […], *pour leur permettre de mieux s'attaquer aux problèmes posés par les changements climatiques* » (CCNUCC, 1992, Article 3).

[83] L'ensemble des pays signataires ont ainsi pris pour engagements : d'établir des inventaires nationaux de leurs émissions de GES ; d'élaborer et de mettre en œuvre des politiques publiques visant à la réduction de leurs émissions de GES et à l'adaptation aux changements climatiques ; de gérer et de renforcer les puits carbones ; et de préparer une gestion coopérative pour l'adaptation aux changements climatiques (Vieillefosse, 2009).

[84] Les pays de l'Annexe I comprennent l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, le Bélarus, la Belgique, la Bulgarie, le Canada, la Communauté Économique Européenne, la Croatie, le Danemark, l'Espagne, l'Estonie, les États-Unis, la Russie, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Japon, la Lettonie, le Liechtenstein, la Lituanie, le Luxembourg, Monaco, la Norvège, la Nouvelle-Zélande, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la République Tchèque, la Roumanie, le Royaume-Uni, la Slovaquie, la Slovénie, la Suède, la Suisse, la Turquie et l'Ukraine (CCNUCC, 1992).

[85] Les pays de l'Annexe II comprennent l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, la Communauté Économique Européenne, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Japon, le Luxembourg, la Norvège, la Nouvelle-Zélande, les Pays-Bas, le Portugal, le Royaume-Uni, la Suède et la Suisse (CCNUCC, 1992)

fixé pour objectif une réduction de -25 à -40 % de leurs émissions de GES en 2020 par rapport à leur niveau de 1990 (Vieillefosse, 2009).

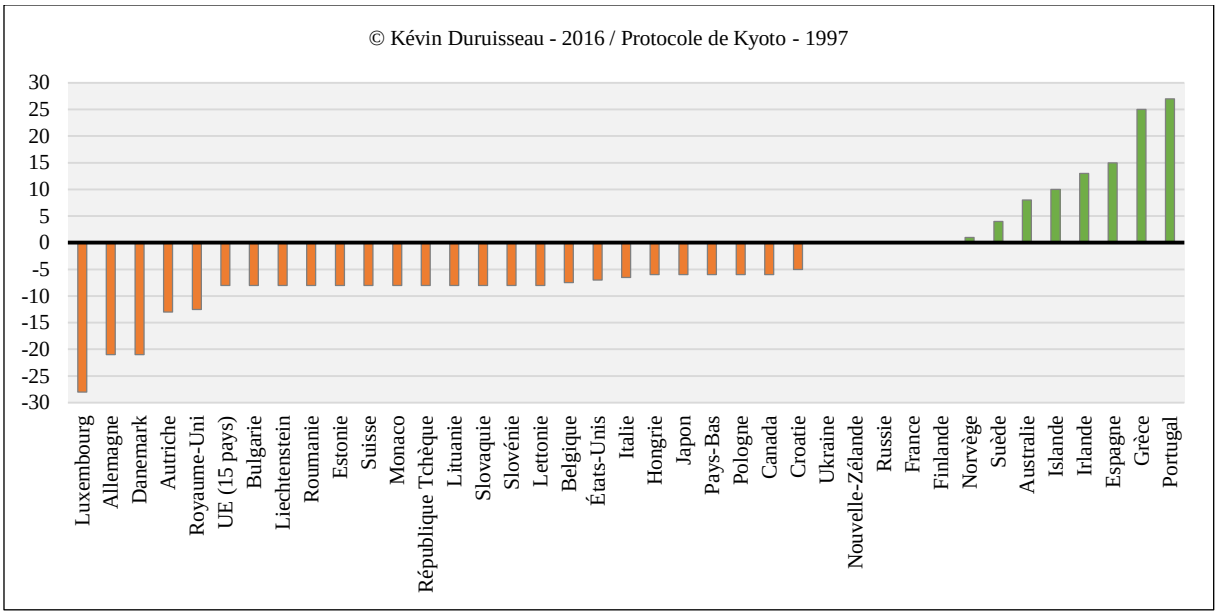
La CCNUCC, la création et les apports du GIEC ainsi que l'héritage des premières conférences mondiales sur le climat ont donné naissance au régime international du climat que l'on peut définir comme « *un système complexe d'arènes et d'institutions qui a réuni des acteurs et des partenaires de plus en plus nombreux, a suscité de nouvelles pratiques de recherche, a instauré des procédures d'évaluation et de validation, a vu s'affronter des intérêts économiques et des enjeux politiques variés et a établi, enfin, des relations particulières entre sciences, expertises, politiques et marchés* » (Aykut et Dahan, 2014, p. 63). Pour F. Flipo, son émergence au tournant des années 1990 s'explique par la combinaison de trois éléments principaux : la conscientisation socio-politique générale de la question climatique, les vagues de sécheresse qui touchent alors l'Amérique du Nord et l'espoir de résoudre la question climatique rapidement (Flipo, 2002 ; Vaché, 2009). Cet espoir d'une résolution rapide de ce problème global se fonde sur le précédent de la lutte mondiale pour le maintien de la couche d'ozone stratosphérique. Le problème du trou de la couche d'ozone a émergé sur la scène internationale au cours des années 1970 et a abouti en 1987 au Traité de Montréal interdisant notamment l'utilisation des Chloro-Fluoro-Carbures (CFC) dans l'électroménager (Merlin, 2008). Le modèle suivi pour les négociations et les premiers résultats très encourageants ont fait de cette lutte un exemple à suivre pour l'élaboration du régime international du climat. En outre, la CCNUCC a permis de fixer l'architecture administrative de ce régime. Le texte onusien prévoit la création d'une Conférence des Parties (COP), d'un Secrétariat, d'un Organe subsidiaire de conseil scientifique et technologique et d'un Organe subsidiaire de mise en œuvre. La mise en place des COP annuelles s'explique par la nécessité de « *poursuivre les négociations sur le long terme et de façon continue* » (Vaché, 2009, p. 50) quand la création des deux Organes subsidiaires traduit le fait que « *les décideurs* [ont] *peu de temps à accorder à chaque négociation* » (Flipo, 2002, p. 164). Toutefois, l'absence de mécanisme de sanctions en cas de non-respect des engagements des pays signataires de la CCNUCC et le constat, dès 1992, que les pays de l'Annexe I n'atteindront pas leurs objectifs de réduction de leurs émissions de GES en 2000 pousse au lancement de négociations sur un outil beaucoup plus contraignant : le protocole de Kyoto (Vieillefosse, 2009).

B- Le protocole de Kyoto et ses conséquences : l'émergence du marché dans la lutte contre le réchauffement climatique.

1- La naissance du protocole de Kyoto : de l'euphorie à la déception.

Adopté le 11 décembre 1997 à la COP-3 de Kyoto, le protocole de Kyoto permet principalement « *d'instaurer des objectifs de limitation et de réduction d'émissions chiffrées et légalement contraignantes pour le renforcement de la CCNUCC* » (Delalande, 2009, p. 157). Il est « *le résultat d'âpres négociations politiques qui ont opposé principalement les États-Unis,*

l'Union européenne et les pays en développement » (Tsayem-Demaze, 2011, p. 101). C'est le Mandat de Berlin, élaboré en 1995 au cours de la COP-1 de Berlin – dans lequel les Pays de l'Annexe I s'engagent à réduire drastiquement leurs émissions de GES à partir de 2000 – et entériné au cours de la COP-2 de Genève en 1996, qui sert de base à ce protocole. En instaurant un objectif contraignant de limitation et de réduction des émissions de GES, le Protocole de Kyoto corrige, en partie, les principaux défauts de la CCNUCC. Cet objectif global se décline de façon différenciée en fonction du pays considéré [cf. graphique 11].



Graphique 11 – Engagement de réduction des émissions de GES
sur la période 2008-2012 par rapport à 1990 (en %)

Les PN et les Pays en Transition Économique signataires, qui forment les pays de l'Annexe B[86], se sont engagés sur une réduction globale de -5,2 %, par rapport à 1990, de leurs émissions de GES[87] entre 2008-2012. Également membres de l'Annexe B, les Pays de l'UE majorent leur engagement à une réduction globale de -8 % de leurs émissions de GES entre 2008-2012 par rapport à 1990. Cette réduction communautaire est répartie entre ses membres « *avec des nuances tenant compte du niveau de pollution émise par chaque pays ainsi que des progrès accomplis en matière de lutte contre la pollution* » (Tsayem-Demaze, 2011, p. 101). Les autres pays de l'Annexe B s'engagent sur contraintes variant entre réduction, stabilisation et augmentation limitée[88]. Les PES, pays hors-Annexe B, ne sont concernés par aucun encadrement contraignant de leurs émissions de GES. Le protocole de Kyoto « *représente la*

[86] Les pays de l'Annexe B comprennent l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, la Bulgarie, le Canada, la Communauté Économique Européenne, le Danemark, l'Espagne, l'Estonie, les États-Unis, la Russie, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Japon, la Lettonie, le Liechtenstein, la Lituanie, le Luxembourg, Monaco, la Norvège, la Nouvelle-Zélande, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la République Tchèque, la Roumanie, le Royaume-Uni, la Slovaquie, la Slovénie, la Suède, la Suisse et l'Ukraine (Protocole de Kyoto, 1997).

[87] Cette réduction concerne six GES : le CO_2, le CH_4, le N_2O, les HFC, les PFC et le SF_6.

[88] États-Unis (-7 %), Canada et Japon (-6 %) [Réduction] / Russie, Ukraine et Nouvelle-Zélande (0 %) [Stabilisation] / Islande (+1 %), Australie (+8 %) et Norvège (+10 %) [Augmentation limitée].

victoire d'une approche top-down et de partage de fardeau, c'est-à-dire qu'un quota global de réductions est défini avant d'être partagé entre les pays. Cette approche respecte néanmoins le principe de la souveraineté nationale en laissant aux pays le choix des politiques nationales à mettre en œuvre pour atteindre l'objectif qu'ils ont accepté » (Aykut et Dahan, 2014, p. 129).

Pour atteindre les objectifs fixés, le protocole de Kyoto prévoit trois mécanismes de flexibilité principaux : le marché de permis carbone, le mécanisme pour un développement propre (MDP) et la mise en œuvre conjointe (MOC) [cf. tableau 10]. Ces trois mécanismes « *visent à faciliter l'acceptation politique du protocole et à réduire les coûts économiques qu'implique la limitation des émissions de* [GES] *par les* [PN] » (Tsayem-Demaze, 2009, p. 12). Le protocole de Kyoto marque donc l'entrée du marché dans la lutte globale contre le réchauffement climatique (Borde et Joumni, 2007). « *Les instruments économiques utilisés par les politiques environnementales poursuivent* [ainsi] *un objectif ambitieux : mettre le marché au service de la protection de l'environnement par le biais du signal prix* » (Vallée, 2007, p. 48). On peut noter, de manière générale, un glissement ces dernières années d'une approche réglementaire à une approche économique de l'environnement. L'approche économique de l'environnement s'appuie sur les travaux menés par A. C. Pigou dès le début des années 1920. Dans « The Economics of Welfare » (1920), il formule ainsi le Principe Pollueur-Payeur (PPP). Redécouvert seulement au cours des années 1970, le PPP passe progressivement du statut de principe économique au statut de principe juridique (Leclerc, 2009).

	Marché international de quotas carbone	**Mécanisme de Développement Propre**	**Mise en Œuvre Conjointe**
Champ des actions	Pays de l'Annexe B	Pays de l'Annexe B et Pays hors-Annexe I	Pays de l'Annexe B
Nature des actions	Vente et Achat de droits d'émission	Réalisation de projets de réduction des émissions et transferts technologiques	Réalisation de projets de réduction des émissions

© Kévin Duruisseau – 2016

Tableau 10 – Les mécanismes de flexibilité du protocole de Kyoto

L'entrée en vigueur du protocole de Kyoto n'intervient, néanmoins, qu'en février 2005, soit huit années après son adoption au cours de la COP-3. Ce délai révèle la lenteur du processus d'organisation de la lutte contre le réchauffement climatique. Il témoigne également de la difficulté des négociations ouvertes après la COP-3 dans le but d'établir un plan cohérent de mise en œuvre du protocole. Ces négociations difficiles ont eu lieu entre 1998 et 2004 au cours des COP de Buenos-Aires (COP-4), de Bonn (COP-5), de La Haye (COP-6), de Bonn (COP-6bis), de Marrakech (COP-7), de New Delhi (COP-8), de Milan (COP-9) et de Buenos Aires (COP-10). La décision de l'administration de G. W. Bush de ne pas ratifier le protocole a ajouté à la lenteur du processus de sa mise en œuvre. Ayant généré près de 36 % des émissions mondiales de CO_2 en 1990, la sortie des États-Unis du processus bloque quasiment celui-ci, « *l'article 25 du Protocole précisait que, pour sa mise en œuvre, le traité devraient être ratifié par 55 pays au moins, représentant 55 % ou plus des émissions de CO_2 en 1990* » (Aykut et

Dahan, 2014, p. 131). C'est finalement la ratification du protocole en 2004 par la Russie, émetteur majeur de CO_2 en 1990, qui permet sa mise en œuvre. Les premières années de fonctionnement du protocole de Kyoto et ses modalités d'application ont suscité un certain nombre de critiques telles que l'absence de réelles sanctions en cas de non-respect des objectifs fixés, la priorité accordée à la dimension économique au détriment de la dimension environnementale et l'absence d'objectifs contraignants pour les PES.

Le protocole de Kyoto et ses mécanismes relèvent d'une logique d'atténuation du réchauffement climatique anthropique dominante pendant plusieurs années dans cette lutte. Il s'agit alors d'atténuer les causes et non les conséquences du phénomène (Schipper et Pelling, 2006). En 2001, le troisième rapport du GIEC démontre la nécessité de combiner logique d'atténuation des causes et logique d'adaptation aux conséquences. Cette combinaison est introduite en 2001 au cours de la COP-7 de Marrakech puis renforcée en 2004 au cours de la COP-10 de Buenos Aires lorsque « *les parties reconnaissent que l'adaptation doit être considérée sur un pied d'égalité avec l'atténuation* » (Van Gameren *et alii*, 2014, p. 44).

2- L'après-Kyoto : vers une reconfiguration du régime international du climat.

La validité du protocole de Kyoto courant jusqu'à la fin de l'année 2012, l'année 2013 devait voir la mise en œuvre d'un nouveau protocole. En vue de cette échéance, la COP-13 de Bali de 2007 débouche sur le Mandat de Bali, feuille de route posant les conditions d'élaboration d'un nouveau protocole prévu pour être adopté au cours de la COP-15 de Copenhague en 2009. Le projet du renforcement de la régulation des émissions de GES de la COP-15 suscite beaucoup d'espoirs dans la sphère politique, en particulier parmi les pays membres de l'UE, dans la sphère sociétale, en particulier parmi les Organisations Non Gouvernementales (ONG), et dans la sphère scientifique. « *Compte tenu du temps nécessaire pour que les États signent et ratifient éventuellement un traité avant qu'il n'entre en vigueur, la COP-15 avait été largement présentée et perçue comme le « moment idéal » ou la Conférence de la « dernière chance » pour l'élaboration d'un traité devant entrer en application à partir de 2013* » (Tsayem-Demaze, 2011, p. 129). Ces espoirs seront déçus et les résultats de la COP-15 apparaissent décevants et constituent un échec important du régime international du climat. La COP-14 de Poznan de 2008 laissait déjà présager cet échec le constat y étant fait que plusieurs engagements du protocole de Kyoto n'avaient pas été tenus (Dahan, 2009). Cet échec est tempéré par la volonté des Parties de ne pas dépasser une hausse supérieure de +2°C de la température moyenne de la surface terrestre par rapport à la période préindustrielle, la reconnaissance de l'urgence de la lutte contre le réchauffement climatique par une trentaine de pays représentant près de 80 % des émissions de CO_2 et l'acceptation par les États-Unis et les principaux Pays Émergents d'un encadrement de leurs émissions de GES. Sur le plan du régime international du climat, la COP-15 marque un tournant majeur en substituant à la logique *top-down* jusqu'alors en vigueur une logique *bottom-up* (Tsayem-Demaze, 2011 ; Aykut et Dahan, 2014). La COP-15 fait émerger un nouvel ordre géopolitique

sur la question climatique, les États-Unis et les principaux Pays Émergents imposant leur vision au détriment de l'UE et de ses membres.

		Principales avancées des Conférences des Parties
1995	**COP-1 – Berlin**	Adoption du Mandat de Berlin pour l'élaboration d'un protocole à la COP-3
1996	**COP-2 – Genève**	Acceptation des premiers travaux sur le protocole
1997	**COP-3 – Kyoto**	Adoption du protocole de Kyoto
1998	**COP-4 – Buenos Aires**	Adoption d'un plan d'action pour la mise en œuvre du protocole de Kyoto
1999	**COP-5 – Bonn**	Pas de décision majeure
2000	**COP-6 – La Haye**	Pas de décision majeure faute d'interruption
2001	**COP-6bis – Bonn**	Réflexion sur les mécanismes de flexibilité du protocole de Kyoto
2001	**COP-7 – Marrakech**	Mise sur les rails du protocole de Kyoto Introduction officielle d'une réflexion sur l'adaptation dans les négociations climatiques des COP
2002	**COP-8 – New Delhi**	Déclaration de New Delhi appelant à une aide des Pays du Nord aux autres pays
2003	**COP-9 – Milan**	Mise en place du fonds d'adaptation
2004	**COP-10 – Buenos Aires**	Mise en place du plan d'action sur l'adaptation
2005	**COP-11 – Montréal**	Mise en œuvre du protocole de Kyoto
2006	**COP-12 – Nairobi**	Réflexion sur la mise en œuvre du fonds d'adaptation
2007	**COP-13 – Bali**	Adoption du Mandat de Bali pour l'élaboration d'un nouveau protocole à la COP-15
2008	**COP-14 – Poznan**	Mise en œuvre du fonds d'adaptation
2009	**COP-15 – Copenhague**	Echec de la mise en œuvre d'un nouveau protocole Objectif de limiter à +2°C la hausse de la température moyenne de la surface terrestre
2010	**COP-16 – Cancun**	Objectif de limiter à +2°C la hausse de la température moyenne de la surface terrestre en 2050
2011	**COP-17 – Durban**	Adoption du Mandat de Durban pour l'élaboration d'un nouveau protocole à la COP-21
2012	**COP-18 – Doha**	Extension du protocole de Kyoto pour la période 2013-2020
2013	**COP-19 – Varsovie**	Mise en œuvre du programme REDD+
2014	**COP-20 – Lima**	Pas de décision majeure
2015	**COP-21 – Paris**	Accord de Paris Objectif de limiter à +1,5°C la hausse de la température moyenne de la surface terrestre
		© Kévin Duruisseau – 2016 / Aykut et Dahan (2014)

Tableau 11 – Les COP entre 1995 et 2015 et leurs principales avancées

L'échec de la COP-15 « *a sonné le glas des perspectives d'une gouvernance top-down ambitieuse et a ouvert une crise violente. La survie du processus des négociations a même paru remise en question* » (Aykut et Dahan, 2014, p. 362). La COP-16 de Cancun en 2010 permet une relance du processus sous l'impulsion des principaux Pays Émergents qui n'entendent pas renoncer au principe de responsabilité historique des PN. Cette relance est confirmée à la COP-17 de Durban en 2011 au cours de laquelle est proposée la prorogation du protocole de Kyoto jusqu'en 2020 et est amorcé un processus d'élaboration d'un nouveau protocole juridiquement contraignant à l'horizon de la COP-21 devant se dérouler à Paris en 2015. Ces avancées importantes signent le retour de l'UE au centre des débats dans lesquels elle « *s'est montrée très volontariste, exigeant des objectifs contraignants, un cadre juridique et de véritables sanctions à l'égard des pays en défection vis-à-vis de leurs engagements* » (Aykut et Dahan,

2014, p. 372). La prorogation du protocole de Kyoto est adoptée au cours de la COP-18 de Doha en 2012.

La COP-21 de Paris en 2015, conformément au Mandat de Durban, aboutit à l'élaboration d'un nouvel accord universel et juridiquement contraignant pour les Parties soumis à ratification, pour une durée d'un an, le 22 avril 2016. L'Accord de Paris vise, paradoxalement sans fixation d'objectifs chiffrés de réduction des émissions de GES, l'atteinte du pic d'émissions le plus rapidement possible et le maintien de l'élévation de la température moyenne au plus proche d'1,5°C par rapport à la période préindustrielle. L'adoption d'une approche *bottom up* confirme la mutation amorcée au cours de la COP-15 du régime international du climat. Les objectifs de l'Accord de Paris correspondent à la somme des efforts dont sont capables ou veulent bien consentir chaque Partie (Maréchal, 2016). Le caractère universel de l'accord est tout relatif au regard des engagements des différentes Parties. À côté des Parties qui ne s'engagent pas réellement, les Parties qui s'engagent le font selon deux modalités aux ambitions différentes. Alors que les PN, le Brésil et la Russie se sont engagés sur des réductions en volume de leurs émissions de GES, la Chine et l'Inde ne se sont engagées que sur des « *objectifs dits « d'intensité » (émissions de CO_2 par unité de PIB…)* » (Maréchal, 2016, p. 124). Le caractère contraignant de l'accord est tout aussi relatif, celui-ci prévoyant une obligation d'action dans la lutte contre le réchauffement climatique sans obligation de résultats. L'absence de sanctions possibles dans le droit international pour les Parties ne respectant pas leurs engagements relativise d'autant plus son caractère contraignant. Malgré ses faiblesses, l'Accord de Paris constitue un nouvel élément structurant du régime international du climat (Maljean-Dubois et Wemaëre, 2015).

En référence au modèle geelien du MLP, nous avons associé le régime international du climat et les politiques énergie-climat communautaires au niveau *Landscape* du modèle. Ces deux éléments du Landscape s'influencent l'un l'autre dans des boucles de rétroaction. Le régime international du climat suscite et/ou influence l'élaboration des politiques énergie-climat des Parties signataires. La Communauté Économique Européenne (CEE) puis l'UE ont constitué les principaux moteurs de l'élaboration de la lutte globale contre le réchauffement climatique dès la COP-3 de Kyoto quand une logique *top-down* dominait le régime international du climat. Malgré l'affirmation d'une logique *bottom-up* à partir de la COP-15 de Copenhague, l'UE demeure la Partie la plus proactive dans la lutte contre le réchauffement climatique.

II- Les politiques et les orientations énergie-climat de l'UE : la construction d'une transition énergétique « bas carbone » communautaire ambitieuse.

Le Traité de Lisbonne en vigueur depuis le 1er décembre 2009 inscrit l'énergie dans le champ des politiques communautaires. Malgré cette inscription tardive, l'énergie reste à la base

de la construction européenne et a connu, depuis le début des années 1950, un long processus complexe « d'européanisation »[89] (Ladrech, 1994 ; Oberdorff, 2008 ; Bauby, 2011, 2014 ; Boussaguet, 2014). Au tournant des années 1950, la Communauté Européenne du Charbon et de l'Acier (CECA) a constitué une institution fondatrice du processus européen. Fondée le 18 avril 1951, la CECA réunissait alors la Belgique, la France, l'Italie, le Luxembourg, les Pays-Bas et la République Fédérale d'Allemagne. La production et la vente du charbon et de l'acier de ces six pays sont placées sous l'égide d'une Haute Autorité dont les prérogatives sont proches de celles de la Commission européenne. En 1957, ces pays ratifient les traités de Rome et Euratom qui fondent respectivement la CEE et la Communauté Européenne de l'Énergie Atomique (CEEA). Or, la diversité actuelle des mix-énergétiques et électriques européens est révélatrice de l'absence d'une compétence énergétique dans le Traité de Rome (1957) qui va contraindre la CEE puis l'UE à faire des politiques énergétiques par le biais d'autres compétences communautaires (Aykut et Dahan, 2014). Après avoir mis en évidence la diversité des mix-énergétiques et électriques communautaires inscrite dans un contexte de marché unique (A), notre étude analyse les politiques énergie-climat de l'UE et leurs modalités d'application (B).

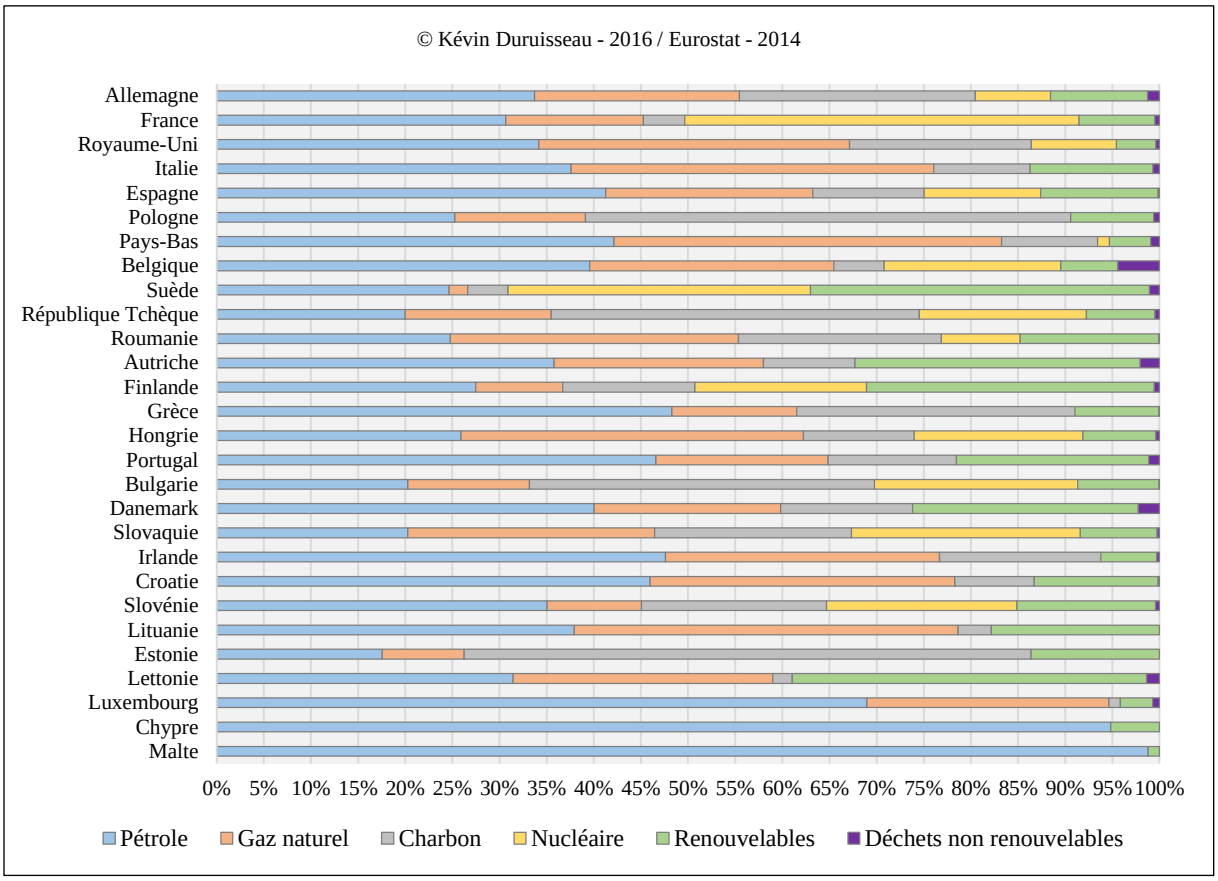
A- Le contexte énergétique européen : entre diversité et marché unique.

1- Le mix-énergétique et électrique communautaire : un patchwork de vingt-huit contextes nationaux différents.

En 2012, la consommation communautaire d'énergie primaire a atteint le niveau de 1 682 Mtep dans une dynamique baissière amorcée en 2007 (Eurostat, 2014). Le pétrole y contribuait à hauteur de 33,8 % contre 23,4 % pour le gaz naturel, 17,5 % pour le charbon, 13,5 % pour le nucléaire, 11 % pour les renouvelables et 0,8 % pour les déchets non-renouvelables. Le mix-énergétique communautaire est donc dominé à hauteur de 74,6 % par les énergies fossiles carbonées, et plus largement à hauteur de 88,1 % par les énergies de stock. Les caractéristiques du mix-énergétique communautaire sont atypiques par rapport aux caractéristiques du mix-énergétique mondial observables en 2012, ce dernier étant dominé à hauteur de 87 % par les énergies fossiles carbonées, et plus largement à hauteur de 91,4 % par les énergies de stock. Au sein de l'UE, la consommation communautaire d'énergie primaire apparaît comme très inégalement répartie : l'Allemagne (19,1 %), la France (15,6 %), le Royaume-Uni (12 %), l'Italie (9,5 %) et l'Espagne (7,6 %) représentaient à eux seuls 63,8 % de la consommation communautaire en 2012. L'ensemble des mix-énergétiques nationaux des membres de l'UE présente également une grande diversité et des niveaux de carbonisation

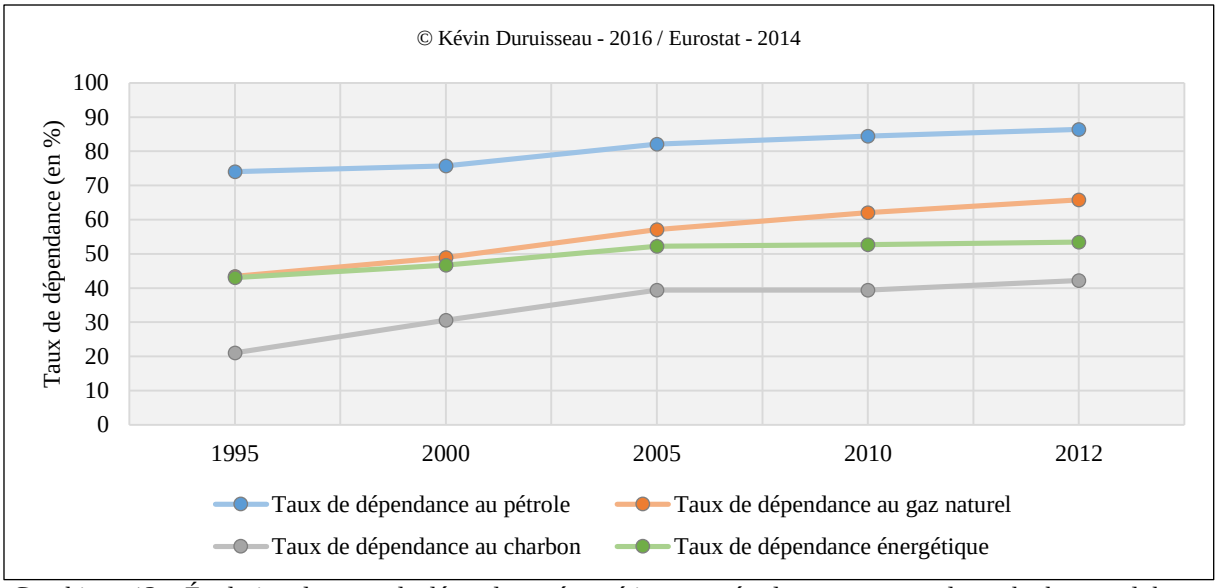
[89] Ce processus est « *une transition du cadre national traditionnel et multiséculaire de définition et d'organisation des activités économiques et sociales à une situation nouvelle marquée par un partage de compétences entre les États et un nouveau niveau qui émerge aux lendemains de la Seconde Guerre mondiale avec l'intégration européenne. L'européanisation est un processus progressif, à la fois bottom up et top down, multi-acteurs et contradictoires* » (Bauby, 2014, p. 7-8).

variés [graphique 12]. La Suède présente le mix-énergétique le plus décarboné de l'UE (69,5 %) devant la France (50,4 %) et la Finlande (49,3 %) quand le Royaume-Uni (86,4 %), l'Italie (86,3 %) et l'Allemagne (80,5 %) possèdent des mix-énergétiques parmi les plus carbonés de l'UE.



Graphique 12 – Les mix-énergétiques nationaux des pays membres de l'UE en 2012 (en %)

La production communautaire d'énergie primaire n'atteignant que 809,5 Mtep en 2012, l'UE se situe donc dans une situation de dépendance énergétique avec un taux de 53,4 %. Cette situation concerne l'ensemble des énergies fossiles consommées dans l'espace communautaire et tend à se dégrader [cf. graphique 13]. Entre 1995 et 2012, les taux de dépendance au pétrole, au gaz naturel et au charbon se sont accentués respectivement de 12,4 points, de 22,4 points et de 20,7 points. La dégradation du taux de dépendance au gaz naturel est particulièrement problématique pour l'UE car le gaz naturel est considéré comme l'énergie fossile centrale de la transition énergétique « bas carbone ». Ce taux de dépendance fait ainsi l'objet de multiples réflexions et recherches de solutions au sein des instances européennes dans un contexte de tensions croissantes avec la Russie qui fournissait en 2012 près de 32 % du gaz naturel consommé dans l'UE (Geoffron, 2014). Cette situation de dépendance énergétique, excepté pour le Danemark qui est en situation d'excédents énergétiques, diffère fortement d'un pays membre à l'autre et d'une énergie primaire à l'autre.

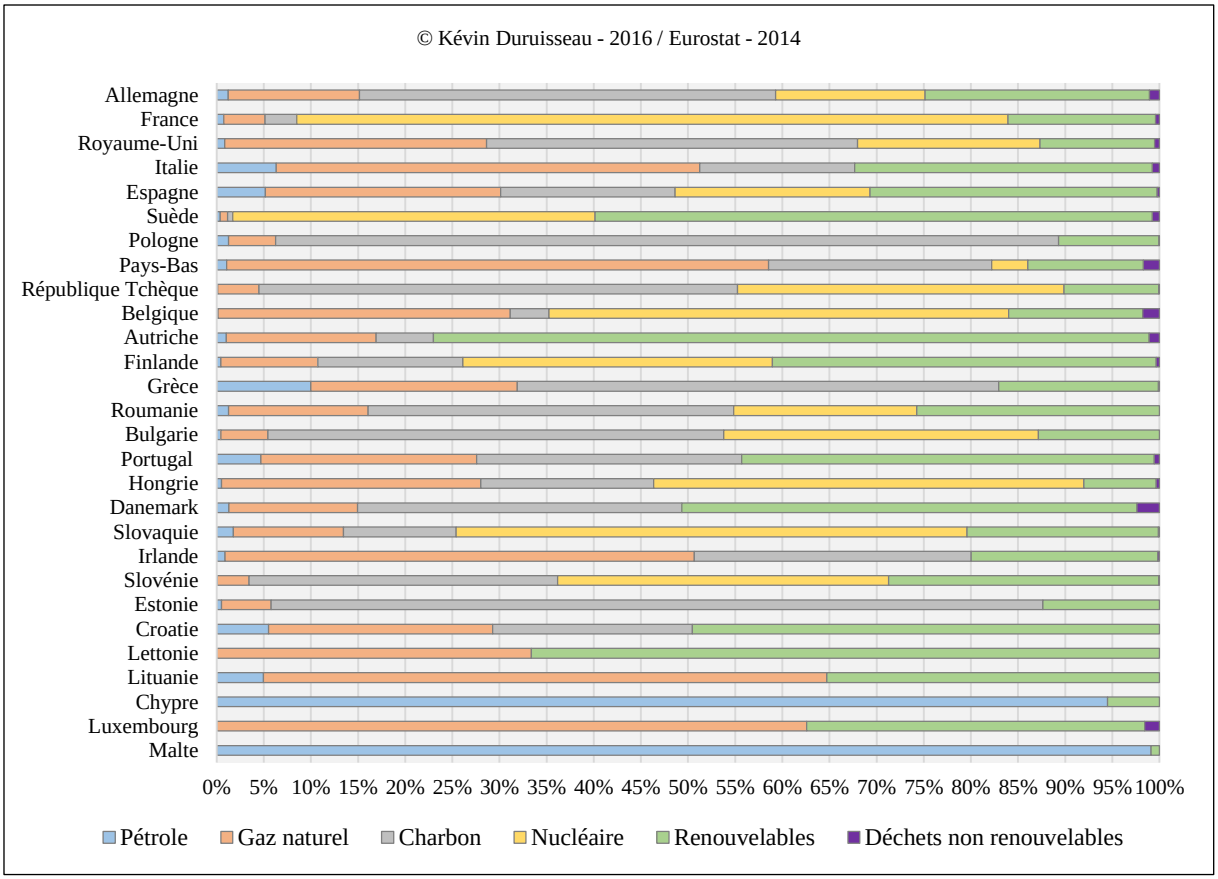


Graphique 13 – Évolution des taux de dépendance énergétique au pétrole, au gaz naturel, au charbon et globaux de l'UE entre 1995 et 2012 (en %)

En 2012, la production communautaire d'électricité atteignait 3 295 TWh dans une dynamique baissière amorcée en 2008 (Eurostat, 2014). Le charbon y contribuait à hauteur de 27,4 % contre 26,8 % pour le nucléaire, 24,2 % pour les renouvelables, 18,7 % pour le gaz naturel, 2,2 % pour le pétrole et 0,6 % pour les déchets non renouvelables[90]. Le mix-électrique communautaire était donc dominé à hauteur de 51,6 % par des énergies décarbonées mais également à hauteur de 75,8 % par des énergies de stock.

Les caractéristiques du mix-électrique communautaire sont atypiques par rapport aux caractéristiques du mix-électrique mondial observables en 2012, ce dernier étant dominé à hauteur de 67,9 % par des énergies carbonées et à hauteur de 78,8 % par des énergies de stock. La production communautaire d'électricité apparaît comme très inégalement répartie : la production de l'Allemagne (19,1 %), de la France (17,1 %), du Royaume-Uni (11,1 %), de l'Italie (9,1 %) et de l'Espagne (9 %) représentait 65,4 % de la production communautaire en 2012. L'ensemble des mix-électriques nationaux des États membres présentait également une grande diversité et des niveaux de carbonisation variés [graphique 14]. Sur le plan des émissions de CO_2, la Suède (98,3 %) et la France (91,8 %) présentaient les mix-électriques les plus décarbonés alors que Malte (99,1 %) et la Pologne (89,3 %) présentaient les mix-électriques les plus carbonés de l'UE en 2012. Sur le plan des énergies renouvelables, l'Autriche (75,9 %), la Lettonie (66,6 %) et la Suède (59,1 %) présentaient alors les mix-électriques les plus renouvelables de l'UE. En France, les énergies renouvelables n'avaient contribué qu'à hauteur de 15,7 % à la production nationale d'électricité.

[90] En 2012, la production communautaire d'électricité d'origine charbonnière a atteint 901 TWh contre 882 pour le nucléaire, 798 pour les renouvelables, 614 pour le gaz naturel, 72,5 pour le pétrole et 20,6 pour les déchets non-renouvelables (Eurostat, 2014).



Graphique 14 – Les mix-électriques nationaux des pays membres de l'UE en 2012 (en %)

La diversité des mix-énergétiques et électriques des États membres ainsi que leur multiples situations de dépendance énergétique s'inscrivent désormais dans un contexte d'achèvement d'un marché unique de l'énergie. Les systèmes électriques constituant un des objets d'étude de notre recherche, l'analyse du processus d'ouverture à la concurrence et de libéralisation des marchés européens et nationaux de l'électricité est ici pertinente.

2- L'introduction du marché dans les systèmes électriques européens : faire des politiques énergétiques autrement.

Si « *la politique énergétique* [est] *une pierre angulaire de l'intégration européenne* […] [et si] *les questions d'énergie ont toujours joué une part importante dans la définition de l'identité de l'Europe moderne* » (Keppler, 2009, p. 215), les années 1950 n'ont pas montré de progrès dans ce domaine, les traités CECA et Euratom ne permettant pas une meilleure intégration énergétique européenne et le Traité de Rome n'incluant pas l'énergie comme compétence communautaire. « *L'Europe se trouve donc à devoir gérer la question énergétique sur la seule base du traité organisant les activités économiques générales entre les États membres, c'est-à-dire le traité établissant la CEE. Or, ce traité ne contient aucun fondement juridique spécifique pour gérer les questions énergétiques* » (Derdevet, 2009, p. 26). Ce vide juridique explique, en grande partie, que « *pendant des décennies, l'Europe, dans le domaine de l'énergie, s'est apparentée à une mosaïque* » (Delcour, 2008, p. 138). Il faut attendre l'Acte

unique (1986) et le Traité de Maastricht (1992) pour que l'Europe dispose de leviers d'action indirecte sur la politique énergétique de ses membres via l'achèvement du marché intérieur, la lutte contre le réchauffement climatique et la promotion d'un développement durable.

L'Acte unique (1986) modifie le Traité de Rome (1957) et concrétise une volonté de relance du processus d'intégration européenne. L'achèvement du marché intérieur est alors vu comme un moyen de relancer ce processus. Cet achèvement intègre des réformes touchant les industries de réseau des télécommunications, des transports, du gaz et de l'électricité. « *Dès les années 1980, la volonté de la Commission européenne de mener un programme d'ensemble de réforme des industries de réseau, dans le sens d'une « européanisation par le marché » est attestée* [dans la mesure où] *l'Acte unique conforte le mandat politique de la Commission à s'attaquer aux secteurs économiques protégés* » (Grand et Veyrenc, 2011, p. 129). C'est après de multiples négociations associant Commission européenne, Parlement européen et États membres, qu'en 1996, on assiste à l'ouverture à la concurrence et à la libéralisation des marchés européens de l'électricité. Ces deux processus concomitants s'appuient sur un ensemble de fondements théoriques et juridiques.

Sur le plan théorique, ce processus s'est appuyé sur des travaux économiques dont la genèse remonte aux années 1960 et 1970. Les travaux portant sur les biais de comportement des firmes régulées (Averch et Johnson, 1962 ; Leibenstein, 1966) et sur les biais de comportement des régulateurs (Stigler et Friedland, 1966 ; Posner, 1971 ; Stigler, 1971) ont constitué les bases de la remise en cause de la théorie des monopoles naturels au profit de la théorie des marchés contestables. « *La remise en cause systématique du rôle de l'État à laquelle les travaux des années 1970 ont concouru ne pouvait ainsi qu'aboutir à une vigilance beaucoup plus forte sur le périmètre des activités monopolistiques. C'est dans ce contexte que l'appartenance de l'activité de production d'électricité à la catégorie des monopoles naturels a été discutée* » (Grand et Veyrenc, 2011, p. 109-110). Sur le plan juridique, ce processus s'appuie sur les articles 106[91] et 114[92] TFUE. Ces deux articles donnent respectivement des compétences spécifiques dans le domaine de l'énergie à la Commission européenne, au Parlement européen et au Conseil. Dans ce contexte de remise en cause des monopoles naturels, les deux premières directives[93] appliquées au secteur électrique sont adoptées par la CEE en 1990. Paradoxalement, ces deux directives « *sont adoptées* […] *à la demande de la France*

[91] L'article 106 TFUE donne compétence à la Commission européenne pour que « *les États membres, en ce qui concerne les entreprises publiques et les entreprises auxquelles ils accordent des droits spéciaux et exclusifs, n'édictent ni ne maintiennent aucune mesure contraire aux règles du présent traité, notamment à celles prévues aux articles 18 et 101 à 109* ». Les articles 18 et 101 à 109 ne sont autres que les articles portant sur la concurrence.
[92] L'article 114 TFUE donne compétence au Parlement et au Conseil européens pour « *arrêter les mesures relatives au rapprochement des dispositions législatives, réglementaires et administratives des États membres qui ont pour objet l'établissement et le fonctionnement du marché intérieur* ».
[93] Directive 90/377/CEE du 29 juin 1990 instaurant une procédure communautaire assurant la transparence des prix au consommateur final industriel de gaz et d'électricité et Directive 90/547/CE du 29 octobre 1990 relative au transit de l'électricité sur les grands réseaux.

(pourtant opposée à toute forme de libéralisation), visant en particulier à empêcher l'Espagne de lui interdire d'exporter son électricité vers le Portugal » (Bauby, 2014, p. 20-21).

Le Traité de Maastricht (1992) pose que « *dans le cadre d'un système de marchés ouverts et concurrentiels, l'action de la Communauté vise à favoriser l'interconnexion et l'interopérabilité des réseaux nationaux ainsi que l'accès à ces réseaux* » (Geoffron, 2014, p. 239). Ce traité renforce les dispositions d'achèvement du marché intérieur prises dans l'Acte unique (1986) et entérine « *l'énergie comme support au marché intérieur ainsi que comme élément de cohésion sociale et territoriale* » (Derdevet, 2009, p. 28). En 1992, la directive électricité visant à l'ouverture à la concurrence et à la libéralisation des marchés européens de l'électricité, proposée par la Commission européenne, s'inscrit dans la dynamique amorcée par les directives électricité précédentes et le Traité de Maastricht. Cette nouvelle directive va soulever une forte opposition, en particulier celle de la France et de plusieurs grands opérateurs historiques. Quatre années supplémentaires de négociations seront nécessaires pour que cette nouvelle directive[94] soit adoptée en 1996 par l'UE. Cette nouvelle directive impose aux États membres quatre grandes réformes de leurs systèmes électriques : l'ouverture à la concurrence du secteur de la production, la séparation verticale des secteurs du transport et de la distribution, l'instauration d'un régime d'accès des tiers au réseau ainsi que des mécanismes de régulation indépendants des gouvernements nationaux et l'ouverture à la concurrence du secteur de la fourniture. Ces réformes ont constitué un premier paquet qui sera suivi d'un deuxième paquet[95] en 2003 et d'un troisième paquet[96] en 2009 [cf. tableau 12]. L'ensemble des réformes du premier paquet était déjà présente dans la proposition formulée par la Commission européenne en 1992 : « *on peut* [donc] *aujourd'hui considérer, avec un recul de 20 ans sur le mouvement de libéralisation en Europe, que la Commission a progressivement imposé, sans altération majeure, l'ensemble du programme concurrentiel qui était le sien au début des années 1990* » (Grand et Veyrenc, 2011, p. 133-134).

Contrairement aux réformes mises en œuvre aux États-Unis et au Royaume-Uni, « *la réforme européenne ne traite pas* [néanmoins] *directement de la question de la propriété publique des opérateurs, ne prévoit aucun programme de privatisation, et met l'accent sur une « intégration positive » des marchés électrique et gazier par le renforcement de l'interconnexion et de l'interopérabilité technique des réseaux et la création d'un jeu d'institutions chargées de promouvoir la coordination des opérateurs et autorités de régulation* » (Grand et Veyrenc, 2011, p. 125). La réforme du secteur électrique vise à introduire des changements d'échelles dans les systèmes électriques nationaux dans l'optique d'un élargissement du « *périmètre géographique d'optimisation de l'utilisation des*

[94] Directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.
[95] Directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.
[96] Directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

ressources » (Ibid, p. 125). L'ouverture à la concurrence et la libéralisation du secteur apparaît comme un vecteur de mutualisation des ressources quand la construction d'un réseau électrique européen apparaît comme le vecteur physique de cette mutualisation.

	Premier paquet [Directive 96/92/CE]	**Deuxième paquet [Directive 2003/54/CE]**	**Troisième directive [Directive 2009/72/CE]**
Ouverture du secteur de la production	►Principe de liberté d'établissement pour les producteurs (procédure d'autorisation ou par appel d'offres)	►Principe de liberté d'établissement pour les producteurs (procédure d'autorisation devient la règle tandis que la procédure par appel d'offres devient l'exception)	►Idem au deuxième paquet
Ouverture du secteur de la fourniture	►Immédiat pour les plus gros clients (> 100 GWh/an) ►Progressive pour les autres clients sans aller jusqu'à une ouverture totale	►Ouverture totale au 1er juillet 2004 pour les clients non résidentiels ►Ouverture totale au 1er juillet 2007 pour tous les clients	►Ouverture totale depuis le 1er juillet 2007
Séparation verticale pour les GRT	►Séparation comptable et managériale	►Séparation juridique et fonctionnelle au 1er juillet 2004	►Idem au deuxième paquet
Séparation verticale pour les GRD	►Séparation comptable	►Séparation juridique et fonctionnelle au 1er juillet 2007	►Idem au deuxième paquet
Accès des Tiers aux Réseaux	►Accès régulé au réseau ou ►Accès négocié au réseau ou ►Acheteur unique	►Accès régulé au réseau	►Idem au deuxième paquet
Compétences de l'autorité nationale de régulation	►Existence de mécanismes de régulation, de contrôle et de transparence	►Obligation de désigner une autorité de régulation indépendante du secteur	►Harmonisation des compétences des régulateurs nationaux en Europe selon un jeu unique de compétences
	© Kévin Duruisseau – 2016 / Grand et Veyrenc (2011)		

Tableau 12 – Les principales dispositions des trois paquets électricité européens

B- Les politiques européennes énergie-climat : entre rôle programmatique et leviers d'action importants sur les politiques des États membres.

1- La lutte contre le réchauffement climatique : la compétence environnementale comme leviers d'action sur les politiques énergétiques nationales.

Les problématiques économiques (achèvement du marché intérieur) ne sont pas les seules à avoir prévalu à la construction de la politique énergie-climat communautaire. Des problématiques géopolitiques (sécurisation des approvisionnements et recherche d'une indépendance énergétique) et environnementales (lutte contre le réchauffement climatique et réduction des pollutions atmosphériques) ont également joué un rôle majeur dans cette construction. La politique énergie-climat communautaire poursuit donc trois types d'objectifs formant « le triangle européen non résolu » ou « l'équation énergétique non résolue » (Keppler, 2007, 2009) et s'inscrit dans un paradigme de développement durable. « *La difficulté d'abandonner* [aujourd'hui] *la mentalité du passé* [s'observe]*, en particulier, dans l'incapacité des responsables politiques européens d'organiser les arbitrages nécessaires entre les trois objectifs stratégiques de la politique énergétique européenne* » (Keppler, 2009, p. 217). Ces

trois piliers de la politique énergie-climat communautaire ont émergé au cours des années 1970 dans un contexte de chocs pétroliers et de conscientisation environnementale. « *Ces trois piliers ont figuré au cœur de toutes les publications et décisions européennes sur l'énergie* » (Aykut et Dahan, 2014, p. 229). C'est au cours des années 1980 que la lutte contre le réchauffement climatique devient un moteur de la politique énergie-climat communautaire. L'implication de l'Europe dans cette lutte « *relève de multiples objectifs, économiques (être au cœur d'une révolution industrielle « verte »), identitaires (s'inscrire dans le thème du développement durable) et diplomatiques (reconstruire un leadership européen parfois contesté à l'international)* » (Derdevet, 2009, p. 34). Cette lutte est également considérée par les instances européennes comme un vecteur de relance du processus d'intégration (Aykut et Dahan, 2014) qui peut permettre à l'Europe de proposer « *une réflexion plus ambitieuse sur l'énergie* » (Vaché, 2009, p. 68). La compétence environnementale constitue ainsi un nouveau point d'entrée pour l'Europe dans la question énergie-climat.

Dès 1989, au cours de la deuxième Conférence mondiale sur le climat de La Haye, les 12 membres de la CEE s'engagent à stabiliser leurs émissions de CO_2 par rapport à 1990 à l'horizon 2000. À la suite de cette conférence, la CEE lance en 1989 le programme JOULE dont le but est de permettre un développement d'énergies alternatives non nucléaires et une utilisation rationnelle de l'énergie. L'objectif de stabilisation est ensuite entériné par le Conseil européen du 29 octobre 1990 et est retenu dans la CCNUCC en 1992. À partir de 1991, la Commission européenne se voit charger d'élaborer des instruments et des mesures pour permettre cette stabilisation : il s'agit de lancer des programmes de recherche spécifiques visant l'efficacité énergétique et le développement des EnR, d'élaborer une écotaxe européenne et d'établir un « partage du fardeau » européen. Cette stratégie combine quatre mesures phares : l'élaboration d'une directive sur l'efficacité énergétique dans le cadre du programme existant *Specific Actions for Vigorous Efficiency* (SAVE), la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du programme *Alternative Energy Programme of the European Union* (ALTENER), l'élaboration d'une taxe combinant énergie et émissions de CO_2 et la mise en place d'un mécanisme de suivi pour les émissions de GES. « *Le programme ALTENER* […], *doté d'un budget de 40 millions d'écus sur cinq ans, prévoit le doublement de la part des renouvelables dans le mix énergétique européen entre 1991 et 2005 (de 4 à 8 %)* » (Aykut et Dahan, 2014, p. 233). Le cinquième Programme d'action pour l'environnement (1992-2000) intègre ces différentes orientations et s'inscrit dans le paradigme du développement durable.

L'Acte unique (1986) et le Traité de Maastricht (1992) qui relancent le processus d'intégration européenne, la dissolution de l'URSS qui conduit à un repositionnent communautaire sur la scène internationale et l'absence des États-Unis sur la question climatique constituent « *trois circonstances historiques particulières* […] *réunies pour créer un contexte favorable à l'engagement des instances européennes sur le dossier climatique* » (Aykut et Dahan, 2014, p. 221). La compétence environnementale dévolue à la CEE par l'Acte unique

(1986) et renforcée par les Traités de Maastricht (1992) et d'Amsterdam (1997) institue la protection de l'environnement comme objectif communautaire. Ces trois textes européens posent quatre principes essentiels, les principes d'action préventive, de précaution, du *mainstreaming* et de subsidiarité (Aykut et Dahan, 2014). Ces principes guidant l'action énergie-climat communautaire se voient renforcés par la Stratégie de Lisbonne (2000) qui vise « *à faire de l'Europe* [avant 2010] *« l'économie de la connaissance la plus compétitive et la plus dynamique du monde, capable d'une croissance économique durable »* » (Cans, 2009, p. 13). Le développement durable dont s'enrichit la politique économique communautaire au cours du Sommet de Göteborg (2001) constitue alors le troisième pilier de cette Stratégie.

Par son adhésion à la CCNUCC (1992) et au protocole de Kyoto (1997), l'UE s'affirme comme le leader de la lutte globale contre le réchauffement climatique même si ce leadership apparaît paradoxal, les instances européennes peinant au cours de cette même période à imposer leurs recommandations à ses États membres (Ringius, 1999 ; Sprinz et Weiß, 2001). En ratifiant le protocole de Kyoto, l'UE s'est engagée à baisser de -8 % ses émissions de GES par rapport à 1990 entre 2008-2012. L'absence d'expérience communautaire dans le recours au marché comme régulateur des questions environnementales (Godard, 2000) explique que la Commission européenne mènera après la COP-3 de Kyoto « *une réflexion stratégique destinée à assurer la mise en œuvre de ce futur engagement international* […] *La Commission n'entend pas cependant imposer la création d'un système spécifique d'échanges et de négoce des droits d'émission au niveau communautaire* » (Leclerc, 2002, p. 117-118). La Commission européenne propose un Livre vert[97] (2000) dans lequel elle analyse l'ensemble des solutions possibles pour établir un système communautaire d'échange de droits d'émission de GES sans néanmoins prendre position. En 2001, constant que « *les mesures prises individuellement par les États membres ne permettraient pas d'atteindre l'objectif du protocole de Kyoto* » (Delalande, 2009, p. 160), la Commission européenne met en place le Programme Européen sur le Changement Climatique (PECC). Le PECC « *repose sur deux principes : sélection des mesures les plus efficaces du point de vue économique, et application à l'ensemble des secteurs* » (Ibid, p. 160). Ces deux principes d'action vont encadrer l'élaboration d'un certain nombre de directives et de règlements à l'échelle européenne dans le domaine des énergies renouvelables, de l'efficacité énergétique et de la lutte contre le réchauffement climatique. En 2003, après trois années de consultation, la Commission européenne tranche, établissant un Système Communautaire d'Échange de Quotas d'Émissions (SCEQE)[98], mise en œuvre à partir de 2005 sous le contrôle de la Commission européenne et de l'Agence Européenne pour l'Environnement (AEE).

[97] Commission européenne (2000). Livre vert sur l'établissement dans l'Union européenne d'un système d'échange de droits d'émission des gaz à effet de serrre. COM (2000) 87 Final, 8 mars 2000 [en ligne], consulté le 10 septembre 2016.
Disponible sur http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=URISERV:l28109&from=FR

[98] Directive 2003/87/CE du 13 octobre 2003 relative au système communautaire d'échange de quotas d'émissions.

	Phase I [2005-2007]	**Phase II [2008-2012]**	**Phase III [2013-2020]**
Pays concernés	UE-25 + Roumanie et Bulgarie en 2007	UE-27 + Islande, Liechtenstein et Norvège	UE-27 + Croatie en 2013 + Islande, Liechtenstein et Norvège
GES concernés	CO_2	$CO_2 + N_2O$	$CO_2 + N_2O$ + PFC
Secteurs d'activité concernés	Électricité, raffinage, fer et acier, ciment, verre, chaux, verre, céramique et papier	Idem	Idem + chimie, aluminium, capture CO_2
Plafond	2 300 Mt/an	2 100 Mt/an	1 950 Mt/an 2013 1 700 Mt/an en 2020
Allocation de quotas	Allocation gratuite à au moins 95 %	Allocation gratuite à 90 %	Allocation gratuite à 100 % pour le ciment et l'acier **Allocation aux enchères à 100 % pour l'électricité** Part des enchères progressive dans les autres secteurs Allocation gratuite faite sur la base de benchmarks

© Kévin Duruisseau – 2016 / de Perthuis et Trotignon (2014)

Tableau 13 – Évolution des caractéristiques du SCEQE entre 2005 et 2020

Le SCEQE s'applique initialement à sept secteurs industriels : l'énergie, la sidérurgie, la cimenterie, le verre, la chaux, la brique, la céramique et le papier. Le système concerne alors entre 11 000 et 12 000 installations industrielles représentant 40 % des émissions de GES communautaires dont la moitié provient des entreprises productrices d'électricité. Le SCEQE ne concerne donc pas « *les émissions diffuses provenant des secteurs du transport, de l'agriculture, des bâtiments et du secteur des déchets* » (Alberola et Fages, 2009, p. 68). Conformément à la directive SCEQE, un Plan National d'Allocation des Quotas (PNAQ), élaboré par chaque État membre, doit permettre l'identification des entreprises les plus émettrices et la répartition entre celles-ci des quotas d'émissions par pays accordés par les instances européennes. Au cours de la première période [2005-2007] de fonctionnement du marché, 95 % des quotas carbones autorisés sont attribués gratuitement aux installations des secteurs concernés. Au cours de la deuxième période [2008-2012] de fonctionnement du marché, 90 % des quotas carbones autorisés sont attribués gratuitement à ces mêmes installations. Au cours de la troisième période [2013-2020] le fonctionnement du marché différencie les différents secteurs concernés qui comprennent dorénavant en plus les secteurs de la chimie, de l'aluminium et de la capture du CO_2. Alors que les quotas carbones autorisés restent attribués gratuitement ou de manière progressive pour les autres secteurs, les quotas carbones autorisés pour les entreprises productrices d'électricité sont mis aux enchères à 100 % [cf. tableau 13]. Entre 2005 et 2015, le SCEQE a souffert d'une surallocation de quotas carbones autorisés au cours de la première période et de la crise économique de 2008 qui ont conduit à un effondrement du prix des quotas d'émissions CO_2 sur le marché libre qui chute de 30 à moins de 10 \$/tCO_2. Cette baisse hypothèque alors la voie de résolution de la question climatique.

Le recours au marché comme moyen de régulation des émissions de GES communautaires n'est cependant pas l'unique outil à la disposition des instances européennes dans la lutte contre le réchauffement climatique. Le développement des énergies renouvelables

(ER) constitue une voie de plus en plus mise à contribution dans la construction de la politique énergie-climat de l'UE. Plusieurs atouts connexes expliquent ce recours aux ER, une plus grande sécurisation de l'approvisionnement énergétique en réduisant la dépendance aux hydrocarbures et des perspectives d'émergence de nouvelles filières industrielles à haute valeur ajoutée pour les entreprises européennes (Deshaies, 2014a, 2014b, 2014c). C'est ainsi qu'en 1997, soit un an après son Livre vert[99] portant sur les sources d'énergie renouvelables, que la Commission européenne propose dans un Livre blanc[100] de porter la part des ER dans la consommation énergétique finale communautaire à 12 % à l'horizon 2010 et qu'en 2000 dans un Livre vert[101], elle propose de porter la part des ER dans la consommation électrique communautaire à 24 % à l'horizon 2010. Ces deux documents de réflexion débouchent sur la directive du 27 septembre 2001[102] qui prévoit de porter la part des ER à 12 % dans la consommation énergétique finale communautaire et à 21 %[103] dans la production d'électricité communautaire à l'horizon 2010. « *La Commission européenne ayant constaté dès 2004 un retard dans l'atteinte de l'objectif fixé à l'UE, la relance de la politique en faveur des* [ER] *et de la protection du climat a débouché sur l'adoption en mars 2007 par le Conseil européen des chefs d'État et de gouvernement des objectifs dits « 3 fois 20 »* » (Deshaies, 2014, p. 249-250).

2- Du paquet énergie-climat 2020 au paquet énergie-climat 2030 : l'affirmation d'une politique européenne de transition énergétique « bas carbone ».

Dans la perspective de l'évolution du régime international du climat post-Kyoto, la Commission européenne appelle en 2007, dans une nouvelle communication[104], à une intensification de la lutte communautaire contre le réchauffement climatique par une politique énergie-climat plus ambitieuse s'inscrivant dans le paradigme de la croissance verte. La Commission européenne y propose une réduction de -20 % des émissions de GES et une amélioration de +20 % de l'efficacité énergétique par rapport à 1990 ainsi que de porter à 20 % la part des ER dans la consommation énergétique finale communautaire, à l'horizon 2020. L'ensemble de ces objectifs est adopté au cours du Conseil européen des 8 et 9 mars 2007. La Commission européenne reçoit alors « *mandat pour faire un ensemble de propositions*

[99] Commission européenne (1996). Livre vert sur les sources d'énergie renouvelables. COM (96) 576 Final, 20 novembre 1996 [en ligne], consulté le 10 septembre 2016.
Disponible sur http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=URISERV:l27018&from=EN
[100] Commission européenne (1997). Livre blanc sur l'énergie pour l'avenir : les sources d'énergie renouvelables. COM (97) 599 Final, 26 novembre 1997 [en ligne], consulté le 10 septembre 2016.
Disponible sur http://europa.eu/documents/comm/white_papers/pdf/com97_599_en.pdf
[101] Commission européenne (2000). Livre vert. Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique. COM (2000) 769 Final, 29 novembre 2000 [en ligne], consulté le 10 septembre 2016.
Disponible sur http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:52000DC0769&from=FR
[102] Directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.
[103] Avant l'élargissement de l'UE en 2004, l'objectif global était de porter la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité à 22,1 % à l'horizon 2010.
[104] Commission européenne (2007). Une politique de l'énergie pour l'Europe. COM (2007) 1 Final, 10 janvier 2007 [en ligne], consulté le 10 septembre 2016.
Disponible sur http://biofuelstp.eu/downloads/2104com.pdf

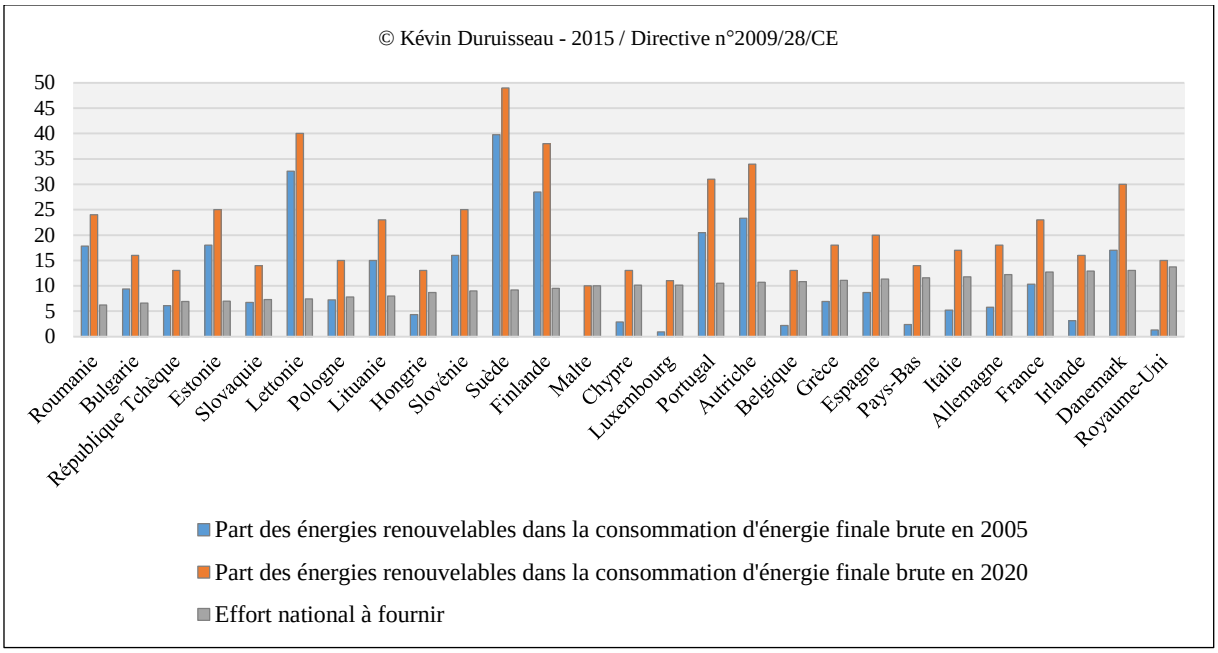
législatives permettant la mise en œuvre des dispositions visant à atteindre ces objectifs » (Delalande, 2009, p. 161). Le 23 janvier 2008, elle soumet au Parlement européen, qui l'adoptera le 17 décembre 2008, le Paquet énergie-climat comprenant un ensemble de directives et règlements : une directive sur le stockage géologique du CO_2, une directive sur la promotion des ER, une directive sur la réforme du marché des quotas carbone, une décision sur la réduction des émissions de GES pour les secteurs non couverts par le SCEQE, une directive modifiée sur les spécifications relatives aux carburants en Europe et un règlement sur la réduction des émissions de CO_2 des véhicules légers. La nécessité pour l'UE de définir une position commune pour la COP-15 de 2009 à Copenhague et la présidence française de l'UE expliquent l'adoption très rapide du Paquet énergie-climat tranchant avec la lenteur habituel des processus législatifs européens (Vivet, 2011). Le Paquet énergie-climat se traduit donc par un renforcement des objectifs de lutte contre le réchauffement climatique et de développement des ER.

Concernant la lutte contre le réchauffement climatique, l'UE s'y fixe un objectif de réduction de -20 % par rapport à 1990 de ses émissions de GES à l'horizon 2020, soit une réduction de -14 % par rapport à 2005. Cet objectif se divise en deux sous-objectifs : une réduction de -21 % des émissions de GES des secteurs intégrées dans le SCEQE et une réduction de -10 % des émissions de GES des secteurs non-intégrés, par rapport à 2005 à l'horizon 2020. Concernant le développement des ER, l'UE s'y fixe pour objectif d'atteindre une part de 20 % d'ER dans sa consommation énergétique finale à l'horizon 2020. Les efforts à consentir sont partagés entre les États membres. La directive du 23 avril 2009[105] prévoit : « *l'atteinte des objectifs nationaux avec possibilité d'échanges entre États membres ; une trajectoire et un encadrement de la Commission ; des mesures relatives à l'accès au réseau visant à favoriser ces technologies ; des assurances relatives à la durabilité des biocarburants* » (Delalande, 2009, p. 166). Conformément à cette directive, chaque État membre se trouve alors dans l'obligation d'adopter et de transmettre à la Commission européenne un plan d'action nationale en faveur des énergies renouvelables[106]. La participation à cet effort des États membres historiques est particulièrement importante : l'Allemagne et la France doivent accroître, respectivement, la part des ER dans leur consommation énergétique finale de +12,2 et +12,7 % entre 2005 et 2020 [cf. graphique 15].

Malgré les objectifs contraignants du Paquet énergie-climat, la Commission européenne fait le constat dans une communication[107], le 10 novembre 2010, que « *la stratégie existante ne permet pas d'atteindre les objectifs que s'était fixés l'UE* » (Bauby, 2014, p. 36). Cette nouvelle communication entend esquisser une nouvelle stratégie énergie-climat communautaire qu'elle

[105] Directive n°2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE.
[106] Les plans d'action nationaux devaient être transmis à la Commission européenne avant le 30 juin 2010.
[107] Commission européenne (2010). Énergie 2020. Stratégie pour une énergie compétitive, durable et sûre. COM (2010) 639 Final, 10 novembre 2010 [en ligne], consulté le 10 septembre 2016.
Disponible sur http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2010/FR/1-2010-639-FR-F1-1.Pdf

décline en cinq priorités : rendre l'Europe économe en énergie ; mettre en place un véritable marché intégré énergétique ; responsabiliser les consommateurs ; développer les capacités européennes à innover dans les nouvelles technologies de l'énergie ; et renforcer la dimension extérieure du marché énergétique européen[108]. « *Mais force est de constater que cette « nouvelle stratégie » ne fait que répéter les objectifs déjà clairement affichés ces dernières années* […] [et] *il n'y a aucune prise en compte des dispositions du traité de Lisbonne* [sur l'énergie] (Ibid, p. 37-38).



Graphique 15 – Objectifs nationaux de la part des ER dans la consommation énergétique finale (en %)

Constatant aussi l'absence d'objectifs post-Paquet énergie-climat, la Commission européenne propose dès le 15 décembre 2011 une vision à horizon 2050 dans une nouvelle communication[109]. Cette vision à long terme est nécessaire « *pour donner une direction claire à tous les acteurs du secteur, citoyens, entreprises, collectivités territoriales et gouvernements, et pour définir les besoins de coordination et les domaines d'intervention des institutions communautaires* » (Aykut et Dahan, 2014, p. 507). La Commission européenne y présente plusieurs scénarii de décarbonisation du système énergétique européen et de son système électrique. Elle y décrit des réductions possibles des émissions de GES entre -80 et -95 % par rapport à 1990 à l'horizon 2050. Elle y insiste également sur la nécessité de renforcer l'interconnexion des réseaux électriques nationaux conduisant à fonder un réseau paneuropéen, sur le rôle important que devront jouer les ER dans la décarbonisation du système électrique et sur la nécessité de privilégier les investissements privés plutôt que publics. La transition

[108] Commission européenne (2010). Énergie 2020. Stratégie pour une énergie compétitive, durable et sûre. COM (2010) 639 Final, 10 novembre 2010 [en ligne], consulté le 10 septembre 2016.
Disponible sur http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2010/FR/1-2010-639-FR-F1-1.Pdf
[109] Commission européenne (2011). Feuille de route pour l'énergie en 2050. COM (2011) 885 Final, 15 décembre 2011 [en ligne], consulté le 10 septembre 2016.
Disponible sur http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0885:FIN:EN:PDF

énergétique « bas carbone » y est décrite comme un projet industriel d'envergure combinant un renforcement des entreprises existantes du secteur énergétique et la création d'entreprises innovantes, s'agissant pour les entreprises européennes d'occuper des filières énergétiques exportables à travers le monde. Cependant, « *à l'instar d'autres débats portés par la Commission européenne, celui sur la feuille de route 2050 risque toutefois de rester cantonné aux cercles habituels des initiés des affaires européennes s'il n'acquiert pas une dimension proprement politique* » (Ibid, p. 509).

Pour pallier à ces défauts, le 22 janvier 2014, la Commission européenne propose, dans une nouvelle communication[110], de renforcer les objectifs fixés par le Paquet énergie-climat de 2008 à l'horizon 2030 : réduction des émissions de GES à -40 % par rapport à 1990, part des ER dans la consommation d'énergie finale représentant 27 %, part des ER dans la production d'électricité représentant 45 % et accroissement de l'efficacité énergétique à +30 % par rapport à 1990. Le Conseil européen du 24 octobre 2014 entérinera ces objectifs, dessinant un nouveau Paquet énergie-climat. Cette réévaluation des objectifs s'effectue toutefois dans un cadre idéologique inchangé quant aux moyens mobilisés : pour la Commission européenne « *le principal moyen reste les mécanismes de marché et le mythe de l'achèvement du marché intérieur* » (Bauby, 2014, p. 41-42).

La construction de la politique énergie-climat communautaire s'est appuyée, depuis les années 1980, sur les expériences pionnières mises en œuvre par plusieurs collectivités territoriales et certains États membres. Le Conseil International pour les Initiatives Locales en Environnement (ICLEI), créé le 8 septembre 1990, « *a joué un rôle d'impulsion déterminant, qui a conduit à la mise en place de stratégies locales de développement durable dans de nombreux pays* » (Vaché, 2009, p. 97). L'ICLEI centre son action sur la réduction des émissions de CO_2 et l'élaboration d'Agendas 21 locaux dans les collectivités territoriales urbaines. En 1994, l'ICLEI a co-organisé, avec la Commission européenne, la Conférence d'Aalborg ayant débouché sur la Charte des villes européennes pour un développement durable. La Charte d'Aalborg cherche à favoriser le développement d'Agendas 21 locaux dans les collectivités territoriales de l'UE. L'association Energy-Cities, fondée en 1990 sous le nom d'Énergie-Cités, réunit quant à elle plus de 1 000 autorités locales réparties entre 30 pays européens différents et vise à renforcer les compétences énergie-climat des acteurs publics locaux, à développer et promouvoir des actions énergie-climat entre les membres et à influencer l'élaboration des politiques énergie-climat communautaires. « *La plupart* [de ces] *réseaux de villes, apparus au début des années 1990, a reçu l'appui des instances européennes qui s'affirment comme pilote en matière de ville durable* » (Chanard, 2011, p. 167). Les politiques de développement des ER

[110] Commission européenne (2014). Un cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2050. COM (2014) 15 Final, 22 janvier 2014 [en ligne], consulté le 10 septembre 2016. Disponible sur le http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2014:0015:FIN:EN:PDF

au Danemark et en Allemagne amorcées dès les années 1980 ont également influencé l'élaboration de la politique énergie-climat communautaire (Evrard, 2013, 2014).

Le Traité de Lisbonne (2009) fait de la question énergétique une compétence communautaire et institue une nouvelle politique commune visant à l'achèvement du marché intérieur, à la sécurité d'approvisionnement, à l'efficacité énergétique, au développement des ER et à l'interconnexion des réseaux. L'article 194 du Traité renforce donc les moyens dont disposent les instances européennes pour orienter les politiques énergie-climat de ses États membres. « *Chaque État membre conserve* [toutefois] *le droit de déterminer les conditions d'exploitation de ses ressources énergétiques, son choix entre différentes sources d'énergie et la structure générale de son approvisionnement énergétique* » (Bauby, 2014, p. 34-35). Malgré cette flexibilité, les politiques énergie-climat communautaires successives ont progressivement influencé les politiques énergie-climat françaises et des autres États membres. Comme dans le modèle geelien du MLP les influences du niveau *Landscape* sur le niveau *Regimes* constitue une variable forçante des transitions énergétiques-ruptures, le régime international du climat et les politiques énergie-climat communautaires déstabilisent le système énergétique français par une injonction à la transition énergétique « bas carbone ».

III- Les politiques publiques énergie-climat françaises : entre héritages, injonctions supranationales, rôle de l'État et territorialisation.

La prise en compte du réchauffement climatique par les politiques publiques énergétiques françaises est tardive. Elle n'intervient pleinement qu'avec la loi de Programme fixant les Orientations de la Politique Énergétique (POPE) du 13 juillet 2005[111]. Les raisons de cette prise en compte tardive sont à rechercher dans les caractéristiques technico-économiques du système électrique métropolitain, auquel la forte nucléarisation donne un caractère quasi-décarboné, qui ont longtemps permis aux pouvoirs publics de défendre un modèle spécifique de l'intérêt national dans la lutte globale contre le réchauffement climatique (Szarka, 2011). Depuis la loi POPE, les lois énergie-climat successives marquent une volonté de territorialisation maîtrisée par l'État central et ses services déconcentrés conduisant potentiellement au retour des territoires locaux au centre la question énergétique (Queffelec, 2009). Après avoir analysé les étapes de la construction du système électrique métropolitain actuel (A), il s'agira d'étudier la lente émergence des politiques publiques françaises de transition énergétique « bas carbone » (B). Nous porterons ensuite une attention toute particulièrement à la place du PVS dans ces politiques (C).

A- Les politiques énergétiques françaises après la Seconde Guerre mondiale : un héritage technico-économique déterminant.

[111] Loi n°2005-781 de programme fixant les orientations de la politique énergétique.

1- La nationalisation des secteurs énergétiques : l'affirmation d'une politique nationale de l'énergie.

Conformément à la Charte du Conseil National de la Résistance[112] de 1944, et dans le contexte français de la Reconstruction post-Seconde Guerre mondiale, l'État procède à la nationalisation des principaux secteurs énergétiques et se dote d'une politique nationale énergétique ambitieuse. L'État entend alors moderniser l'économie française et asseoir son autorité à travers une maîtrise de son territoire énergétique.

La loi du 8 avril 1946[113] nationalise les secteurs de l'électricité et du gaz naturel et dispose qu'une entreprise-exploitante quasi-unique, dans chacun de ces deux secteurs, soit en charge de la production, du transport, de la distribution, de l'importation et de l'exportation de l'électricité ou du gaz naturel. Les entreprises locales électriques[114] et gazières sont ainsi nationalisées et donnent naissance à ÉLECTRICITE DE FRANCE (EDF) et GAZ DE FRANCE (GDF). Cette dynamique de nationalisation du secteur électrique donne naissance à un modèle monopolistique verticalement et horizontalement intégré. Il comporte trois caractéristiques majeures : « *la propriété directe de l'État ; la mise en œuvre d'une planification nationale du développement du secteur ;* [et] *l'intégration du secteur électrique dans les politiques publiques nationales* » (Grand et Veyrenc, 2011, p. 81).

Cette nationalisation du secteur répondait à un double objectif « *à la fois technique pour la reconstruction d'après-guerre (système défectueux, retard d'électrification) et politique pour l'égalité sociale (poids du Parti Communiste)* » (Cauret, 1997, p. 28). La nationalisation du secteur électrique achève la centralisation du système électrique français initiée pendant l'entre-deux-guerres (Bouvier, 2005) et permet l'établissement du système de péréquation tarifaire sur l'ensemble du territoire national. Cette nationalisation « *n'a cependant pas été complète et a laissé en dehors de son champ des entreprises produisant pour leur compte et cédant leur surplus de production à l'entreprise nationale, et surtout les entreprises locales de distribution (ELD)* » (Marcou, 2013, p. 49). Les secteurs charbonnier et pétrolier français connaissent alors également un vaste mouvement de nationalisation donnant naissance aux groupes CHARBONNAGES DE FRANCE, TOTAL et ELF AQUITAINE.

2- L'émergence de la filière électronucléaire au cours des Trente Glorieuses : les fondements d'une diversification du mix-électrique français.

L'émergence de la filière électronucléaire française a des racines plus anciennes que le Plan Messmer du 5 mars 1974 qui lance la construction de 16 réacteurs de 923 MW, la France

[112] La Charte du Conseil National de la Résistance prône plus particulièrement un « *retour à la nation des grands moyens de production monopolisée, fruits du travail commun, des sources d'énergie, des richesses du sous-sol* ».
[113] Loi n°46-628 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.
[114] La loi du 8 avril 1946 nationalise 1 263 entreprises privées de production, 66 groupements de transports et 1 259 sociétés de distribution d'électricité (Grand et Veyrenc, 2011).

étant dès la fin du 19e siècle, l'un des berceaux de la recherche physique nucléaire fondamentale (Debeir *et alii*, 2013 ; Reuss, 2011). L'ordonnance du 18 octobre 1945, qui fonde le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA), réorganise sous contrôle de l'État centrale la filière nucléaire française dans la perspective d'un développement d'applications civiles (électronucléaire) et militaires (bombe atomique). Ces deux voies répondent au même objectif d'indépendance nationale.

Le choix entre les filières électronucléaires se pose en France dès l'immédiat après-guerre. La France ne disposant pas d'uranium enrichi et ne souhaitant pas tomber dans une dépendance technologique vis-à-vis des États-Unis qui possèdent les brevets des filières à eau bouillante (REB) et à eau pressurisée (REP), l'État oriente successivement les recherches du CEA vers la filière à eau lourde puis la filière à graphite (UNGG) du fait de ses moindres coûts. Le premier plan quinquennal atomique [1952-1956] naît de ces recherches et débouche sur la construction des trois premiers réacteurs UNGG français exploités par le CEA situés à Marcoule (Gard). Le groupe EDF est donc absent de la genèse de l'électronucléaire français, cette entreprise publique montrant alors clairement son scepticisme quant à la compétitivité de ce nouveau moyen de production d'électricité (Debeir *et alii*, 2013). Les signes de son ralliement apparaissent dans le deuxième plan quinquennal atomique [1957-1961] qui initie la prise en main d'EDF dans l'exploitation des centrales électronucléaires. Les plans quinquennaux successifs suivants voient l'influence d'EDF continuer à s'accroître avec la mise en exploitation de capacités de plus en plus importantes [cf. tableau 14]. La mainmise définitive d'EDF dans l'exploitation des centrales électronucléaires fait suite à une controverse technico-politique opposant le CEA et Charles de Gaule à EDF et Georges Pompidou, les premiers soutenant la filière UNGG française et les seconds soutenant les filières REP/REB américaines (Reuss, 2011). L'arrivée de Georges Pompidou à la présidence de la République en 1969 clôt définitivement la controverse en excluant le CEA de l'exploitation des centrales électronucléaires et en orientant le développement du parc français vers les filières REP/REB (Debeir *et alii*, 2013).

	Puissance [en MW]	Mise en service	Arrêt de l'exploitation	Institution dominante
G1	2	1956	1968	CEA
G2	39	1959	1980	
G3	40	1960	1984	
Chinon A-1	70	1963	1973	EDF
Chinon A-2	180	1965	1985	
Chinon A-3	360	1968	1990	
St Laurent A-1	390	1969	1990	
St Laurent A-2	465	1971	1992	
Bugey-1	540	1972	1994	
	© Kévin Duruisseau – 2016 / Reuss (2011)			

Tableau 14 – Les neuf réacteurs à graphite UNGG réalisés en France entre 1956 et 1972

Cette première phase de déploiement spatial électronucléaire en France métropolitaine illustre un mode de décision, encore en vigueur, dans ce domaine alors nouveau de l'action

publique. Les politiques publiques électronucléaires menées entre 1945 et 1969 par les gouvernements successifs ont très fortement guidé par le CEA puis EDF ainsi que par les impératifs d'approvisionnement en uranium enrichi de l'armée. Les principales décisions prises dans ce domaine l'ont été par un nombre réduit de polytechniciens et de technocrates qui n'appartiennent pas à la sphère politique (Rocard, 1983) : « *l'initiative est le fait des appareils, le gouvernement entérine, légitime et couvre a posteriori* » (Debeir *et alii*, 2013, p. 380). C'est dans ce contexte, qu'entre 1960 et 1973, la production électronucléaire s'accroît dans des proportions importantes, passant de 130 MW à 13 969 MW, avec un accroissement de 8 823 MW pour la seule période 1970-1973. En 1973, la filière électronucléaire représente déjà 8,2 % des capacités électriques françaises métropolitaines.

3- Le tournant électronucléaire des années 1970 : les fondements du système électrique français.

Le premier choc pétrolier de 1973 clôt définitivement la période des Trente Glorieuses en France qui a reposé sur un pétrole abondant et bon marché. À cette date, le pétrole atteint la part record de 68,6 % dans le mix-énergétique français avec un taux de dépendance pétrolière de 98,2 % et un taux de dépendance énergétique de 75,8 %, des taux de dépendance que rendront insoutenables les deux chocs pétroliers successifs.

« *Dans le contexte des chocs pétroliers des années 1970, la réaction française est fortement contrainte par le cadre institutionnel et cognitif, ainsi que par les configurations d'acteurs du secteur électrique* » (Evrard, 2013, p. 190). Le développement des capacités électronucléaires s'impose alors comme le principal outil à la disposition des pouvoirs publics pour lutter contre la dépendance pétrolière du système énergétique français. « *Le gouvernement Messmer, le 5 mars 1974* […] *adopte un contrat pluriannuel de seize tranches de 932 MW, auquel s'ajouteront la commande de dix-huit nouvelles tranches (huit de 925 MW, dix de 1 300 MW) à la fin de 1975, celle du surgénérateur Superphénix en décembre 1976 et celle de quatorze autres réacteurs en 1979-1980* » (Debeir *et alii*, 2013, p. 381). Cette accélération du programme électronucléaire s'inscrit elle-même dans un contexte d'accélération du programme avant le premier choc pétrolier : « *en avril 1973, six mois avant le premier « choc pétrolier », la Commission PÉON propose une nouvelle accélération du programme électronucléaire et fixe comme prévision pour l'an 2000 une puissance de 200 000 MW, soit 200 réacteurs de 1 000 MW à construire* » (Ibid, p. 381). Les conséquences du changement de dimension du programme électronucléaire vont dépasser le système productif d'électricité français et toucher son système énergétique dans son ensemble. Le développement des capacités électronucléaires qui ne pouvait constituer une solution immédiate à la dépendance pétrolière s'accompagne de politiques publiques de maîtrise de la demande énergétique (MDE) et de développement des EnR (Evrard, 2013).

Les politiques publiques de MDE s'appuient, dans un premier temps, sur les institutions et le corpus législatif existant. En 1974, le gouvernement français ajoute à ce corpus une loi spécifique aux économies d'énergie comprenant des « *taxes sur les consommations de fioul,* [des] *accords de réduction de la consommation avec le secteur industriel,* [la] *mise en place d'aides à l'investissement pour les économies d'énergie,* [des] *campagnes de communication et d'information pour limiter le gaspillage d'énergie* » (Vaché, 2009, p. 108). Au cours de cette même année, afin de coordonner ses actions de MDE, le gouvernement se dote de l'Agence pour les Économies d'Énergie (AEE), placée sous la tutelle du Ministère de l'Industrie qui « *s'occupe uniquement des économies d'énergie, pas d'énergies renouvelables, et ne fait pas de recherche* » (Evrard, 2013, p. 192). En 1982, l'AEE fusionne avec le Commissariat à l'énergie solaire (COMES), le Comité Géothermie, la Mission nationale pour la valorisation de la chaleur et le Service économie des matières premières du Ministère de l'Industrie pour former l'Agence Française de la Maîtrise de l'Énergie (AFME). L'AFME se concentre initialement sur la recherche puis diversifie son expertise aux domaines de la MDE et des ER. Le retournement de la conjoncture énergétique avec le contre-choc pétrolier de 1986 marginalise l'action de cet établissement public. C'est dans ce contexte qu'en 1991, l'AFME fusionne avec l'Agence Nationale pour la Récupération et l'Élimination des Déchets (ANRED) et l'Agence pour la Qualité de l'Air (AQA) pour former l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) qui se voit dévolu l'accompagnement de la mise en œuvre des politiques publiques nationales et régionales dans les domaines énergétiques et environnementaux.

Les politiques publiques de développement des EnR, en particulier le développement des applications liées à l'énergie solaire, sont relancées. Les multiples échecs des projets expérimentaux[115] menés dans le domaine de l'énergie éolienne au cours des années 1960 avait conduit EDF à abandonner cette filière électrique au début des années 1970. Ces échecs successifs ont eu trois conséquences majeures. « *Tout d'abord, ils confortent la perte de crédibilité technique de l'éolien (et avec lui de l'ensemble des énergies renouvelables) aux yeux de l'opérateur historique. Ensuite, ils occasionnent une perte de savoir en ce qu'ils freinent la constitution d'une expertise française dans ce secteur. Enfin, ils ne permettent pas l'émergence d'acteurs industriels, même à petite échelle* » (Evrard, 2013, p. 194). La conception et l'exploitation des moyens de production solaires ont rencontré moins de problèmes expliquant la préférence des pouvoirs publics français pour ces filières comme vecteur de diversification du mix-énergétique jusqu'au milieu des années 1980. L'intérêt pour les filières solaires remonte à l'immédiat après-guerre avec les travaux du physicien Félix Trombe (1906-1985) au sein du laboratoire des Terres rares du Centre National de la Recherche Scientifique (CNRS) à Meudon en 1946. Ses travaux prometteurs et son projet de four solaire conduisent le CNRS à lui accorder les crédits nécessaires à la fondation du laboratoire de recherches sur l'utilisation de l'énergie solaire au sein duquel il construira le premier prototype de four solaire à Mont-Louis, dans les

[115] Les projets éoliens expérimentaux ont été menés à Saint-Rémy-des-Landes (Manche), à Nogent-le-Roi (Eure-et-Loir) et à l'Île d'Ouessant (Finistère) (Evrard, 2013).

Pyrénées-Orientales, en 1947. Le succès de cette expérimentation conduit au projet de four solaire d'Odeillo de 1 000 kW dont la construction débute en 1963 et s'achève en 1970 (Guthleben, 2007, 2009 ; Pehlivanian, 2015). « *Outre les apports en termes d'indépendance énergétique, le gouvernement voit dans ce projet l'occasion d'exploiter des centrales solaires dans les pays du Sud. L'énergie solaire va ainsi monopoliser plus du tiers des crédits dédiés aux énergies renouvelables* » (Evrard, 2013, p. 194). Si la filière solaire thermique s'est vue placée sous l'égide du CNRS, la filière solaire PV échoit, au milieu des années 1960, au Centre National d'Études Spatiales (CNES) qui cherche à développer une production d'électricité capable d'alimenter ses ballons sondes et ses satellites (Ricaud, 2013). La filière PV est confié au CNES au milieu des années 1960 dans l'optique de développer des applications aérospatiales.

Cette réussite technologique coïncide avec le premier choc pétrolier et explique le soutien très important des pouvoirs publics aux filières solaires qui se traduit par la création du Commissariat à l'énergie solaire (COMES) en 1978 (Aykut et Dahan, 2014). « *À l'opposé de l'AEE, cette nouvelle organisation ne s'occupe que d'énergies renouvelables (et pas uniquement le solaire) et ne fait pratiquement que de la recherche ou encadre des recherches* » (Evrard, 2013, p. 194). Dès sa création le COMES encadre le projet Thémis mené depuis 1975 par le groupe EDF et le CNRS. Ce projet, situé à Targassonne dans les Pyrénées-Orientales, vise à la production d'électricité dans une centrale solaire thermodynamique. Achevé en 1983, son exploitation connaît de graves problèmes de fonctionnement et des coûts opérationnels exorbitants. Le contre-choc pétrolier et la mise en activité des premiers réacteurs du Plan Messmer signent l'arrêt du projet par le groupe EDF en 1986. « *Tout comme pour l'éolien, cet échec aura pour conséquence de renforcer le désintérêt de l'opérateur d'électricité pour les énergies renouvelables* » (Evrard, 2013, p. 195). Parallèlement à ces expérimentations, le CNRS lance en 1975 le Programme Interdisciplinaire de Recherche pour le Développement de l'Énergie Solaire (PIRDES) visant à ajouter à la recherche fondamentale et industrielle sur les filières solaires une dimension socio-économique (Guthleben, 2007).

Le contre-choc pétrolier et la montée en capacité du parc électronucléaire métropolitain sonnent le glas des politiques publiques de déploiement d'énergies alternatives (Evrard, 2013) et marquent le désengagement brutal du groupe EDF dans ce domaine. Le programme électronucléaire devient le « paradigme » des politiques publiques énergétiques françaises et l'outil de prédilection pour la production d'électricité du groupe EDF. Le choix du « tout nucléaire » qui s'effectue alors inscrit définitivement le système électrique français dans un modèle monopolistique et centralisé dont il devient l'archétype idéal (Evrard, 2013). La structure institutionnelle du système s'organise autour deux pôles d'influence quasi-uniques. L'administration centrale *via* la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP) puis la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) influence fortement les politiques publiques énergétiques. Le groupe EDF, et dans une moindre mesure le CEA,

concentrent quant à eux l'expertise technico-économique à même d'influencer le processus décisionnel des politiques et de l'administration centrale (Kitschelt, 1986 ; Evrard, 2013 ; Finon, 2013).

Le choix historique du tout nucléaire imprègne progressivement la culture énergético-économique des membres des grands corps de l'État (Polytechniciens, Énarques, Normaliens, etc) qui exercent des fonctions à la DGEMP puis à la DGEC ainsi que dans les groupes énergéticiens et miniers. Confortant le modèle monopolistique et centralisé, le déploiement du parc électronucléaire français fait apparaître progressivement un phénomène de dépendance au sentier technologique et institutionnelle (North, 1990 ; Pierson, 1993). « *Ce phénomène de « dépendance au sentier » tient moins aux technologies elles-mêmes qu'au comportement des individus au sein des institutions. Ces analyses expliquent pourquoi les institutions sont stables, résistent au changement. Changer signifierait perdre l'amortissement et les rendements croissants des investissements de départ, et de devoir investir à nouveau ; il faudrait aussi reprendre les processus d'apprentissage ; ce serait risquer de ne plus être coordonnée avec les autres institutions ; il faudrait enfin changer d'anticipation, être capable de prévoir les nouveaux comportements adaptés* » (Palier et Bonoli, 1999, p. 401). Le phénomène de dépendance au sentier technologique et institutionnelle limite ainsi tout développement ultérieur d'alternatives énergétiques non inscrites dans le « paradigme » dominant. Le choix du « tout nucléaire » a donc figé le système électrique français jusqu'au début des années 2000.

B- Des politiques publiques énergétiques et climatiques aux politiques publiques de transition énergétique « bas carbone » : l'intégration des injonctions supranationales.

1- L'ouverture du marché électrique français et les prémices d'une conscientisation énergie-climat : les débuts d'une lente évolution de la politique énergétique nationale.

Conformément à la directive européenne du 19 décembre 1996[116], la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité[117] lance l'ouverture à la concurrence et la libéralisation du marché français de l'électricité. Elle sera complétée par la suite par les lois du 3 janvier 2003[118], du 9 août 2004[119], du 7 décembre 2006[120] et du 7 décembre 2010[121]. Ce double processus est une contrainte pour les pouvoirs publics, l'administration centrale et le groupe EDF. Si les deux premières directives européennes

[116] Directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 relative au marché intérieur de l'électricité des États membres.
[117] Loi n°2000-108 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.
[118] Loi n°2003-8 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie.
[119] Loi n°2004-803 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.
[120] Loi n°2006-1537 relative au secteur de l'énergie.
[121] Loi n°2010-1488 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME).

électricité avaient été adoptées en 1990 sous l'impulsion de la France (Bauby, 2014), cette proactivité « *s'est pourtant muée en hostilité au projet de réforme porté par la Commission, dès lors que celui-ci a pris la forme d'une ouverture à la concurrence impliquant la désintégration verticale* [de son opérateur historique] » (Grand et Veyrenc, 2011, p. 218). Ainsi, « *la particularité de la réforme française est d'avoir été presque intégralement subie, ne trouvant jamais, à de rares exceptions, de relais interne, y compris auprès des catégories qui figurent dans d'autres pays parmi les principaux soutiens aux réformes concurrentielles* » (Ibid, p. 218-219). Les pouvoirs publics français ont fait le choix d'une ouverture maîtrisée du marché électrique qui s'effectuera entre le 10 février 2000 et le 1er juillet 2007.

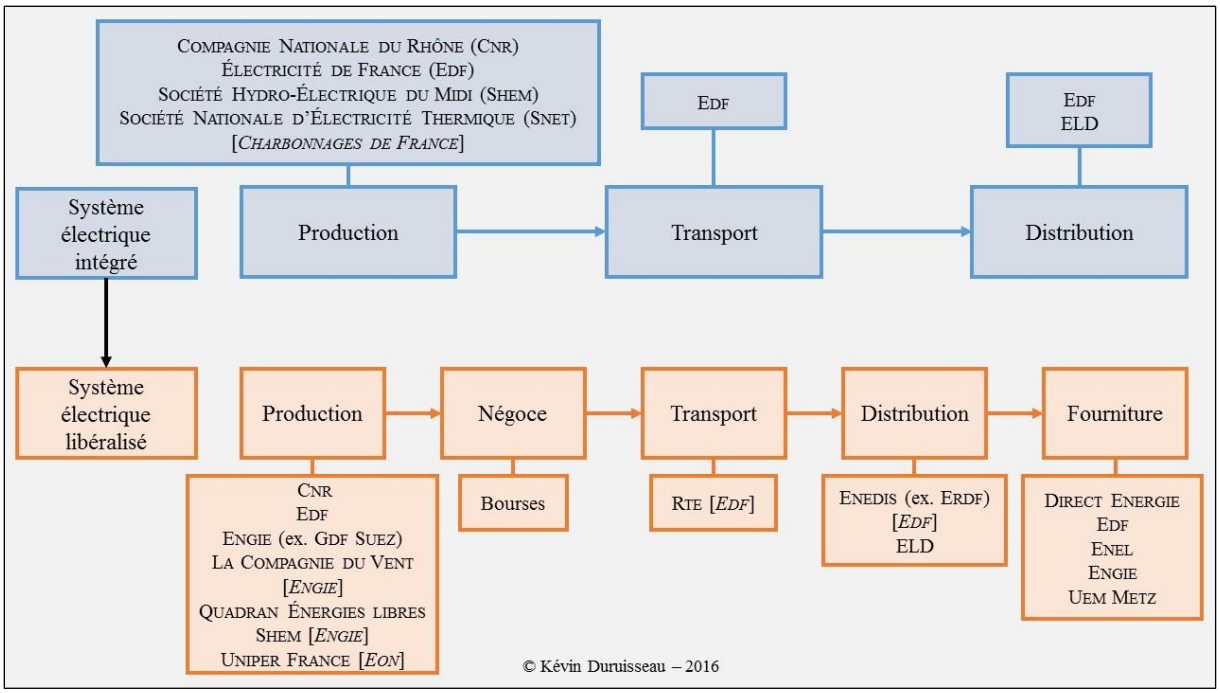


Figure 15 – Du système électrique intégré au système électrique libéralisé en France métropolitaine

L'ouverture à la concurrence combinée à la libéralisation des marchés européens et français de l'électricité réorganise le système qui passe de trois à cinq pôles [cf. figure 15]. Aux trois pôles, production, transport et distribution qui constituaient le système électrique verticalement intégré s'ajoutent les deux pôles négoce et fourniture. Le pôle production est un segment du système électrique totalement ouvert à la concurrence. Si, en 2016, ce segment est encore concentré entre les mains des opérateurs-exploitants historiques EDF, ENGIE (ex. GDF SUEZ), la COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE et UNIPER FRANCE (ex. SNET/CHARBONNAGES DE FRANCE), l'ouverture à la concurrence a permis la multiplication des opérateurs-exploitants émergents exploitants les EnR. Le pôle négoce est un segment du système électrique qui régit « *l'ensemble des opérations d'achat/vente en gros d'énergie ayant pour finalité d'optimiser les conditions commerciales de valorisation de l'énergie produite/consommée* […] *Il n'implique aucune modification des caractéristiques physiques de l'électricité* […] *et peut de ce fait impliquer des acteurs ne possédant ni infrastructure physique de production d'électricité, ni de portefeuille de clients à approvisionner* » (Ibid, p. 143). Les deux pôles transport et distribution

sont des segments du système électrique non ouverts à la concurrence. L'activité transport est assurée par RTE (EDF) et l'activité distribution est assurée par ENEDIS (ex. ERDF/EDF) et des Entreprises Locales de Distribution (ELD). Le pôle fourniture est un segment du système électrique à qui revient « *la vente d'énergie à un consommateur final, quelles que soient les modalités initiales d'approvisionnement de cette énergie. Dans le cas où la production d'un opérateur donné est destinée à alimenter ses propres clients, l'opérateur est à la fois producteur et fournisseur* » (Ibid, 2011, p. 143).

À ces facteurs économiques d'évolution du système électrique français s'ajoutent au cours de cette période des facteurs environnementaux (Lacroix et Zaccaï, 2010). « *L'environnement est un enjeu « complexe » dans les trois sens suivants : il est tout d'abord transversal à de nombreux secteurs (énergie, transport, agriculture, santé, etc)* […] *L'intégration de dimensions environnementales se heurte toujours à leur pouvoir et à leur force d'inertie. Ensuite, l'environnement combine des questions scientifiques aussi bien qu'économiques, sociales et politiques* […] *Enfin, malgré au moins quatre décennies de recherches, l'environnement est un domaine où la connaissance fait souvent défaut parce qu'incomplète ou controversée* » (Lascoumes, 2012, p. 94). Le principal facteur environnemental est alors la lutte globale contre le réchauffement climatique qui émerge au début des années 1990. Les contraintes climatiques s'inscrivent alors progressivement dans les politiques publiques avec les ratifications successives de la CCNUCC (1992) et du protocole de Kyoto (1997). S'appuyant sur le caractère quasi-décarboné de son mix-électrique lié à son importante production électronucléaire, la France peut négocier, avec les instances européennes, l'engagement *a minima* de stabiliser ses émissions de GES par rapport à 1990 entre 2008-2012.

Pour répondre à cet engagement, la France se dote, en 2000, d'un Plan National de Lutte contre le Changement Climatique (PNLCC). Ce plan propose « *la mise en place d'instruments économiques d'incitation ; l'équilibre entre mesures internes et mécanismes de marché ; la maîtrise et l'économie d'énergies à la production comme à la consommation ; la nécessité d'une information précise sur les conséquences en termes d'émissions de GES de toute décision d'investissement public ou privé* » (Vaché, 2009, p. 111). En 2002, le Plan Climat national renforcera les dispositions du PNLCC. Malgré les injonctions transnationales et les outils nationaux qui en ont découlé, le système électrique français reste dominé par la persistance structurelle du tout nucléaire.

2- La fusion des politiques publiques énergie-climat : l'émergence de la transition énergétique « bas carbone ».

Les cinq orientations de la loi du 10 février 2000 initient la fusion des politiques publiques énergétiques et climatiques. Elle vise à (i) garantir l'indépendance énergétique et la sécurité d'approvisionnement électrique, à (ii) lutter contre le réchauffement climatique et à

préserver la qualité de l'air, à (iii) développer les ressources énergétiques nationales, à (iv) promouvoir une maîtrise de la demande énergétique et à (v) assurer la compétitivité de l'activité économique.

Les quatre orientations de la loi POPE du 13 juillet 2005 renforcent considérablement les objectifs poursuivis par la loi du 10 février 2000. Elle vise à (i) garantir l'indépendance énergétique nationale et la sécurité d'approvisionnement, à (ii) préserver l'environnement et à renforcer la lutte contre le réchauffement climatique, à (iii) garantir un prix compétitif de l'énergie et à (iv) garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès à l'énergie pour tous. Ces quatre orientations prennent forme dans les objectifs suivants : une baisse annuelle de -2 % de l'intensité énergétique finale[122] à l'horizon 2015 et de -2,5 % à l'horizon 2030 ; une baisse annuelle de -3 % des émissions de GES pour atteindre l'objectif de facteur 4 à l'horizon 2050 ; une hausse d'au moins +50 % de la production de chaleur d'origine renouvelable à l'horizon 2010 grâce au développement des EnR thermiques ; une part de 10 % de renouvelables dans la consommation d'énergie finale à l'horizon 2010 ; une part de 21 % de renouvelables dans la production d'électricité à l'horizon 2010. Concernant les ER, ces objectifs chiffrés reprennent ceux de la directive européenne du 27 septembre 2001[123]. La loi POPE s'assortit, au 7 juillet 2006, d'une Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI) de production d'électricité pour la période 2006-2015 [cf. tableau 15].

	Objectifs en 2010 [en MW]	**Objectifs en 2015 [en MW]**
Biogaz	100	250
Biomasse	1 000	2 000
Déchets ménagers et assimilés	200	300
Éolien	13 500	17 000
Géothermie	90	200
Hydroélectricité	500	2 000
Photovoltaïque (PV)	160	500
	© Kévin Duruisseau – 2016 / Programmation Pluriannuel des Investissements – 2009	

Tableau 15 – Les objectifs de développement d'ER dans la PPI 2006 (en MW)

Cette PPI montre une réelle volonté des pouvoirs publics français de développer des ER même si leur ambition dans ce domaine reste très inférieure à celle de l'Allemagne, de l'Espagne ou du Danemark. Pour des raisons de maturité technico-économique, le choix des pouvoirs publics français se tourne alors vers l'énergie éolienne avec l'objectif de 17 000 MW de capacités installées à l'horizon 2015 soit un objectif 34 fois supérieur à celui du PV fixé à 500 MW.

[122] L'intensité énergétique finale d'un pays désigne « *la quantité d'énergie finale utilisée dans l'économie une année donnée pour produire une unité de PIB. Elle est calculée comme le ratio « consommation finale d'énergie/PIB » et est généralement exprimée en tonnes équivalent pétrole (tep) par unité monétaire (dollar, euro) en PPA (parité de pouvoir d'achat. La baisse de l'intensité énergétique signifie que le pays peut produire plus avec la même quantité d'énergie* » (http://geoconfluences.ens-lyon.fr/glossaire/intensite-energetique, 2016).

[123] Directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.

Le Grenelle de l'environnement, ouvert en juillet 2007, s'inscrit dans le contexte de négociation communautaire du Paquet énergie-climat. Cet ensemble de rencontres politiques, organisées entre septembre et décembre 2007, regroupant des représentants de l'État central, des collectivités territoriales, des syndicats, des entreprises et des associations a successivement pris la forme de six groupes de travail, d'ateliers et de 33 chantiers chargés d'élaborer des mesures opérationnelles pour la mise en œuvres des orientations définies dans les travaux des groupes et de leurs ateliers (Boy, 2008). « *Le Grenelle de l'environnement constituant une phase de concertation et les conclusions adoptées n'ayant pas vocation à devenir des règles de droit en tant que telles, le passage devant le Parlement constituait naturellement une étape obligatoire pour donner un effet juridique aux propositions et engagements dégagés à cette occasion. Toutefois, devant l'ampleur de la tâche tenant essentiellement à la diversité des domaines environnementaux et des politiques publiques concernées, une seule loi ne pouvait suffire à traduire techniquement et juridiquement les 268 engagements retenus* » (Carré, 2012, p. 20). La loi du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement[124] (Grenelle I) propose un cadre d'action comprenant un ensemble d'instruments et de mesures visant à (i) lutter contre le réchauffement climatique, à (ii) protéger la biodiversité et les milieux naturels et à (iii) prévenir les risques pour l'environnement et la santé. S'appuyant sur la directive du 23 avril 2009[125], la loi Grenelle I fixe à 23 % la part des ER dans la consommation d'énergie finale à l'horizon 2020 et impose l'élaboration du Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables [2009-2020]. Les orientations opérationnelles de la loi Grenelle I sont traduites par la loi du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement[126] (Grenelle II) qui entraînent des modifications majeures des codes de l'urbanisme, de l'environnement et de l'énergie. La loi Grenelle II fixe six axes prioritaires d'action à la politique énergie-climat française : (i) les bâtiments et l'urbanisme, (ii) les transports, (iii) l'énergie et le climat, (iv) la préservation de la biodiversité, (v) la protection sanitaire et la gestion des déchets et (vi) la définition d'une gouvernance écologique. Les objectifs fixés par les lois Grenelle I et II appellent une révision de la PPI de production d'électricité [2006-2015]. La nouvelle PPI de production d'électricité (2009-2020) attribue encore à l'énergie éolienne la part la plus importante dans l'effort de développement des ER avec 25 000 MWc soit un objectif 4,6 fois supérieur à celle du PV fixée à 5 400 MWc à l'horizon 2020. Cette part restreinte est conforme aux travaux du comité opérationnel n°10 du Grenelle de l'environnement (COMOP 10) qui ne préconisait, dans son « Plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale » (2008)[127], qu'une contribution de 6,7 % de l'énergie PV dans l'accroissement de la production d'électricité renouvelable. Malgré cette ambition limitée, la COMOP 10 garde l'objectif du développement

[124] Loi n°2009-967 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.
[125] Directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources EnR.
[126] Loi n°2010-788 portant engagement national pour l'environnement.
[127] COMOP 10 (2008). Plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale [en ligne], consulté le 10 septembre 2016.
Disponible sur http://www.energies-renouvelables.org/portail/pdf/COMOP_10_Final.pdf

d'une filière industrielle française PV créatrice d'emplois, pouvant également apporter une nette amélioration de sa compétitivité. Ces préconisations semblent ne pas avoir pris toute la mesure de la géographie industrielle de la filière PV à cette période, les fabricants de modules états-uniens, allemands et chinois produisant déjà des volumes importants leur permettant de réaliser d'importantes économies d'échelles (Ricaud, 2013).

Le Débat National sur la Transition Énergétique (DNTE), ouvert en septembre 2012, s'inscrit dans un contexte de réflexion communautaire sur les suites à donner au Paquet énergie-climat de 2008. Cet ensemble de rencontres politiques, organisées entre novembre 2012 et juillet 2013, regroupant des représentants de l'État central, des élus locaux et parlementaires, des entreprises, des syndicats, des ONG environnementales et des associations, a été régulé par un Conseil National du Débat, un Comité de Pilotage et un Secrétariat général. Les débats, partiellement organisés par les Régions, ont permis à des groupes de travail de produire un rapport rendu au Conseil National du Débat sur la Transition Énergétique (CNDTE). Ces débats se sont appuyés sur 14 mesures énergie-climat précédemment envisagées par le gouvernement.

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte[128] (TECV) intègre certaines préconisations des rapports rendus par les groupes de travail au CNDTE. La loi TECV poursuit des objectifs communs pour réussir la transition énergétique, renforcer l'indépendance énergétique et la compétitivité économique, préserver la santé humaine et l'environnement et lutter contre le changement climatique. Ces objectifs communs se déclinent en sept objectifs sectoriels : (i) la rénovation des bâtiments existants pour économiser l'énergie, (ii) le développement de transports propres pour améliorer la qualité de l'air et améliorer la santé humaine, (iii) la lutte contre les gaspillages et la promotion de l'économie circulaire, (iv) le développement des ER pour diversifier le mix-énergétique et valoriser les ressources des territoires, (v) le renforcement de la sûreté nucléaire et de l'information des citoyens, (vi) la simplification des procédures pour accélérer la transition énergétique « bas carbone » et (vii) la promotion des actions communes entre les citoyens, les entreprises, les territoires et l'État. Concernant le secteur énergétique, la loi TECV fixe des objectifs chiffrés : (i) une réduction des émissions de GES de -40 % par rapport à 1990 à l'horizon 2030 ; (ii) une réduction de la consommation d'énergie finale de -50 % par rapport à 2012 à l'horizon 2050 ; (iii) une réduction de la consommation d'énergies fossiles de -30 % par rapport à 2012 à l'horizon 2030 ; (iv) une part de 23 % d'ER dans la consommation énergétique finale à l'horizon 2020 et de 32 % à l'horizon 2030 dont 40 % dans la production d'électricité ; (v) une baisse de la part de l'électronucléaire à 50 % à l'horizon 2025 [cf. tableau 16].

Au champ d'influence plus large que les lois énergie-climat précédentes, cette loi de transition énergétique « bas carbone » nécessite l'adoption d'un outil spécifique pour sa mise en œuvre, une Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE). Annoncée pour l'automne

[128] Loi n°2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

2015, les objectifs de la PPE n'ont toujours pas été arrêtés. La remise en cause du choix historique du tout nucléaire qu'induit cette « loi-rupture » pour le système énergétique français peut expliquer la lenteur du travail menée par la DGEC. Les premières propositions chiffrées du comité de suivi de la PPE, basées sur les propositions issues des ateliers du DNTE, confirme le rôle prédominant de l'éolien terrestre dans la diversification du mix-électrique français tout en accordant un rôle plus important au PV. Suivant les deux scénarii de la DGEC, les capacités installées à l'horizon 2023 de l'éolien et du PV sont respectivement comprises entre 21 800 MW et 27 000 MW et entre 12 000 MW et 20 200 MW[129].

	Réduction des émissions de GES (base 1990)	Renouvelables (part)		Nucléaire (part)	Maîtrise de la Demande Énergétique
		Électricité	Énergie finale		
2020	-20 %		23 %	50 %	-20 %
2030	-40 %	40 %	32 %		
2050	-75 %				-50 %
	© Kévin Duruisseau – 2015 / Loi n°2015-992 du 17 août 2015				

Tableau 16 – Les principaux objectifs énergie-climat fixés par la loi TECV du 17 août 2015 (en %)

3- La territorialisation des politiques publiques énergie-climat : un processus maîtrisé par l'État qui s'appuie sur des initiatives locales.

Les politiques publiques énergie-climat nationales sont déclinées aux échelles locales dans un processus de territorialisation régulé par l'État central et ses services déconcentrés. Les collectivités territoriales, les Établissements Publics de Coopération Intercommunale (EPCI) et les pays sont progressivement intégrés à ce processus.

La loi du 30 décembre 1996 sur l'Air et l'Utilisation Rationnelle de l'Énergie[130] (LAURE) qui associe « *pour la première fois utilisation rationnelle de l'énergie et qualité de l'air* » (Chanard, 2011, p. 116) s'appuie sur trois outils de planification territoriale obligatoires : le Plan de Protection de l'Atmosphère (PPA), le Plan Régional de Qualité de l'Air (PRQA) et le Plan de Déplacement Urbain (PDU). Ces deux derniers outils permettent une première déclinaison à l'échelle régionale des politiques publiques énergie-climat nationales.

Les lois du 25 juin 1999 d'Orientation pour l'Aménagement et le Développement Durable du Territoire[131] (LOADDT) et du 13 décembre 2000 de Solidarité et Renouvellement Urbains[132] (SRU) inscrivent les dimensions énergétique et de développement durable dans les documents d'urbanisme locaux. La loi LOADDT prévoit la mise en place de Schémas

[129] Ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie (2016). Programmation pluriannuelle de l'énergie. Premières orientationations et actions [2016-2023] [en ligne], consulté le 10 septembre 2016. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/15-0677%205CD%20SD%20Rapport%20Art%2014%20Annexe1%20Document%20de%20communication%20PPE.pdf

[130] Loi n°96-1236 sur l'air et l'utilisation rationnelle de l'énergie.

[131] Loi n°99-533 d'orientation pour l'aménagement et le développement durable du territoire.

[132] Loi n°2000-1208 relative à la solidarité et au renouvellement urbains.

Régionaux d'Aménagement et de Développement du Territoire (SRADT), d'un Schéma de Services Collectifs Énergétiques (SSCE) et l'élaboration de Directives Territoriales d'Aménagement (DTA). La loi SRU substitue au Plan d'Occupation des Sols (POS), le Plan Local d'Urbanisme (PLU), enrichi d'un Plan d'Aménagement et de Développement Durable (PADD), qui doivent se conformer aux dispositions des nouveaux Schémas de Cohérence Territoriale (SCoT).

Conformément à la Stratégie Européenne de Développement Durable (SEDD) adoptée en 2001, les pouvoirs publics français se dotent, en 2003, d'une Stratégie Nationale de Développement Durable (SNDD) contenant un volet énergie-climat. La SNDD et la loi POPE accélèrent le processus de territorialisation des politiques publiques énergie-climat nationales en promouvant la généralisation de la mise en place d'Agendas 21 locaux et en élargissant les compétences des collectivités territoriales en matière énergétique. « *Les Agendas 21 prônent une lecture politique transversale des questions de développement durable* […] *Ils reflètent un choix politique local fort, engagement politique d'autant plus nécessaire de par l'impératif de transversalité des actions* » (Angot, 2013, p. 126). La portée des Agendas 21 locaux reste, malgré tout, limitée et l'approche transversale du développement durable réduite à sa dimension environnementale (Emelianoff, 2005).

Les lois Grenelle I et Grenelle II généralisent la thématique énergie-climat à l'ensemble des politiques publiques locales. La loi Grenelle I impose aux collectivités territoriales de plus de 50 000 habitants l'établissement d'un Plan Climat Énergie Territorial (PCET) avant le 31 décembre 2012. « *Le PCET doit répondre aux trois piliers du développement durable : la préservation de l'environnement, à travers les actions de réduction des émissions de GES ; la justice sociale, avec la problématique de la précarité énergétique ; et le progrès économique, avec l'emploi local généré grâce au développement d'une filière énergétique renouvelable ou de maîtrise de la consommation* » (Chanard *et alii*, 2011, p. 6). Le PCET correspond au volet énergie-climat de l'Agenda 21 local (Chanard *et alii*, 2011 ; Angot, 2013). La loi Grenelle II impose aux Régions l'établissement d'un Schéma Régional Climat-Air-Énergie (SRCAE) s'appuyant sur un inventaire des émissions de GES régionales, des productions énergétiques régionales et du potentiel de développement des ER régional. Les documents de planification territoriale – DTA, SCoT, PADD et PLU – doivent tenir compte des PCET. Les lois Grenelle I et Grenelle II ont également des effets majeurs sur les documents d'urbanisme et de planification territoriale. Le SCoT est renforcé, devenant un document pivot, et le PLU intercommunal favorisé, devenant un document programmatique, au détriment du PLU communal. Ces documents planifient l'action territoriale dans la lutte contre l'étalement urbain, la contribution à l'adaptation au changement climatique et à l'efficacité énergétique, à la prise en compte de la biodiversité et à l'anticipation de l'aménagement opérationnel durable. Ce processus de territorialisation des politiques publiques énergie-climat nationales ne constitue

néanmoins qu'une dévolution partielle aux collectivités territoriales des décisions en matière de transition énergétique « bas carbone » (Godinot, 2011).

La loi TECV s'inscrit dans un réseau de lois comprenant également les lois du 27 janvier 2014 de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles[133] (MAPTAM) et du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République[134] (NOTRe). Ce réseau de lois permet de concilier, voire de faire converger, « *la lutte contre le changement climatique et la rationalisation de* [l']*organisation territoriale, dans un contexte marqué par une contrainte économique et budgétaire plus que prégnante* » (Sokoloff, 2016, p. 22). En prenant acte de la territorialisation en cours des politiques publiques énergie-climat nationales, ce réseau de lois renforce considérablement les compétences et les moyens d'action des collectivités territoriales et de leurs EPCI à fiscalité propre dans la distribution d'énergie, dans le développement des ER et dans l'efficacité énergétique. Les lois MAPTAM puis TECV reconnaissent aux Régions le rôle de chef de file, aux échelles locales, dans l'exercice des compétences énergie-climat. La loi TECV conforte les outils énergie-climat et les nouvelles dispositions des documents d'urbanisme et de planification territoriale introduits par les lois Grenelle I et Grenelle II. Le processus législatif d'élaboration de la loi TECV s'est accompagné de la mise en œuvre, par le Ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie, de dispositifs d'encouragement des actions territoriales énergie-climat. La labélisation de 200 Territoires à Énergie Positive pour la Croissance Verte (TEPCV) valorise ainsi des actions concrètes menées aux échelles locales dans le domaine des bâtiments, de la lutte contre le réchauffement climatique, du développement des ER, de la préservation de la biodiversité et de l'éducation au développement durable.

La territorialisation des politiques publiques françaises de transition énergétique « bas carbone » s'appuie sur des réseaux de collectivités territoriales et des intercommunalités menant des actions concrètes dans le domaine énergie-climat et plus largement dans le domaine environnemental. Ces acteurs publics locaux se fédèrent au sein d'associations jouant un rôle certain dans la définition des politiques publiques françaises de transition énergétique « bas carbone ». L'association AMORCE, fondée en 1987, est « *le premier réseau français d'information, de partage d'expériences et d'accompagnement des collectivités* […] *et autres acteurs locaux* […] *en matière de politiques Énergie-Climat des territoires* […] *et de gestion territoriale des déchets* ». Cette association compte 842 adhérents en 2016 tels des Communes, des Conseils généraux, des Intercommunalités, des sociétés d'économie mixte (SEM) et des entreprises privées du secteur énergétique. Certaines collectivités territoriales et intercommunalités membres de l'association AMORCE ont connu un développement PVS sur leur territoire. Cette association s'est fortement impliquée dans les travaux d'élaboration des lois Grenelle I et II et de la loi TECV. L'influence des associations énergie-climat, fédérant les

[133] Loi n°2014-58 de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles.
[134] Loi n°2015-991 portant nouvelle organisation territoriale de la République.

initiatives et expériences des collectivités territoriales et des intercommunalités, sur la définition des politiques publiques nationales de transition énergétique « bas carbone » transparait tout particulièrement dans le cas de la mise en place des TEPCV en 2015 par le Ministère de l'Écologie et du Développement Durable. Ce programme national de labélisation s'est directement appuyé sur les expériences du réseau Territoires à énergie positive (TEPOS) fondé en 2011. Le réseau TEPOS rassemble « *des territoires ruraux visant à atteindre l'autonomie énergétique en promouvant les énergies renouvelables, en valorisant les richesses locales et en impliquant les habitants et les entreprises* » (Derdevet, 2016, p. 34). L'ensemble de ces associations permettent aux collectivités territoriales et aux intercommunalités « *d'échanger leurs connaissances, leurs expériences, leurs bonnes pratiques et de s'évaluer* » (Chanard, 2011, p. 167).

Une majoration du rôle du PV dans la stratégie française de transition énergétique « bas carbone » s'observe dans les évolutions des objectifs de la loi POPE à la loi TECV. D'un rôle mineur dans la PPI de production d'électricité (2006-2015), le PV acquiert un statut presque équivalent à celui de l'éolien terrestre dans la PPE (2016-2023) à venir. C'est son déploiement spatial qui a dépassé les attentes, grâce à un régime financier et réglementaire spécifique favorable, qui a imposé cette évolution. La suite de cette recherche s'attache à caractériser le régime financier et réglementaire attaché au déploiement spatial du PVS.

C- Le régime financier d'encadrement du PVS en France.

1- Le PVS : technologies et évolutions du prix des modules.

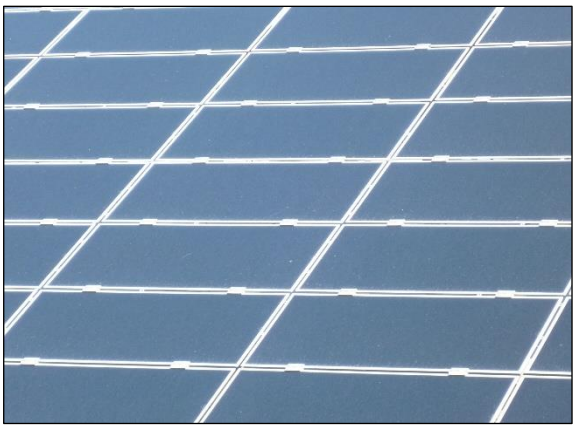
« *L'effet* [PV]*, découvert par le physicien Becquerel en 1839, permet la conversion directe du rayonnement solaire en électricité. Lorsque les photons (particules de lumière) frappent certains matériaux, ils délogent et mettent en mouvement les électrons des atomes de ces matériaux. Or le courant électrique n'est rien d'autre qu'un mouvement d'électrons* » (Vernier, 2009, p. 22-23). Le semi-conducteur constitue la base de toute cellule PV et de multiples enjeux technico-économiques. Les différents matériaux semi-conducteurs utilisés forment trois grandes filières technologiques comprenant, elles-mêmes, plusieurs sous-filières.

La première filière PV est la filière historique silicium qui « *est le matériau semi-conducteur de prédilection pour la fabrication des modules* [PV] *avec une part de marché qui a oscillé entre 80 à 90 % dans la décennie 2000-2010 alors que le marché a crû d'un facteur de plus de 50 dans la même période* » (Joly et Slaoui, 2013, p. 165). Cette filière, dont le développement remonte à des recherches dans le domaine aérospatial au cours des années 1950, se compose d'une sous-filière silicium monocristallin [cf. photos 2 & 3] et d'une sous-filière silicium polycristallin [cf. photos 4 & 5]. La première exige des lingots de silicium d'une extrême pureté quand la seconde exige des lingots de silicium d'une pureté moindre.

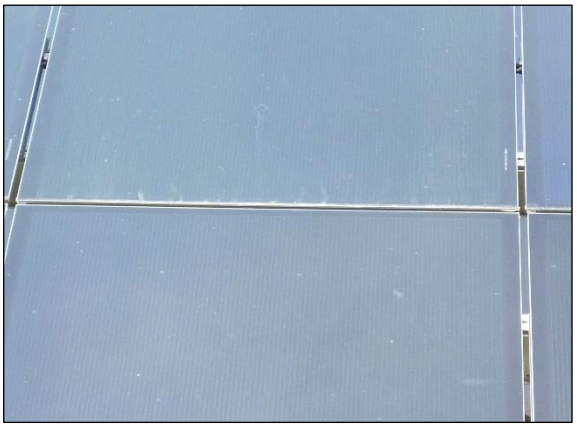
© Kévin Duruisseau – 2014
Photos 2 & 3 – La CPVS de Saint-Jean-du-Pin (Gard), exploitée par LA COMPAGNIE DU VENT, utilise des modules PV basés sur la technologie silicium monocristallin

© Kévin Duruisseau – 2014
Photos 4 & 5 – La CPVS [1] de Garein (Landes), exploitée par MAÏA ÉNERGIE, utilise des modules PV basés sur la technologie silicium polycristallin

La deuxième filière PV est la filière émergente couche mince dont l'intérêt réside « *dans la faible quantité de matériaux requis et l'utilisation de procédés d'élaboration compatibles avec des grandes surfaces sur tout type de substrat souple ou rigide ; avec à la clé, une réduction des coûts de production* » (Roca i Caborrocas et Naghavi, 2013, p. 168). Cette filière se compose d'une sous-filière CdTe (tellurure de cadmium) [cf. photos 6 & 7], d'une sous-filière CIGSe (di-séléniure de cuivre-indium) [cf. photos 8 & 9] et d'une sous-filière silicium amorphe. La première est la filière leader des couches minces et a connu « *un développement fulgurant ces dernières années, portée par sa compétitivité en termes de coût, de rendement de conversion et de procédé de fabrication* » (Ibid, p. 168). La filière CIGSe présente les meilleurs rendements parmi les couches minces mais ses coûts de production sont supérieurs à la filière CdTe. Ces deux premières sous-filières présentent une caractéristique commune limitante : le tellurure pour la première et l'indium pour la seconde constituent des ressources naturelles en voie de raréfaction (Arnsperger et Bourg, 2014). La troisième est la filière présentant les plus faibles rendements parmi les couches minces mais possède d'excellentes propriétés optiques.



© Kévin Duruisseau – 2014
Photos 6 & 7 – La CPVS de Blauvac (Vaucluse), exploitée par EDF EN, utilise des modules PV basés sur la technologie couche mince CdTe



© Kévin Duruisseau – 2014
Photos 8 & 9 – La CPVS du Séquestre (Tarn), exploitée par VALECO, utilise des modules PV basés sur la technologie couche mince CIGSe

La troisième filière PV est la filière en devenir, organique et à concentration. Cette filière se compose de trois sous-filières, dites de laboratoire et/ou en voie d'industrialisation, parmi lesquelles la sous-filière à concentration s'attache à accroître considérablement les rendements des cellules PV : « *pour des questions de coût, d'empreinte écologique et de conflits d'usage (surfaces, matières premières), augmenter les rendements de conversion est encore une idée fondamentale* » (Guillemoles, 2013, p. 172).

	Filières silicium		Filières couches minces			Filières de demain		
	Mono cristallin	Poly cristallin	CdTe	CIGSe	Silicium amorphe	Tout organiques	Hybrides	Concentration
Maturité	Ind	Ind	Ind	Ind	Ind	R&D	R&D	Démo
RLabo	24,7 %	23 %	17,3 %	20,3 %	16,3 %	12 %	12 %	41 %
RExp	21 %	18 %	12,6 %	14 %	10 %	3 %	6 %	27 %
Durée	30 ans	30 ans	25 ans	25 ans	25 ans	-	-	-

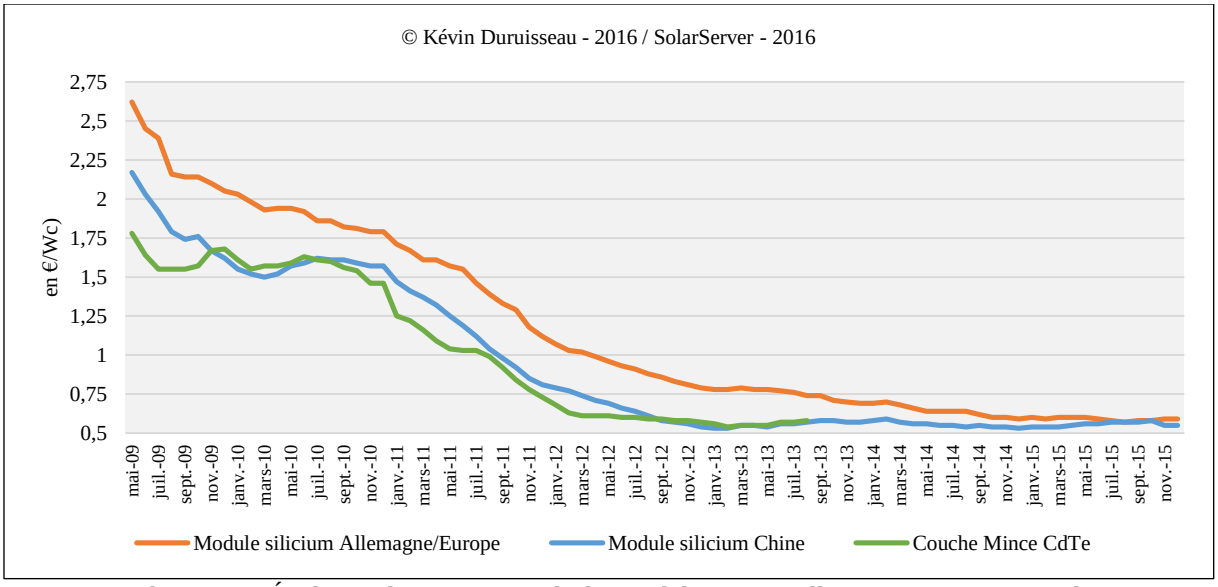
RLabo → Rendement des cellules PV obtenu en laboratoire / RExp → Rendement des cellules PV obtenu en exploitation
R&D → Recherche & Développement / Démo → Démonstrateur / Ind → Industrielle
© Kévin Duruisseau – 2016

Tableau 17 – Les rendements de conversion des filières PV dans le monde en 2015

Ces trois grandes filières technologiques PV, et leurs sous-filières, présentent des rendements différents les unes des autres [cf. tableau 17]. Concernant les filières historiques et

émergentes, les meilleurs rendements de conversion en laboratoire (24,7 %) et en exploitation (21 %) sont obtenus par la filière silicium monocristallin. Concernant les filières en devenir, les meilleures rendements de conversion en laboratoire (41 %) et en exploitation (27 %) sont obtenus par la filière à concentration.

Entre 2008 et 2015, le déploiement spatial PV dans le monde s'est accompagné d'une baisse très importante du prix des modules PV [cf. graphique 16], baisse constituant elle-même un catalyseur majeur du développement PV mondial. Entre mai 2009 et décembre 2015, le prix des modules PV silicium en Allemagne a chuté de -77,5 %, passant de 2,62 à 0,59 €/Wc contre -74,7 % en Chine, passant de 2,17 à 0,55 €/Wc. Entre mai 2009 et août 2013, le prix des modules PV couche mince a lui chuté de -67,4 %, passant de 1,78 à 0,58 Wc/an[135]. Entre mai 2009 et décembre 2015, le prix de l'ensemble des modules PV a donc fortement chuté. Cette baisse continue s'est effectuée majoritairement sur deux périodes : entre mai 2009 et janvier 2010 ainsi qu'entre janvier 2011 et janvier 2012.



Graphique 16 – Évolution des prix mensuels des modules PV en Allemagne/Europe et en Chine sur le marché international spot entre mai 2009 et décembre 2015 (en €/Wc)

Durant les sept mois de la première période, la décroissance mensuelle moyenne du prix des modules PV silicium européens/allemands, des modules PV silicium chinois et des modules PV couche mince a été respectivement de -3,2 %, -4,1 % et -1,4 %. Durant les 12 mois de la seconde période, la décroissance mensuelle moyenne des prix des modules PV silicium allemands, des modules PV silicium chinois et des modules PV couche mince a été respectivement de -3,1 %, -3,9 % et -3,8 %. Entre ces deux périodes, et depuis la seconde période, la décroissance du prix des modules a été plus faible mais régulière. Cette évolution du prix des modules PV résulte de la baisse du prix du silicium, à partir de 2009, après une période de raréfaction de l'offre.

[135] SolarServer – PVX spot market price index solar PV modules [en ligne], consulté le 13 septembre 2016. Disponible sur http://www.solarserver.com/service/pvx-spot-market-price-index-solar-pv-modules.html

Cette baisse est le résultat combiné d'un accroissement des capacités industrielles de raffinage de cette ressource minérale pour faire face au boom de la demande et d'un ralentissement des investissements dans le PV lié à l'évolution des politiques de soutien accompagnant le développement de cette filière. L'offre de silicium tend ainsi à être supérieure à la demande conduisant, mécaniquement, à une baisse de son prix. L'écart d'abord observé entre le prix des modules PV silicium allemands/européens et le prix des modules PV silicium chinois ne s'explique pas uniquement par un coût de la main-d'œuvre inférieur en Chine. Il résulte d'un système de dumping organisé par l'État central chinois (Goodrich *et alii*, 2013). Cette pratique commerciale « déloyale » consiste à vendre un bien manufacturé sur le marché international à un prix inférieur à son coût de production. La vente massive par les entreprises chinoises de modules PV à un prix inférieur à leurs coûts de production a permis à la Chine d'asseoir sa domination sur la filière amont PV à travers le monde.

La baisse du prix des modules PV est en adéquation avec le modèle dominant accompagnant toute diffusion technologique nouvelle. « *Le modèle* […] *est linéaire, impliquant des efforts de recherche et développement, une accumulation de savoir-faire spécifiques et des effets d'économie d'échelle, permis notamment par la production en série des équipements. Ces avancées techniques se traduisent, en pratique, généralement par une standardisation des installations et une augmentation de leur efficacité* » (Grand et Veyrenc, 2011, p. 471-472). La diffusion de toute invention technologique s'accompagne ainsi d'une amélioration de sa compétitivité économique au cours des phases successives de « maturation » : « *on parle de courbe d'apprentissage pour désigner ce phénomène qui voit la technologie devenir économiquement plus performante à mesure qu'elle est déployée* » (Ibid, p. 472). Le cycle d'invention puis de diffusion se compose de sept phases principales : recherche et développement (R&D), démonstration, lancement industriel, industrialisation, expansion, maturité et saturation. À chacune de ces sept phases correspond un niveau de diffusion de capacités de l'invention technologique. Dans le cas du PV, les principales filières technologiques se situent actuellement à des stades de « maturation » différents les uns des autres (Hansen et Percebois, 2010 ; Grand et Veyrenc, 2011) : alors que les filières silicium, et dans une moindre mesure les filières couche mince, ont déjà atteint le stade dit d'expansion, les filières organiques et à concentration se situent, respectivement, aux stades dits de R&D et de démonstration/lancement industriel. La standardisation des méthodes de production liée à la massification du marché, favorisée elle-même par une demande mondiale en constante croissance, ainsi que la diffusion de lignes de production allemandes clés en main vers les pays émergents, en particulier en Chine participent de la progression de la courbe d'apprentissage de ces technologies. Les différents niveaux de « maturation » des filières technologiques laissent espérer une progression de cette courbe. En 2010, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) estimait à 14 % cette progression entre 2010 et 2035 (AIE, 2010). Toutefois, l'entrée de la Chine dans la filière amont PV s'est traduit par l'apparition de surcapacités volontaires de production de modules PV visant à affaiblir les concurrences nord-américaines et européennes

jusqu'ici leader sur ce marché émergent. À partir de 2011, s'ajoutant à cette situation d'offre excédentaire, qui a conduit à une forte baisse du prix des modules sur le marché international, une forte contraction de la demande liée à la révision des mécanismes de soutien dans de nombreux pays fait entrer le secteur dans une période de crise. Cette crise a eu des répercussions socio-économiques importantes sur l'amont et l'aval de la filière, plusieurs fleurons de cette industrie disparaissant alors.

2- Les instruments économiques favorisant le déploiement spatial PVS.

« *La plupart des* [EnR], *dont les énergies éolienne et solaire, ne sont pas encore aujourd'hui compétitives par rapport à la majorité des sources d'énergie classiques, particulièrement lorsqu'il s'agit de les comparer dans l'ordre d'empilement optimal d'un parc de production d'électricité inséré dans de grands réseaux* » (Hansen et Percebois, 2010, p. 560). Les pouvoirs publics disposent de trois outils pour développer les EnR : les certificats verts, les subventions en capital et les tarifs de rachat[136] qui peuvent être assortis d'appels d'offre (Dinica et Arentsen, 2003 ; Rousseaux, 2005 ; Levratto et Abbes, 2008 ; Hansen et Percebois, 2010). Ces trois mécanismes d'intervention des pouvoirs publics en faveur des EnR se justifient par l'existence d'imperfections du marché (Giddens, 2009 ; Napoléon, 2015a, 2015b). « *L'intervention publique dans le secteur environnemental trouve sa justification dans le caractère sous-optimal de l'allocation des ressources qui résultent d'un libre fonctionnement du marché* » (Grand et Veyrenc, 2011, p. 498). En ce qui concerne les EnR, l'existence d'externalités environnementales et/ou technologiques des énergies de stock, les imperfections du système financier et l'existence de marché énergétique/électrique monopolistique ou oligopolistique peuvent justifier cette intervention des pouvoirs publics (Jaffe et Stavens, 1994 ; Napoléon, 2015a, 2015b).

Jusqu'au 1er janvier 2016, le soutien financier des pouvoirs publics au développement du PVS en France prend la forme de tarifs de rachat assortis, depuis le 4 mars 2011[137], d'un système d'appel d'offre co-organisé par le Ministère en charge de l'Énergie et la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Le choix de cet outil par les pouvoirs publics français s'est

[136] Les certificats verts « *représentent en fait la « garantie » qu'une production d'électricité est faite au départ de RES. Ils sont vendus (ou achetés) séparément de la « commodity », c'est-à-dire de l'énergie électrique produite, et sont émis par les autorités nationales en fonction de leurs politiques spécifiques. Les* [certificats verts] *ont un double rôle : ils matérialisent un avantage donné aux producteurs RES et ils représentent un coût pour les producteurs classiques soumis à un quota de production d'énergie renouvelable, qui doivent acheter des* [certificats verts] *en fonction de la différence entre leur propre production RES et le quota imposé* » (Hansen et Percebois, 2010, p. 562-563). Les subventions en capital « *ont été longtemps le mécanisme le plus appliqué au niveau mondial et le sont encore parfois. La forme en est simple : un subside unique visant à couvrir le coût du capital d'un investissement RES* » (Ibid, p. 563). Les tarifs de rachat sont « *le mécanisme le plus fréquemment rencontré ; ils ont notablement contribué au développement des RES dans de nombreux pays, particulièrement pour l'énergie éolienne, mais aussi pour le solaire ou la biomasse, par exemple. Les* [tarifs de rachat] *eux-mêmes peuvent prendre la forme de tarifs de rachat propres à la technologie RES considérée ou de primes qui s'ajoutent aux prix de marché* » (Ibid, p. 563).

[137] Arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

basé sur l'expérience allemande : « *le « succès » de la politique allemande d'obligation d'achat à taux garantis, à partir de 2000 et davantage encore à partir de 2004, tant en termes d'expansion des marchés des* [EnR] *que de gisement d'emploi ou de leadership technico-industriel, l'érige rapidement en « modèle », et confère au* [système des tarifs de rachat] *le statut d'instrument de référence qu'il incombe seulement d'adapter aux spécificités politiques et socio-économiques nationales* » (Debourdeau, 2011, p. 111).

La loi du 10 février 2000 met en place l'obligation d'achat de la production d'électricité EnR, issue d'unités ne dépassant pas 12 MWc[138], sans légiférer sur le régime financier d'encadrement du développement des EnR mais il faudra attendre l'arrêté du 13 mars 2002[139] pour que les premiers tarifs de rachat de l'électricité PV entrent en vigueur en France. La capacité installée maximale de 0,15 MWc pour être éligible au système des tarifs de rachat et la rémunération insuffisante de l'électricité produite que fixe cet arrêté sont incohérentes avec le stade de maturité des technologies PV et le nécessaire besoin d'économies d'échelle. Le tarif de rachat, pour tout type d'installations, garanti sur 20 ans lors de la signature du contrat de rachat avec EDF OBLIGATION D'ACHAT (EDF AO), est fixé à 15,25 c€/kWh en France métropolitaine et à 30,5 c€/kWh en Corse et dans les Départements d'Outre-Mer (DOM). Jusqu'à l'arrêté du 10 juillet 2006[140], une baisse annuelle de -5 % conduira à un tarif de rachat de 13,84 c€/kWh à la fin de la période.

C'est avec l'arrêté du 10 juillet 2006 que s'amorce une réelle dynamique de déploiement spatial PV en France métropolitaine. Les unités PVS bénéficient alors d'un tarif de rachat spécifique fixé à 30 c€/kWh en France métropolitaine et à 40 c€/kWh en Corse et dans les DOM, différent du tarif de rachat appliqué aux installations sur surface bâtie. Cette augmentation considérable est ici en cohérence avec la place nouvelle que les pouvoirs publics français accordent au PV dans le système productif industriel et électrique : un accroissement de la part du PV dans le mix-électrique qui doit se combiner avec le développement d'une filière industrielle PV française. Ces deux préoccupations rejoignent la préoccupation géopolitique de ne pas laisser l'Allemagne faire cavalier seul sur ce segment de marché dans l'UE. Dans le cadre du Grenelle de l'environnement, la COMOP-10 préconise une nouvelle hausse des tarifs de rachat PV assortie d'une non-dégressivité. Cette préconisation est cohérente avec la part dévolue au PV dans les objectifs de diversification du mix-électrique français à l'horizon 2020. Ces recommandations se traduisent par une revalorisation annuelle des tarifs de rachat PVS qui passent entre 2006 et 2009 de 30 à 32,823 c€/kWh. « *Dès 2009-2010, il apparaît pourtant que les tarifs de rachat garantis ont été fixés à un niveau très généreux, qui n'a pas été modifié*

[138] Décret n°2000-1196 fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité.
[139] Arrêté du 13 mars 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.
[140] Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

malgré les fortes baisses de coûts constatées au niveau des constructeurs » (Grand et Veyrenc, 2011, p. 517). Cette forte baisse des modules PV, importés massivement d'Allemagne et de Chine, associée à un niveau très élevé des tarifs de rachat constitue un effet d'aubaine, fondement d'une véritable bulle spéculative. Cette externalité négative du système des tarifs de rachat conduit les pouvoirs publics à modifier le régime financier d'encadrement du développement PV en France.

Type et puissance des unités photovoltaïques (PV)		Tarif de rachat
Photovoltaïque (PV) intégré	Bâtiment à usage principal d'habitation	58 c€/kWh
	Autres bâtiments	50 c€/kWh
Photovoltaïque (PV) à intégration simplifiée (puissance > 3 kWc)	France métropolitaine	42 c€/kWh
Photovoltaïque (PV) non intégré (au sol, en sur-imposition)	Puissance < 250 kWc	31,4 c€/kWh
	Puissance > 250 kWc	31,4 à 37,7 c€/kWh
	Corse et DOM-TOM	40 c€/kWh
© Kévin Duruisseau – 2016 / Dubois et Thomann (2012)		

Tableau 18 – Les tarifs de rachat de l'électricité PV fixés par l'arrêté du 12 janvier 2010

Dès novembre 2008, les pouvoirs publics français annoncent leur intention de baisser les tarifs de rachat PV (Debourdeau, 2011). Cette volonté trouve une traduction tardive, deux ans plus tard, dans les arrêtés du 12 janvier 2010[141] et du 15 janvier 2010[142] qui décrètent une baisse répondant aux inquiétudes des pouvoirs publics, de la CRE et des gestionnaires des réseaux électriques face à la croissance exponentielle des demandes de raccordement enregistrées depuis le Grenelle de l'environnement [cf. tableau 18]. En effet, les volumes de raccordement projetés nécessiteront une adaptation technico-économique importante des réseaux électriques et l'élévation de la charge financière pesant sur les consommateurs finaux assujettis à la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE). Cette CSPE[143] répond à la réglementation communautaire qui indique que « *ce sont les ménages, consommateurs finaux, et non le budget de l'État, qui* [doivent supporter] *les surcoûts liés à ce tarif de rachat préférentiel de l'électricité* [PV] » (Dubois et Thomann, 2012, p. 25). Le développement important des EnR, et plus particulière du PV, s'accompagnera donc à cette période d'une hausse importante de la CSPE. Les arrêtés du 12 janvier 2010 et du 15 janvier 2010 marquent « *la volonté du gouvernement de favoriser les installations intégrées au bâti au détriment des* [installations PVS] *pour des raisons environnementales et paysagères* » (Ibid, p. 27) [cf. tableau 18]. Ces arrêtés fixent, en effet, des tarifs fortement différenciés entre PV-toiture et PVS au net avantage du premier.

La baisse des tarifs de rachat PV n'entraînera pas un tarissement des demandes de raccordement (Grand et Veyrenc, 2011). L'absence d'effets de cette baisse amène les

[141] Arrêté du 12 janvier 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.
[142] Arrêté du 15 janvier 2010 modifiant l'arrêté du 12 janvier 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.
[143] Instituée par la loi du 10 février 2000, qui en confie l'évaluation du niveau des charges à la CRE, le montant annuel de la CSPE est fixé par le gouvernement.

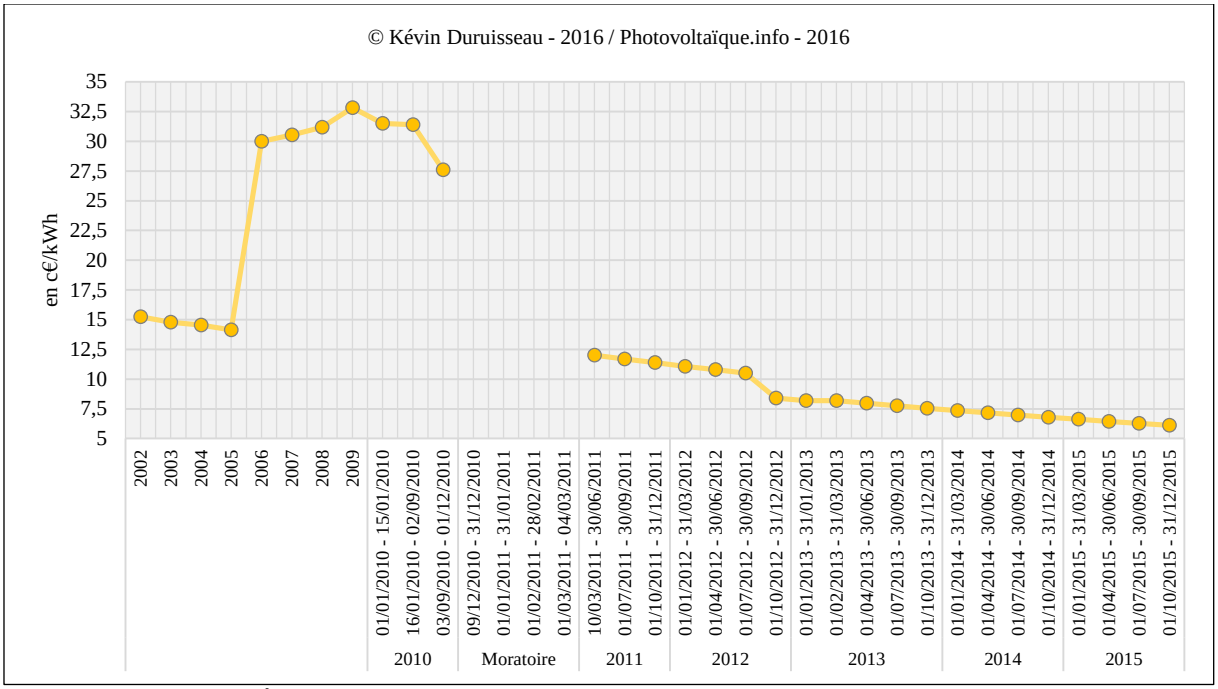
Ministères du Développement Durable et de l'Économie à confier une mission d'étude sur la régulation et le développement de la filière PV en France au Conseil Général de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies (CGIET) et à l'Inspection Générale des Finances (IGF) le 26 mars 2010[144]. Cette mission poursuit quatre objectifs : (i) identifier les acteurs et les mécanismes ayant conduit au phénomène de bulle spéculative ; (ii) évaluer l'efficacité et la cohérence des mesures prises par le gouvernement pour enrayer le phénomène ; (iii) proposer des mesures complémentaires pour enrayer le phénomène ; et (iv) améliorer les mesures de soutien à la filière, en particulier celles pouvant valoriser la filière PV française. Présidée par Jean-Michel Charpin, polytechnicien et inspecteur général des finances, secondé par Claude Trink, ingénieur général des mines, la Commission Charpin rend, le 29 juillet 2010, un rapport qui sonne « *une violente charge critique à l'encontre des tarifs d'achat* [PV] » (Debourdeau, 2011, p. 119). Le rapport préconise une baisse de 12 % des tarifs de rachat et une évolution du régime financier d'encadrement du développement PV permettant un contrôle annuel sur les nouvelles capacités installées. Cependant, ce rapport « *suscite une vive critique de type politico-institutionnel qui consiste à dénoncer le poids des corporatismes et des partis-pris pro-nucléaires des ingénieurs des Mines* » (Debourdeau, 2011, p. 120). Ce rapport contribue à rendre à l'administration centrale la légitimité dans la régulation du développement PV nécessaire au maintien des équilibres technico-économique du système électrique français (Evrard, 2013).

Les dysfonctionnements du régime financier d'encadrement du déploiement spatial PV mis en évidence dans le rapport Charpin (Charpin *et alii*, 2010) traduisent le manque d'anticipation dont ont fait preuve les pouvoirs publics. Cela est d'autant plus étonnant que ceux-ci disposaient d'éléments de prédiction d'évolution du régime issus de l'expérience éolienne (Valette, 2005 ; Grijol, 2012) et de sa connaissance de l'évolution des tarifs de rachat en Allemagne et en Espagne (Cointe, 2015 ; Herrero Luque, 2015). Prenant en compte les principales recommandations du rapport Charpin, les pouvoirs publics actent une baisse raisonnable des tarifs de rachat PV avec l'arrêté du 31 août 2010[145]. La baisse du tarif de rachat de l'électricité PVS de 31,4 à 27,6 c€/kWh correspond à la baisse souhaitée dans le rapport. « *Pourtant, ces évolutions n'infléchissent pas le rythme des demandes de raccordement : pour une puissance raccordée d'un peu moins de 1 GW fin décembre 2010, la « file d'attente » des demandes de connexion aux réseaux s'élève fin décembre 2010 à 6,4 GW. Les charges financières associées apparaissent alors déjà considérables, surtout si on les rapporte au niveau réel de la production* [PV] » (Grand et Veyrenc, 2011, p. 517-518). La baisse continue du prix des modules PV aggravant le phénomène de bulle spéculative, le gouvernement décide,

[144] Lettre de mission du 26 mars 2010 de Jean-Louis Borloo, ministre du développement durable, et de Christine Lagarde, ministre de l'économie, de l'industrie et de l'emploi à Monsieur le Vice-Président du Conseil Général de l'Industrie, de l'Énergie et des Technologies (CGIET) et à Monsieur le Chef du Service de l'Inspection Générale des Finances (IGF).

[145] Arrêté du 31 août 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil et abrogeant l'arrêté tarifaire du 12 janvier 2010.

avec le décret du 9 décembre 2010[146], d'un moratoire de trois mois suspendant l'obligation d'achat de l'électricité PV, suspendant *de facto* le raccordement des installations PV aux réseaux électriques. Une nouvelle mission confiée à Jean-Michel Charpin et Claude Trinck, par le gouvernement, conduit à la publication, en février 2011, du second rapport Charpin (Charpin et Trinck, 2011) qui transforme profondément le régime financier d'encadrement du développement PV en France (Ibid, 2011). Cette transformation profonde du régime réunit dans une même opposition l'ensemble des acteurs de la filière PV en France : les producteurs de modules PV français (PHOTOWATT, TENESOL), les syndicats professionnels (SER-SOLER, Enerplan), les associations spécialisées (CLER, HEPSUL) et les élus locaux (Debourdeau, 2011).



Graphique 17 – Évolution des tarifs de rachat de l'électricité PVS entre 2002 et 2015 (en c€/kWh)

Les arrêtés et le décret du 4 mars 2011[147/148] traduisent partiellement les recommandations du second rapport Charpin. Les pouvoirs publics adoptent bien le système d'appels d'offre national, assortis à des quotas annuels conformes aux objectifs fixés dans la PPI de production d'électricité [2009-2020], mais maintiennent, contre l'avis du rapport, un tarif de rachat de l'électricité PVS hors appels d'offre[149]. Ce tarif baisse de -57 % passant de 27,6 à 12 c€/kWh et est revu trimestriellement à la baisse de -2,6 %[150] [cf. graphique 17]. Le niveau bas du tarif de rachat de l'électricité PVS hors appel d'offres, assortie de sa révision

[146] Décret n°2010-1510 suspendant l'obligation d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil.
[147] Arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.
[148] Décret n°2011-240 modifiant le décret n°2001-410 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs souhaitant bénéficier de l'obligation d'achat.
[149] Tarif de rachat PVS dit T5
[150] La baisse trimestrielle de -2,6 % correspond à la baisse estimée, sur la même période, du prix des modules PV.

trimestrielle baissière, semble indiquer une volonté des pouvoirs publics d'orienter les porteurs de projet PVS vers le système national d'appel d'offre lui permettant un contrôle complet du rythme de raccordement de ces nouvelles infrastructures énergétiques sur les réseaux électriques français. Cette tentative d'orientation des porteurs de projet PVS vers le système d'appels d'offre nationaux répond alors également aux recommandations de la CRE qui dès le décret du 10 mai 2001, instaurant l'obligation d'achat de l'électricité PV, avait recommandé aux pouvoirs publics d'adopter un régime financier d'encadrement du développement PV utilisant les appels d'offre nationaux et non les tarifs de rachat incompatible avec la maîtrise des volumes raccordés et des charges potentielles de CSPE. Le niveau des tarifs de rachat hors appel d'offres et la complexité du système des appels d'offre sont vécus « *par les organisations professionnelles, les associations et un certain nombre d'élus locaux comme des entraves particulièrement fortes au développement* [PVS] *accusant fréquemment le gouvernement de « rater le train de l'histoire »* » (Debourdeau, 2011, p. 122).

Le phénomène de bulle spéculative, comme externalité négative du système des tarifs de rachat de l'électricité PV, n'a pas été un particularisme français. Dès 2008, l'Espagne est confronté à ce même phénomène d'effet d'aubaine mais avec une intensité supérieure. Le décret royal 661/2007 du 26 mai 2007[151] instaure un tarif unique de rachat de l'électricité PV de 45 c€/kWh, supérieur de près 33 % au tarif de rachat de l'électricité PVS alors en vigueur en France métropolitaine. Ce tarif très élevé qui « *rentabilisait les investissements à hauteur de 12 % sur une période garantie de vingt-cinq-ans* » (Poignant, 2009, p. 65) a attiré des opérateurs-exploitants mais aussi des investisseurs institutionnels à la recherche de rendements élevés. La combinaison de ce tarif de rachat de l'électricité PV très élevé et l'absence de quotas limitatifs d'encadrement ont conduit à une « explosion » du coût pour les finances publiques espagnoles : alors que les prévisions gouvernementales envisageaient un coût du PV à hauteur de 80 millions d'euros en 2008, l'ensemble des projets soumis au décret royal 661/2007 s'avère représenter un coût réel de 1,6 milliard annuel pour 25 ans. Face à cette situation insoutenable, le décret royal 1578/2008 du 26 septembre 2008[152] ramène le tarif de rachat de l'électricité PV à 32 c€/kWh auquel s'adjoignent une baisse trimestrielle de -2,6 % et la mise en œuvre de quotas limitant le rythme du déploiement spatial PV à 100 MWc par trimestre (Herrero Luque, 2015).

L'article 104 de la loi TECV du 17 août 2015 procède à une refonte du régime financier d'encadrement du développement PV, s'inscrivant dans les nouvelles lignes directrices encadrant les aides d'État adoptées par la Commission européenne le 9 avril 2014[153] (Alves,

[151] Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energia eléctrica en régimen especial.

[152] Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energia eléctrica mediante technologia solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha limite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnologia.

[153] Commission européenne (2014). Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 (2014/C 200) [en ligne], consulté le 10 septembre 2016. Disponible sur http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=FR

2014). Ce processus avait été précédé, entre décembre 2013 et février 2014, d'une consultation réunissant des représentants de l'administration centrale, des syndicats professionnels, des opérateurs, des gestionnaires des réseaux électriques, des organismes publics et des associations spécialisées[154]. Ce nouveau régime financier d'encadrement du développement PVS se caractérise par la mise en place progressive du mécanisme de complément de rémunération en remplacement des mécanismes de l'obligation d'achat et du tarif de rachat. Le complément de rémunération doit compenser, sur une base annuelle, l'écart entre, d'une part, la rémunération tirée par les producteurs de la valorisation de leurs installations sur les marchés de l'énergie et, d'autre part, un niveau de rémunération de référence, équivalent à un tarif de rachat. Il est proportionnel à la quantité d'énergie produite et est censé permettre aux producteurs de couvrir leurs coûts en assurant une rentabilité normale à leurs projets (Dezobry, 2015). Ce mécanisme permet d'exposer partiellement le segment de marché PVS français au jeu du marché électrique européen. Pour être éligible à ce mécanisme, les porteurs de projet PVS devront nécessairement passer par le système d'appels d'offre national. Le nouveau régime laisse également aux porteurs de projets PVS la possibilité de conclure directement un contrat de gré-à-gré avec un acheteur ou d'établir un schéma d'autoconsommation. Cette modification du régime corrige deux défauts des tarifs de rachat. Il prévient la formation d'une bulle spéculative, le complément de rémunération étant assorti d'une prime prenant en compte la valorisation de l'électricité produite évitant ainsi toute sur-rémunération des opérateurs, et par conséquent, il modère l'accroissement de la charge de CSPE pour les consommateurs.

Conformément au modèle geelien du *Multi-Level Perspective* (MLP), la genèse des politiques publiques énergie-climat françaises, devenues des politiques publiques de transition énergétique « bas carbone », s'élaborent sous des influences exogènes et endogènes. Le régime international du climat et les politiques énergie-climat communautaires – constituant le niveau *Landscape* – déstabilisent de plus en plus le système énergétique français par l'injonction à l'intégration de la transition énergétique « bas carbone » aux politiques publiques françaises (niveau *Regimes*). Les initiatives locales – constituant le niveau *Niches* – ont également des effets sensibles sur leur élaboration. Dans la temporalité longue attribuée par le modèle du MLP aux transitions énergétiques-ruptures, les processus de déstabilisation du système électrique français caractérisés dans notre recherche correspondent à l'amorce de la transition énergétique « bas carbone ».

L'influence des héritages techniques, institutionnels et politiques soumet le système énergétique français à des pressions évolutives s'ajoutant aux pressions exogènes. Le système électrique français métropolitain est très particulièrement influencé par ces héritages. Le tournant électronucléaire de 1974 contraint le système dans ses dimensions technique,

[154] DGEC (2014). Évaluation des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat. Restitution de la consultation nationale [en ligne], consulté le 10 septembre 2016.
Disponible sur http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Document_restitution_16-01.pdf

institutionnelle et politique. Le choix historique du tout nucléaire a ainsi conféré au système une inertie le rendant peu enclin aux évolutions associées à la transition énergétique « bas carbone », l'inscrivant dans ce qu'il est convenu d'appeler une « dépendance au sentier ». Le déploiement spatial électronucléaire s'est traduit par un renforcement de la centralisation du système électrique métropolitain et de la mainmise de l'entreprise publique EDF sur la production d'électricité au détriment d'autres opérateurs historiques (COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE, CHARBONNAGES DE FRANCE, SOCIETE HYDRO-ELECTRIQUE DU MIDI). Cette mainmise d'EDF contraint, en partie, les évolutions du système électrique métropolitain par les choix technico-économiques de l'entreprise. Malgré cette inertie observée, les politiques publiques énergie-climat se renforcent et muent progressivement en politiques publiques de transition énergétique « bas carbone » tenant compte des injonctions exogènes et intégrant des expérimentations locales menées aux échelles infranationales (territoires à énergie positive (TEPOS) et AMORCE) et transnationales (Energy-Cities). La déclinaison de ces politiques à l'échelle locale induit un renforcement des compétences énergie-climat des territoires en les dotant de documents d'urbanisme et de documents d'orientation/planification opératoires.

L'élaboration et la mise en œuvre des politiques publiques PVS françaises révèlent la mise en tension des influences exogènes et endogènes agissant sur le système électrique métropolitain dans son évolution actuelle. L'expérience allemande a doublement influencé les pouvoirs publics français dans le choix du régime financier d'encadrement du déploiement spatial PVS – système des tarifs de rachat de l'électricité – et ses évolutions. C'est le succès du déploiement spatial PVS Outre-Rhin qui a motivé la hausse des tarifs de rachat de l'électricité PVS en France en 2006. Cette évolution des tarifs de rachat, corrigeant leur faiblesse initiale, correspond à une révision de l'appréhension par les pouvoirs publics du potentiel de cette EnR pour le système électrique français métropolitain et marque l'amorce d'un processus de rattrapage par rapport à ses voisins européens.

Conclusion de la première partie

Le **chapitre 1** a délivré une analyse du contexte énergétique et climatique dans lequel émerge la transition énergétique « bas carbone » afin de penser sa conceptualisation en géographie. Il a montré que si la raréfaction des ressources énergétiques de stock constitue une propriété létale du système énergétique dominant, c'est davantage le réchauffement climatique anthropique observable actuellement qui sonne le glas de cet anthroposystème énergivore. Le dérèglement global du système climatique constitue une limite de nature inédite pour un anthroposystème énergétique et appelle l'émergence d'un système énergétique décarboné et sobre. Parmi les effets de contexte identifiés, c'est l'effet de contexte climatique qui prime dans l'émergence de la transition énergétique « bas carbone ».

Le **chapitre 2** s'est attaché à conceptualiser la transition énergétique « bas carbone » en géographie dans le contexte du débat interdisciplinaire qu'elle suscite en Sciences Humaines et Sociales (SHS). Il a identifié des outils théoriques et conceptuels pour penser les apports de la géographie dans ce processus complexe de construction du concept de transition énergétique « bas carbone » dans notre discipline. Il a permis de reconnaître dans cette nouvelle transition une transition énergétique-rupture, associant substitutions énergétiques et mutations majeures du système sociotechnique dominant. Il a apporté des arguments permettant d'inscrire le concept de transition énergétique « bas carbone » dans le paradigme géographique du développement durable et autorisant axiomatiquement le recours aux mêmes outils conceptuels. Il a montré l'intérêt d'une approche territoriale du concept de transition énergétique « bas carbone », sa territorialisation constituant une condition *sine qua none* à sa réalisation.

Le **chapitre 3**, dans le cadre d'analyse du modèle geelien du *Multi-Level Perspective* (MLP), a mis en évidence l'influence croissante du régime international du climat et des politiques énergie-climat communautaires – constituant le niveau *Landscape* – sur les politiques publiques énergie-climat françaises, devenues récemment politiques publiques de transition énergétique « bas carbone ». La prise en compte dans les politiques publiques nationales d'éléments initiés à l'échelle locale – constituant le niveau *niches* – suggère aussi une part de logique *bottom-up* dans l'élaboration de ces politiques. Cependant, il a montré que, malgré le poids grandissant des influences exogènes et endogènes, les configurations techniques, économiques et institutionnelles héritées restent un frein à la réalisation de la transition énergétique « bas carbone » en France métropolitaine. Ce phénomène de dépendance au sentier est un paramètre majeur du système électrique français métropolitain à prendre en compte pour analyser le déploiement spatial EnR dans les territoires.

Ces trois premiers chapitres ont donc contribué à construire le cadre énergético-climatique, conceptuel et politique de notre recherche dans une approche institutionnelle et

spatiale. Ils offrent un socle empirique et théorique pour penser l'émergence d'une nouvelle géographie de l'électricité et caractériser la place des territoires dans la transition énergétique « bas carbone ». Ils offrent une grille de lecture contextuelle pour mesurer le poids du photovoltaïque au sol (PVS) dans la reconfiguration du système électrique français métropolitain.

Partie II

Les territoires face au développement du photovoltaïque au sol, leviers et freins à la transition énergétique « bas carbone »

Introduction de la deuxième partie

L'analyse du cadre énergético-climatique, conceptuel et politique dans lequel s'inscrit la transition énergétique « bas carbone » a permis de mettre en évidence des liens entre les territoires et cette nouvelle transition. La transition énergétique « bas carbone » appelle une (ré)appropriation de la question énergétique par les territoires allant au-delà d'une simple valorisation de leurs ressources. Ce retour des territoires devrait s'accompagner logiquement d'une reconfiguration du système énergétique français et en particulier de son système électrique. Si les leviers de cette (ré)appropriation territoriale se multiplient, notamment par une dévolution croissante aux collectivités territoriales et aux intercommunalités de compétences énergie-climat, subsistent des freins majeurs s'y opposant. La deuxième partie de notre thèse vise, dans une approche institutionnelle et spatiale, à valider l'hypothèse que le système électrique français métropolitain connaît un processus de territorialisation des énergies nouvelles renouvelables (EnR) confirmant l'apparition d'une nouvelle géographie de l'énergie. Elle vise aussi à vérifier que ce processus de territorialisation limitée des EnR s'exprime dans la diversification et la multiplication des acteurs territoriaux publics et privés impliqués dans le système électrique français métropolitain et dans l'émergence d'une action publique énergie-climat territorialisée. À cette fin, notre recherche analyse le déploiement spatial photovoltaïque au sol (PVS) entre 2008 et 2015 dans les territoires du sud de la France que nous considérons comme caractéristique de cette territorialisation.

∟ Le **quatrième chapitre** s'attache à inscrire le développement photovoltaïque (PV) dans les dynamiques EnR traversant le système électrique français métropolitain et à analyser son déploiement spatial, entre 2008 et 2015, sur le territoire d'étude. Il souligne l'émergence d'ensembles territoriaux PVS pouvant se superposer à des territoires électriques historiques ou émergents.

∟ Le **cinquième chapitre** analyse les facteurs de localisation favorables et défavorables à l'implantation des unités PVS dans les territoires du sud de la France. Il distingue pour ce faire des facteurs de localisation « génériques », expliquant globalement la distribution spatiale des unités PVS à l'échelle du territoire d'étude, des facteurs de localisation « spécifiques », expliquant l'émergence régionale d'ensembles territoriaux PVS.

∟ Le **sixième chapitre** distingue trois phases de territorialisation du PVS à travers l'évolution des régimes réglementaire et financier encadrant déploiement spatial PVS en France métropolitaine.

Chapitre 4
Le développement des unités photovoltaïques au sol dans les territoires du sud de la France : éléments de géographie

Le système électrique français a connu récemment deux mutations majeures : (i) l'ouverture à la concurrence combinée à la libéralisation des marchés européens et nationaux de l'électricité et (ii) le fractionnement des moyens de production d'électricité d'origine énergies nouvelles renouvelables (EnR) (Dunsky, 2004 ; Grand et Veyrenc, 2011 ; Chabrol et Grasland, 2014). Ce fractionnement conduit à une déconcentration des moyens de production d'électricité EnR qui associée à l'ouverture et à la libéralisation des marchés permet la multiplication des acteurs électriciens. En accroissant continuellement les compétences énergie-climat des collectivités territoriales – Commune, Département, Région – et des différentes formes d'intercommunalité – établissement public de coopération intercommunale (ECPI), parc naturel régional, pays –, les politiques publiques françaises favorisent un processus de territorialisation des EnR. Ce processus interroge et fait émerger une nouvelle géographie du système électrique français. L'approche diachronique et multiscalaire du déploiement spatial du photovoltaïque au sol (PVS) entre 2008 et 2015 constitue une « voie d'exploration » des modalités de reconfiguration spatiale de ce système.

Ce chapitre vise à esquisser la géographie unités PVS en activité au 31 décembre 2015 dans les régions Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, Provence-Alpes-Côte-d'Azur (PACA) et Rhône-Alpes. Il permet de saisir les caractéristiques territoriales de la diffusion spatiale de ce nouveau type d'infrastructures électriques et d'en évaluer les conséquences géographiques. La première partie s'attache à mettre en perspective la place du photovoltaïque (PV) dans le contexte électrique français métropolitain et communautaire (I). La deuxième partie précise les caractéristiques qui font d'un territoire donné un territoire de déploiement spatial privilégié des unités PVS. Elle s'intéresse aux effets spatiaux cumulés induits par la concentration géographique de ces infrastructures industrielles pour les territoires d'implantation.

I- Le PV dans la production métropolitaine : croissance et retards.

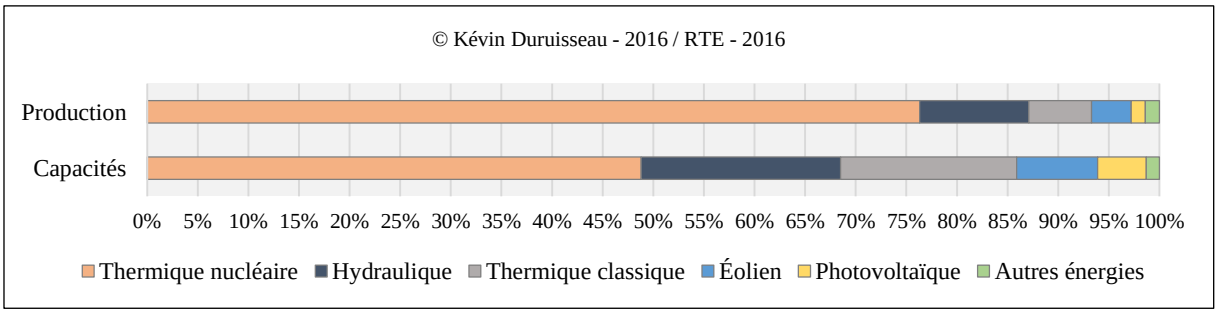
Depuis le milieu des années 2000, le PV voit son importance dans le système électrique français métropolitain croître de manière continue. Cependant, malgré cette dynamique, cette

EnR reste marginale. Ce paradoxe résulte de la structure particulière du mix-électrique français métropolitain qui n'est pas de prime abord favorable au déploiement spatial PV (A). À ces caractéristiques structurelles, s'ajoute une caractéristique historique : le développement du PV s'inscrit dans la continuité du développement de l'éolien et doit donc affronter sa potentielle concurrence spatiale (B). Cette question de la concurrence spatiale éolienne est d'autant plus importante que le développement PV français est de plus en plus basé sur des unités PVS (C)

A- Caractéristiques et facteurs limitants le développement du PV en France métropolitaine.

1- Une place minorée par le couple historique hydro-électronucléaire.

En 2015, les capacités de production d'électricité métropolitaines s'élevaient à 129 341 MW (RTE, 2016) [cf. graphique 18]. Le PV ne représentait que 4,8 % des capacités installées alors que le couple historique hydro-électronucléaire cumulait 68,5 % avec respectivement 19,7 % et 48,8 % des capacités installées. Cette structure[155] est l'héritage des politiques publiques menées après la Seconde Guerre mondiale qui ont relancé à la fin des années 1940 le programme d'équipement hydroélectrique des principaux massifs montagneux et bassins versants (Lerat, 1978 ; Bordes, 2005 ; Evrard, 2013 ; Galland et Vincent, 2013) et qui ont accéléré dès le milieu des années 1970 le programme d'équipements électronucléaires du territoire français (Debeir *et alii*, 2013 ; Deshaies, 2014a, 2014b). Cette prédominance du couple hydro-électronucléaire donne son caractère quasi-décarboné au mix-électrique français métropolitain.



Graphique 18 – Capacités installées et production d'électricité en France métropolitaine en 2015 (en %)

Les 129 341 MW de capacités installées ont permis de générer 546 TWh sur le territoire métropolitain en 2015 (RTE, 2016) [cf. graphique 18]. Les unités PV n'ont permis de produire que 1,4 % de la production d'électricité alors que le couple hydro-électronucléaire en a produit 87,1 % avec respectivement 10,8 % et 76,3 % de la production d'électricité métropolitaine. La référence à la production minore donc encore plus la place du PV dans le système électrique

[155] En 2015, les capacités électronucléaires métropolitaines s'élevaient à 63 130 MW contre 25 427 pour l'hydraulique, 22 561 pour le thermique fossile, 10 324 pour l'éolien, 6 196 pour le PV et 1 703 pour les autres énergies (RTE, 2016).

français métropolitain[156]. Les écarts importants constatés entre capacités installées et production d'électricité résultent des différences de régime de fonctionnement (base, semi-base, pointe et intermittent) des types d'infrastructures électriques ainsi que du facteur charge des convertisseurs associés.

La loi du 10 février 2000[157] marque l'intégration des EnR dans les politiques publiques électriques français. L'étude de l'évolution du système productif d'électricité métropolitain révèle la grande stabilité de l'emprise du couple hydro-électronucléaire entre 2000 et 2015 qui passent de 90,4 % à 87,1 % de la production métropolitaine. L'accroissement de la place du PV et plus largement des EnR ne se fait pas au détriment de ce couple mais de celui du thermique classique dont la production baisse de -16 TWh quand celle du PV et de l'éolien s'accroit de +26 TWh. Cette substitution apparaît comme technologiquement paradoxale, les régimes de fonctionnement de ces deux EnR et du thermique classique étant diamétralement opposés.

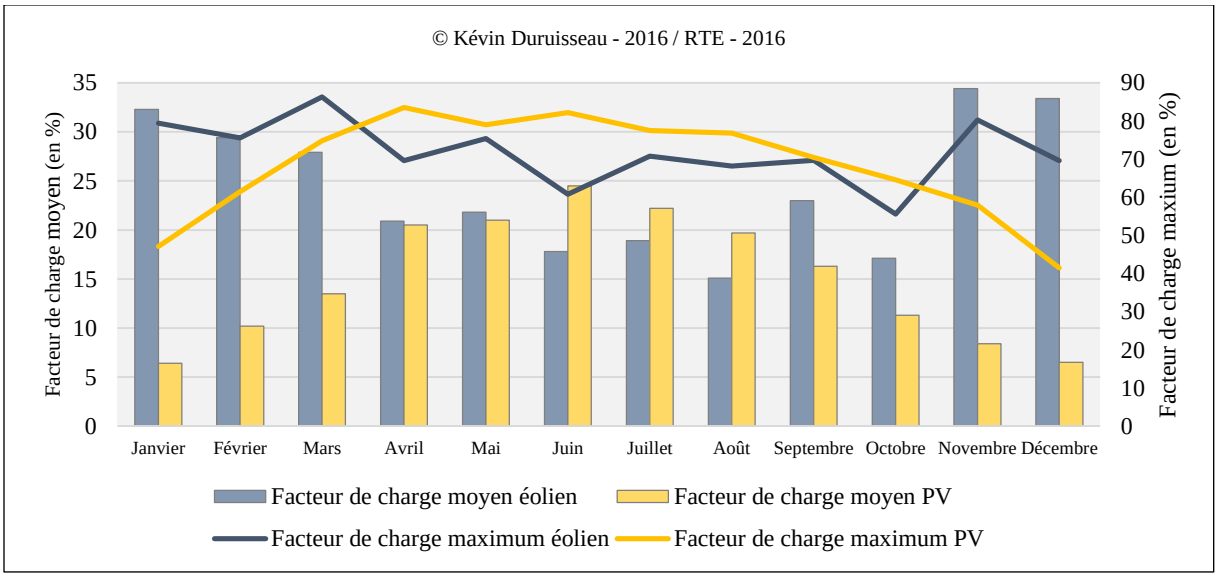
2- Le PV : un moyen de production d'électricité intermittent.

Le caractère intermittent et la dépendance aux facteurs climatiques (force des vents, niveau d'irradiation, température, saisons, etc) du PV et de l'éolien expliquent, dans les conditions technologiques actuelles, leur facteur de charge moyen faible comparé aux autres énergies. Le facteur de charge correspond au « *rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et l'énergie qu'un système de production électrique aurait produit s'il avait fonctionné à sa puissance nominale durant la même période* » (Deshaies, 2014a, p. 244). En 2015, les facteurs de charge moyen du PV et de l'éolien s'établissaient respectivement à 15 % et 24,3 % (RTE, 2016). Le facteur de charge moyen de ces deux EnR connaît des variations mensuelles, hebdomadaires et journalières extrêmes tout au long de l'année [cf. graphique 19].

Cette année-là, le facteur de charge moyen mensuel du PV a oscillé entre 6,4 % (janvier) et 24,5 % (juin) quand celui de l'éolien a oscillé lui entre 15,1 % (août) et 34,4 % (novembre). Le facteur de charge maximum journalier du PV a été atteint le 24 juin avec 82,2 % quand celui de l'éolien a été atteint lui le 29 mars avec 86,3 %. Les meilleurs facteurs de charge moyens mensuels du PV sont atteints au cours du printemps et de l'été alors que ceux de l'éolien sont atteints au cours de l'automne et de l'hiver, faisant de ces deux EnR des énergies « saisonnières » complémentaires au cours de l'année. Ces variations extrêmes des facteurs de charge moyens du PV et de l'éolien impliquent le déploiement d'infrastructures de production adjacentes permettant soit le stockage de l'électricité au cours des périodes de forte production soit de production ponctuelle d'électricité au cours des périodes de faible production afin de garantir à tout instant l'équilibre offre/demande sur les réseaux électriques de transport et de

[156] En 2015, la production électronucléaire métropolitaine s'élevait à 417 TWh contre 59 pour l'hydraulique, 34 pour le thermique fossile, 21 pour l'éolien, 8 pour les autres énergies et 7,4 pour le PV (RTE, 2016).
[157] Loi n°2000-108 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

distribution. En effet, ces variations induisent de « *pouvoir disposer d'importantes capacités de stockage sous forme de STEP (Stations de transfert d'énergie par pompage), autrement dit des centrales hydroélectriques de pompage-turbinage* […] [ainsi que] *la nécessité de disposer en plus d'un parc de centrales thermiques de réserve plus importante que celui existant actuellement* » (Deshaies, 2014a, p. 245). Cette nécessité d'accroître le parc de centrales thermiques de pointe constitue un paradoxe du déploiement à grande échelle d'un parc EnR dans un réseau centralisé.

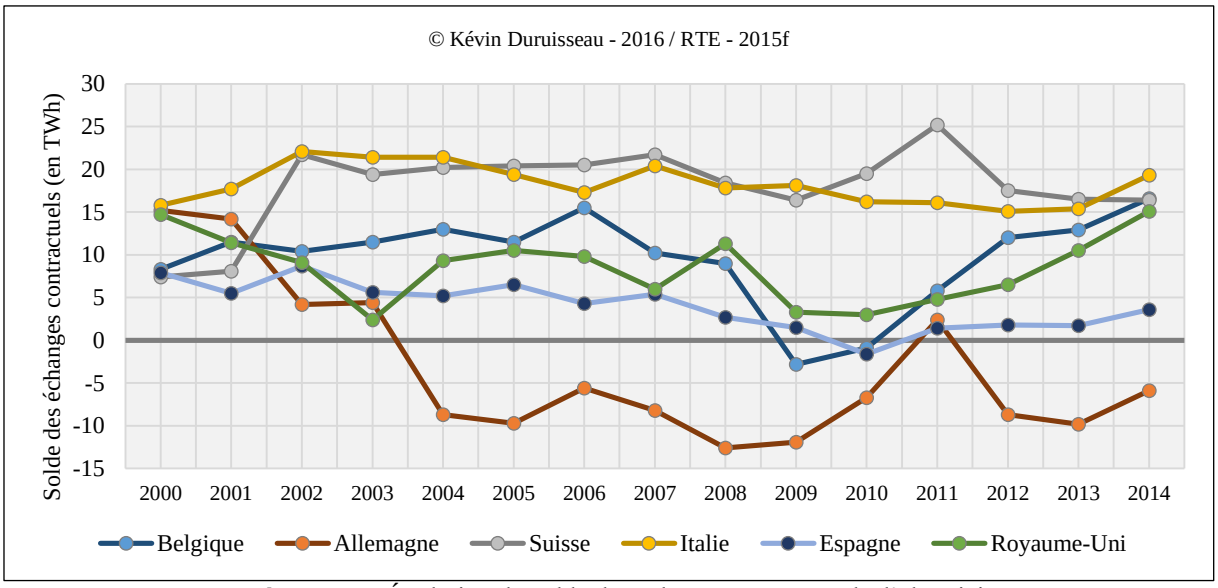


Graphique 19 – Variation du facteur de charge moyen et maximum mensuel de l'éolien et du PV en France métropolitaine en 2015 (en %)

3- Le rôle majeur du système électrique français métropolitain dans l'équilibrage du réseau européen perturbé par l'émergence de transitions énergétiques nationales.

En 2015, la consommation brute d'électricité métropolitaine était de 475,4 TWh pour une production nette de 546 TWh (RTE, 2016). Le système de production d'électricité français était donc excédentaire. Cette caractéristique constante résulte du développement massif des capacités électronucléaire depuis le milieu des années 1970. La France présente également un solde positif en matière d'échanges contractuels d'électricité avec ses voisins frontaliers, hormis avec l'Allemagne [cf. graphique 20]. Entre 2000 et 2015, ce solde s'établissait à 55,6 TWh/an. Le caractère excédentaire du système électrique métropolitain tend néanmoins à masquer une faiblesse de celui-ci : la difficulté croissante à répondre au défi des pointes de consommation. Au cours de plusieurs épisodes de pointe de consommation, le système électrique français a dû importer de l'électricité. Au cours de l'hiver, la consommation est de plus en plus sensible aux variations de température conduisant à une multiplication et à une amplification des pointes de consommation (RTE, 2016). « *L'amplification des maxima de consommation est une tendance lourde due à la part importante du chauffage électrique dans les logements neufs, ainsi que dans les locaux tertiaires* » (Deshaies, 2014a, p. 237). C'est la substitution observée du

thermique fossile par le PV et l'éolien ainsi que les fermetures successives de centrales à charbon et à fioul prévues entre 2015 et 2016 qui ont érodé les marges de sécurité du système électrique métropolitain et fait apparaître un risque de plus en plus important de déficit de production en cas de vagues de froid (RTE, 2014a). Cette aggravation des risques met en lumière l'impossibilité technologique actuelle d'une substitution parfaite du thermique fossile par des EnR dans la production d'électricité aux heures de pointe. Cette situation appelle par défaut à un renforcement de l'interconnexion physique du réseau électrique français à l'ensemble des réseaux électriques européens nationaux.



Graphique 20 – Évolution du solde des échanges contractuels d'électricité entre la France et ses voisins frontaliers entre 2000 et 2014 (en TWh)

Son caractère excédentaire et sa situation géographique au carrefour de l'Europe occidentale assigne au système électrique français « *un rôle essentiel dans l'équilibre du système européen interconnecté* » (Deshaies, 2014a, p. 236). La structure du mix-électrique métropolitain permet à la France de participer à l'équilibrage des réseaux électriques européens interconnectés, ce qui se traduit par des soldes d'échanges contractuels d'électricité majoritairement excédentaires avec ses voisins frontaliers. Ce constat implique de rendre aux réseaux électriques nationaux la souplesse qu'ils perdent dans le déploiement spatial EnR car la densification des réseaux et l'accroissement des capacités d'interconnexion seront indispensables des transitions énergétiques européennes nationales : « *l'une des principales difficultés de ces dernières années tient au fait que l'impact de la transition énergétique sur les réseaux a été sous-estimé. La problématique allemande de l'acheminement de l'électricité depuis le Nord, lieu de grande production éolienne, vers le Sud, consommateur, en donne une bonne illustration. Il en va de même en Italie, mais dans le sens inverse : les grandes villes consommatrices du Nord font appel à l'énergie massivement produite dans le Sud* » (Derdevet, 2015, p. 33). C'est cette nécessité de reconfigurer et de renforcer les réseaux électriques européens nationaux qui a poussé les Gestionnaires des Réseaux de Transport (GRT) d'électricité européens à former l'association ENTSO-E en 2009. L'Union européenne (UE) et

l'ENTSO-E visent dorénavant à « *pouvoir utiliser plus efficacement les complémentarités énergétiques des pays européens et d'améliorer la circulation de l'électricité par les interconnexions. Il faut notamment permettre à l'hydroélectricité des Alpes et de l'Europe du Nord, à l'éolien offshore de la mer du Nord et à l'énergie solaire du sud de l'Europe d'irriguer l'ensemble du réseau européen, afin de compenser les variations de production de l'une ou l'autre des sources d'énergies renouvelables* » (Deshaies, 2014d, p. 268-269). L'ENTSO-E estime ainsi à 100 milliards d'euros la rénovation ou la construction de 52 000 kilomètres de lignes à très haute tension d'ici 2020 nécessaire au déploiement des transitions énergétiques européennes (Mignon, 2014 ; Palle, 2015).

Le développement massif des capacités éoliennes et PV allemandes, espagnoles et italiennes a donné au système électrique français un rôle accru dans l'équilibrage du réseau électrique européen. La décision allemande de fermer l'ensemble de son parc électronucléaire, à la suite de la catastrophe de Fukushima (11 mars 2011), a encore renforcé ce rôle. Dans une séquence courte de trois mois, l'Allemagne a d'abord décidé, le 15 mars 2011, l'arrêt de huit de ses 17 centrales électronucléaires qui devaient être remises en activité le 15 juin 2011, puis le 30 mai 2011, le démantèlement de ces mêmes centrales et enfin le 6 juin 2011 la sortie complète du nucléaire à l'horizon 2020, conduisant au démantèlement des neuf centrales électronucléaires encore en fonctionnement (Bourgeois, 2011). Cet arrêt définitif de leurs centrales électronucléaires a accéléré le développement des capacités éoliennes et PV allemandes mais également des capacités thermiques charbonnières. C'est « *l'une des conséquences paradoxales de la transition énergétique* […] *depuis 2009 la production des centrales à lignite et à charbon est en progression constante, alors que celle des centrales à gaz a chuté. En 2013, la production des centrales à lignite a même atteint un record, retrouvant un niveau jamais vu depuis 1992* » (Deshaies, 2014c, p. 19). La transition énergétique allemande accompagnant la fermeture du parc nucléaire tend à accentuer les externalités environnementales négatives liées à la production d'électricité dans la mesure où le lignite est une variété de charbon dont la combustion est particulièrement émettrice de dioxyde de carbone (CO_2). Le développement massif des capacités éoliennes et PV allemandes déséquilibre techniquement et économiquement les systèmes électriques européens. Les fortes capacités éoliennes et PV amène l'Allemagne à exporter massivement de l'électricité vers ses voisins, aux moments de forte production, conduisant, lors de ses épisodes, à un arrêt de plusieurs unités de production à l'intérieur de ses propres frontières mais également dans ses pays voisins. C'est dans ces conditions que le système électrique allemand est devenu excédentaire alors qu'auparavant il importait massivement de l'électricité. Cette injection massive d'électricité EnR allemande dans le réseau électrique européen provoque des chutes de prix de l'électricité sur le marché de gros européen, pouvant conduire à des prix négatifs, qui remettent d'ailleurs en cause la rentabilité économique de nombreuses unités de production à travers l'Europe (Deshaies, 2013, 2014c ; Derdevet, 2015). Plusieurs centrales à cycle combiné gaz (CCG) construites récemment en France mais également dans d'autres pays européens, ne sont, de ce

fait, plus rentables et sont donc laissées à l'arrêt. La transition énergétique allemande révèle le manque de coordination entre les États membres de l'Union européenne (UE) et interroge les capacités communautaires à mener une transition énergétique régionale cohérente et viable.

4- Des coûts de production élevés déterminant une faible compétitivité.

Les coûts de production de l'électricité[158] d'origine PV sont les plus élevés parmi l'ensemble des filières électriques exploitables sur le territoire métropolitain [cf. tableau 19]. Ces coûts de production sont évalués entre 87,1 €/MWh (CRE, 2014) et 547 €/MWh (Cour des Comptes, 2013), selon l'organisme évaluateur et l'année d'évaluation entre 2006 et 2014. Le PVS présente une meilleure compétitivité affichant des coûts de production compris entre 87,1 €/MWh (CRE, 2014) et 365 €/MWh (Cour des Comptes, 2013) entre 2006 et 2014. Ces coûts de production sont comparables à ceux observés en Allemagne, en Espagne et en Italie.

	Évaluation des coûts en €/MWh			
	UFE/DGEC [2011]	**Énergies 2050 [2012]**	**Cour des Comptes [2013/2014]**	**CRE [2014]**
Thermique nucléaire	42,3	56	49,5 – 61,6	
Thermique fossile	61 – 86	67 – 69		
dont CCG	61	69		
dont fioul	86			
dont charbon/lignite	66	67		
Énergies de stock	42,3 – 86	56 – 69	49,5 – 61,6	
Hydraulique	55		38 – 188	
Éolien on-shore	65	73	62 – 102	51,6 – 108,8
Éolien off-shore	143	102	87 – 116	
Photovoltaïque (PV)			114 – 547	87,1 – 285,1
Photovoltaïque au sol (PVS)	**217**	**150**	**114 – 365**	87,1 – 94,6
Biomasse			56 – 223	
Méthanisation			61 – 241	
Énergies de flux	55 – 217	73 – 150	38 – 547	

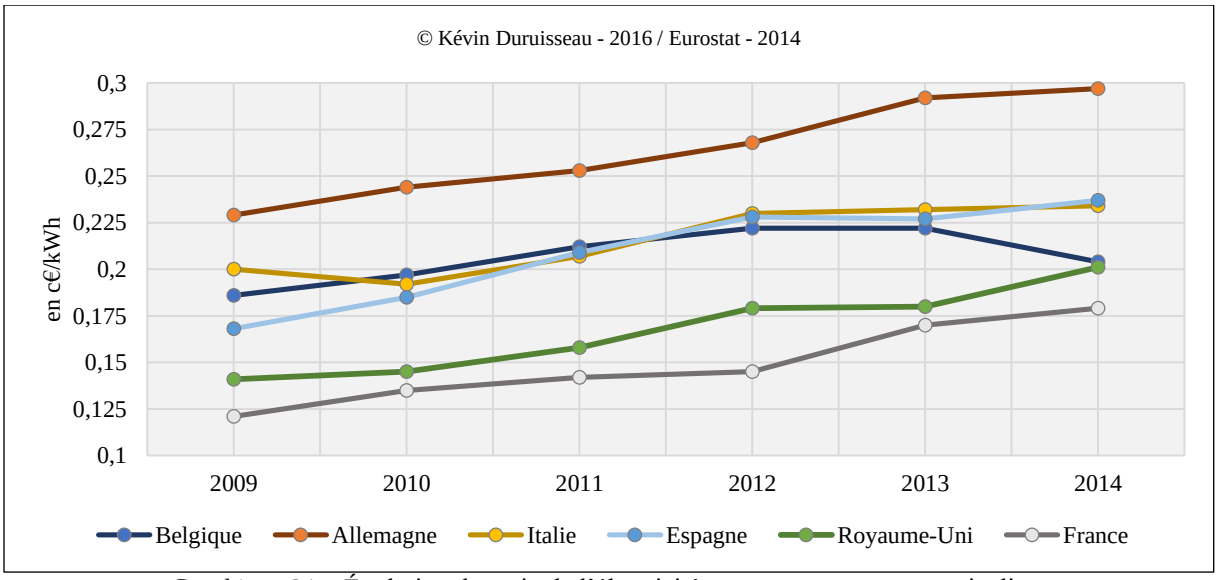
UFE → Union des Fabricants d'Électricité / DGEC → Direction Générale de l'Énergie et du Climat
CRE → Commission de Régulation de l'Énergie
© Kévin Duruisseau – 2016

Tableau 19 – Évaluation des coûts de production des filières électriques en France métropolitaine (en €/MWh)

Les coûts de production élevés de l'électricité d'origine PV constituent un facteur limitant important au développement de cette EnR, la production électronucléaire dominante dans le système électrique français métropolitain affichant actuellement des coûts de production parmi les plus faibles. La Cour des Comptes évalue les coûts de production de l'électricité d'origine thermique nucléaire entre 49,5 et 61,6 €/MWh, le dernier chiffre intégrant les coûts de démantèlement à venir du parc électronucléaire français. L'intérêt environnemental des EnR a compensé leur « surcoût » par rapport aux énergies fossiles et permis leur substitution dans le mix-électrique métropolitain comme précédemment évoquée.

[158] Les coûts de production recoupent les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance, le taux d'actualisation, le niveau de production et la durée de vie économie de l'exploitation (Hansen et Percebois, 2011).

Les faibles coûts de production de l'électricité issue du couple hydro-électronucléaire sont en France métropolitaine associés à des tarifs de vente d'électricité aux particuliers et aux gros consommateurs parmi les plus compétitifs de toute l'UE. En 2014, les prix de l'électricité s'établissaient à 0,179 c€/kWh pour les particuliers et à 0,09 c€/kWh pour les gros consommateurs. Malgré une nette tendance haussière, les prix consentis aux consommateurs particuliers sont inférieurs à ceux consentis dans l'ensemble des pays frontaliers membres de l'UE ainsi qu'à la moyenne communautaire des prix pratiqués [cf. graphique 21]. La comparaison avec l'Allemagne, pays dans lequel le déploiement spatial PV et éolien est plus avancé, est intéressante. En 2014, les prix de l'électricité allemande s'établissaient à 0,297 c€/kWh pour les particuliers et à 0,152 c€/kWh pour les gros consommateurs. Ce différentiel important entre les prix français et allemands résultent de l'avance allemande dans le développement des EnR et du fait qu'en Allemagne, les charges de ce développement reposent en grande partie sur les consommateurs particuliers : entre 2009 et 2014 le prix de l'électricité consenti à ces derniers a augmenté de +0,068 c€/kWh (Bourgeois, 2014). Ce précédent allemand doit être pris en compte pour penser la maîtrise des coûts de la transition énergétique « bas carbone » française alors que le prix de l'électricité métropolitaine a déjà augmenté de +0,058 c€/kWh entre 2005 et 2014.



Graphique 21 – Évolution des prix de l'électricité aux consommateurs particuliers en Belgique, Allemagne, Italie, Espagne, Royaume-Uni et en France entre 2009 et 2014 (en c€/kWh)

B- Le précédent éolien : un premier tournant EnR pour le système électrique français métropolitain.

1- La difficile émergence d'une politique publique éolienne française.

Dès le milieu des années 1970, dans le contexte des chocs pétroliers, le Danemark a amorcé timidement un développement éolien à grande échelle afin d'améliorer sa sécurité énergétique et de réduire sa dépendance vis-à-vis des hydrocarbures (Evrard, 2013). Cette

politique électrique s'est également accompagnée d'une politique de développement de la filière industrielle pour permettre à des entreprises de maîtriser l'ensemble de la chaîne de valeur de cette filière émergente (Van Est, 1999 ; Meier, 2004 ; Meier et Koefoed, 2006). Cependant entre les années 1970 et 1980, cette nouvelle filière demeure une niche. Il faut attendre les années 1990 pour assister à l'amorce d'un développement massif de l'éolien au Danemark. On retrouve une même séquence en Allemagne où il faut attendre le début des années 1990 pour assister au développement successif de l'éolien et du PV à grande échelle (Evrard, 2013). Pour rendre possible ce développement EnR massif, les deux pays vont mettre en place un nouvel instrument économique : le système des tarifs de rachat (Debourdeau, 2011).

Si l'émergence de l'éolien et du PV en Allemagne et au Danemark s'est accompagnée de résistances de la part des milieux politiques et économiques qui expliquent le report de leur développement aux années 1990, la situation de la France apparaît très particulière. Pour les mêmes raisons que l'Allemagne et le Danemark, les deux chocs pétroliers ont conduit les pouvoirs publics français à mettre en place des programmes de recherche et développement (R&D) visant à l'émergence de nouvelles filières électriques alternatives. Cependant, il ne s'agissait alors que de politiques d'accompagnement au déploiement spatial d'un vaste parc électronucléaire en France métropolitaine, plusieurs programmes de R&D éoliens ayant débouché dès les années 1960 sur des applications industrielles aux résultats décevants discréditant les EnR par rapport à l'électronucléaire. Il faut également noter que les répercutions sociétales de la catastrophe de Tchernobyl en 1986 n'ont pas été aussi importantes en France qu'en Allemagne ou au Danemark. « *L'organisation institutionnelle ainsi que le socle de valeurs et de représentations du secteur électrique permettent, en France, de limiter l'impact de l'accident de Tchernobyl. L'État et l'industrie nucléaire mobilisent toutes leurs ressources, se risquant même à nier l'existence du problème, pour limiter le crise, s'assurer du soutien de la population et protéger le nucléaire de la remise en cause post-Tchernobyl qu'il a connue outre-Rhin* » (Evrard, 2013, p. 200). Cette communication des pouvoirs publics français a vu ses effets sur la société amplifiés par la conscientisation de la question climatique au cours des années 1990. En effet, la filière électronucléaire produit une électricité sans aucun effet sur le réchauffement climatique et son développement massif a mis la France dans une position singulière par rapport à l'Allemagne et au Danemark quant au développement des EnR.

L'émergence de la politique publique française de développement éolien, dans la seconde moitié des années 1990, ne résulte pas d'une soudaine volonté des pouvoirs publics de développer une filière électrique alternative. Cette émergence est directement liée aux négociations communautaires, amorcées au milieu des années 1980, portant sur l'ouverture à la concurrence et la libéralisation des marchés européens et nationaux. « *Au regard du suréquipement nucléaire et de l'excédent d'électricité produite, il est important pour la France d'obtenir une ouverture des marchés permettant de ne pas « perdre » l'électricité produite, voire d'obtenir des gains économiques. Pour favoriser l'acceptabilité de ce projet par les*

partenaires européens, la France doit infléchir son image de « tout nucléaire » et de résistance aux énergies renouvelables » (Evrard, 2013, p. 206). Les pouvoirs publics français, et plus particulièrement sa Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP), ont donc envisagé de permettre un déploiement spatial EnR en limitant ce développement par la non remise en cause du « tout nucléaire ». Cette position est alors également partagée par le groupe EDF qui semble prêt à se lancer dans le développement EnR à la condition que le groupe ne perde pas de capitaux (Evrard, 2013).

C'est dans ces nouvelles conditions que la France a lancé timidement un programme éolien dans la seconde moitié des années 1990 : Eole 2005. À l'inverse de l'Allemagne et du Danemark, les pouvoirs publics français ont décidé de lancer le développement éolien métropolitain sur la base d'un système d'appel d'offre sous la pression du groupe EDF allant ainsi à rebours des recommandations de l'ADEME et de la CRE. « *Entre 1997 et 1999, trois procédures d'appel à proposition ont* [donc] *été lancées et un comité national de sélection a retenu 55 projets dont seulement 23 ont été réalisés pour 129 MW raccordés* » (Grijol, 2012, p. 35). L'échec du programme Eole 2005 a incité les pouvoirs publics à un changement stratégique conduisant au passage d'un système national d'appel d'offres à un système de tarifs de rachat. Si l'article 10 de la loi du 10 février 2000 prévoit une obligation d'achat de l'électricité d'origine renouvelable, cette loi n'arrête pas pour autant un mécanisme de soutien financier précis. Il faut attendre l'arrêté du 8 juin 2001[159] pour qu'un tarif de rachat de l'électricité éolienne soit fixé. « *Le prix d'achat retenu pour l'électricité d'origine éolienne, bien supérieur au coût de production, sera de 83,8 euros/MWh pendant les cinq premières années, puis de 30,5 à 83,8 euros/MWh pendant dix ans* » (Ibid, p. 35).

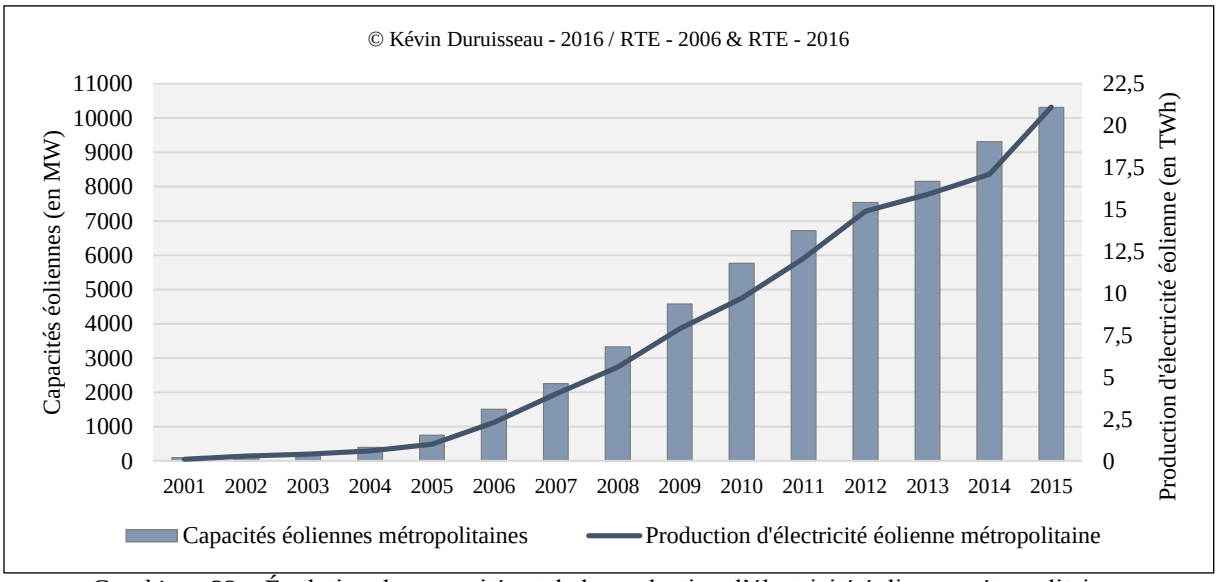
2- Un développement éolien en retard au regard des objectifs nationaux et de l'éolien allemand.

L'instauration de ce tarif de rachat a permis un développement important des capacités éoliennes métropolitaines qui ont atteint 10 312 MW en 2015 (RTE, 2016). Entre 2001 et 2015, les capacités éoliennes métropolitaines se sont accrues de manière soutenue avec un accroissement moyen de 681 MW/an au cours de ces 15 années. Cependant, depuis le pic d'implantation enregistré en 2009 avec ses 1 247 MW installés, le rythme d'accroissement ne progresse plus et a même chuté à 621 MW installés en 2013 [cf. graphique 22]. Le renforcement des procédures telle l'instauration des Zones de Développement Éolien (ZDE) ou encore l'inscription des parcs éoliens dans le régime des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement[160] (ICPE) auquel s'ajoute la multiplication des conflits entourant le

[159] Arrêté du 8 juin 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées à l'article 2 (2°) du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.

[160] Les installations et usines « *susceptibles de générer des risques ou des dangers sont soumises à une législation et une réglementation particulières, relatives à ce que l'on appelle « les installations classées pour la protection de l'environnement ». Localement ce sont les services de l'inspection des installations classées au sein de la DREAL (hors élevages) ou des DDPP des préfectures (élevages) qui font appliquer, sous l'autorité du préfet de*

développement de ces nouvelles infrastructures électriques expliquent l'affaiblissement du rythme d'accroissement des capacités éoliennes métropolitaines (Grijol, 2012 ; Deshaies, 2013). L'impact réel du développement éolien est par ailleurs physiquement réduit par le caractère intermittent de cette énergie : au 8 % de capacités installées que représentait le parc éolien métropolitain en 2015 ne correspond que 3,9 % de la production d'électricité métropolitaine.



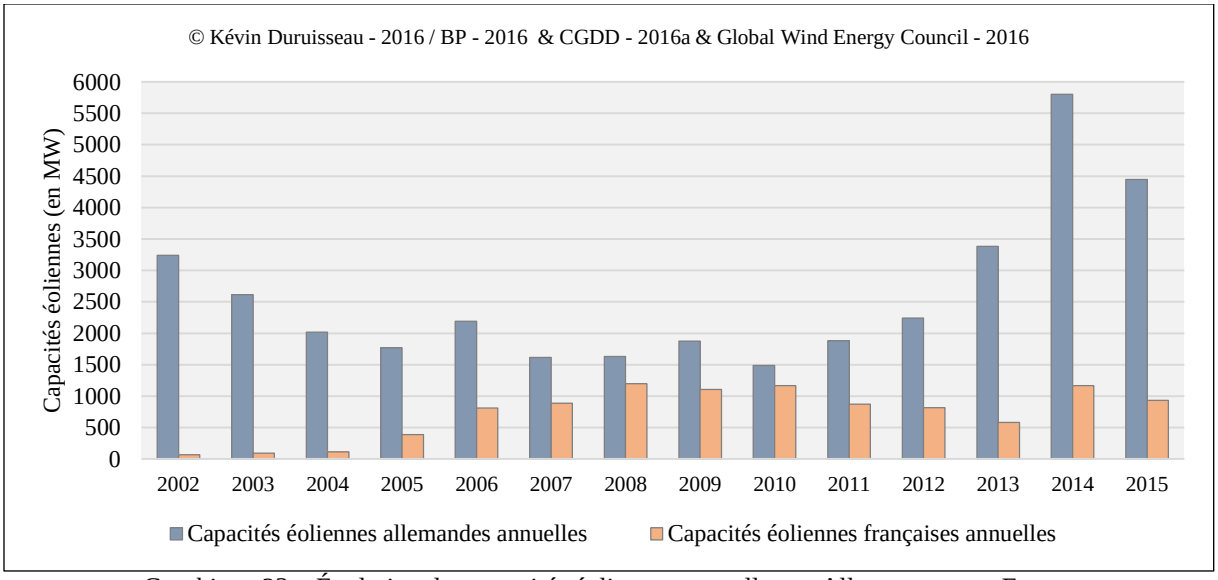
Graphique 22 – Évolution des capacités et de la production d'électricité éolienne métropolitaines entre 2001 et 2015 (en MW et en TWh)

Le niveau des capacités éoliennes françaises – soit 10 308 MW en 2015 – est encore très éloigné des objectifs fixés par la Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI) de production d'électricité [2009-2020] qui prévoit un niveau de capacités éoliennes installées de 25 000 MW dont 6 000 MW de capacités éoliennes *off-shore*. Pour tenir cet objectif, la France devrait entre 2015 et 2020 voir ses capacités éoliennes s'accroître de 2 449 MW/an, soit un rythme quatre fois supérieur à celui observé entre 2001 et 2015. Le niveau des capacités éoliennes françaises est également très éloigné des objectifs fixés par la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) (2015-2018 / 2015-2023), ces objectifs oscillant entre 14 300 et 15 000 MW à l'horizon 2018 et entre 21 800 et 27 000 MW à l'horizon 2023. Ces objectifs apparaissent actuellement très difficiles à réaliser si on considère le rythme d'accroissement du parc éolien français et les deux appels d'offres éolien *off-shore* de 2011 et 2013 qui ne prévoient que 3 000 MW supplémentaires[161]. Son quatrième rang au niveau communautaire traduit mal

département, les mesures de cette police administrative » (http://www.developpement-durable.gouv.fr/-Installations-Classees-pour-la-.html, 2016).

[161] Le premier appel d'offre a été lancé le 11 juillet 2011 et la désignation des lauréats a eu lieu le 6 avril 2012. Il prévoyait initialement 3 000 MW de capacités éoliennes off-shore. La désignation des lauréats a finalement débouché sur 1 928 MW répartis entre Fécamp (498 MW), Courseulles-sur-Mer (450 MW), Saint-Nazaire (480 MW) et Saint-Brieuc (500 MW). Le deuxième appel d'offre a été lancé le 22 mars 2013 et la désignation des lauréats a eu lieu le 7 mai. La désignation des lauréats a débouché sur 992 MW répartis entre Le Tréport (496 MW) et l'Île d'Yeu (496 MW) (http://www.developpement-durable.gouv.fr/Presentation-de-l-appel-d-offres.html, 2016).

le retard de la France par rapport à ses voisins européens. Comparés aux 10 308 MW installés en France en 2015, le Royaume-Uni, l'Espagne et l'Allemagne affichaient respectivement des capacités installées de 13 855 MW, 23 025 MW et 44 947 MW (EurObserv'ER, 2015). En plus de ce retard dans le développement éolien, la France présente une dynamique divergente avec ses voisins européens et en particulier avec l'Allemagne : alors qu'en France l'accroissement annuel des capacités éoliennes installées a tendance à baisser depuis la période 2009-2010, celui de l'Allemagne a, lui, tendance à augmenter fortement [cf. graphique 23]. Malgré ces faiblesses, le développement des capacités éoliennes métropolitaines, à partir du début des années 2000, a pourtant constitué un premier tournant dans la relative diversification du mix-électrique métropolitain.



Graphique 23 – Évolution des capacités éoliennes annuelles en Allemagne et en France entre 2002 et 2015 (en MW)

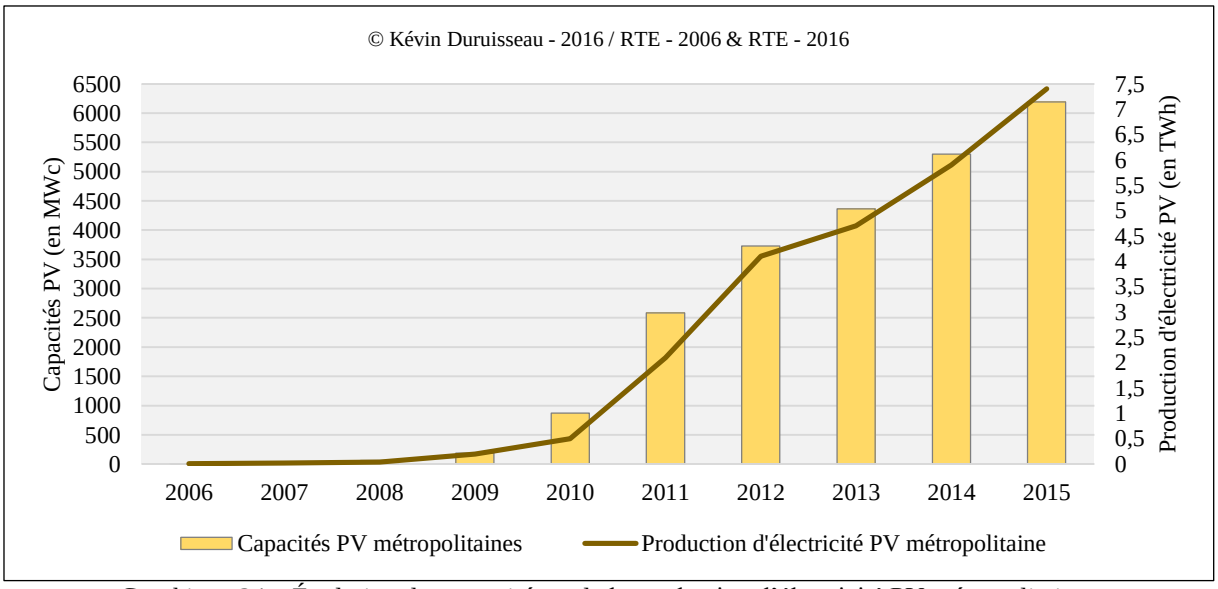
C- Le développement PV en France métropolitaine : la place prépondérante des unités PVS.

1- Un retard manifeste comparé au PV allemand.

Le développement des capacités PV métropolitaines, à partir du milieu des années 2000, a constitué un second tournant EnR pour le système électrique français métropolitain. Conformément à l'article 10 de la loi du 10 février 2000, les pouvoirs publics français ont instauré, par l'arrêté du 13 mars 2002[162], un tarif de rachat de l'électricité PV. Celui-ci est alors fixé à 15,25 c€/kWh en France métropolitaine et à 30,5 c€/kWh en Corse et dans les DOM. Ce premier tarif de rachat était beaucoup trop faible et les conditions à remplir pour en bénéficier beaucoup trop confuses ce qui explique que le développement des capacités PV métropolitaine n'ait commencé véritablement qu'avec l'instauration d'un nouveau tarif de rachat fortement

[162] Arrêté du 13 mars 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

revalorisé avec l'arrêté du 10 juillet 2006[163]. Le tarif de rachat de l'électricité PV est alors fixé à 30 c€/kWh en France métropolitaine et à 40 c€/kWh en Corse et dans les DOM. Cette revalorisation a permis un développement important des capacités PV métropolitaines qui ont atteint le niveau de 6 191 MWc en 2015 (RTE, 2016). Entre 2006 et 2015, les capacités se sont accrues de manière soutenue avec un accroissement moyen de 619 MWc/an. Ce rythme d'accroissement moyen est comparable à celui des capacités éoliennes métropolitaines entre 2001 et 2010. Cependant, depuis le pic d'implantation enregistré en 2011 avec 1 710 MWc installés, le rythme d'accroissement ne progresse plus et a même chuté à 639 MWc installés en 2013 [cf. graphique 24]. Comme pour l'éolien, l'impact réel du développement PV est physiquement réduit par le caractère intermittent de cette énergie : au 4,8 % de capacités installées que représentait le parc PV métropolitain en 2015 ne correspond que 1,4 % de la production d'électricité.

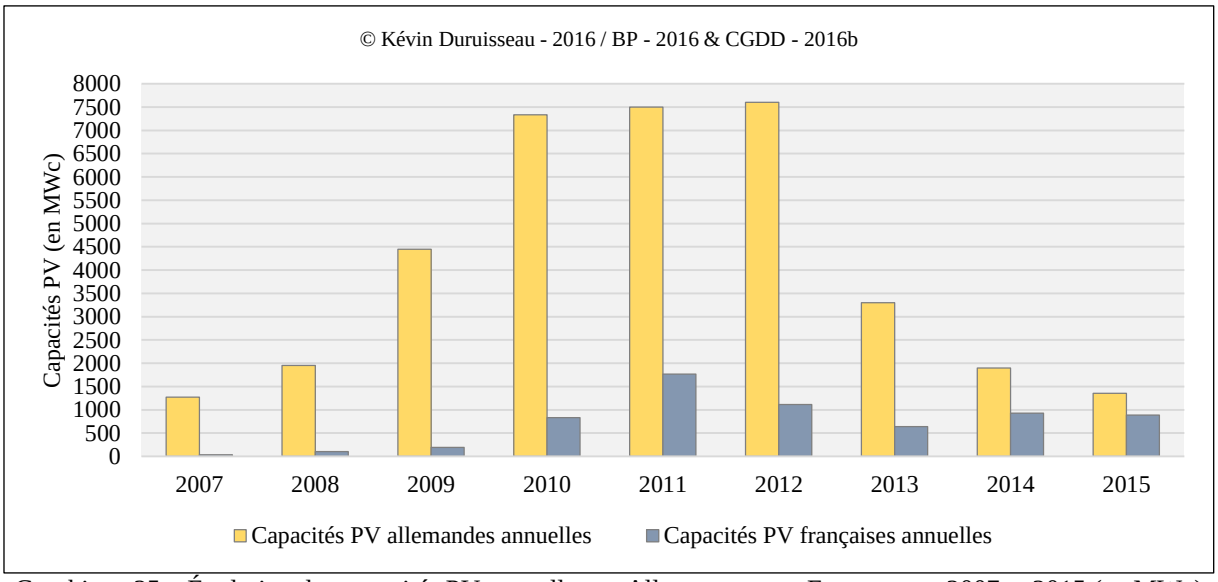


Graphique 24 – Évolution des capacités et de la production d'électricité PV métropolitaines entre 2001 et 2015 (en MWc et en TWh)

Le niveau des capacités PV françaises – soit 6 549 MWc en 2015 – est supérieur à l'objectif initial fixé par la PPI de production d'électricité [2009-2020] qui prévoyait un niveau de capacités PV installées 5 400 MWc. Cette situation peut s'expliquer par le niveau moins ambitieux visé pour le PV et par une moindre opposition sociétale (Zélem, 2012 ; Deshaies, 2014a, 2014c). L'objectif fixé ayant été dépassé en 2014, et conformément à la loi TECV du 17 août 2015, l'arrêté du 28 août 2015[164] a fixé un nouvel objectif à 8 000 MWc à l'horizon 2020. Le niveau des capacités PV françaises est néanmoins éloigné des objectifs fixés par la PPE (2015-2018 / 2015-2023), ces objectifs oscillant entre 9 000 et 10 200 MWc à l'horizon 2018 et entre 12 000 et 20 200 MWc à l'horizon 2023. Comme pour l'éolien, le troisième rang de la France au niveau communautaire traduit mal son retard par rapport à ses voisins

[163] Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.
[164] Arrêté du 28 août 2015 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité.

européens. Comparés aux 6 549 MWc installés en France au 31 décembre 2015 (CGDD, 2016b), l'Italie et l'Allemagne affichaient respectivement des capacités PV installées de 18 762 MWc et 39 555 MWc (BP, 2016). En plus de ce retard dans le développement PV, la France présente une dynamique divergente avec ses voisins européens et en particulier avec Allemagne [cf. graphique 25] : entre 2006 et 2015 l'accroissement moyen des capacités PV françaises s'élevait à 651 MWc/an contre 3 666 MWc/an en Allemagne.



Graphique 25 – Évolution des capacités PV annuelles en Allemagne et en France entre 2007 et 2015 (en MWc)

2- Le parc PV métropolitain : toitures et unités PVS.

La production d'électricité PV métropolitaine repose sur différents types d'infrastructures de déploiement des modules PV : les toitures résidentielles/particulières, collectives et industrielles, les hangars et les serres agricoles, les ombrières de parking et les centrales au sol. Leurs capacités de production varient entre 0,003 MWc (toitures résidentielles) et 12 MWc[165] (toitures collectives et industrielles, serres agricoles, ombrières de parking et unités au sol). En 2015, le parc PV métropolitain était dominé par les infrastructures sur surfaces bâties et en ombrières de parking [cf. tableau 20]. Ces infrastructures représentaient, à elles seules, 60,2 % des capacités PV métropolitaines, soit 3 721 MWc (CGDD, 2016b). Elles représentaient 99,9 % des installations PV métropolitaines, soit 358 029 unités PV (CGDD, 2016b). Dans ce contexte, les unités PVS ne représentaient que 0,1 % des installations PV métropolitaines avec 371 unités PV (Observ'ER, 2015a ; Données personnelles, 2016). Malgré cette part infime en nombre dans l'ensemble des installations PV métropolitaines, les unités PVS représentaient 39,8 % des capacités PV métropolitaines avec 2 465 MWc (Observ'ER, 2015a ; Données personelles, 2016). Ainsi les unités PVS constituent un des types

[165] Décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000 fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité. Ce décret fixe un seuil maximum de 12 MW pour les installations de production d'électricité pouvant bénéficier de l'obligation d'achat.

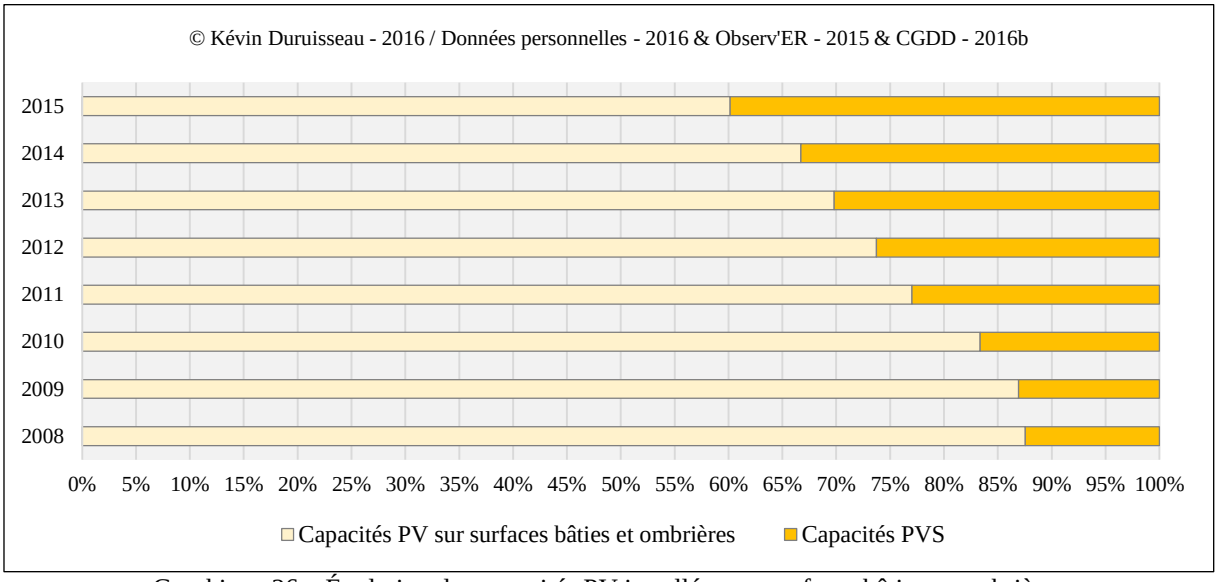
d'infrastructure PV présentant les plus fortes capacités PV installées en France métropolitaine en 2015, si on distingue les différents types de toitures et ombrières.

		Type d'infrastructure selon la puissance installée		Capacités totales installées selon la puissance installée	
Tranche de puissance	≤ 3 kWc	Toiture résidentielle		742 MWc	
	> 3 kWc et ≤ 9 kWc	Toiture collective Toiture industrielle Hangars agricoles Serres agricoles Ombrières		320 MWc	
	> 9 kWc et ≤ 36 kWc			369 MWc	
	> 36 kWc et ≤ 100 kWc		**Unités PVS**	800 MWc	**dont 2 465 MWc au sol**
	> 100 kWc et ≤ 250 kWc			928 MWc	
	> 250 kWc			3027 MWc	
	Ensemble France métropolitaine			**6186 MWc**	**dont 2 465 MWc au sol**

© Kévin Duruisseau – 2016 / CGDD – 2016b

Tableau 20 – Répartition des capacités PV métropolitaines au 31 décembre 2015

Depuis les trois premières mises en activité d'unités PVS en 2008, le poids de ce type d'infrastructure ne cesse de s'accroître dans le « mix-électrique-photovoltaïque » métropolitain [cf. graphique 26]. Entre 2008 et 2015, la part du PVS dans le « mix-électrique-photovoltaïque » métropolitain est passée de 12,5 à 39,8 %, soit une progression de +27,3 pts au cours de cette période.

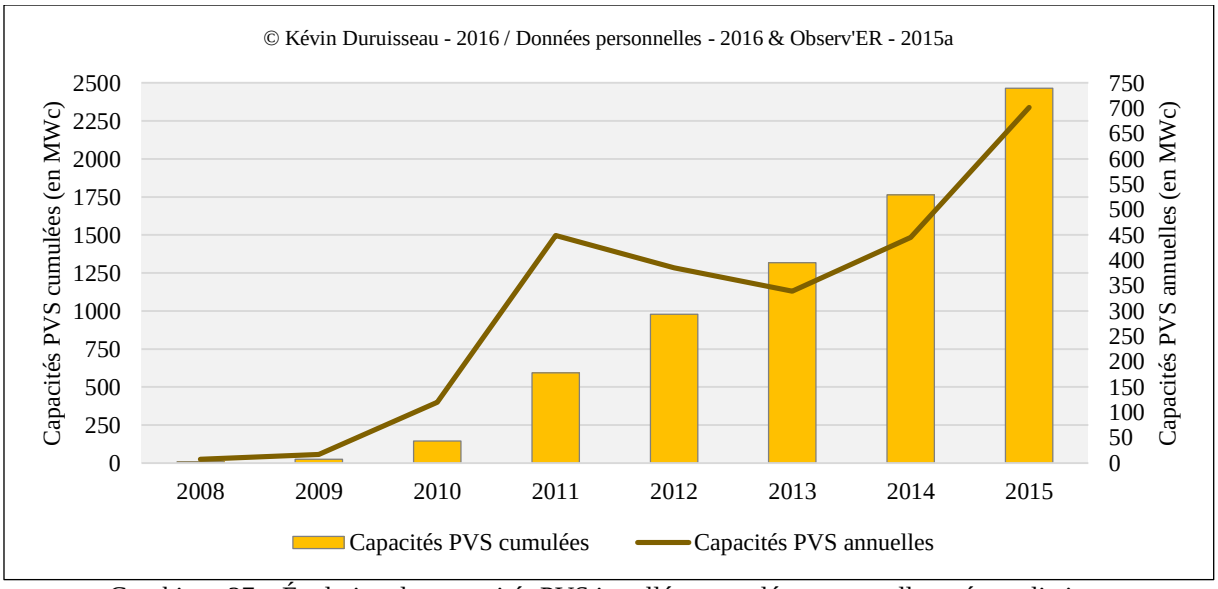


Graphique 26 – Évolution des capacités PV installées sur surfaces bâties et ombrières et des capacités PVS installées entre 2008 et 2015 en France métropolitaine (en %)

Cette progression de la part des unités PVS dans les capacités PV installées métropolitaines s'explique mathématiquement par le fait que les capacités PVS installées se sont toujours accrues à un rythme plus important que les capacités PV installées sur surfaces bâties et ombrières et que les capacités PV installées métropolitaines globales. Entre 2008 et 2015, les capacités PVS ont été multipliées par 324 contre 70 pour les capacités PV sur surfaces bâties et ombrières et 101 pour les capacités PV installées métropolitaines globales.

Entre 2008 et 2015, les capacités PVS installées métropolitaines sont passées de 7,6 à 2 465 MWc, soit un accroissement moyen de 307 MWc/an dans cet intervalle. Trois vagues,

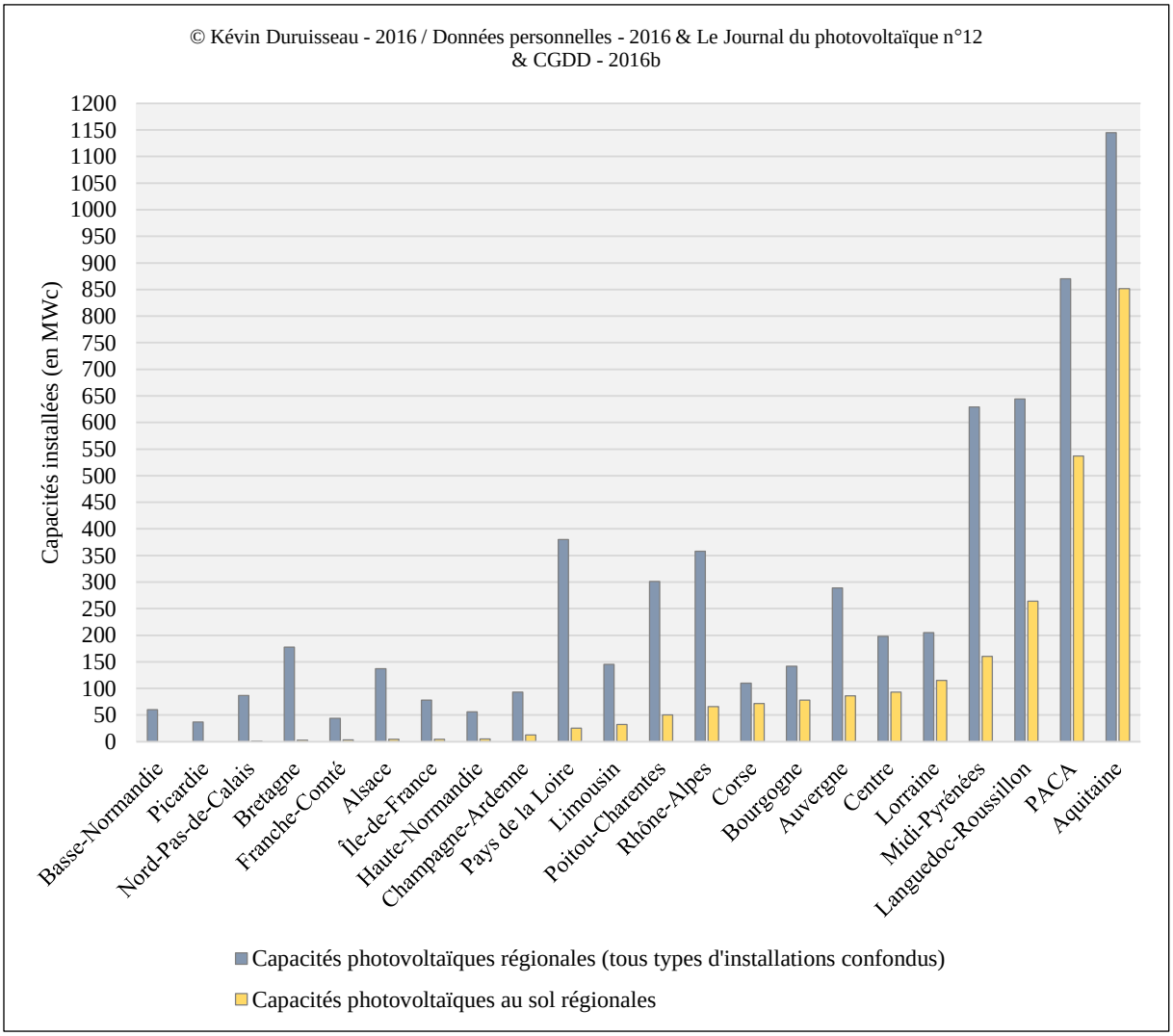
aux taux d'accroissement moyen différents, séquence cette période [cf. graphique 27]. Durant une première vague [2008-2011] avec un taux d'accroissement moyen de +147 MWc/an, les capacités PVS installées métropolitaines sont passées de 7,6 à 594 MWc. Durant cette vague, la croissance annuelle des capacités est passée de +7,6 MWc/an en 2008 à +449 MWc/an en 2011. Durant une deuxième vague [2011-2013] avec un taux d'accroissement moyen de +242 MWc/an, les capacités PVS installées métropolitaines sont passées de 594 à 1 318 MWc. Durant cette vague, la croissance annuelle des capacités est passée de +449 MWc/an en 2011 à +339 MWc/an en 2013, ce qui correspond à un ralentissement de la croissance annuelle des mises en activité d'unités PVS. Durant une troisième vague [2013-2015] avec un taux d'accroissement moyen de +382 MWc/an, les capacités PVS installées métropolitaines sont passées de 1 318 à 2 465 MWc. Durant cette vague, la croissance annuelle des capacités est passée de +339 MWc/an en 2013 à 701 MWc/an en 2015, ce qui correspond à une accélération de la croissance annuelle des mises en activité d'unités PVS.



Graphique 27 – Évolution des capacités PVS installées cumulées et annuelles métropolitaines entre 2008 et 2015 (en MWc)

Cependant, il faut préciser qu'à la différence des capacités PV installées sur surfaces bâties et ombrières, le déploiement spatial PVS n'a pas concerné toutes les régions françaises métropolitaine entre 2008 et 2015 [cf. graphique 28]. Les régions Picardie et Basse-Normandie, dont les capacités PV installées sur surfaces bâties et ombrières atteignaient respectivement 37 MWc et 60 MWc au 31 décembre 2015 (CGDD, 2016b), ne possédaient aucune capacité PVS. Parmi les 20 régions françaises métropolitaines possédant des capacités PVS installées, les régions Aquitaine et Provence-Alpes-Côte-d'Azur (PACA), respectivement au premier et au deuxième rang, concentraient à elles seules 56,4 % des capacités PVS installées métropolitaines. Si on y ajoute les régions Languedoc-Roussillon et Midi-Pyrénées, respectivement au troisième et au quatrième rang, 73,6 % des capacités PVS installées en France métropolitaine se trouvaient concentrées en 2015 dans ces quatre régions méridionales. La concentration des capacités PVS installées métropolitaines constitue une caractéristique

majeure du déploiement de ce nouveau type d'infrastructure électrique sur le territoire français, justifiant l'étude de leur diffusion dans les territoires du sud de la France. Malgré un système électrique aux caractéristiques défavorables au déploiement spatial des EnR et la place prise par le précédent éolien, le PV connaît un développement relativement soutenu en France métropolitaine. Sa géographie est néanmoins marquée par une dichotomie Nord/Sud qui s'accentue nettement lorsqu'est seulement pris en compte le seul développement PVS.



Graphique 28 – Capacités PV et PVS installées dans les 22 régions françaises métropolitaines au 31 décembre 2015 (en MWc)

II- Les unités PVS dans les territoires du sud de la France : quelle géographie ?

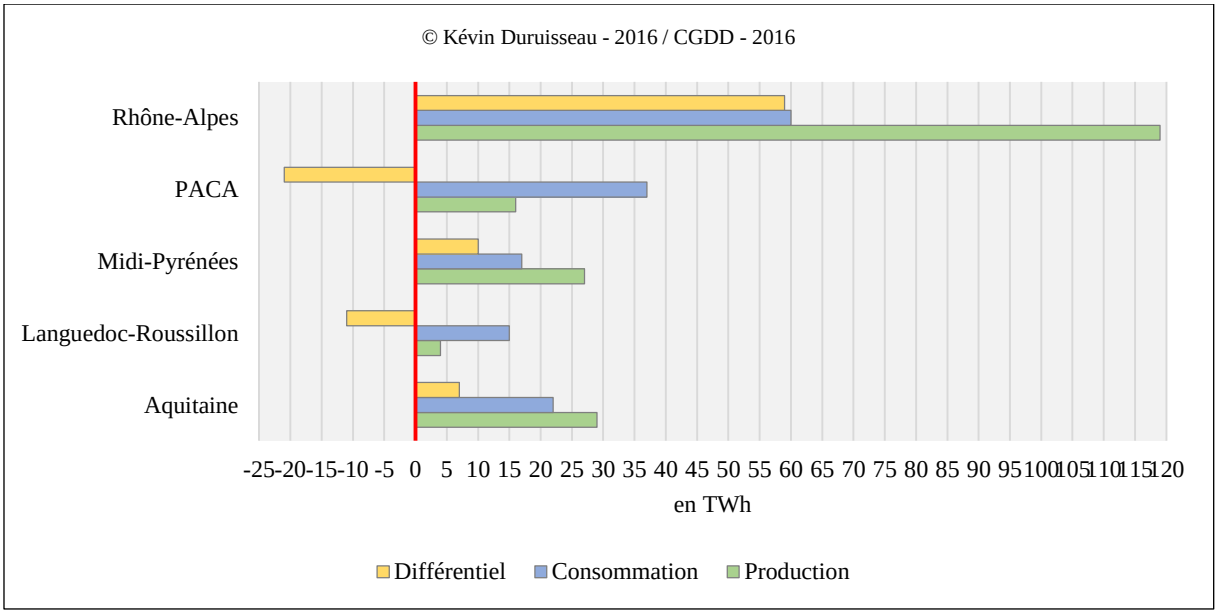
En 2015, les régions Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes concentraient 59 % des capacités PV installées métropolitaines. Ces cinq régions, constituant le territoire d'étude, concentraient plus particulièrement 76,2 % des capacités PVS installées métropolitaines. Après avoir étudié le développement relativement soutenu des unités

PVS sur le territoire d'étude à travers une approche diachronique (A), notre recherche s'attache à analyser plus spécifiquement le déploiement spatial de ce type d'infrastructure électrique (B).

A- Le développement rapide des unités PVS sur le territoire d'étude.

1- Un territoire d'étude pionnier aux multiples profils électriques régionaux.

L'instauration d'un tarif de rachat élevé de l'électricité PV, par l'arrêté du 10 juillet 2006, a permis d'amorcer un net développement des capacités PV, et plus particulièrement des capacités PVS, dans les régions Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes. Ce développement va néanmoins s'inscrire dans des contextes électriques régionaux différents [cf. graphique 29].



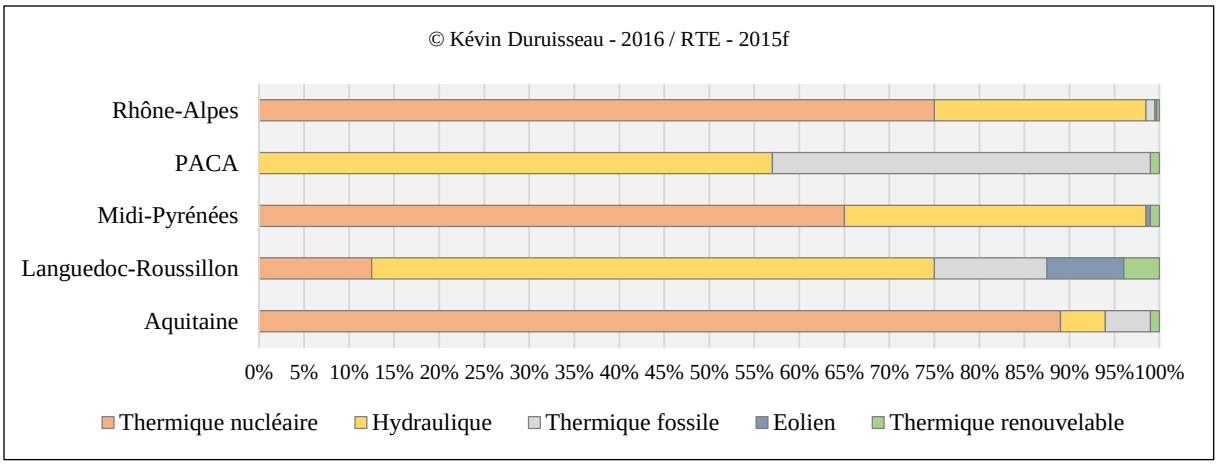
Graphique 29 – Production, consommation et différentiel électriques
en Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes en 2006 (en TWh)

En 2006, seules trois des cinq régions du territoire d'étude sont dans une situation d'excédent électrique[166]. La région Rhône-Alpes produit près de deux fois plus d'électricité qu'elle n'en consomme. Les régions Aquitaine et Midi-Pyrénées présentent alors des excédents de 36 % et de 59 %. Deux régions sont en situation de déficit électrique, les régions Languedoc-Roussillon et PACA ne produisent respectivement que 26 % et 42 % de l'électricité qu'elles consomment. Pour trois de ces régions, une situation déficitaire de production ne peut donc être invoquée pour justifier le développement massif des capacités PVS.

Le profil de production d'électricité de ces cinq régions explique en partie les situations d'excédent ou de déficit observées [cf. graphique 30]. Les régions dont la production est

[166] En 2006, les régions Aquitaine, Midi-Pyrénées et Rhône-Alpes présentent respectivement un excédent électrique de +7 TWh, de +10 TWh et de +59 TWh quand les régions Languedoc-Roussillon et PACA présentent respectivement un déficit électrique de -11 TWh et de -21 TWh (CGDD, 2016).

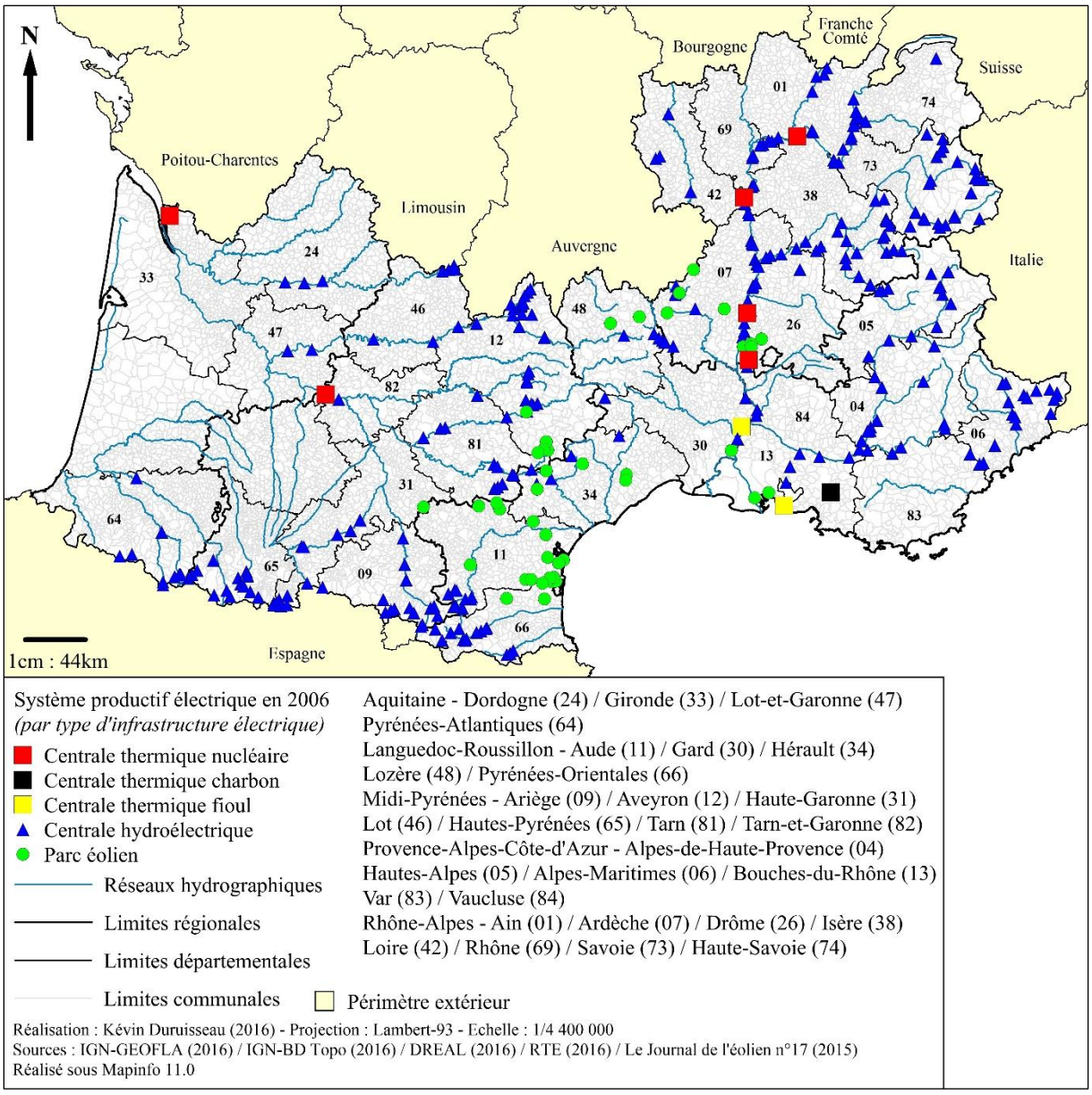
dominée par le couple historique hydro-électronucléaire sont des régions excédentaires en électricité. C'est le cas des régions Aquitaine, Midi-Pyrénées et Rhône-Alpes pour lesquelles ce contexte n'est pas favorable au développement de capacités PVS. Les deux régions déficitaires présentent quant à elles, des profils de production d'électricité opposés : la région PACA possède un profil binaire basé principalement sur le couple hydroélectricité-thermique fossile alors que la région Languedoc-Roussillon possède un profil diversifié autour d'une production hydroélectrique dominante. Ces deux régions partagent la particularité d'une absence ou d'un faible poids du thermique nucléaire dans leur production d'électricité qui explique leur déficit. Dans le cas de la région PACA, le poids très important du thermique fossile dans son profil constitue un élément très favorable au développement des EnR, et en particulier du PVS, en considérant les pressions positives de l'injonction climatique sur l'évolution des profils électriques régionaux.



Graphique 30 – Production d'électricité par filières électriques
en Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes en 2006 (en %)

La diversité des profils de production d'électricité des cinq régions du territoire d'étude s'exprime à travers la géographie des infrastructures électriques en activité en 2006 [cf. carte 2]. À l'échelle du territoire d'étude, les implantations d'infrastructures électriques se concentrent en grande partie dans les territoires orientaux alors qu'elles apparaissent plus diffuses dans les territoires occidentaux à l'exception des territoires pyrénéens. Elles se concentrent dans leur grande majorité dans les bassins, les plaines et les vallées alluviales. Les fleuves apparaissent comme un facteur de localisation majeur des infrastructures électriques en activité sur le territoire d'étude en 2006. L'analyse de la distribution des implantations des infrastructures électriques, à l'échelle régionale, permet de mettre en exergue six ensembles territoriaux : (i) un ensemble Pyrénéen, situé au sud-ouest du territoire d'étude le long de la chaîne pyrénéenne, concentrant des infrastructures hydroélectriques ; (ii) un ensemble Languedocien, situé au sud du territoire d'étude, concentrant des infrastructures éoliennes et hydroélectriques ; (iii) un ensemble Centralien, situé au nord-ouest du territoire d'étude le long du Massif Central, concentrant des infrastructures éoliennes et hydroélectriques ; (iv) un ensemble Rhodanien, situé au centre-est du territoire d'étude le long de la vallée du Rhône,

concentrant des infrastructures électronucléaires, hydroélectriques, thermiques au fioul et éoliennes ; (v) un ensemble Durancien, situé au sud-est du territoire d'étude le long de la vallée de la Durance, concentrant des infrastructures éoliennes ; et (vi) un ensemble Alpin, situé au nord-est du territoire d'étude le long des vallées alpines, concentrant des infrastructures hydroélectriques. Les ensembles Pyrénéen, Centralien, Rhodanien, Durancien et Alpin s'apparentent à une concentration de territoires électriques historiques quand l'ensemble Languedocien s'apparente à une concentration de territoires électriques nouveaux. Le déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude s'est inscrit dans ces contextes électriques régionaux différents.



Carte 2 – Le système productif électrique sur le territoire d'étude (au 31 décembre 2006)

Le territoire d'étude est un territoire pionnier dans le développement des unités PVS en France métropolitaine. Les trois premières centrales photovoltaïques au sol (CPVS) raccordées

au réseau électrique métropolitain y sont implantées : la première à Lunel (Hérault) en Languedoc-Roussillon ; la deuxième à Martillac (Gironde) en Aquitaine ; et la troisième à Narbonne (Aude) en Languedoc-Roussillon. Ces trois premières unités PVS, toutes localisées dans des communes urbaines, constituent des projets pilotes sur le plan économique, technologique et réglementaire et ont préfiguré la diversité du parc PVS métropolitain actuel.

© Valeco – 2016

Photo 10 – La CPVS de Lunel (Hérault), exploitée par VALECO, est implantée sur des *parcelles agricoles* le long de la voie ferrée Marseille-Montpellier

La centrale de Lunel est un projet industriel de l'opérateur-exploitant français VALECO, implanté à Montpellier, initié en 2005 sur des *parcelles agricoles* d'une surface de 1,5 hectare lui appartenant [cf. photo 10]. D'une dimension modeste et présentant une capacité installée de 0,505 MWc, ce premier projet languedocien peut être considéré du point de vue de l'opérateur-exploitant comme un « démonstrateur industriel » de faisabilité à grande échelle de champs PV. Il s'agissait d'évaluer les coûts réels de production de ces infrastructures émergentes ainsi que d'en établir la rentabilité possible à long terme en fonction de leurs dimensions. La concrétisation du projet a permis de connaître le coût réel d'investissement nécessaire au développement de ce type d'infrastructure qui a été réévalué de 1 800 000 à 2 200 000 €. Le projet peut être assimilé à une opération de communication de l'industriel mettant en exergue à la fois son savoir-faire et les possibles retombées financières que de telles infrastructures pourraient générer pour les collectivités territoriales. En 2008, ce projet modeste a généré pour Lunel près de 10 000 € de taxe professionnelle par an. Le projet a fait l'objet d'une subvention de la Région Languedoc-Roussillon de 150 000 €, soit 6,8 % du coût total d'investissement.

La centrale de Martillac est un projet industriel du fabricant français de trackers solaires EXOSUN, implanté à Martillac, initié en 2007 sur des parcelles industrielles publiques localisées dans la Technopole Bordeaux Montesquieu [cf. photo 11]. D'une dimension très modeste et présentant une capacité installée de 0,1 MWc, ce premier projet aquitain peut être également

considéré pour l'entreprise comme un « démonstrateur industriel » de l'intérêt de sa technologie trackers appliquée aux champs PV. La concrétisation du projet a permis à EXOSUN de montrer les gains de production d'une unité PVS à panneaux sur trackers par rapport à une unité PVS à panneaux fixes. Le projet constitue donc une vitrine pour cette technologie émergente développée par l'industriel. Le projet a été fortement soutenu par la Région Aquitaine et l'ADEME régionale à hauteur de 100 000 €, soit 11,5 % du coût total d'investissement. Le soutien financier de la Région s'inscrit en continuité de l'aide à la création d'entreprises dont avait bénéficié EXOSUN en 2007. Une partie importante des investissements nécessaires provient d'EDF ÉNERGIES NOUVELLES (EDF EN), actionnaire d'EXOSUN, pour qui cette unité PVS a constitué une piste de recherches pour définir la nature des équipements de ses futures centrales.

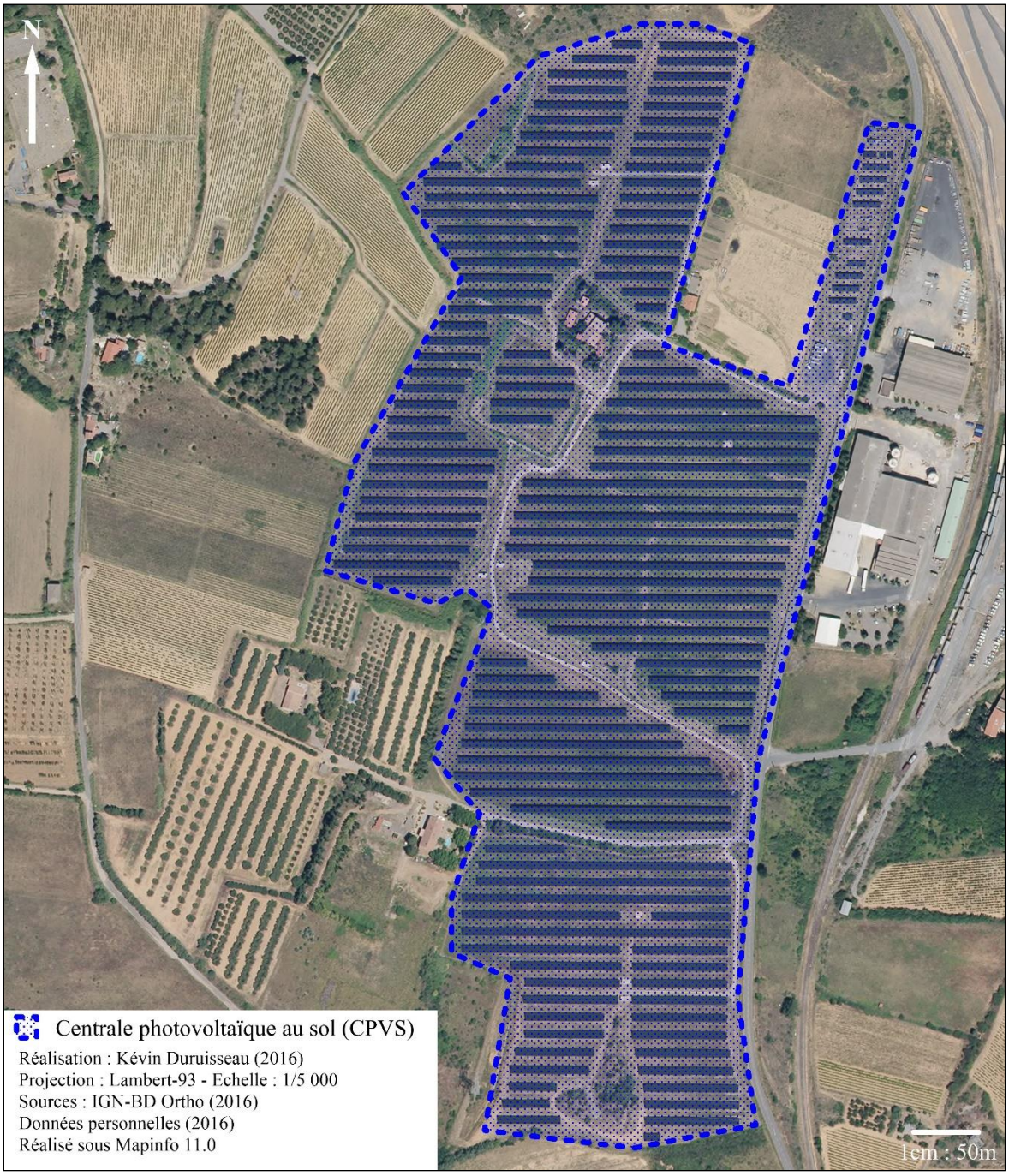
© Jacques Rouaux – 2016

Photo 11 – La CPVS de Martillac (Gironde), implantée dans la Technopole Bordeaux Montesquieu, met en œuvre la technologie de suivi de la course du soleil (trackers solaires) de l'entreprise girondine EXOSUN

La centrale de Narbonne est un projet structurant de la Commune de Narbonne initié en 2006 concernant des parcelles industrielles publiques localisées dans une zone classée Seveso 2 [Cf. ortho-image 1]. Ce projet relève des deux dimensions que sont la réhabilitation d'une friche industrielle polluée et l'affirmation communale d'une politique de développement durable. En juillet 2007, la communauté d'agglomération du Grand Narbonne s'en est alors complètement emparée, acquérant les parcelles ne lui appartenant pas jusqu'alors[167]. C'est dans ce cadre que Narbonne a confié le développement et l'exploitation de la centrale à EDF EN alors à la recherche d'une vitrine à la hauteur de leurs capacités financières et de leurs ambitions. Souhaitant devenir l'opérateur majeur du PVS en France métropolitaine, EDF EN développe un « démonstrateur industriel » d'une dimension incomparable aux projets de Lunel et de Martillac et investit 25 000 000 € pour sa réalisation. D'une emprise totale de 25 hectares, l'unité PVS

[167] Délibération n°B-81/2007 du 2 juillet 2007 du bureau de la communauté d'agglomération de la Narbonnaise.

de Narbonne présente une capacité installée de 7 MWc qui reste encore actuellement un projet d'envergure dans le paysage PV métropolitain. Les retombées financières pour la communauté d'Agglomération étaient alors à la hauteur des dimensions du projet et correspondent à un revenu annuel de 550 000 €.



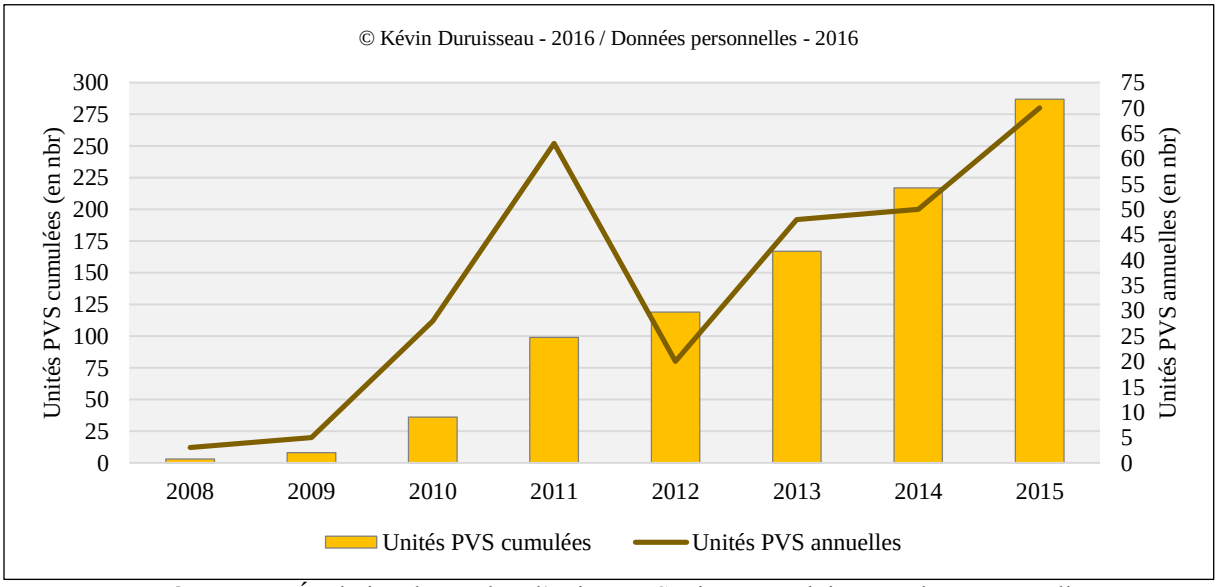
Ortho-image 1 – La CPVS de Narbonne, exploitée par EDF EN, est implantée sur des *parcelles industrielles* dans un périmètre Seveso 2

Ces trois projets pionniers mettent en évidence la diversité des objectifs principaux poursuivis par leur initiateur et/ou par leur opérateur-exploitant. Les projets de Lunel et de Martillac servent de vitrine aux compétences ou aux technologies déployées par les entreprises initiatrices. Le projet de Narbonne permet à une filiale du groupe EDF de se positionner comme

un futur acteur majeur dans le développement à venir du PVS en France métropolitaine. Ces premières mises en service ont permis de faire les preuves de l'efficacité de la filière et d'amorcer ainsi un déploiement spatial PVS important.

2- Une progression soutenue du PVS dans les territoires du sud de la France : une approche diachronique.

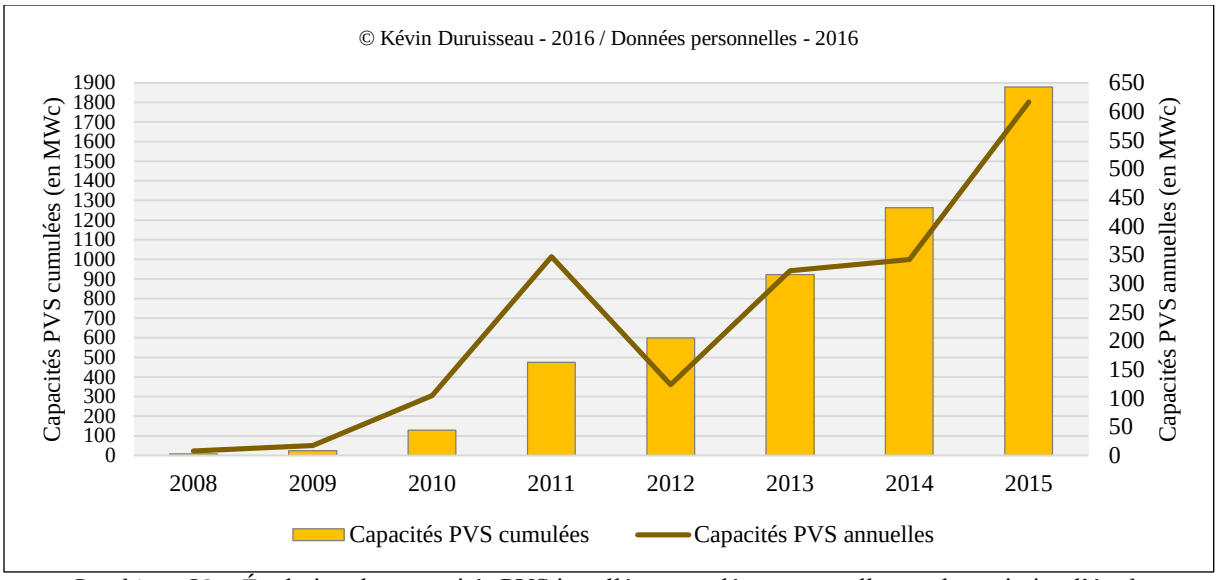
Entre 2008 et 2015, le PVS a connu une progression soutenue sur les territoires du sud de la France, passant de trois à 287 unités PVS en activité. L'accroissement moyen de 36 unités/an, au cours de cet intervalle de temps, masque la temporalité du déploiement spatial que des ruptures séquencent en trois vagues aux dynamiques opposées [cf. graphique 31]. Durant une première vague [2008-2011] avec un taux d'accroissement moyen de +24 unités/an, les unités PVS en activité sont passées de 3 à 99 unités. Durant cette vague, la croissance annuelle des mises en activité d'unités PVS est passée de +3 unités/an en 2008 à +63 unités/an en 2011. Durant une deuxième vague [2011-2012] avec un taux d'accroissement moyen de +10 unités/an, les unités PVS en activité sont passées de 99 à 119 unités. Durant cette vague, la croissance annuelle des mises en activité d'unités PVS est passée de +63 unités/an en 2011 à +20 unités/an en 2012, correspondant à un net ralentissement de la croissance annuelle des mises en activité d'unités PVS. Durant une troisième vague [2012 à 2015] avec un taux d'accroissement moyen de +42 unités/an, les unités PVS en activité sont passées de 119 à 287 unités. Durant cette vague, la croissance annuelle des mises en activité d'unités PVS est passée de +20 unités/an en 2012 à +70 unités/an en 2015, correspondant à une nette accélération de la croissance annuelle des mises en activité d'unités PVS.



Graphique 31 – Évolution du nombre d'unités PVS mises en activité cumulées et annuelles sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015

Les dynamiques d'accroissement des capacités PVS installées sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015 présentent des séquences similaires à celles observées précédemment

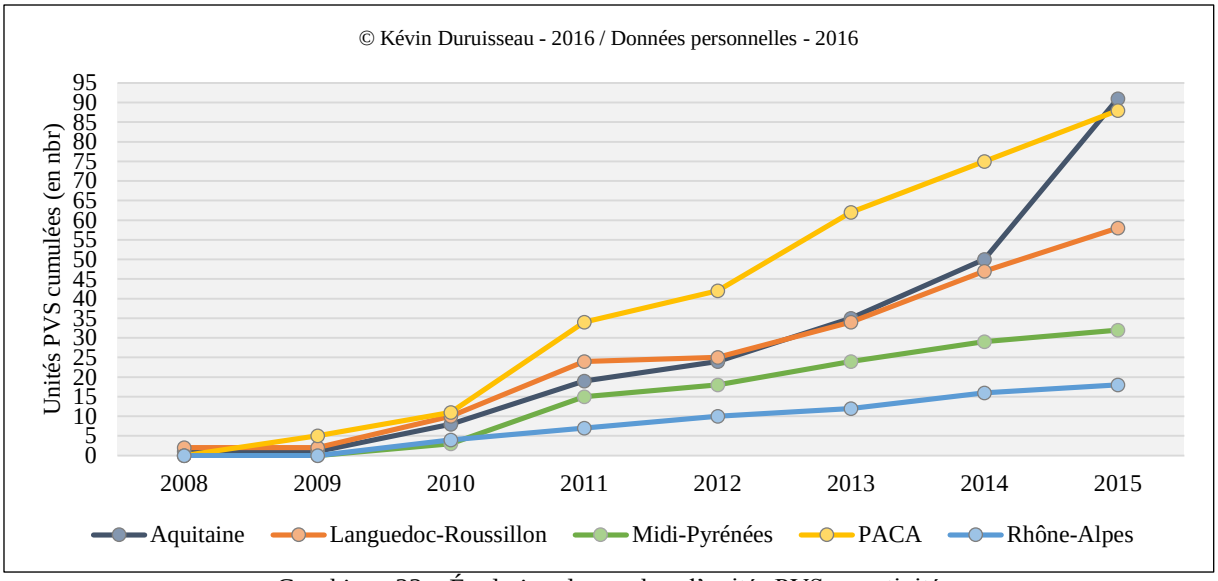
concernant les dynamiques d'accroissement des unités PVS mises en activité au cours de cet intervalle [cf. graphique 32]. Cette nette progression s'explique par les mises en activité des parcs photovoltaïques au sol[168] (PPVS) aquitains, qui agrègent plusieurs unités PVS dans un même lieu, d'Ychoux et Parentis-en-Born (43 MWc), d'Arsac (83,6 MWc) et de Cestas (300 MWc), tous situés en Aquitaine. L'évolution des mises en activité d'unités PVS dans les cinq régions du territoire d'étude montre, pour chacune d'entre elles, des trajectoires quasi-linéaires, mais avec des rythmes d'accroissement moyen différents jusqu'en 2014.



Graphique 32 – Évolution des capacités PVS installées cumulées et annuelles sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015 (en MWc)

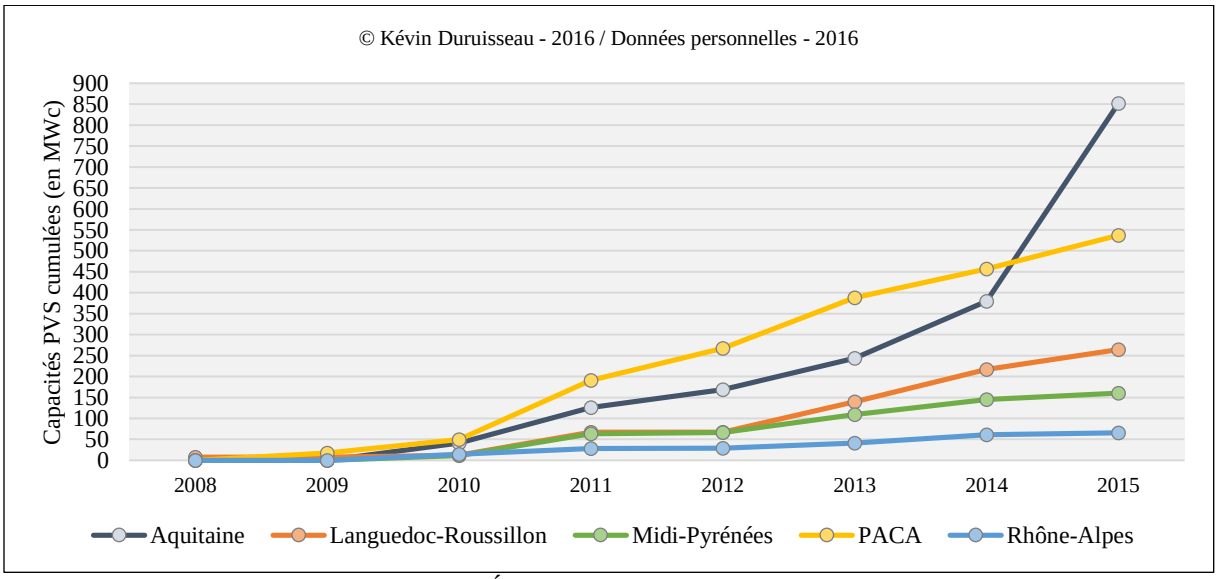
L'évolution des mises en activité d'unités PVS dans les cinq régions du territoire d'étude montre, pour chacune d'entre elles, des trajectoires quasi-linéaires, mais avec des rythmes d'accroissement moyen différents jusqu'en 2014 [cf. graphique 33]. Entre 2010 et 2014, le taux d'accroissement moyen du nombre d'unités PVS atteint +2,4 unités/an en Rhône-Alpes contre +5,2 unités/an en Midi-Pyrénées, +7,4 unités/an en Languedoc-Roussillon, +8 unités/an en Aquitaine et +12,8 unités/an en PACA. Avec 64 unités PVS mises en activité dans cet intervalle, PACA est la région du territoire d'étude connaissant le développement PVS le plus intense entre 2010 et 2014. En 2015, la mise en activité de 41 unités PVS en Aquitaine, dont huit à Arsac et 25 à Cestas, a nettement modifié la trajectoire régionale : l'Aquitaine a rattrapé son « retard » et dépasse dorénavant de trois unités PVS la région PACA. Ce phénomène de forte intensité s'inscrit dans un phénomène moins intense, mais plus régulier, de réduction de l'écart entre les régions Aquitaine et PACA due à un ralentissement du rythme d'accroissement moyen des mises en activité d'unités PVS en PACA et à une accélération du rythme d'accroissement moyen des mises en activité d'unités PVS en Aquitaine. L'Aquitaine tire pleinement profit d'un potentiel spatial non encore exploité quand PACA tend, elle, à épuiser ce potentiel.

[168] Une centrale photovoltaïque au sol (CPVS) correspond à une unité PVS. Un parc photovoltaïque au sol (PPVS) est une agrégation dans un lieu géographique donné de plusieurs unités PVS exploitées par un même opérateur-exploitant.



Graphique 33 – Évolution du nombre d'unités PVS en activité
en Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes entre 2008 et 2015

Le niveau des capacités PVS installées étant en relation avec le nombre d'unités PVS en activité, l'évolution des capacités PVS installées dans les cinq régions du territoire d'étude présente des similitudes avec l'évolution des mises en activité d'unités PVS entre 2008 et 2015. Comme observé précédemment, l'évolution des capacités PVS installées dans les cinq régions du territoire d'étude montre, pour chacune d'entre elles, des trajectoires quasi-linéaires, mais avec des rythmes d'accroissement moyen différents jusqu'en 2014 [cf. graphique 34].



Graphique 34 – Évolution des capacités PVS installées
en Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes entre 2008 et 2015 (en MWc)

Entre 2010 et 2014, le taux d'accroissement moyen des capacités PVS installées atteint +9,3 MWc/an en Rhône-Alpes contre +26,6 MWc/an en Midi-Pyrénées, +41 MWc/an en Languedoc-Roussillon, +67,8 MWc/an en Aquitaine et +81,4 MWc/an en PACA. Avec 407 MWc de capacités PVS installées dans cet intervalle, PACA est la région du territoire d'étude connaissant le développement PVS le plus intense entre 2010 et 2014. En 2015, la mise en

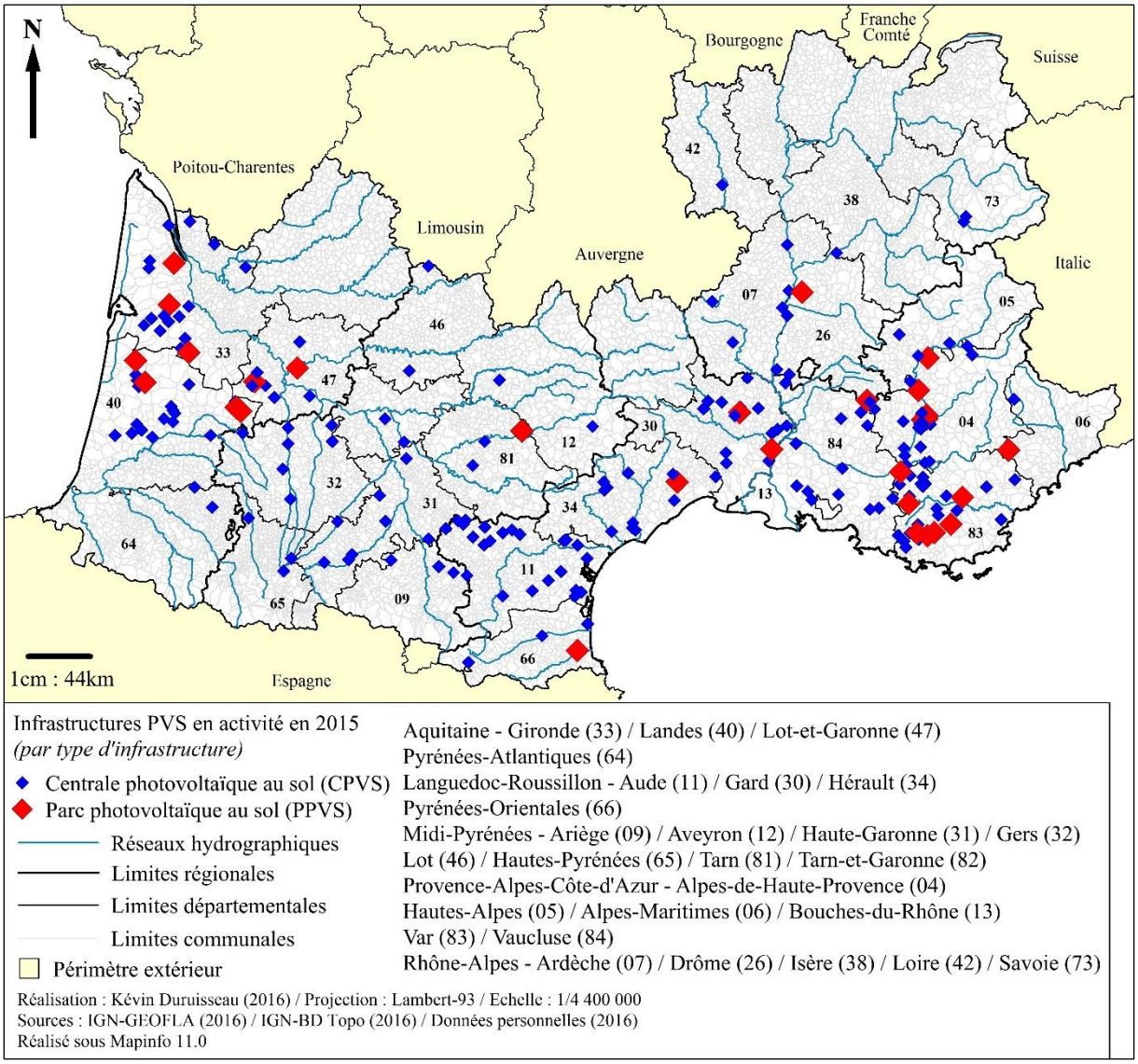
activité de 472 MWc de capacités PVS en Aquitaine a davantage modifié la trajectoire régionale permettant à cette dernière région de nettement devancer la région PACA. Ce différentiel plus important que pour les mises en activité d'unités PVS, entre Aquitaine et PACA, s'explique par une capacité PVS moyenne installée de beaucoup supérieure en Aquitaine, soit 11,5 MWc/unité installées en 2015 contre 6,2 en PACA.

B- Le déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude et ses modalités.

1- La distribution des unités PVS et l'émergence de cinq ensembles territoriaux.

Au 31 décembre 2015, les territoires du sud de la France comptaient 287 unités PVS en activité, dont 100 s'agrégeaient dans 29 PPVS [cf. carte 3]. Leur diffusion spatiale, à partir de 2008, n'a pas abouti à une répartition homogène de ce nouveau type d'infrastructure électrique qui n'a toutefois pas débouché à un processus strict de polarisation. Leur diffusion spatiale a davantage débouché sur un phénomène d'émergence d'ensembles territoriaux. Si la dynamique de multiplication de ce nouveau type d'infrastructure électrique sur le territoire d'étude relève bien d'un processus de diffusion spatiale (Hägerstrand, 1968 ; Pumain et Saint-Julien, 1997, 2001), la présente analyse n'a pas pour objet la modélisation du phénomène. Celle-ci, en empruntant certains concepts relevant du champ de la diffusion spatiale (Daudé et Langlois, 2006), n'a pour objet que l'identification de foyers de diffusion ou des espaces émetteurs, la mise en évidence de continuité et de discontinuité spatiales dans le processus de diffusion PVS, les effets de voisinage et les barrières absorbantes et freinantes expliquant l'existence de territoires exclus du processus (Baud *et alii*, 2008). À l'échelle du territoire d'étude, les implantations PVS se concentrent en grande partie dans les territoires méridionaux alors qu'elles apparaissent plus diffuses dans les territoires septentrionaux au 31 décembre 2015. Les départements septentrionaux du territoire d'étude – Gironde, Dordogne, Lot, Aveyron, Lozère, Ardèche, Loire, Rhône, Ain et Haute-Savoie – ne concentrent que 61 unités PVS, soit 21,3 % des implantations. En ne tenant pas compte de l'extrême girondin, les territoires septentrionaux ne concentrent que 3,8 % des implantations PVS du territoire d'étude. À l'inverse, les départements méridionaux du territoire d'étude – Pyrénées-Atlantiques, Hautes-Pyrénées, Ariège, Haute-Garonne, Pyrénées-Orientales, Aude, Hérault, Gard, Bouches-du-Rhône, Var et Alpes-Maritimes – concentrent 123 unités PVS, soit 42,9 % des implantations. Les départements centraux du territoire d'étude – Landes, Lot-et-Garonne, Gers, Tarn-et-Garonne, Tarn, Vaucluse, Alpes-de-Haute-Provence, Drôme, Hautes-Alpes, Isère et Savoie – concentrent 103 unités PVS, soit 35,9 % des implantations. Les implantations PVS se concentrent dans leur grande majorité dans les bassins, les vallées, les plaines et sur les plateaux. Les pentes importantes des reliefs des massifs montagneux et de leurs contreforts ne sont généralement pas exploitées. Les massifs montagneux jouent un rôle de barrières spatiales dans la diffusion des unités PVS sur le territoire d'étude, et pour la majorité d'entre eux de barrières absorbantes qui stoppent ce processus de diffusion. Cette distinction géomorphologique des terrains exploités

et non exploités crée au nord du territoire d'étude une large bande est-ouest, quasi-vide d'implantations, bordant ses limites septentrionales.

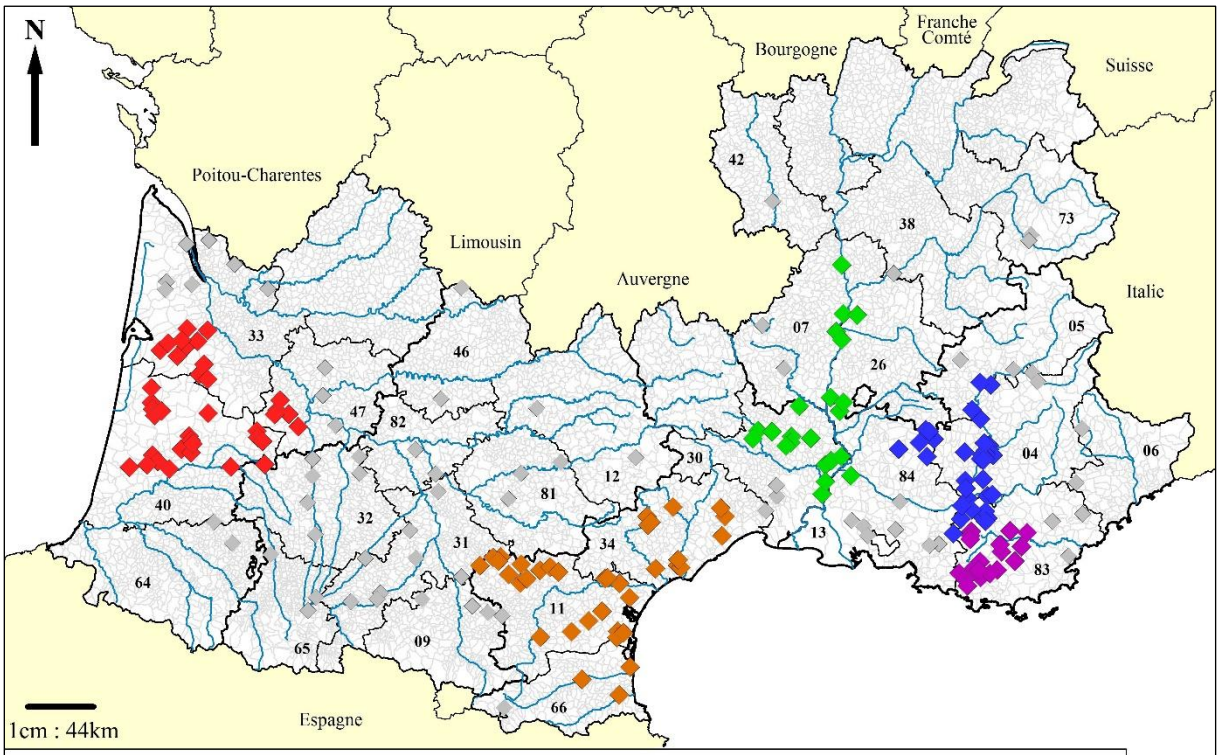


Carte 3 – Les CPVS et les PPVS en activité sur le territoire d'étude (au 31 décembre 2015)

L'analyse de la distribution des implantations PVS et des capacités PVS installées, à l'échelle régionale, permet de mettre en exergue cinq ensembles territoriaux de déploiement spatial de ce nouveau type d'infrastructure électrique sur le territoire d'étude : (i) un *ensemble Aquitain*, (ii) un *ensemble Languedocien*, (iii) un *ensemble Rhodanien-Est-Gardois*, (iv) un *ensemble Durancien* et (v) un *ensemble Ouest-Varois* [cf. carte 4]. Ces ensembles territoriaux concentraient 1 383 MWc réparties entre 209 unités PVS, soit 76,4 % des capacités PVS installées sur le territoire d'étude en 2015.

L'*ensemble Aquitain*, situé à l'ouest du territoire d'étude, déploie de fortes capacités PVS sur la plaine sableuse des Landes et les plaines alluviales de la Garonne et de l'Adour. Cet ensemble est constitué de trois sous-ensembles conférant à celui-ci un aspect triangulaire. Le

premier sous-ensemble est situé au sud de l'agglomération bordelaise (Gironde), le deuxième au nord-ouest de l'agglomération montoise (Landes) et le troisième au sud-ouest de la commune de Casteljaloux (Lot-et-Garonne). En 2015, cet ensemble concentrait 707 MWc de capacités installées réparties entre 73 unités PVS correspondant à 37,6 % des capacités installées sur le territoire d'étude et comptait 29 communes[169]. L'*ensemble Aquitain* ne correspond pas à un territoire électrique historique, cet ensemble s'apparentant à une concentration de territoires électriques nouveaux.



Carte 4 – Zones d'implantation privilégiées des unités PVS : les cinq ensembles territoriaux PVS (au 31 décembre 2015)

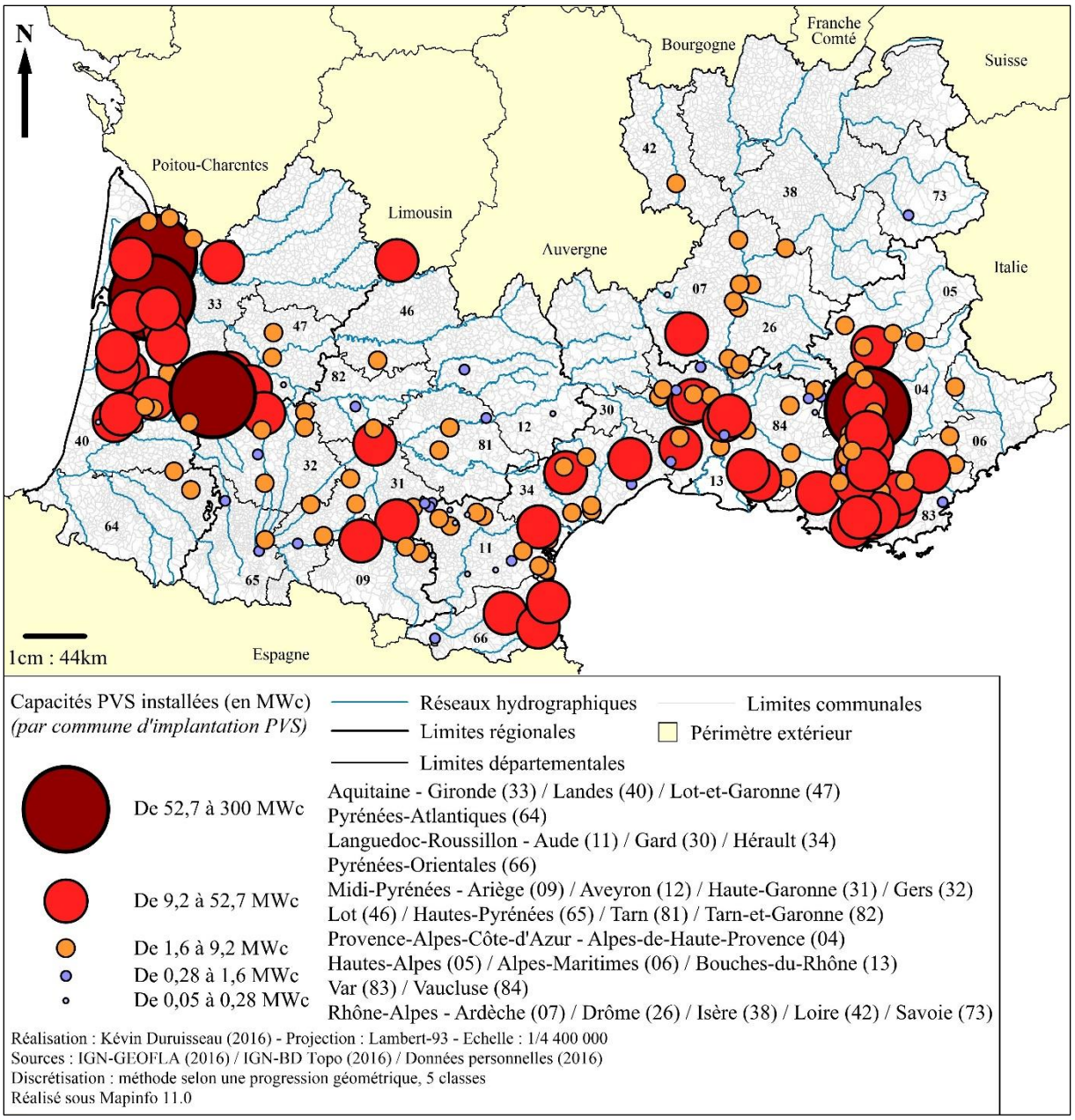
[169] Barbaste, Boos, Carcen-Ponson, Castets, Cazaubon, Cestas, Fargues-sur-Ourbise, Garein, Geloux, Labouheyre, Le Barp, Le Tuzan, Losse, Louchats, Lüe, Luxey, Martillac, Mios, Parentis-en-Born, Pompogne, Rion-des-Landes, Saint-Symphorien, Salles, Belin-Béliet, Saucats, Villeneuve-de-Marsan, Ychoux et Ygos-Saint-Saturnin.

L'*ensemble Languedocien*, situé au sud du territoire d'étude, déploie de plus faibles capacités PVS installées que l'*ensemble Aquitain* sur les plaines et vallées alluviales de l'Hérault, de l'Orb, de l'Aude, du Têt et du Tech ainsi que sur les contreforts des massifs montagneux de la Montagne Noire, des Corbières et des Pyrénées. Cet ensemble est constitué de quatre sous-ensembles conférant à celui-ci un aspect de quadrilatère. Le premier sous-ensemble, situé au nord-ouest, se compose d'un bassin circonscrit par les massifs montagneux de la Montagne Noire et du Lauragais et des plateaux situés sur ces massifs. Le deuxième sous-ensemble, situé au sud-est, se compose de la plaine et vallée alluviales de l'Hérault et des plateaux situés sur le massif du Minervois. Le troisième sous-ensemble, situé au sud-est autour de l'agglomération narbonnaise, se compose des plaines et vallées alluviales de l'Aube et de l'Orb. Le quatrième sous-ensemble, situé au sud, se compose des plaines et vallées alluviales du Têt et du Tech. En 2015, cet ensemble concentrait 171 MWc de capacités installées réparties entre 39 unités PVS correspondant à 9,1 % des capacités installées sur le territoire d'étude, et comptait 34 communes[170]. Cet ensemble territorial correspond, en partie, à l'ensemble Languedocien identifié au cours de l'analyse de la géographie des infrastructures électriques en activité en 2006 sur le territoire d'étude. Le déploiement spatial PVS s'apparente à un renforcement des territoires électriques nouveaux observés précédemment.

L'*ensemble Rhodanien-Est-Gardois*, situé au centre-est du territoire d'étude, déploie de plus faibles capacités PVS installées que l'*ensemble Languedocien* sur la vallée et la plaine alluviale du Rhône ainsi que sur la partie nord-est de la région des Garrigues. Cet ensemble est constitué de deux sous-ensembles. Le premier sous-ensemble, situé au centre le long d'un axe Nord-Sud, se compose de la vallée et la plaine alluviale du Rhône correspondant au sillon rhodanien. Le deuxième sous-ensemble, situé au sud-est le long d'un axe Tavel-Alès (Gard), se compose de bassins. En 2015, l'*ensemble Rhodanien-Est-Gardois* concentrait 126 MWc de capacités installées réparties entre 26 unités PVS correspondant à 6,7 % des capacités installées sur le territoire d'étude et comptait 23 communes[171]. Cet ensemble territorial correspond, en partie, à l'ensemble Rhodanien identifié au cours de l'analyse de la géographie des infrastructures électriques en activité en 2006 sur le territoire d'étude. Le déploiement spatial PVS s'apparente à un renforcement des territoires électriques historiques observés précédemment par diversification productive.

[170] Avignonet-Lauragais, Bédarieux, Bessan, Béziers, Bram, Couiza, Fabrègues, Feuilla, Fraisse-Cabardès, Grabels, Ille-sur-Têt, La Palme, La Pomarède, La Tour-sur-Orb, Le Bosc, Mouthoumet, Murles, Narbonne, Ortaffa, Pouzols-Minervois, Puginier, Raissac-sur-Lampy, Roquefort-des-Corbières, Saint-Marcel-sur-Aude, Saint-Martin-Lalande, Saint-Paulet, Saint-Thibéry, Sallèles-Cabardès, Soumont, Talairan, Thézan-des-Corbières, Torreilles, Villanière et Villemagne.

[171] Aigaliers, Arras-sur-Rhône, Beaucaire, Belvezèt, Bollène, Cavillargues, Châteaurenard, Estézargues, Le Pouzin, Montéléger, Orgnac-l'Aven, Ozon, Pierrelatte, Pujaut, Rochefort-du-Gard, Saint-Georges-les-Bains, Saint-Jean-du-Pin, Saint-Martin-de-Valgalgues, Saint-Restitut, Saulce-sur-Rhône, Vallabrègues et Vallérargues.



Carte 5 – Les capacités PVS installées cumulées entre les 189 communes d'implantation sur le territoire d'étude (au 31 décembre 2015)

L'*ensemble Durancien*, situé au sud-est du territoire d'étude, déploie de fortes capacités PVS installées sur les plaines et vallées alluviales de la Durance et du Verdon ainsi que sur les contreforts des Préalpes et les plateaux de Valensole, de Sault et de la Montagne de Lure. Cet ensemble est constitué de quatre sous-ensembles conférant à celui-ci un aspect quadrilatère. Le premier sous-ensemble, situé au sud-est autour de l'agglomération manosquienne, se compose des plaines et vallées alluviales de la Durance et du Verdon. Le deuxième sous-ensemble, situé au centre-est autour de la commune des Mées, correspond au plateau de Valensole. Le troisième sous-ensemble, situé au nord-est autour de la commune de Curbans, correspond aux contreforts des Préalpes. Le quatrième sous-ensemble, situé au centre-ouest, se compose des plateaux de Sault et de la Montagne de Lure. En 2015, cet ensemble concentrait 254 MWc de capacités installées réparties entre 47 unités PVS correspondant à 13,5 % des capacités installées sur le

territoire d'étude et comptait 25 communes[172]. Cet ensemble territorial correspond, en partie, à l'ensemble Durancien identifié au cours de l'analyse de la géographie des infrastructures électriques en activité en 2006 sur le territoire d'étude. Le déploiement spatial PVS s'apparente à un renforcement des territoires électriques historiques observés précédemment par diversification productive.

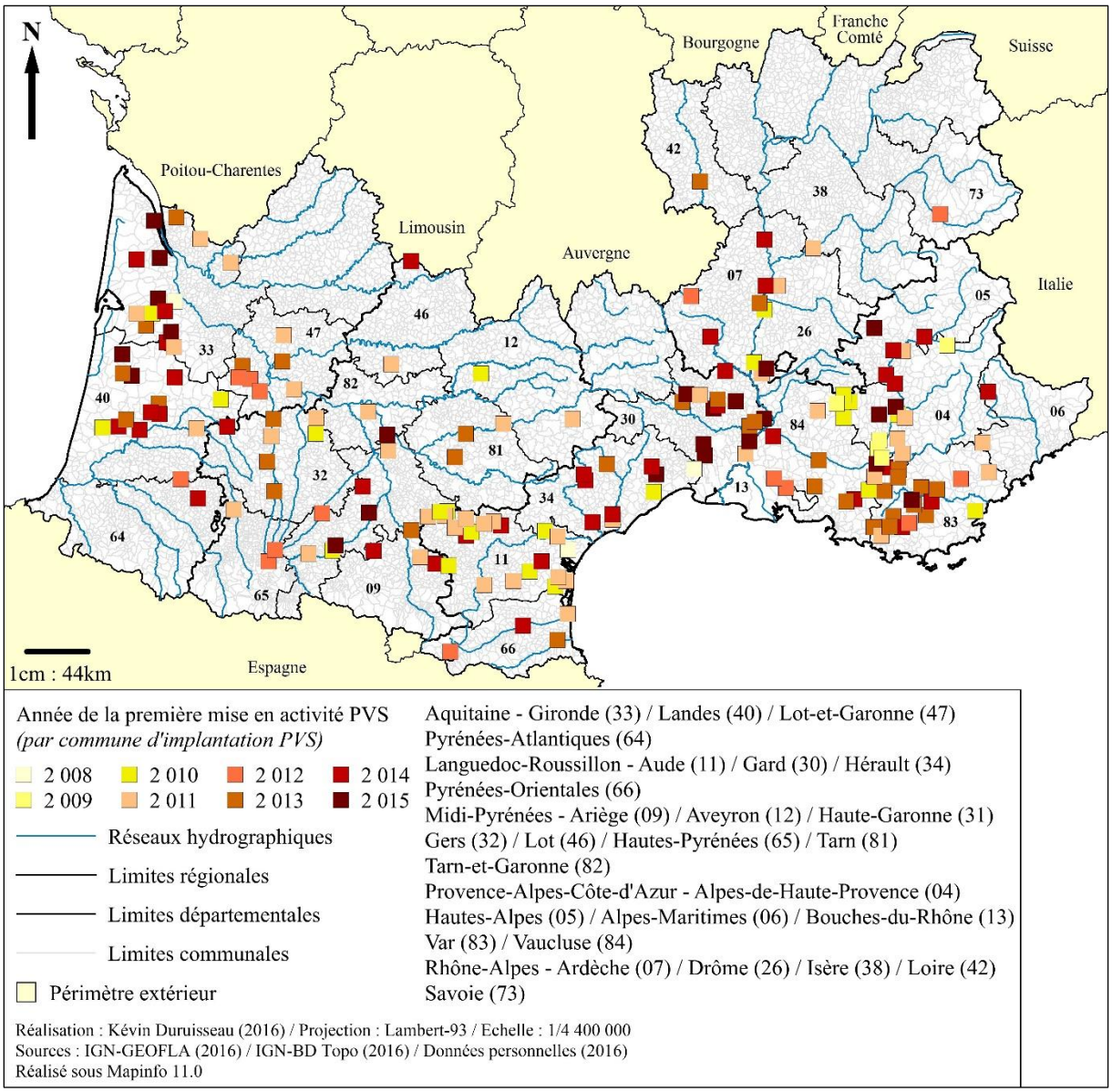
L'*ensemble Ouest-Varois*, situé au sud-est du territoire d'étude, déploie de plus faibles capacités PVS installées que l'*ensemble Durancien* sur la vallée alluviale de l'Argens et sur les plateaux et contreforts du massif montagneux de la Sainte-Baume et des Maures. En 2015, cet ensemble concentrait 182 MWc de capacités installées réparties entre 25 unités PVS correspondant à 9,7 % des capacités installées sur le territoire d'étude et comptait 13 communes[173]. L'*ensemble Ouest-Varois* ne correspond pas à un territoire électrique historique, cet ensemble s'apparentant à une concentration de territoires électriques nouveaux.

2- Une diffusion spatiale en trois vagues.

L'émergence des *ensembles Aquitain*, *Languedocien*, *Rhodanien-Est-Gardois*, *Durancien* et *Ouest-Varois* n'est pas nécessairement liée à l'existence d'une implantation PVS pionnière [cf. carte 6]. La mise en activité des CPVS de Lunel (Hérault), Martillac (Gironde) et Narbonne (Aude) a généré des effets spatiaux différents. Les implantations de Lunel et de Martillac n'ont pas amorcé de réels processus de diffusion spatiale PVS, par effet d'imitation, dans les départements du Gard et de l'Hérault, pour la première, et dans les départements de Gironde et des Landes, pour la seconde. Seule l'implantation PVS pionnière de Narbonne a amorcé un processus de diffusion spatiale, par effet de voisinage, dans les départements de l'Aude et de l'Hérault contribuant ainsi à la constitution de l'*ensemble Languedocien*.

La constitution des cinq ensembles territoriaux PVS a été asynchrone. Même si les premières mises en activité interviennent toutes dans les cinq ensembles identifiés au plus tard en 2011 – soit au cours de la première vague de diffusion spatiale PVS sur le territoire d'étude – tous ces ensembles ne sont pas pour autant spatialement formés au cours de cette première vague[174] [cf. graphique 35]. L'identification, pour chacun des cinq ensembles territoriaux, des communes possédant au moins une unité PVS en activité corrélée à la date de la première mise en activité constitue des données qui permettent l'étude de la diffusion spatiale PVS. Chaque ensemble territorial se compose d'un nombre variable de communes d'implantation PVS en 2015 dont la dispersion spatiale sur le territoire d'étude en dessine l'aire géographique.

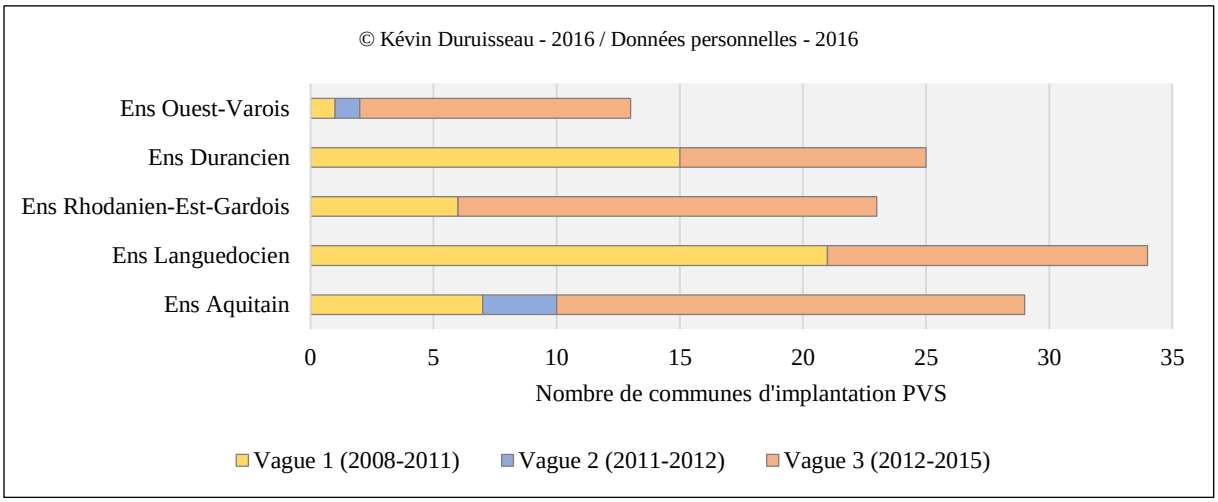
[172] Blauvac, Curbans, Esparron-de-Verdon, Ferrassières, Fontienne, Ginasservis, La Verdière, Lagarde-d'Apt, Les Mées, Manosque, Mison, Montfort, Peyruis, Puimichel, Puyloubier, Revest-du-Bion, Rians, Sainte-Tulle, Saint-Paul-lès-Durance, Sault, Sisteron, Valensole, Varages, Vinon-sur-Verdon et Vitrolles.
[173] Besse-sur-Issole, Brignoles, Cabasse, Cotignac, Cuges-les-Pins, Le Castellet, Le Val, Mazaugues, Méounes-lès-Montrieux, Néoules, Ollières, Saint-Antonin-du-Var et Signes.
[174] Dans les *ensembles Aquitain* et *Languedocien*, la première mise en activité intervient en 2008 contre 2009 pour l'*ensemble Durancien*, 2010 pour l'*ensemble Rhodanien-Est-Gardois* et 2011 pour l'*ensemble Ouest-Varois*.



Carte 6 – Année de première mise en activité d'unités PVS dans les communes d'implantation du territoire d'étude entre 2008 et 2015

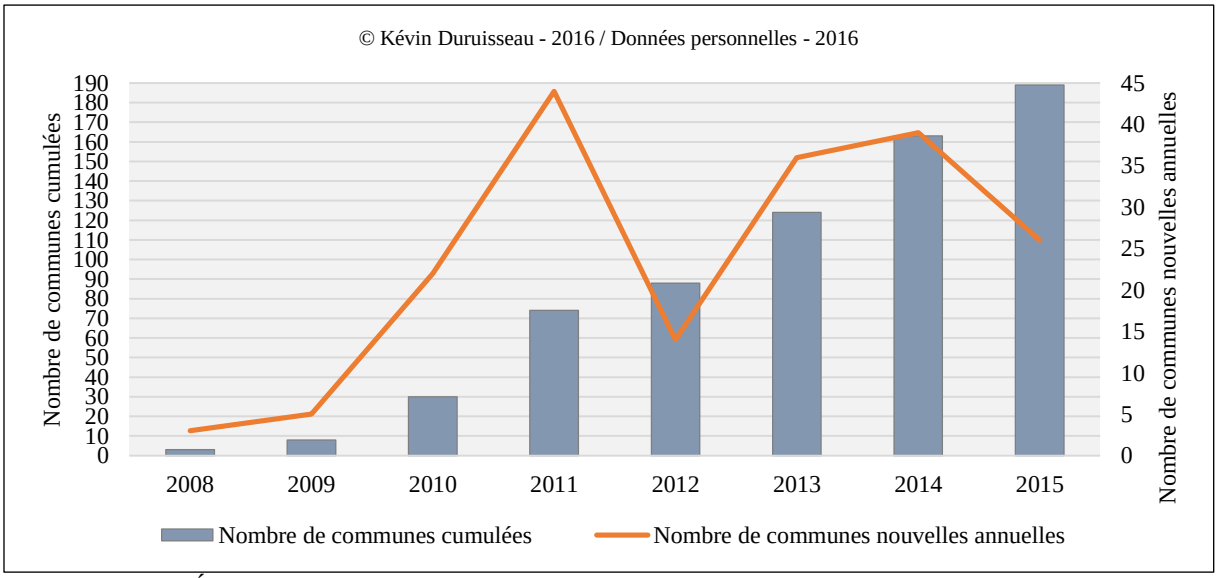
Les *ensembles Languedocien* – autour de Narbonne (Aude) – et *Durancien* – autour de Manosque (Alpes-de-Haute-Provence) et de Sault (Vaucluse) – se sont constitués au cours de la première vague de diffusion spatiale PVS. Sur les 34 communes d'implantation que compte l'*ensemble Languedocien* en 2015, 21 possédaient déjà au moins une unité PVS en activité à la fin de cette première vague. Sur les 25 communes d'implantation que compte l'*ensemble Durancien* en 2015, 15 possédaient déjà au moins une unité PVS en activité à la fin de cette même vague. C'est également au cours de cette première vague que s'est amorcée la constitution des *ensembles Rhodanien-Est-Gardois* – autour de Bollène (Vaucluse) et de Saulce-sur-Rhône (Drôme) – et *Aquitain* – autour de Mios et du Barp (Gironde). Le renforcement de ce dernier ensemble territorial – autour de Casteljaloux (Lot-et-Garonne) – constitue l'élément marquant de la deuxième vague de diffusion spatiale PVS. La troisième et

dernière vague de diffusion spatiale PVS correspond à la constitution finale des *ensembles Aquitain*, *Rhodanien-Est-Gardois* et *Ouest-Varois*.



Graphique 35 – Progression du nombre de communes d'implantation PVS dans chaque ensemble territorial au cours des trois vagues de diffusion spatiale PVS sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015

Le processus de diffusion spatiale PVS à l'échelle plus globale que constitue le territoire d'étude s'est également déroulé en trois vagues de recrutement communal. Les 287 unités PVS en activité au 31 décembre 2015 étaient implantées sur 189 communes. Entre 2008 et 2015, le nombre de communes possédant au moins une unité PVS en activité s'est accru de 186 communes, ce qui correspond à un accroissement moyen de +23 communes/an au cours de cet intervalle. Si cet accroissement est continu, il n'apparaît pas régulier [cf. graphique 36].



Graphique 36 – Évolution du nombre de communes cumulées et du nombre de communes nouvelles annuelles possédant au moins une unité PVS en activité sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015

Durant la première vague de diffusion spatiale PVS [2008-2011], avec un taux d'accroissement moyen de +18 communes/an, le nombre de communes possédant au moins une unité PVS en activité est passé de 3 à 74. Durant cette vague, la croissance annuelle du nombre

de communes d'implantation est passée de +3 communes/an en 2008 à +44 communes/an en 2011. Durant la deuxième vague [2011-2012], avec un taux d'accroissement moyen de +7 communes/an, le nombre de communes possédant au moins une unité PVS en activité est passé de 74 à 88. Durant cette vague, la croissance annuelle du nombre de communes d'implantation est passée de +44 communes/an en 2011 à +14 communes/an en 2012, ce qui correspond à un net ralentissement de la croissance annuelle du nombre de communes d'implantation. Durant la troisième et dernière vague [2012-2015], avec un taux d'accroissement moyen de +25 communes/an, le nombre de communes possédant au moins une unité PVS en activité est passé de 88 à 189. Durant cette vague, la croissance annuelle du nombre de communes d'implantation est passée de +14 communes/an en 2012 à +26 communes/an en 2015, ce qui correspond à une accélération de la croissance annuelle du nombre de communes d'implantation. Le nombre de communes possédant au moins une unité PVS en activité sur le territoire d'étude ne s'est donc jamais autant accru que durant la troisième et dernière vague de diffusion spatiale.

3- La répartition des capacités PVS installées : un fait urbain et sylvicole.

Les 189 communes d'implantation PVS du territoire d'étude possèdent des « profils » représentatifs du paysage communal français métropolitain. L'utilisation, et son adaptation, de la base de données INSEE relatives au zonage en aires urbaines permet de mettre en évidence les principaux caractères des « profils » de ces territoires communaux d'implantation PVS. Cette base de données permet de distinguer les territoires communaux d'implantation PVS à dominante urbaine des territoires communaux d'implantation PVS à dominante rurale et délivre par cette grille de lecture une première image de la nature des territoires PVS du sud de la France [cf. encadré 3].

Les 1879 MWc installés au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude se répartissaient majoritairement dans des *communes appartenant à l'espace à dominante urbaine* (« communes urbaines »). Ces « communes urbaines » concentraient 1 158 MWc alors que les *communes appartenant à l'espace à dominante rurale* (« communes rurales ») n'en concentraient que 721 MWc[175]. La prédominance de l'urbain sur le rural dans le déploiement spatial PVS apparaît comme un fait nouveau dans la courte histoire du PVS sur le territoire d'étude au regard des trois vagues de diffusion spatiale identifiées précédemment [cf. graphique 37]. Durant la première vague de diffusion spatiale [2008-2011], avec un taux d'accroissement moyen de +72 MWc/an, les capacités PVS sont passées de 0 à 286 MWc dans les « communes rurales » quand, avec un taux d'accroissement moyen de +45 MWc/an, les capacités PVS sont passées de 7,6 à 189 MWc dans les « communes urbaines ». Durant la deuxième vague [2011-2012], avec un taux d'accroissement moyen de +32 MWc/an, les capacités PVS sont passées de 286 à 350 MWc dans les « communes rurales » quand, avec un taux d'accroissement moyen de +30 MWc/an, les capacités PVS sont passées de 189 à 249 MWc dans les « communes urbaines ».

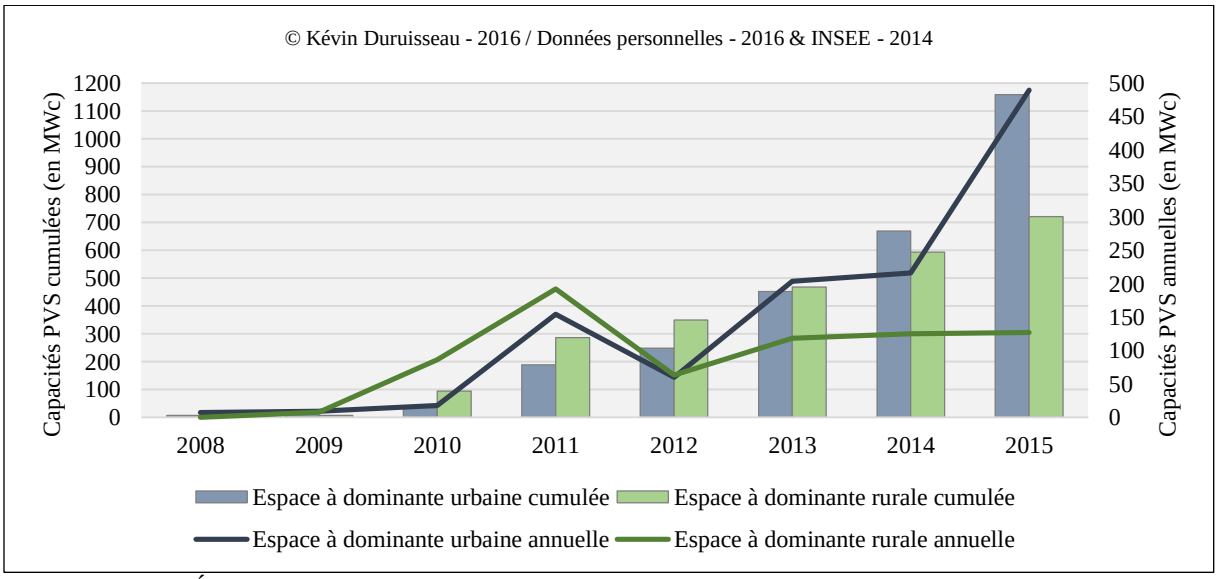
[175] Au 31 décembre 2015, les « communes urbaines » concentraient 156 unités PVS contre 131 pour les « communes rurales ».

Durant la troisième et dernière vague [2012-2015], avec un taux d'accroissement moyen de +227 MWc/an, les capacités PVS sont passées de 249 à 1 158 MWc dans les « communes urbaines » quand, avec un taux d'accroissement moyen de +93 MWc/an, les capacités PVS sont passées de 350 à 721 MWc dans les « communes rurales ».

L'espace à dominante urbaine comprend les communes appartenant à un grand pôle (plus de 10 000 emplois offerts), les communes appartenant à un moyen pôle (entre 5 000 et 10 000 emplois offerts), les communes appartenant à la couronne d'un grand pôle, les communes appartenant à la couronne d'un moyen pôle et les communes multipolarisées des grandes aires urbaines. Les communes appartenant à un grand pôle et les communes appartenant à un moyen pôle constituent le groupe des ***communes appartenant à un pôle urbain***. Un pôle urbain est « *une unité urbaine qui offre au moins 5 000 emplois et qui n'appartient pas à la couronne périurbaine d'un autre pôle* » (Reghezza-Zitt, 2012, p. 94). Les communes appartenant à la couronne d'un grand pôle, les communes appartenant à la couronne d'un moyen pôle et les communes multipolarisées des grandes aires urbaines constituent le groupe des ***communes appartenant à l'espace périurbain***. L'espace périurbain comprend « *l'ensemble des communes dont au moins 40 % de la population ont un emploi dans* [une] *aire urbaine* [et l'ensemble des communes qui envoient] *au moins 40 % de* [leur] *population dans plusieurs aires urbaines et si* [ces communes forment] *avec ces aires urbaines un ensemble d'un seul tenant* » (Ibid, p. 94). La première acception renvoie aux communes formant la couronne périurbaine alors que la seconde acception renvoie aux communes multipolarisées.

L'espace à dominante rurale comprend les communes appartenant à un petit pôle (entre 1 500 et 5 000 emplois offerts), les autres communes multipolarisées ne formant pas un ensemble d'un seul tenant avec une ou plusieurs aires urbaines, les communes appartenant à la couronne d'un petit pôle et les communes isolées hors influences des pôles. Les communes appartenant à de petits pôles constituent le groupe des ***communes appartenant à un pôle rural***. Un pôle rural est une unité urbaine ou une commune rurale « *offrant de 1 500 à moins de 5 000 emplois et dont le nombre de résidents actifs est inférieur au nombre d'emplois offerts* » (Ibid, p. 94). Les autres communes multipolarisées ne formant pas un ensemble d'un seul tenant avec une ou plusieurs aires urbaines constituent le groupe des ***communes sous faible influence urbaine***. Les communes sous faible influence urbaine correspondent à des « *communes qui ne sont pas des pôles ruraux et qui envoient travailler entre 20 % et 40 % de leurs actifs dans une aire urbaine* » (Ibid, p. 94-95). Les communes appartenant à la couronne d'un petit pôle constituent le groupe des ***communes périrurales***. Les communes périrurales sont « *ni pôle rural, ni commune sous faible influence urbaine, dont 20 % ou plus des résidents actifs travaillent dans des pôles ruraux* » (Ibid, p. 95). Les communes isolées hors influences des pôles constituent le groupe des ***communes rurales isolées***. Les communes rurales isolées regroupent « *toutes les autres communes n'entrant pas dans les définitions précédentes* » (Ibid, p. 95).

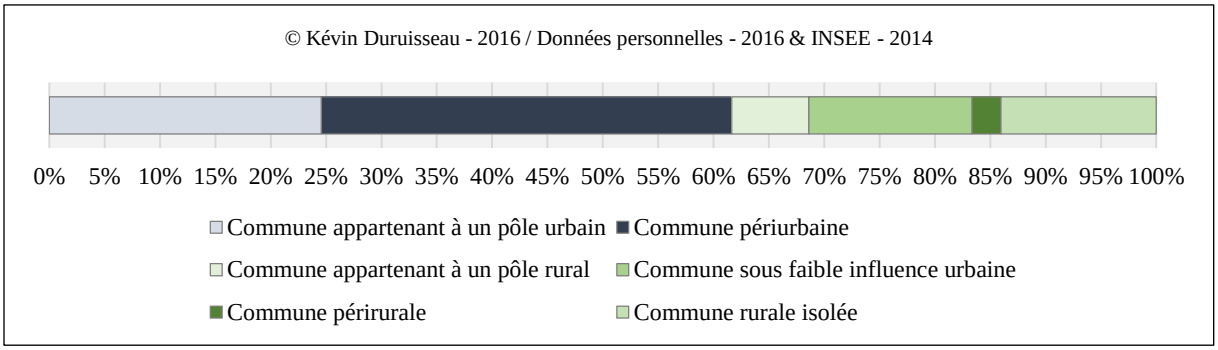
Encadré 3 – Espace à dominante urbaine et espace à dominante rurale : éléments de définition



Graphique 37 – Évolution des capacités PVS installées cumulées et annuelles dans les « communes urbaines » et les « communes rurales » sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015 (en MWc)

Cette dernière vague est donc caractérisée par un spectaculaire retournement de tendance permettant aux « communes urbaines » de concentrer la majorité des capacités PVS installées sur le territoire d'étude dès 2014. Au cours de la seule année 2015, les « communes urbaines » se sont renforcées de +489 MWc de capacités PVS contre seulement +127 MWc pour les « communes rurales ». Ce différentiel très important résulte de la mise en activité des PPVS girondins géants d'Arsac et de Cestas aux capacités respectives de 83,6 MWc et de 300 MWc en 2015, deux communes appartenant à l'espace à dominante urbaine. L'analyse du déploiement spatial PVS entre les communes relevant de l'espace à dominante urbaine (« communes urbaines ») et les communes relevant de l'espace à dominante rurale (« communes rurales ») révèle donc que le développement de ce type d'infrastructure électrique est un fait majoritairement urbain. Cette première grille d'analyse peut être affinée en distinguant, parmi les « communes urbaines », les *communes appartenant à un pôle urbain* des *communes périurbaines*.

Cette première grille d'analyse peut être également affinée en faisant la distinction, parmi les « communes rurales », entre les *communes appartenant à un pôle rural*, les *communes sous faible influence urbaine*, les *communes périrurales* et les *communes rurales isolées*. Au 31 décembre 2015, pour 697 MWc de capacités PVS installées dans les *communes périurbaines*, 462 étaient concentrées dans les *communes appartenant à un pôle urbain*, 277 dans les *communes sous faible influence urbaine*, 264 dans les *communes rurales isolées*, 131 dans les *communes appartenant à un pôle rural* et 49 dans *les communes périrurales*[176] [cf. graphique 38].



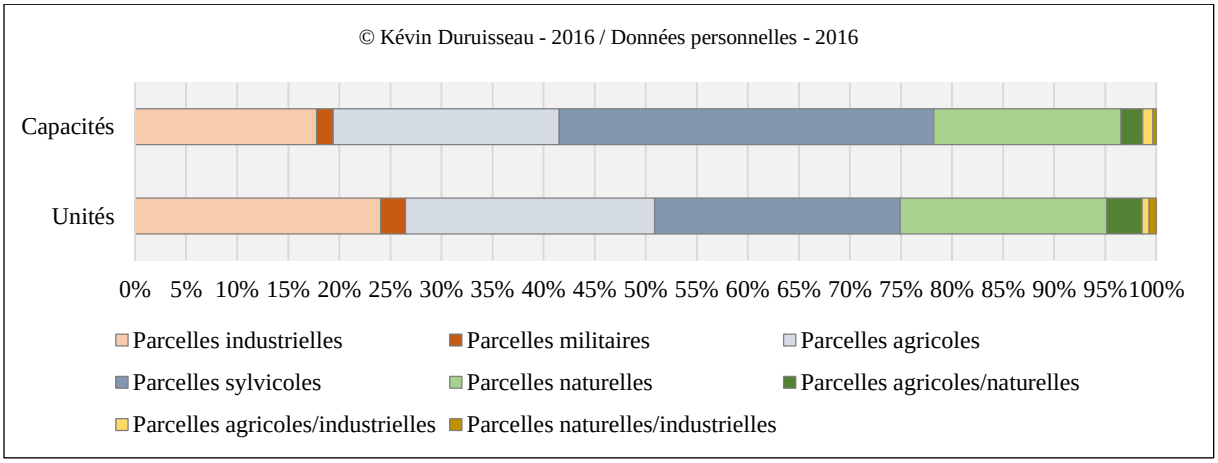
Graphique 38 – Répartition des capacités PVS installées entre les six types de communes françaises sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015 (en %)

Le déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude apparaît donc comme un fait périurbain, les *communes périurbaines* concentrant 37,1 % des capacités PVS installées en 2015. L'identification du processus de développement urbain de périurbanisation dans la géographie française remonte au milieu des années 1970 et aux travaux de G. Bauer et de J-M. Roux (1976). « *Conçu dans un premier temps comme un espace de transition entre la ville et*

[176] Au 31 décembre 2015, les *communes périurbaines* concentraient 100 unités PVS contre 57 pour les *communes rurales isolées*, 56 pour les *communes appartenant à un pôle urbain*, 49 pour les *communes sous faible influence urbaine*, 19 pour les *communes appartenant à un pôle rural* et 6 pour les *communes périrurales*.

la campagne, l'espace périurbain est le résultat de l'augmentation de la population combinée avec de nouveaux processus sociaux : la progression du niveau de vie, le développement de la mobilité, la modification des modes de production de l'habitat individuel avec l'intervention des promoteurs et l'industrialisation de la construction, les transformations de l'appareil productif avec des zones d'activités et des zones commerciales en périphérie des villes. Il correspond donc à un processus de desserrement des fonctions urbaines combiné avec l'adoption du modèle rural d'habiter, c'est-à-dire la maison individuelle avec jardin. Le bâti est très discontinu, les espaces agricoles et forestiers sont majoritaires et les densités de population restent relativement faibles » (Durbiano, 1998, p. 48). Le déploiement spatial PVS dans les *communes périurbaines* peut être analysé comme un enrichissement de la fonction d'accueil d'infrastructures majeures pour ce « tiers espace » (Vanier, 2003). Ce phénomène de périurbanisation du PVS est néanmoins d'inégale intensité dans les régions du territoire d'étude. Il varie de 25,4 % en Aquitaine à 53,3 % en Languedoc-Roussillon pour atteindre respectivement 37 %, 43,7 % et 50 % en Rhône-Alpes, PACA et Midi-Pyrénées.

Le recensement des sites d'exploitation PVS sur le territoire d'étude permet de mettre en évidence la grande diversité de la nature des parcelles utilisées [cf. graphique 39]. Les 287 unités PVS en activité en 2015 étaient implantées sur huit types de parcelles différentes : (i) les *parcelles industrielles* – anciennes carrières, anciennes mines, anciennes décharges, anciens terrils, anciennes zones industrielles polluées, zones d'activités, etc – et (ii) les *parcelles militaires* – anciens silos à missiles, ancien aérodrome, etc – forment la catégorie des *parcelles artificialisées et dégradées* ; (iii) les *parcelles agricoles* – anciens vergers, anciennes vignes, zones agricoles, etc –, (iv) les *parcelles sylvicoles* – friches agroforestières, forêts de culture, etc –, (v) les *parcelles naturelles* – garrigue, forêts non cultivées, etc – et (vi) les *parcelles agricoles/naturelles* forment la catégorie des *parcelles non bâties* ; (vii) les *parcelles agricoles/industrielles* et les (viii) *parcelles naturelles/industrielles* forment la catégorie des *parcelles mixtes*.



Graphique 39 – Répartition des unités PVS et des capacités PVS installées entre les huit types de parcelles sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015 (en %)

Au 31 décembre 2015, parmi ces huit types de parcelles, quatre d'entre elles recelaient la presque totalité des unités PVS en activité sur le territoire d'étude. Les *parcelles agricoles*, *industrielles*, *sylvicoles* et *naturelles* cumulaient 92,7 %[177] des unités avec respectivement 70, 69, 69 et 58 unités PVS en activité. La prise en considération des capacités PVS installées ne modifie pas la prédominance marquée de ces quatre types de parcelles – 94,9 %[178] des capacités PVS installées sur le territoire d'étude – mais leur rang respectif, les *parcelles sylvicoles* dominant la hiérarchie avec 690 MWc installés contre 416 pour les *parcelles agricoles*, 344 pour les *parcelles naturelles* et 334 pour les *parcelles industrielles*.

L'analyse du déploiement spatial PVS révèle donc que le développement de ce type d'infrastructure électrique est majoritairement un « fait sylvicole ». Cette prédominance du sylvicole sur l'agricole apparaît comme un fait nouveau dans la courte histoire du déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude. Jusqu'en 2014, cette diffusion avait été avant tout un « fait agricole » symbolisé par les PPVS des Mées. La prédominance nouvelle des *parcelles sylvicoles* s'explique par la mise en activité des PPVS aquitains de Cestas (300 MWc), d'Ychoux et Parentis-en-Born (43 MWc) et de Labouheyre (21,1 MWc) au cours de l'année 2015. Les caractéristiques géomorphologiques du massif forestier des Landes de Gascogne – plaine sableuse plate – et ses caractéristiques organisationnelles – parcelles géométriques – expliquent le choix des porteurs de projets du recours aux *parcelles sylvicoles* pour l'implantation d'unités PVS de très fortes capacités.

Parmi les *parcelles industrielles*, un certain nombre d'entre elles était situé dans des communes relevant des « territoires d'ancienne industrialisation » (TAI) (Zuindeau, 2010). Les CPVS de Gardanne et de Fuveau (Bouches-du-Rhône), situées dans l'ancien bassin minier de Provence (exploitation charbonnière), sont implantées sur d'anciens terrils. La première est implantée sur l'ancien terril des Sauvaires, sur des parcelles publiques appartenant à la municipalité de Gardanne alors que la seconde est implantée sur l'ancien terril du Bramefan, sur des parcelles privées appartenant au groupe allemand EON FRANCE. L'unité PVS du Bosc et de Soumont (Hérault), situées dans l'ancien bassin minier de Saint-Martin-de-Bosc (exploitation d'uranium), est implantée sur une ancienne mine d'uranium sur des parcelles privées appartenant au groupe français AREVA [cf. photo 12]. La CPVS de Saint-Martin-de-Valgalgue (Gard), située dans l'ancien bassin minier d'Alès (exploitation charbonnière), est implantée sur une friche industrielle n'ayant pas un rapport direct avec les activités minières. Les CPVS de Bédarieux (Hérault), de Cabasse (Var) de Largentière (Ardèche) et de Villanière

[177] Au 31 décembre 2015, les *parcelles agricoles* cumulaient 70 unités PVS en activité sur le territoire d'étude contre 69 pour les *parcelles sylvicoles*, 69 pour les *parcelles industrielles*, 58 pour les *parcelles naturelles*, dix pour les *parcelles agricoles/naturelles*, sept pour les *parcelles militaires*, deux pour les *parcelles agricoles/industrielles* et deux pour les *parcelles naturelles/industrielles*.

[178] Au 31 décembre 2015, les *parcelles agricoles* cumulaient 690 MWc en activité sur le territoire d'étude contre 416 pour les *parcelles agricoles*, 344 pour les *parcelles naturelles*, 334 pour les *parcelles industrielles*, 40 pour les *parcelles agricoles/naturelles*, 31 pour les *parcelles militaires*, 19 pour les *parcelles agricoles/industrielles* et 6 pour les *parcelles naturelles/industrielles*.

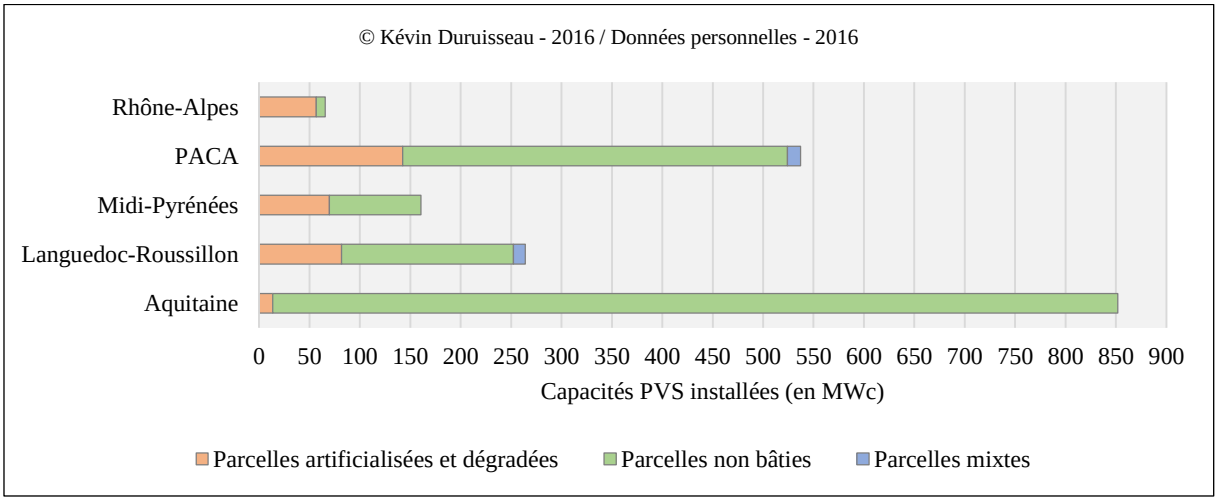
(Aude) sont implantées respectivement sur d'anciennes mines de bauxite, sur une ancienne mine de plomb et d'argent et sur une ancienne mine d'or [cf. photo 13]. Le développement de ce type d'infrastructure électrique ne s'inscrit toutefois pas forcément dans une stratégie de re-développement durable du territoire en question (Chatterton, 2002 ; Letombe et Zuindeau, 2006 ; Thornton *et alii*, 2007 ; Conesa *et alii*, 2008). Cette reconversion PVS permet néanmoins d'utiliser des friches industrielles qui n'avaient plus aucune valorisation.

© Kévin Duruisseau – 2014

Photo 12 – La CPVS du Bosc & Soumont (Hérault), exploitée par la COMPAGNIE DU VENT, est implantée sur une ancienne mine d'uranium

© Kévin Duruisseau – 2014

Photo 13 – La CPVS de Villanière (Aude), exploitée par RES, est implantée sur une ancienne mine d'or

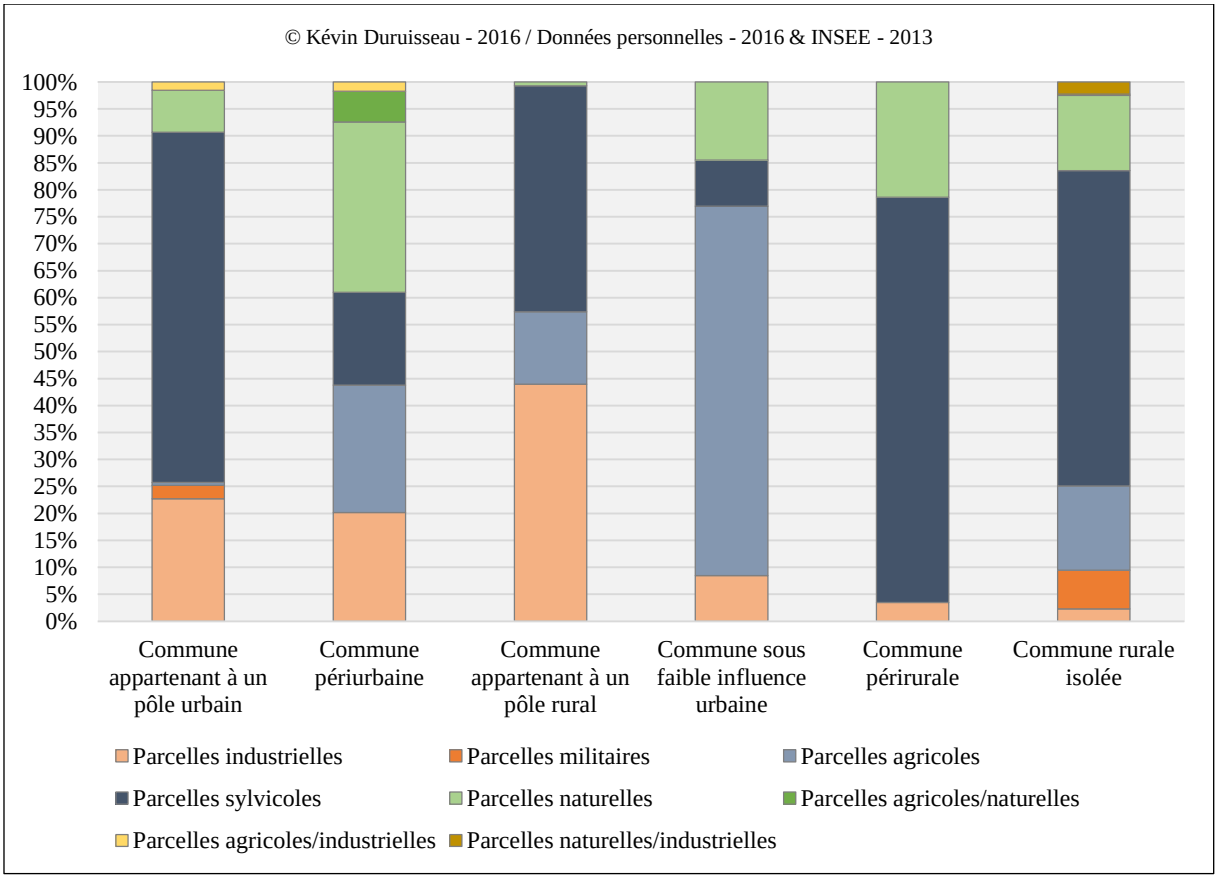


Graphique 40 – Répartition des capacités PVS installées en Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes entre les trois catégories de parcelles au 31 décembre 2015 (en MWc)

Le « fait sylvicole », récemment attaché au déploiement spatial PVS, n'a pas la même intensité dans toutes les régions du territoire d'étude. Inexistant en Languedoc-Roussillon, PACA et Rhône-Alpes, il représente 80,5 % des capacités PVS installées en Aquitaine. Le type de parcelles sollicitées diffère fortement d'une région à l'autre. À l'opposé de l'Aquitaine, la région Rhône-Alpes concentre près de 80 % de ses capacités PVS installées sur des *parcelles industrielles*. Bien qu'on puisse tempérer ce constat par le nombre réduit d'unités PVS concernées en Rhône-Alpes, cette région s'avère la plus vertueuse puisqu'elle concentre très majoritairement ses capacités PVS sur des *parcelles industrielles* correspondant à des *parcelles*

artificialisées et dégradées. Sur le territoire d'étude, toutes régions confondues, 79,3 % des capacités PVS installées étaient implantées sur des *parcelles non bâties* contre 19,4 % sur des *parcelles artificialisées et dégradées* et 1,3 % sur des *parcelles mixtes* [cf. graphique 40].

Le croisement de la répartition des capacités PVS installées, avec le type de parcelle utilisée et la nature des communes d'implantation met en lumière la problématique complexe des conflits d'usage des sols liée au processus de diffusion spatiale PVS (Labussière, 2013 ; Melot et Torre, 2013 ; Baggioni, 2015a, 2015b). Le déploiement spatial PVS, fait urbain et périurbain majeur, constitue un nouveau paramètre du devenir des Espaces Périurbains Non Bâtis (EPNB) (Banzo et Morgado, 2006 ; Banzo et Valette, 2006, 2007). « *Les EPNB rassemblent les parcelles agricoles (cultivées ou non) ainsi que les portions de forêt et d'autres zones « naturelles » (garrigues, landes, marais, berges), qui sont situées dans les périphéries urbaines, lointaines ou proches.* [Ils sont] *morphologiquement ruraux mais soumis à l'influence urbaine* » (Banos et Sabatier, 2010, p. 2). Cette diffusion spatiale constitue également un nouveau paramètre du devenir des espaces flous périurbains (Rolland-May, 1987 ; Durbiano et de Reparaz, 1993). Les espaces flous périurbains, « *zones sans affectation précise en terme d'activité, sont des espaces pratiquement sans habitat permanent, sinon marginal et limité* » (Durbiano et de Reparaz, 1993, p. 25).

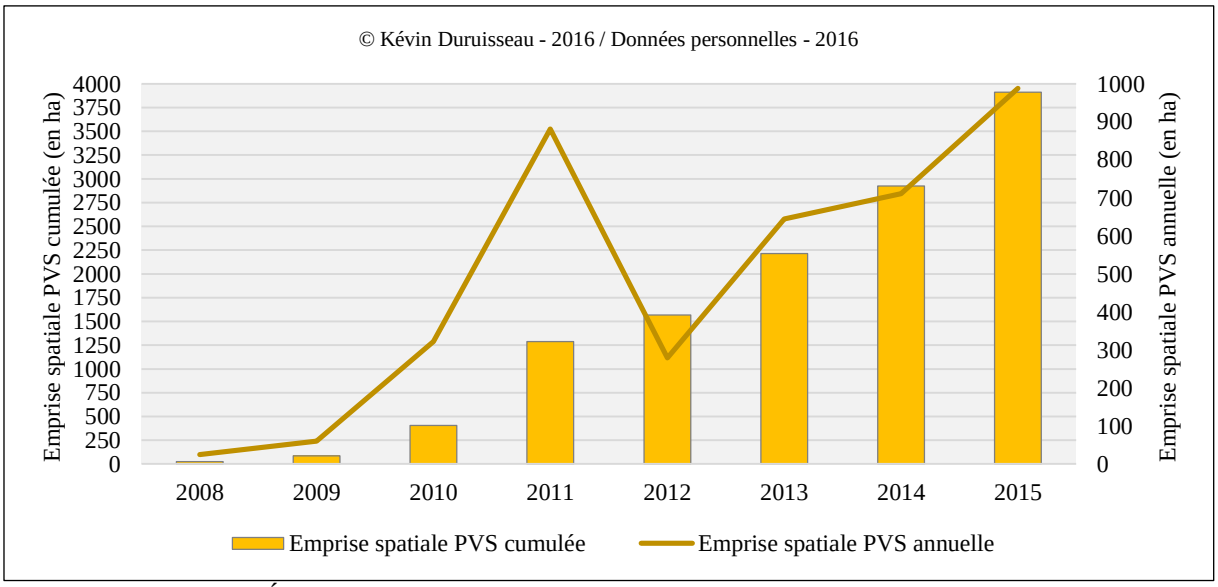


Graphique 41 – Répartition des capacités PVS installées entre les six types de communes et les huit types de parcelles sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015 (en %)

Au 31 décembre 2015, 78,2 % des capacités PVS des communes périurbaines étaient implantées sur des *parcelles non bâties* ce qui renforce la nécessité d'intégration de la question de la consommation des EPNB à la problématique du déploiement spatial PVS. Les *parcelles naturelles* concentraient 31,6 % des capacités PVS des communes périurbaines contre 23,7 % pour les *parcelles agricoles* et 17,2 % pour les *parcelles sylvicoles*. Paradoxalement, 43,9 % des capacités PVS installées dans les communes appartenant à un pôle rural étaient implantées sur des *parcelles artificialisées et dégradées*. Les *parcelles industrielles* concentraient 43,9 % des capacités PVS installées des communes appartenant à un pôle rural contre 13,4 % pour les *parcelles agricoles* [cf. graphique 41].

4- Les effets spatiaux cumulés du déploiement spatial PVS.

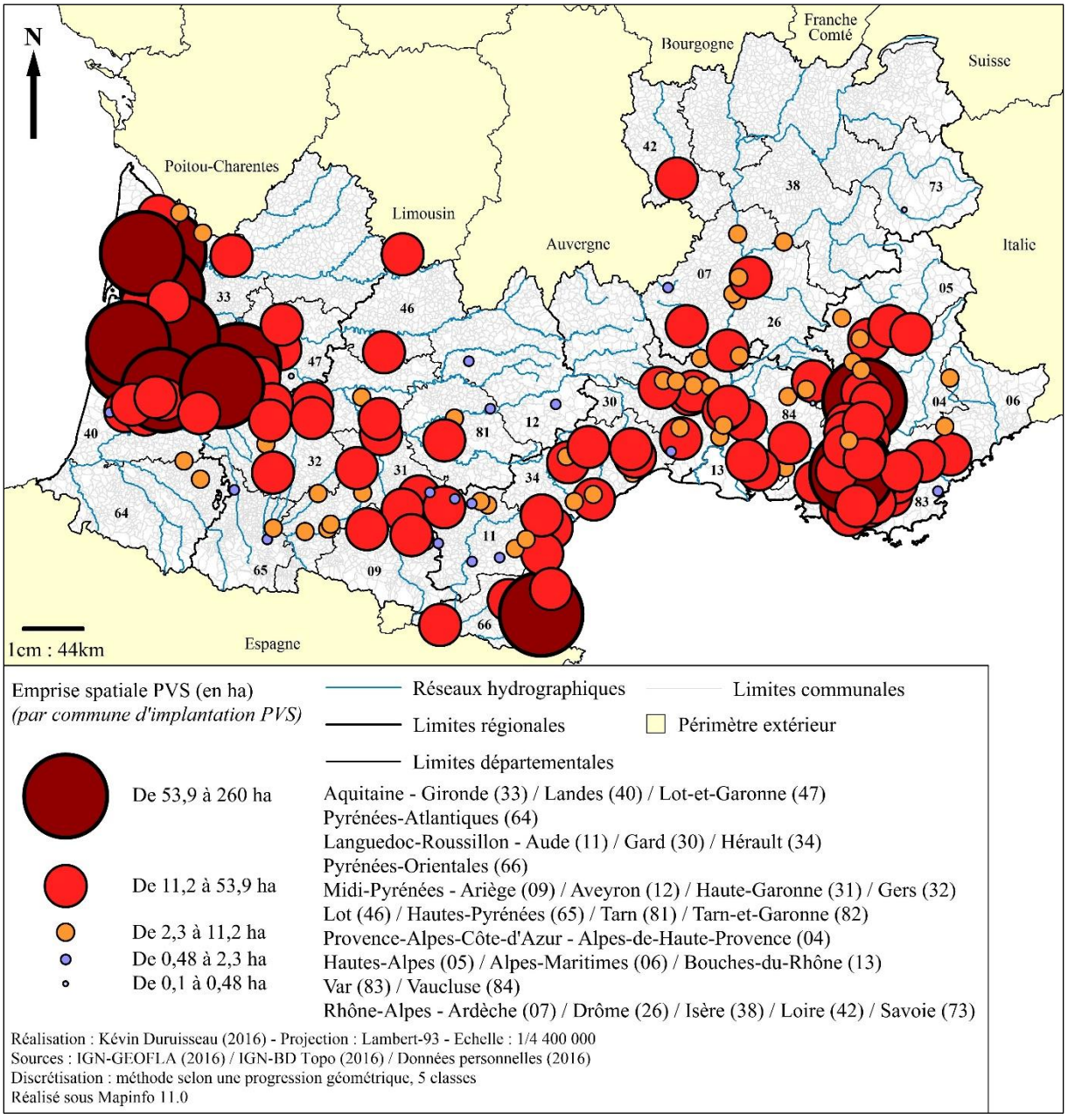
L'analyse de l'emprise spatiale des 287 unités PVS en activité en 2015 sur le territoire d'étude, et de leurs effets spatiaux cumulés, constituent des éléments géographiques fondamentaux et permettent de mettre en évidence de nouvelles caractéristiques de leur déploiement spatial [cf. carte 7]. Entre 2008 et 2015, l'emprise spatiale PVS a connu une progression soutenue, passant de 25 à 3 912 ha soit un accroissement moyen de +486 ha/an. Les dynamiques d'accroissement de l'emprise spatiale PVS entre 2008 et 2015 présentent des séquences similaires à celles observées précédemment concernant les dynamiques d'accroissement des capacités installées [cf. graphique 42].



Graphique 42 – Évolution de l'emprise spatiale PVS cumulée et annuelle sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015 (en ha)

La progression de l'emprise spatiale PVS cumulée sur le territoire d'étude, qui s'est accélérée au cours de la troisième et dernière vague de diffusion spatiale PVS [2012-2015], s'est accompagnée de la progression de l'emprise spatiale PVS moyenne cumulée. Entre 2008

et 2015, l'emprise spatiale PVS moyenne[179] cumulée s'est continuellement accrue, passant de 8,3 à 13,6 ha/unité. La progression de l'emprise spatiale PVS cumulée et de l'emprise spatiale PVS moyenne cumulée s'est également accompagnée de la progression de l'intensité spatiale PVS moyenne[180] cumulée.



Carte 7 – Emprise spatiale cumulée des unités PVS par commune d'implantation sur le territoire d'étude (au 31 décembre 2015)

Entre 2008 et 2015, l'intensité spatiale PVS moyenne cumulée s'est continuellement accrue, passant de 0,31 à 0,48 MWc/ha. L'intensité spatiale PVS moyenne annuelle a varié de

[179] L'emprise spatiale PVS moyenne est un ratio croisant la variable unité PVS installée et la variable emprise spatiale PVS. Ce ratio permet d'exprimer l'emprise spatiale PVS moyenne des unités PVS en activité.
[180] L'intensité spatiale PVS moyenne est un ratio croisant la variable capacité PVS installée et la variable emprise spatiale PVS. Ce ratio permet d'exprimer la capacité PVS installée moyenne par hectares.

0,31 MWc/ha en 2008 à 0,62 MWc/ha en 2015. Si le pic d'intensité spatiale PVS moyenne annuelle atteint en 2015 résulte de la mise en activité du PPVS girondin de Cestas dont l'intensité spatiale est de 1,15 MWc/ha, l'amélioration continue de l'intensité spatiale PVS moyenne cumulée résulte, elle, des effets d'apprentissage, des choix parcellaires et des choix technologiques. À l'échelle régionale, l'intensité spatiale PVS moyenne cumulée variait entre 0,41 MWc/ha en Languedoc-Roussillon et 0,53 MWc/ha en Aquitaine [cf. tableau 21]. L'emprise spatiale PVS étant en relation avec le nombre d'unités PVS en activité et le niveau des capacités PVS installées, les variations d'emprise spatiale régionales ou parcellaires correspondent à celles observées pour ces deux variables en 2015. L'Aquitaine présentait une emprise spatiale PVS de 1 612 ha contre 1 147 en PACA, 642 en Languedoc-Roussillon, 366 en Midi-Pyrénées et 145 en Rhône-Alpes. Les *parcelles sylvicoles, agricoles, industrielles* et *naturelles* cumulaient 93,3 % de l'emprise spatiale PVS sur le territoire d'étude avec respectivement 1 228 ha, 989 ha, 756 ha et 678 ha.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Évolution 2010-2015
Aquitaine	0,26	0,31	0,34	0,38	0,40	0,53	+0,27 MWc/ha
Languedoc-Roussillon	0,31	0,33	0,31	0,37	0,42	0,41	+ 0,10 MWc/ha
Midi-Pyrénées	0,40	0,39	0,39	0,42	0,43	0,44	+ 0,04 MWc/ha
PACA	0,35	0,43	0,44	0,47	0,46	0,47	+ 0,12 MWc/ha
Rhône-Alpes	0,34	0,40	0,41	0,44	0,46	0,45	+ 0,11 MWc/ha
	© Kévin Duruisseau – 2016 / Données personnelles – 2016						

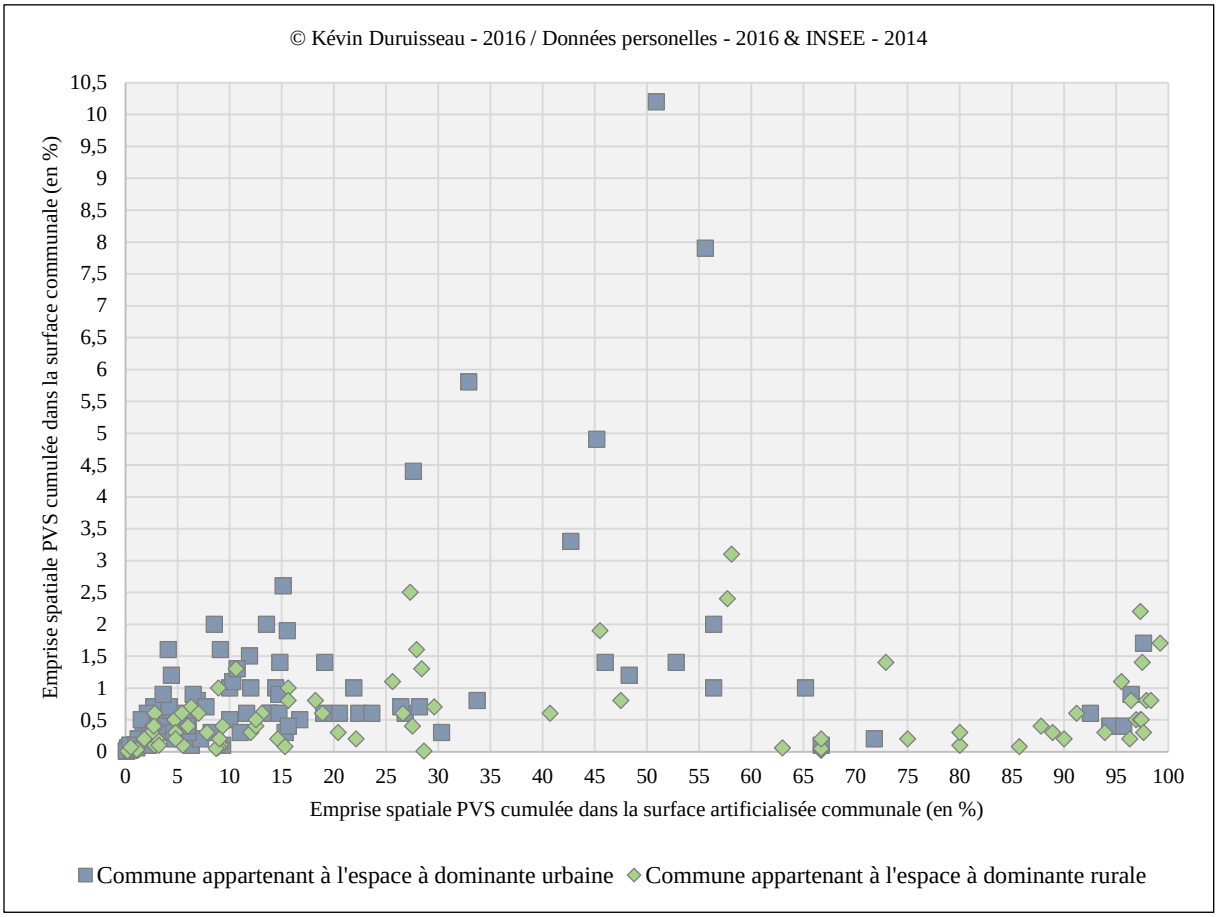
Tableau 21 – Évolution de l'intensité spatiale PVS moyenne cumulée en Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes entre 2010 et 2015 (en MWc/ha)

L'étude des effets spatiaux cumulés du déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude passe par l'analyse de la part de l'emprise spatiale PVS cumulée dans la surface communale[181] et dans la surface artificialisée communale[182]. Les 287 unités PVS en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude étaient réparties entre 189 communes dont l'emprise spatiale PVS cumulée était comprise entre 0,1 ha à Roquefort (Lot-et-Garonne) et 260 ha à Cestas (Gironde). En moyenne, ces 287 unités PVS – réparties sur 3 912 ha – occupaient 0,8 % de la surface communale et 27,6 % de la surface artificialisée communale. La distinction des communes appartenant à l'espace à dominante urbaine (« communes urbaines ») des communes appartenant à l'espace à dominante rurale (« communes rurales ») permet une mesure plus fine des effets spatiaux cumulés du déploiement spatial PVS [cf. graphique 43]. Les 156 unités PVS, implantées dans les 100 « communes urbaines », occupaient 2 194 ha. Ces unités PVS occupaient en moyenne 1 % de la surface communale et 19,3 % de la surface artificialisée communale. Les 131 unités PVS, implantées dans les 89 « communes rurales », occupaient 1 718 ha. Ces unités PVS occupaient en moyenne 0,6 % de la surface communale et 37,2 % de la surface artificialisée communale. Logiquement, les effets spatiaux cumulés du

[181] La surface communale correspond à la surface totale du territoire communal.

[182] La surface artificialisée communale correspond à la surface totale des territoires artificialisées du territoire communal définis par la base de données cartographiques *Corine Land Cover* comme l'ensemble des zones urbanisées, des zones industrielles, commerciales et des réseaux de communications, des mines, décharges et chantiers ainsi que les espaces verts artificialisés non agricoles.

développement PVS apparaissent plus importants pour les « communes rurales ». Pour 20 « communes rurales », les CPVS ou les PPVS en activité représentent à plus de 80 % de leur surface artificialisée.



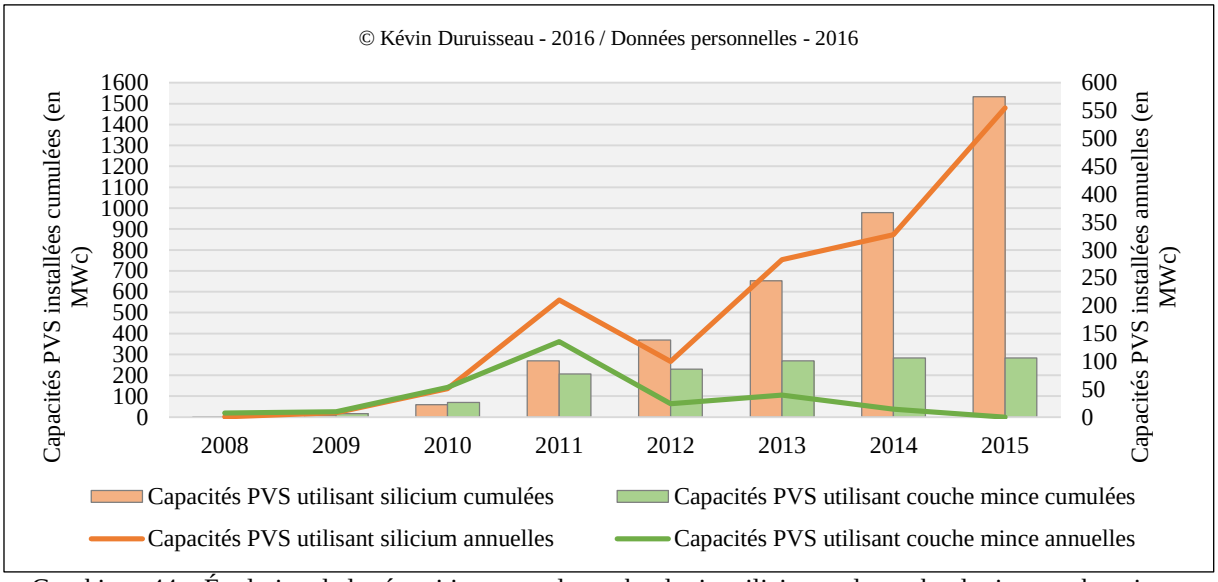
Graphique 43 – La part de l'emprise spatiale PVS cumulée dans la surface communale et la surface artificialisée communale des 189 communes possédant au moins une unité PVS en activité sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015 (en %)

5- Les filières technologiques et leurs effets spatiaux.

Les 287 unités PVS en activité sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015 mettent en œuvre différentes filières technologiques en fonction des matériaux utilisés pour obtenir l'effet de conversion PV. Le déploiement spatial PVS a très majoritairement reposé sur la filière historique silicium entre 2008 et 2015, près de 82 % des capacités PVS installées reposant sur l'utilisation des technologies silicium contre 15 % reposant sur l'utilisation des technologies couche mince[183]. La domination actuelle de la filière silicium n'est pas révélatrice de la dynamique observable au cours de la première vague de diffusion spatiale PVS [2008-2011] [cf. graphique 44]. Durant cette première vague [2008-2011], avec un taux d'accroissement moyen de +67,3 MWc/an, les capacités PVS installées reposant sur les technologies silicium

[183] Entre 2008 et 2015, 2,3 % des capacités PVS installées ont reposé sur l'utilisation conjointe de technologies silicium et couche mince, 0,9 % sur l'utilisation conjointe de technologies silicium et à concentration et 0,1 % sur l'utilisation de technologies à concentration.

sont passées de 0,1 à 269 MWc quand, avec un taux d'accroissement moyen de +49,5 MWc/an, celles reposant sur les technologies couche mince sont passées de 7,5 à 206 MWc. Au cours de cette vague, le déploiement spatial PVS a donc reposé conjointement sur les technologies silicium et les technologies couche mince, les premières équipant 56,6 % des capacités PVS installées, les secondes en équipant 43,3 %.



Graphique 44 – Évolution de la répartition, entre les technologies silicium et les technologies couche mince, des capacités PVS installées cumulées et annuelles sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015 (en MWc)

Cet « âge d'or » des technologies couche mince sur le territoire d'étude résulte de la stratégie de développement du groupe EDF EN qui avait fait le choix d'équiper ses unités PVS de modules utilisant la technologie couche mince CdTe. Entre 2008 et 2011, les 17 unités PVS mises en activité par ce groupe représentaient, à elles seules, 72,3 % des capacités PVS installées reposant sur les technologies couche mince. Ce choix stratégique d'EDF EN s'expliquait alors par le bon rapport investissement/rendement offert par cette technologie et par la disponibilité de volume garantie proposé par le fabricant américain de modules FIRST SOLAR avec qui EDF EN va rapidement conclure un contrat de fourniture afin de ne pas connaître de rupture d'approvisionnement et lui permettre « d'inonder » les territoires français en infrastructures PVS. Durant la deuxième vague [2011-2012], avec un taux d'accroissement moyen de +49,9 MWc/an, les capacités PVS installées reposant sur les technologies silicium sont passées de 269 à 369 MWc quand, avec un taux d'accroissement moyen de +11,9 MWc/an, celles reposant sur les technologies couche mince sont passées de 206 à 229 MWc. Durant la troisième et dernière vague [2012-2015], avec un taux d'accroissement moyen de +291 MWc/an, les capacités PVS installées reposant sur les technologies silicium sont passées de 369 à 1 534 MWc quand, avec un taux d'accroissement moyen de +13,5 MWc/an, celles reposant sur les technologies couche mince sont passées de 229 à 283 MWc.

La désaffection des porteurs de projets PVS pour les technologies couche mince s'explique par leurs faibles rendements de conversion, leurs faibles intensités spatiales et leurs

coûts désormais équivalents à ceux des technologies silicium dans un contexte de baisse des tarifs de rachat PVS et de pressions réglementaires pour une réduction des impacts spatiaux PVS. L'intensité spatiale PVS moyenne des unités utilisant des technologies couche mince est nettement inférieure à celle des unités utilisant des technologies silicium. Les 235 unités PVS en activité reposant sur les technologies silicium présentaient une intensité spatiale PVS moyenne de 0,54 MWc/ha quand les 39 unités PVS en activité reposant sur les technologies couche mince présentaient une intensité spatiale PVS moyenne de 0,31 MWc/ha.

La caractérisation de la géographie des unités PVS en activité au 31 décembre 2015 – qui comprend des CPVS et des PPVS – dans les régions Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes a permis d'identifier les territoires d'implantation privilégiés de ce nouveau type d'infrastructures électriques. Les unités PVS se sont majoritairement diffusées dans des espaces à dominante urbaine et plus particulièrement périurbaine renforçant la fonction d'accueil d'infrastructures importantes de ce type d'espace. Le fait urbain et périurbain du déploiement spatial PVS apparaît comme une caractéristique construite entre 2008 et 2015 et correspond à un retournement des dynamiques à l'œuvre puisqu'à l'origine le développement PVS s'est effectué dans des espaces à dominante rurale. Le processus de diffusion spatiale de ce nouveau type d'infrastructures industrielles a également privilégié les *parcelles non bâties* et plus particulièrement les *parcelles sylvicoles* et *agricoles* induisant de potentiels phénomènes de conflits d'usage.

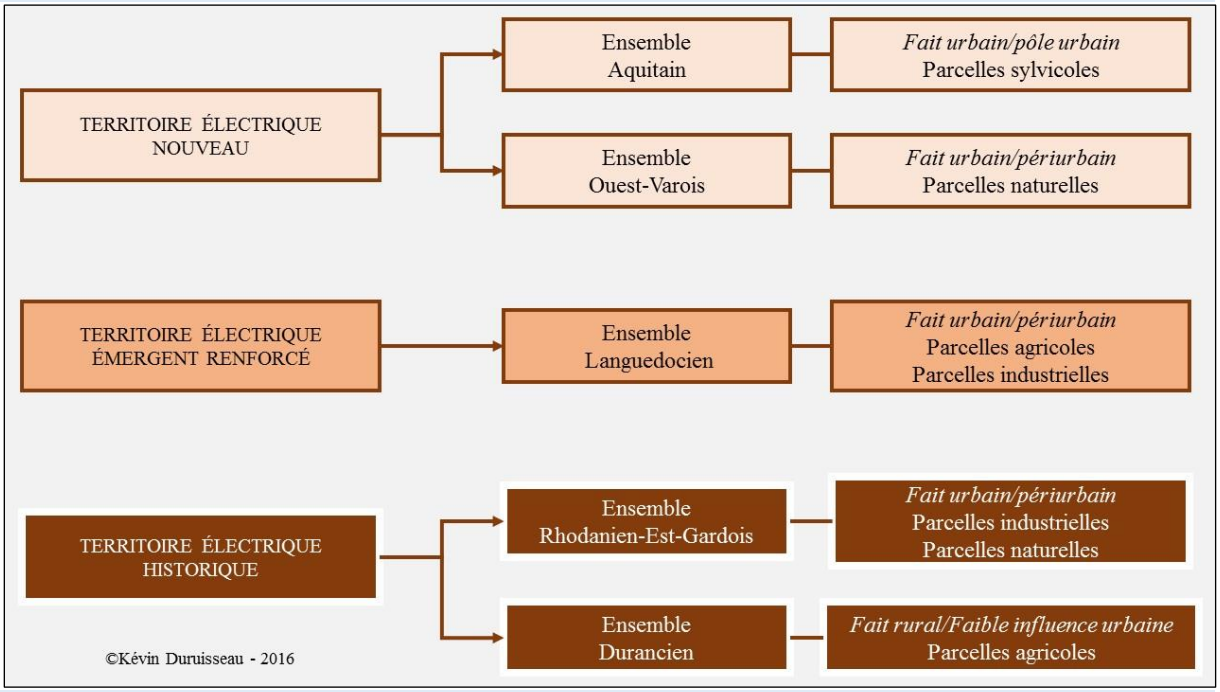


Figure 16 – Typologie des cinq ensembles territoriaux PVS

L'étude de la distribution spatiale des CPVS et des PPVS fait apparaître une inégale diffusion de ce nouveau type d'infrastructure électrique dans les territoires du sud de la France

et un phénomène de concentration en cinq ensembles territoriaux PVS (*Aquitain*, *Languedocien*, *Rhodanien-Est-Gardois*, *Durancien* et *Ouest-Varois*). Les *ensembles Aquitai*n et *Ouest-Varois* ont à travers ce déploiement spatial PVS acquis un statut de territoire électrique nouveau. L'*ensemble Languedocien* renforce son statut de territoire électrique émergent acquis au cours du déploiement spatial éolien. Les *ensembles Rhodanien-Est-Gardois* et *Durancien* assoient leur statut de territoire électrique historique en montrant leur capacité à diversifier leur mix-électrique. Les effets spatiaux du développement PVS entre 2008 et 2015 incluent donc des effets structurels sur le système électrique du sud de la France. Ces effets correspondent à la fois à un renforcement de bassins électriques historiques construits autour de l'hydroélectricité et/ou de l'électronucléaire et à la création de nouveaux bassins électriques dont le plus important correspond à l'*ensemble Aquitain* [cf. figure 16].

Chapitre 5
Les facteurs de localisation favorables et défavorables des unités photovoltaïques au sol dans les territoires du sud de la France

La géographie des unités photovoltaïques au sol (PVS) en activité au 31 décembre 2015 dans les régions Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, Provence-Alpes-Côte-d'Azur (PACA) et Rhône-Alpes fait apparaître une inégale distribution spatiale de ce nouveau type d'infrastructures industrielles. Il apparaît un contraste net entre les territoires septentrionaux qui à l'exception de la Gironde ont connu un faible développement PVS et les territoires méridionaux qui ont connu un fort développement PVS entre 2008 et 2015. Le processus de diffusion spatiale PVS a concouru à l'émergence de cinq ensembles territoriaux correspondant à des territoires électriques historiques (*Rhodanien-Est-Gardois* et *Durancien*), à des territoires électriques émergents renforcés (*Languedocien*) et à des territoires électriques nouveaux (*Aquitain* et *Ouest-Varois*). La caractérisation des territoires d'implantation PVS fournit des informations utiles à la mise en évidence des logiques d'implantation qui ont orienté les porteurs de projets au cours de cet intervalle de temps. La localisation d'une unité PVS, en tant qu'établissement industriel, dépend de multiples facteurs entendus non pas comme « *les éléments susceptibles d'influer d'une manière ou d'une autre sur le choix d'une localisation (c'est-à-dire les conditions rendant possibles ce choix)* [mais comme] *ceux qui ont réellement joué un rôle lors du choix (c'est-à-dire les facteurs)* » (Mérenne-Schoumaker, 2002, p. 139). L'analyse de ces facteurs de localisation permet de distinguer des facteurs génériques et des facteurs spécifiques propres à chaque implantation. Quels que soient les facteurs génériques et spécifiques associés à une implantation, le choix final d'une localisation résulte toujours de jeux d'acteurs et de jeux d'échelles complexes. Ce choix apparaît aussi comme le résultat de multiples compromis car « *il est rare de trouver un emplacement parfait, permettant une implantation parfaite pour un prix parfait* » (Muther, 1966, p. 188).

Ce chapitre vise à identifier et à analyser les facteurs de localisation des unités PVS favorables et défavorables. Il permet de distinguer des facteurs génériques, touchant de manière identique à l'ensemble des unités PVS du territoire d'étude, des facteurs spécifiques, touchant plus spécialement telle ou telle implantation. La première partie a pour but de recenser et d'analyser, de manière exhaustive, les facteurs de localisation génériques favorables et défavorables à l'implantation des unités PVS sur le territoire d'étude (I). Elle permet de mettre en évidence la prédominance de la proximité des réseaux de transport et de distribution d'électricité sur l'évidence du gisement solaire dans le choix des porteurs de projet PVS. La

deuxième partie s'intéresse aux facteurs de localisation spécifiques favorables et défavorables et permet ainsi d'expliquer l'émergence des cinq ensembles territoriaux PVS identifiés (II).

I- Les facteurs de localisation génériques des unités PVS dans les territoires du sud de la France.

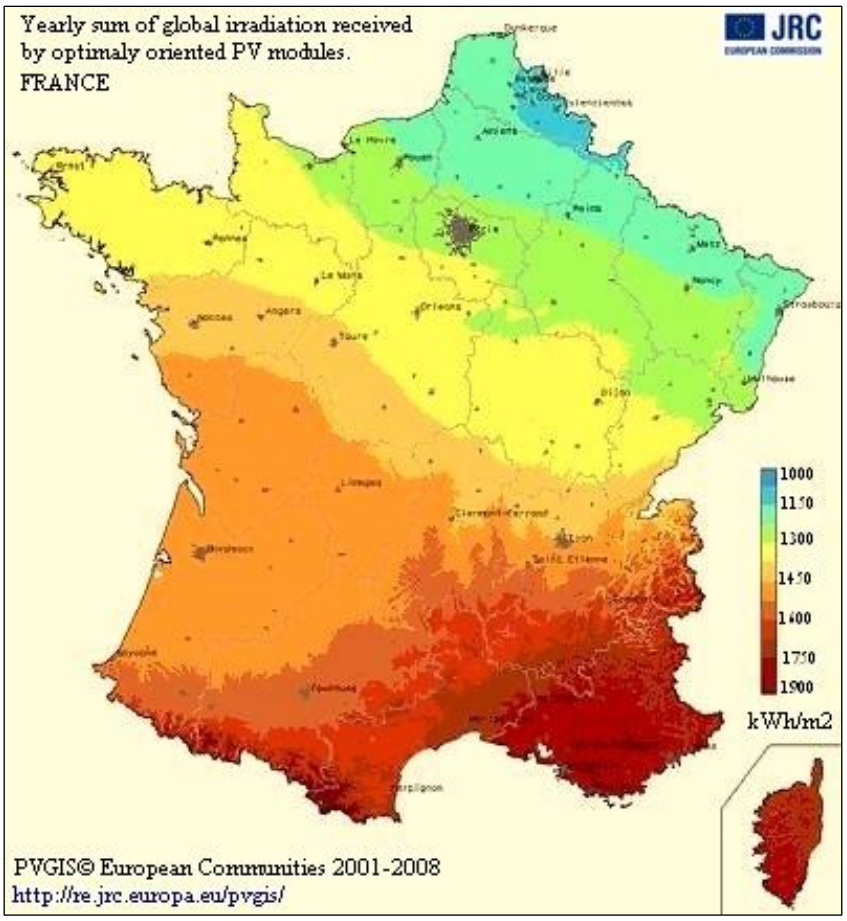
La répartition et la localisation des 287 unités PVS en activité, au 31 décembre 2015, dans les régions Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes dépendent de facteurs génériques favorables ou défavorables partagés. Le recensement et l'analyse des facteurs de localisation permettent de les classer en trois catégories. La première catégorie est d'évidence les facteurs naturels de localisation, la production PVS étant dépendante d'une ressource naturelle et de caractéristiques géomorphologiques (A). La deuxième catégorie résulte de la mise en tension des politiques énergie-climat locales avec le régime réglementaire d'encadrement du déploiement spatial PVS et les retombées économiques potentielles pour les collectivités territoriales d'implantation. Elle regroupe les facteurs politico-économiques de localisation (B). La troisième catégorie regroupe pour le territoire d'étude les facteurs anthropiques très limitants que sont les facteurs techniques, démographiques et d'usages des sols, en particulier la géographie des réseaux électriques (C).

A- Les facteurs naturels favorables et défavorables au déploiement spatial PVS.

1- La question de l'irradiation solaire : une ressource relativement bien répartie.

L'énergie solaire est une ressource naturelle énergétique de flux (Deshaies et Mérenne-Schoumaker, 2014). « *Comme l'énergie éolienne, l'énergie solaire est propre et abondante bien qu'inégalement répartie dans l'espace (entre 800 et 2 500 kWh par m² selon les régions du globe) et dans le temps (heure du jour et saison)* » (Mérenne-Schoumaker, 2007a, p. 90). En France métropolitaine, le niveau d'irradiation solaire varie entre 1 000 et 1 900 kWh/m², les écarts entre territoires septentrionaux et méridionaux sont importants, allant donc du simple au double [cf. carte 8].

Les territoires méridionaux présentent, du fait de leur plus grande proximité avec le Tropique du Cancer, de plus hauts niveaux d'irradiation solaire. Le territoire d'étude reçoit une irradiation solaire comprise entre 1 300 et 1 900 kWh/m², la ressource solaire y est ainsi relativement bien répartie. PACA est la région du territoire d'étude bénéficiant du plus haut niveau d'irradiation qui est compris entre 1 750 et 1 900 kWh/m² avec une majorité de son territoire irradié à hauteur de 1 800 kWh/m². PACA est suivie par les régions Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, Rhône-Alpes et Aquitaine.



Carte 8 – L'irradiation solaire du territoire français métropolitain

Si la « qualité » du gisement solaire joue un rôle indéniable dans le processus de sélection des sites d'implantation PVS, la température moyenne de ces sites constitue la seconde variable climatique pris en compte par les porteurs de projets. Les meilleurs rendements de conversion de l'ensemble des cellules PV sont obtenus à une température atmosphérique moyenne de 25°C. Cette variable peut ainsi venir contrebalancer la « qualité » moindre du gisement solaire. Les territoires aquitains, qui concentrent les plus fortes capacités PVS installées sur le territoire d'étude, exploitent un gisement solaire de moindre « qualité » par rapport aux territoires provençaux mais connaissent des températures moyennes plus favorables que ces derniers offrant aux opérateurs de meilleures rendements de conversion.

2- La recherche de surfaces planes ou à faible pente : une caractéristique géomorphologique majeure.

Les caractéristiques géomorphologiques des sites d'implantation PVS constituent, avec les deux variables climatiques précédentes, le dernier facteur naturel qui est pris en compte dans l'analyse du déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude. L'ensemble des entretiens menés auprès des développeurs et des opérateurs a permis de mettre en évidence le fait que ces porteurs de projets recherchaient, quasi-uniquement, au cours de leurs prospections territoriales, des sites d'implantation PVS possédant une surface plane ou à faible pente [cf. photo 14].

© Kévin Duruisseau – 2014
Photo 14 – Le PPVS [3] des Mées (Alpes-de-Haute-Provence), exploité par DELTA SOLAR, est implanté sur des *parcelles agricoles* à faible pente du plateau de Valensole

Sur les 287 unités PVS en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude, deux seulement étaient implantées sur des surfaces présentant une pente importante. Les deux CPVS de Saint-Julien-Mont-Denis (Savoie), située dans la vallée industrielle de la Maurienne à proximité de Saint-Jean-de-Maurienne, sont implantées sur des merlons anti-avalanche. Malgré leurs capacités installées et leurs emprises spatiales faibles[184], ces deux unités PVS présentent une empreinte paysagère relativement importante du fait qu'elles épousent le degré d'inclinaison important de la pente [cf. photos 15 & 16].

© Kévin Duruisseau – 2014
Photos 15 & 16 – La CPVS [1] de Saint-Julien-Mont-Denis (Savoie), exploitée par SUNALP, est implantée sur la forte pente de merlons anti-avalanche

Cette question de l'empreinte paysagère a constitué le point d'achoppement entre l'unité territoriale Maurienne de la Direction Départementale des Territoires (DDT) de Savoie qui a

[184] Les CPVS de Saint-Julien-Mont-Denis (Savoie), exploitées par SUNALP, présentent respectivement une capacité PVS installée de 0,249 MWc et une emprise spatiale PVS de 0,17 ha.

été chargée de l'instruction des déclarations préalables, délivrées ensuite par le préfet de département, et les services architecture et paysage de la DDT de Savoie et de la Direction Régional de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL) de Rhône-Alpes[185]. Alors que l'unité territoriale Maurienne était favorable au projet, jugeant que les enjeux paysagers étaient minimes dans une vallée caractérisée par le développement d'industries lourdes, les services architecture et paysage étaient, quant à eux, défavorables au projet.

La recherche quasi-systématique de sites d'implantation PVS possédant une surface plane ou à faible pente par les développeurs et/ou les opérateurs explique la géographie des unités PVS sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015. Ce type de site d'implantation se concentre majoritairement dans les bassins d'effondrement, les vallées et les plaines alluviales ainsi que sur les plateaux. La quasi-absence d'unités PVS en activité dans les Alpes, les Pyrénées et le Massif Central s'explique, en grande partie, par le caractère accidenté des terrains et leurs fortes pentes. Malgré l'importance de ces facteurs naturels pour expliquer le déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015, notre recherche n'adopte pas pour autant une posture déterministe. Si les facteurs naturels sont primordiaux pour analyser ce processus, ils sont toutefois à associer à de multiples autres facteurs tout aussi importants. La géographie des unités PVS sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015 apparaît comme une matrice complexe combinant facteurs naturels, facteurs politico-économiques et facteurs technico-spatiaux.

B- Les facteurs politico-économiques favorables et défavorables au déploiement spatial PVS.

1- Nouvelles compétences et rôle des collectivités territoriales et des intercommunalités.

Les politiques énergie-climat locales et régionales, conduites par les collectivités territoriales ou leurs intercommunalités, ont influencé directement et/ou indirectement le déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015. Les Communes, les syndicats de communes et les Départements sont des acteurs publics locaux historiques dans le domaine de l'électricité. La loi du 15 juin 1906[186] affirme le rôle des communes et des syndicats de communes dans le domaine de la distribution publique d'électricité : « *la concession d'une distribution publique [d'électricité] est donnée soit par la commune ou le syndicat formé entre plusieurs communes, si la demande de concession ne vise que le territoire de la commune ou du syndicat, ou par le département dans l'étendue de celui-ci, soit par l'État dans les autres*

[185] Entretien mené auprès du responsable de l'UT Maurienne de la DDT-Savoie, 1er octobre 2013.
[186] Loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie

cas[187] ». La loi du 16 avril 1930[188] reconnaît, quant à elle, le rôle d'autorité concédante aux Départements. La loi du 8 avril 1946[189] de nationalisation du secteur électrique ne remet pas en cause le rôle d'autorité concédante des Communes, des Syndicats de communes et des Départements dans le domaine de la distribution publique d'électricité. Elle autorise également les collectivités territoriales à continuer à produire de l'électricité malgré la nationalisation de la production d'électricité. Les collectivités territoriales ne sont alors autorisées à aménager et à exploiter de nouvelles infrastructures électriques que dans l'optique d'une autoconsommation. Elles peuvent également exploiter des unités hydroélectriques d'une capacité installée inférieure de 8 MW.

La loi du 10 février 2000[190] constitue une première étape dans l'élargissement des possibilités des collectivités territoriales à s'engager dans le développement de la production d'électricité locale. Elle autorise les autorités concédantes (Communes, Syndicats de communes et Départements) à « *aménager, exploiter directement ou faire exploiter par leur concessionnaire de la distribution d'électricité toute installation de production d'électricité de proximité d'une puissance inférieure à un seuil fixé par décret, lorsque cette installation est de nature à éviter dans de bonnes conditions économiques, de qualité, de sécurité et du sûreté de l'alimentation électrique, l'extension ou le renforcement des réseaux publics de distribution d'électricité relevant de leur compétence*[191] ». Toutefois, seuls les clients non éligibles peuvent alors être alimentés par cette électricité et la capacité installée des unités de production ne pouvait excéder 1 MW en France métropolitaine. La loi POPE du 13 juillet 2005[192], modifie l'article L. 2224-32 du Code Général des Collectivités Territoriales, et autorise les Communes et les établissements publics de coopération (EPCI) à aménager, exploiter, faire aménager et faire exploiter des unités de production d'électricité d'origine renouvelable. La loi Grenelle II du 12 juillet 2010[193] étend l'autorisation d'aménager, exploiter, faire aménager et faire exploiter des unités de production d'électricité d'origine renouvelable aux EPCI, aux Départements et aux Régions. La loi TECV du 17 août 2015[194] constitue la dernière étape, à ce jour, d'élargissement des « *possibilités d'intervention des collectivités et de leurs groupements en matière de production d'énergie à partir de sources renouvelables* » (Sokoloff, 2016, p. 24). Cette loi a permis de lever plusieurs contraintes qui pesaient jusqu'à lors sur les collectivités territoriales et leur EPCI dans ce domaine : (i) les Communes, les EPCI et les Départements peuvent dorénavant prendre part au capital de sociétés de production d'électricité renouvelable approvisionnant leur territoire ; (ii) les collectivités territoriales riveraines de cours d'eau exploités par des unités hydroélectriques peuvent dorénavant prendre part au capital des

[187] Article 6 de la loi du 15 juin 1906.
[188] Loi du 16 avril 1930 portant fixation du budget général de l'exercice 1930-1931.
[189] Loi n°46-628 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.
[190] Loi n°2000-108 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.
[191] Article 11 de la loi du 10 février 2000 et Article L 2224-33 du Code Générale des Collectivités Territoriales.
[192] Loi n°2005-781 de programme fixant les orientations de la politique énergétique.
[193] Loi n°2010-788 portant engagement national pour l'environnement.
[194] Loi n°2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

sociétés d'économies mixtes (SEM) exploitant ces infrastructures électriques ; (iii) les limites opposables aux capacités installées exploitées par les collectivités territoriales sont supprimées ; (iv) « *l'obligation pour les collectivités* [territoriales] *de passer par le préalable d'un contrat de vente dans le cadre de l'obligation d'achat avant de pouvoir vendre directement sur le marché a été supprimée* » (Sokoloff, 2016, p. 24).

L'élargissement de la compétence en matière de production d'électricité d'origine renouvelable pour les collectivités territoriales et leur EPCI s'est également accompagné d'un élargissement de leur compétence en matière de planification territoriale énergie-climat. Le processus du Grenelle de l'environnement lancé en 2007 et les lois du 3 août 2009[195] et du 12 juillet 2010 ont, dans une certaine mesure, permis un renforcement des compétences des collectivités territoriales en matière de définition des politiques énergie-climat locales. Le Grenelle de l'environnement a marqué « *une nouvelle étape de la politique énergétique nationale avec la volonté de prendre davantage en considération les besoins, attentes et retours d'expérience des acteurs locaux* » (Chanard, 2011, p. 118). Si la traduction législative de cette large consultation environnementale s'est révélée être moins « révolutionnaire » que prévue pour les collectivités territoriales et leur EPCI, il revient toutefois à ces acteurs publics locaux « *de fixer des objectifs clairs, doublés d'actions réalisables à court terme et adaptées aux spécificités des territoires en s'appuyant sur divers documents de planification* » (Ibid, p. 119). Ces acteurs publics locaux disposent de plusieurs outils pour la mise en œuvre du volet énergies renouvelables de leur politique énergie-climat. Ces outils peuvent être regroupés en deux grandes catégories : les documents d'urbanisme – le Plan Local d'Urbanisme (PLU), le Plan d'Aménagement et de Développement Durable (PADD) et le Schéma de Cohérence Territoriale (SCoT) – et les documents de planification – le Plan Climat Énergie Territorial (PCET) et le Schéma Régional Climat Air Énergie (SRCAE) (Boutaud, 2013).

Le PCET, rendu obligatoire par la loi Grenelle II du 12 juillet 2010 pour les Communes et les ECPI de plus de 50 000 habitants ainsi que pour les Départements et les Régions, « *sont les descendants immédiats des plans climat territoriaux introduits par le plan climat national adopté en juillet 2004 qui visaient, sur un mode volontaire, à permettre aux collectivités territoriales de se doter d'un cadre structurant pour élaborer et mettre en œuvre un programme d'actions visant à améliorer l'efficacité énergétique et réduire les émissions de gaz à effet de serre* » (Carré, 2012, p. 64). Le PCET se doit de répondre à trois objectifs principaux : « [(i)] *la préservation de l'environnement, par la réduction des émissions de GES ;* [(ii)] *la justice sociale, par la réduction de la précarité énergétique ;* [et (iii)] *le progrès économique, par la création d'emplois dans la filière des énergies renouvelables ou celle de la maîtrise de la consommation* » (Chanard, 2011, p. 140). Si le PCET devait être adoptés, par l'ensemble des acteurs territoriaux publics locaux concernés, avant le 31 décembre 2012, la situation divergeait néanmoins fortement d'un acteur public local à l'autre en 2015. L'observatoire des PCET, placé

[195] Loi n°2009-967 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.

sous l'égide de l'ADEME, scande en quatre étapes successives leur processus de mise en œuvre pour l'ensemble des acteurs publics locaux concernés : (i) l'étape de préfiguration, (ii) l'étape de diagnostic et mobilisation, (iii) l'étape de construction et (iv) l'étape de la mise en œuvre. Au 31 décembre 2015, les Départements de Dordogne, de Gironde, des Landes, du Lot-et-Garonne, du Gard, de l'Hérault, des Pyrénées-Orientales, de l'Aveyron, du Tarn, des Alpes-Maritimes, des Hautes-Alpes, de l'Ain, de la Loire, du Rhône et de la Savoie mettaient en œuvre leur PCE alors que les Départements de l'Ardèche, de l'Ariège, du Gers, des Hautes-Pyrénées, du Tarn-et-Garonne, des Alpes-de-Haute-Provence, de l'Isère et de Haute-Savoie construisaient encore leur PCET. L'ensemble des Régions du territoire d'étude mettaient en œuvre leur PCET au 31 décembre 2015.

Le PCET peut se coupler avec les Agendas 21 locaux existants, il constitue alors le volet climat des Agendas 21 locaux qui possédaient déjà un volet énergie. La complémentarité entre ces deux instruments de planification énergie-climat demeure toutefois imparfaite (Chanard *et alii*, 2011). Les Départements du territoire d'étude ont dans leur grande majorité élaboré des Agendas 21 locaux au cours des années 2000 dans un contexte de d'intégration du paradigme de développement durable aux politiques publiques françaises. Les Agendas 21 locaux des Départements de la Gironde, de l'Isère, du Tarn, du Gers, de l'Hérault, des Alpes-de-Haute-Provence, des Hautes-Alpes, des Pyrénées-Atlantiques et du Lot-et-Garonne ont été labellisés, entre 2007 et 2013, par le Ministère du Développement Durable, Agenda 21 Local France. Cette labellisation ministérielle concerne les Agendas 21 Locaux élaborés par l'ensemble des collectivités territoriales et des intercommunalités (EPCI, Parcs Naturels Régionaux, Pays). Certaines communes du territoire d'étude possédant au moins une unité PVS en activité s'inscrivent également dans un processus de mise en œuvre d'un Agenda 21 Local. C'est notamment le cas des communes de Bessan (Hérault), Brignoles (Var), Châteaurenard (Bouches-du-Rhône), Daumazan-sur-Arize (Tarn), Fuveau (Bouches-du-Rhône), Le Sequestre (Tarn-et-Garonne), Ille-sur-Têt (Pyrénées-Orientales) et Vitrolles (Hautes-Alpes).

L'influence des PCET et des Agendas 21 locaux, élaborés par les collectivités territoriales et leurs intercommunalités, dans le choix des sites d'implantation PVS est incertaine. L'ensemble des entretiens menés auprès des développeurs et des opérateurs-exploitants a permis de mettre en exergue que l'existence ou non de ces deux instruments de planification énergie-climat dans les communes d'implantation potentielle ne constitue pas un paramètre dans leur processus de prospection territoriale. La grande majorité des communes ayant initié leur projet PVS n'avait pas élaboré ce type d'instruments pour leur territoire.

Le SRCAE, rendu obligatoire par la loi Grenelle II du 12 juillet 2010 pour les Régions, est un document d'orientation qui fixe « *à l'échelon régional aux horizons 2020 et 2050 les efforts à effectuer en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, de lutte contre la pollution atmosphérique, de développement des énergies renouvelables et d'adaptation aux*

changements climatiques » (Allemand, 2013, p. 169). Toutefois, « *bien que le SRCAE soit-co-élaboré* [par la Région et le préfet de région] *et fasse appel à une large consultation, il ne s'agit pas d'un acte de nature contractuelle, mais d'un acte unilatéral qui découle de son adoption par arrêté préfectoral. De même, le SRCAE ne comporte pas d'engagements réciproques précis, mais des orientations générales qui doivent guider l'État et les collectivités territoriales dans la mise en œuvre des politiques publiques* » (Ibid, p. 172). Si les Régions françaises devaient adopter leur SRCAE avant le 13 juillet 2011, son adoption n'est intervenue que le 29 juin 2012 en Midi-Pyrénées contre le 15 novembre 2012 en Aquitaine, le 24 avril 2013 en Languedoc-Roussillon, le 17 juillet 2013 en PACA et le 14 avril 2014 en Rhône-Alpes. Le retard dans l'adoption des SRCAE dans les cinq régions du territoire d'étude résulte de contraintes temporelles et organisationnelles importantes. « *Il tient* [également] *à l'existence d'une culture administrative très différente entre DREAL et conseils régionaux, de nature à poser des problèmes de compréhension et de coordination. Sauf quelques exceptions, les services des conseils régionaux en charge des questions d'énergie étaient* […] *surtout habitués à travailler avec l'ADEME* » (Poupeau, 2013, p. 189-190). Les SRCAE en vigueur sur le territoire d'étude présentent des objectifs PV, et pour certains des objectifs PVS, à l'horizon 2020 dans le mix-électrique régional [cf. tableau 22]. Le SRCAE-PACA présente l'objectif PV le plus élevé avec 3 600 MWc installées en 2020 contre 2 400 dans le SRCAE-Rhône-Alpes, 2 000 dans le SRCAE-Languedoc-Roussillon, 1 091 pour le SRCAE-Aquitaine et 1 000 dans le SRCAE-Midi-Pyrénées. Seul le SRCAE-Aquitaine ne ventile pas son objectif PV en fonction des types d'infrastructure. Le SRCAE-PACA présente l'objectif PVS le plus élevé avec 2 232 MWc installées en 2020 (62 % de l'objectif PV régional) contre 500 dans le SRCAE-Languedoc-Roussillon (25 % de l'objectif PV régional), 200 dans le SRCAE-Midi-Pyrénées (20 % de l'objectif PV régional) et 150 dans le SRCAE-Rhône-Alpes (5 % de l'objectif PV régional).

	Objectif photovoltaïque global (PV)	Objectif photovoltaïque au sol (PVS)
SRCAE-Aquitaine	909 – 1 091 MWc	
SRCAE-Languedoc-Roussillon	2 000 MWc	500 MWc
SRCAE-Midi-Pyrénées	750 – 1 000 MWc	150 – 200 MWc
SRCAE-PACA	3 600 MWc	2 232 MWc
SRCAE-Rhône-Alpes	2 400 MWc	150 MWc
© Kévin Duruisseau – 2016 / Préfecture d'Aquitaine et Région Aquitaine (2012) & Préfecture de Languedoc-Roussillon et Région Languedoc-Roussillon (2013) & Préfecture de Midi-Pyrénées et Région Midi-Pyrénées (2012) & Préfecture de PACA et Région PACA (2013) & Préfecture de Rhône-Alpes et Région Rhône-Alpes (2014)		

Tableau 22 – Les objectifs PV et PVS à l'horizon 2020
dans les SRCAE Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes

L'analyse de l'ensemble des entretiens menés auprès des DREAL et des services énergie-climat des Régions du territoire d'étude révèle des divergences d'appréciation importantes entre les Régions quant à la portée réelle du SRCAE. Les services déconcentrés de l'État considèrent le SRCAE comme un moyen de reprise en main de la question énergie-climat et de planification des politiques publiques énergie-climat nationales à l'échelle régionale. Les Régions considèrent aussi le SRCAE comme un moyen de planification énergie-climat intéressant mais qui est perçu par certaines comme le maintien d'une emprise étatique. En effet,

cet instrument de planification apparaît pour certains comme « un compromis »[196] entre une vision étatique et une vision régionale de la question énergie-climat alors que pour d'autres il est loin de refléter réellement la politique énergie-climat des Régions.

L'étude des politiques énergie-climat mises en œuvre par les Régions Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes entre 2008 et 2015 permet de mettre en exergue l'absence de politiques régionales spécifiques au déploiement spatial PVS. Si les Régions Aquitaine et Languedoc-Roussillon ont subventionné respectivement le développement des unités PVS de Martillac (Gironde) et de Lunel (Hérault), les subventions versées s'inscrivaient non pas dans les politiques énergie-climat régionales mais dans les politiques économiques régionales. L'ensemble des Régions du territoire d'étude ont plutôt décidé de soutenir financièrement des projets PV sur toitures individuelles et industrielles. Entre 2014 et 2015, les Régions Aquitaine et Languedoc-Roussillon ont également lancé des appels à projet PV en autoconsommation.

Le soutien financier des Régions aux projets PV/PVS s'exprime à travers le système des garanties d'emprunt ou de prêts bonifiés – cofinancées par la Banque Européenne d'Investissement (BEI) et des banques régionales – des subventions directes – cofinancées par les Régions, l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) et l'État dans le cadre du Contrat Plan État-Région (CPER) – et des systèmes de tiers-investisseurs. Dans le cadre de son plan Midi-Pyrénées Énergies (MIPE) [2011-2020], la Région Midi-Pyrénées est la Région du territoire d'étude dont la politique énergie-climat a eu le plus d'influence sur le déploiement spatial PVS. En effet, la Région a constitué en 2013 un outil de tiers-investissement dont l'objectif est d'entrer au capital de sociétés de projet intervenant dans le domaine des énergies renouvelables. Cet outil, Midi-Pyrénées Énergies Investissements (MPEI), a ainsi permis le co-financement de l'unité PVS de Boussens (Haute-Garonne). Dans le cadre du programme européen FEDER [2007-2013], exclusivement géré par la Région Midi-Pyrénées depuis 2014, les projets PVS pouvaient prétendre à des subventions. L'unité PVS du Séquestre (Tarn), portée par la municipalité et l'opérateur-exploitant VALECO, a ainsi obtenu des subventions européennes[197] pour sa réalisation.

2- Le régime réglementaire d'encadrement du déploiement spatial PVS : des contraintes urbanistiques pouvant être majeures.

Jusqu'au décret du 19 novembre 2009[198], le déploiement spatial PVS en France métropolitaine bénéficie d'un encadrement réglementaire très imparfait favorisant, avec les

[196] Entretien mené auprès d'un chargé de mission énergie-climat pour la Région Languedoc-Roussillon, 5 juin 2015.
[197] La CPVS de Losse (Landes), équipée de trackers solaires EXOSUN, a également fait l'objet de subventions européennes en 2010.
[198] Décret n°2009-1414 relatif aux procédures administratives applicables à certains ouvrages de production d'électricité.

tarifs de rachat PVS élevés, un effet d'aubaine. Cette situation apparaît comme similaire à celle du déploiement spatial éolien amorcé au début des années 2000 (Valette, 2005 ; Grijol, 2012). Avant ce décret, le déploiement spatial PVS était régi par l'article R.421-2 du Code de l'urbanisme. Le panneau PV n'existant pas dans les Codes de l'urbanisme et des impôts, le champ de panneaux PV se trouvait dispensé de toute autorisation au titre de l'urbanisme car celui-ci étaient considérés comme des « *constructions, installations et travaux dont la hauteur au-dessus du sol est inférieure à 12 m et qui n'ont pas pour effet de créer de surface de plancher supérieure à 2 m²* » (Savarit-Bourgeois, 2010, p. 82). « *À l'exception des bâtiments techniques nécessaires à l'exploitation, une* [unité PVS] *n'avait besoin d'aucun permis de construire ni formulaire de déclaration préalable. Le seul contrôle* [était] *celui des documents d'urbanisme qui peuvent prévoir de telles installations. Toutefois, une fois un tel zonage établi dans un POS ou un PLU, il était juridiquement possible, en droit français, d'artificialiser des centaines d'hectares sans aucune autre forme de contrôle public* » (Dubois et Thomann, 2012, p. 39-40). L'ensemble des entretiens menés auprès des porteurs de projets montre leur volonté de « sécuriser » la réalisation de ces nouvelles infrastructures électriques malgré ce vide juridique. Les porteurs de projets ont ainsi déposé, dans leur grande majorité, des demandes auprès des services instructeurs de déclaration préalable ou de permis de construire.

Le décret du 19 novembre 2009 a soumis, à partir du 1er décembre 2009, toute nouvelle unité PVS d'une capacité installée supérieure à 0,249 MWc à permis de construire, étude d'impact et enquête publique. La délivrance du permis de construire relève de la compétence du préfet de département. La délivrance de l'avis de l'autorité environnementale, à partir de l'étude d'impact, relève de la compétence du préfet de région. Les conclusions de l'enquête publique relèvent, elles, de la compétence d'un commissaire enquêteur nommé par le préfet de département. La soumission des unités PVS à permis de construire résulte de la modification de l'article R.421-2 du Code de l'urbanisme qui a vu l'ajout de la mention suivante : « *Les constructions dont la hauteur au-dessus du sol est supérieure à douze mètres et qui n'ont pas pour effet de créer de surface hors œuvre brute ou qui ont pour effet de créer une surface hors œuvre brute inférieure ou égale à deux mètres carrés* [sont dispensées d'autorisation d'urbanisme] *; les dispositions du présent alinéa ne sont applicables ni aux éoliennes ni aux ouvrages de production d'électricité à partir de l'énergie solaire installés sur le sol*[199] ». La circulaire du 18 décembre 2009[200] du Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer (MEEDDM), commentant le décret du 19 novembre 2009, précise les mesures de régulation à appliquer par les préfets de région et de département au déploiement spatial PVS et esquisse la morphologie du parc PV métropolitain à l'horizon 2020. Les pouvoirs publics français y réaffirment « *la priorité donnée à l'intégration du photovoltaïque* [(PV)] *aux bâtiments, afin de favoriser des solutions esthétiques respectueuses des paysages et de*

[199] Décret n°2009-1414 relatif aux procédures administratives applicables à certains ouvrages de production d'électricité.

[200] Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer (2009). *Circulaire du 18 décembre 2009 relative au développement et au contrôle des centrales photovoltaïques au sol*, 10 p.

l'architecture, évitant l'immobilisation de surfaces supplémentaires et […] *les conflits d'usage, et positionner les industriels et artisans sur un secteur innovant et à plus forte valeur ajoutée* […] *Toutefois, la réalisation d'installations solaires au sol est également nécessaire en l'état actuel pour assurer un développement rapide et significatif de cette source d'énergie renouvelable et ainsi favoriser l'émergence d'une filière industrielle en France* » (MEEDDM, 2009, p. 2). Si cette circulaire identifie le développement PVS comme un catalyseur à l'émergence d'une filière industrielle PV française, les pouvoirs publics entendent toutefois réguler leur déploiement spatial. Dans ce nouveau cadre, les préfets de région et de département doivent tout particulièrement porter attention « *à la protection des espaces agricoles et forestiers existants ainsi qu'à la préservation des milieux naturels et des paysages. Les projets de centrales solaires au sol n'ont pas vocation à être installés en zones agricoles, notamment cultivées ou utilisées pour des troupeaux d'élevage* » (Ibid, p. 2). Le déploiement spatial PVS ne devait donc concerner que des *parcelles artificialisées et dégradées* ne présentant que des enjeux mineurs. Toutefois, la circulaire du 18 décembre 2009 ne proscrit pas juridiquement le recours aux *parcelles agricoles*, *sylvicoles* et *naturelles* et ne conduit pas à une modification du Code de l'Urbanisme.

Cette circulaire entretient elle-même, *in fine*, un flou concernant le recours aux *parcelles agricoles* car « *l'accueil d'installations solaires au sol peut être envisagé sur des terrains qui, bien que situés en zone classée agricole, n'ont pas fait l'objet d'un usage agricole dans une période récente* » (MEEDDM, 2009, p. 2). Libre appréciation est laissée aux préfets de région et de département ainsi qu'aux services instructeurs déconcentrés de l'État sur le bien-fondé d'un déploiement spatial PVS sur des *parcelles agricoles*. La définition même de la notion de « parcelle agricole » a constitué un enjeu majeur, redondant, pour les services instructeurs déconcentrés de l'État et les chambres d'agriculture départementales. Outre ces ambiguïtés, la circulaire du 18 décembre 2009 se veut être également le point de départ du déploiement spatial PVS en France métropolitaine. Or, en cette fin d'année 2009, ce processus est déjà avancé sur le territoire métropolitain. Les unités PVS mises en activité jusqu'au milieu de l'année 2011 ont échappé au nouveau cadre réglementaire établi par le décret du 19 novembre 2009. Le déploiement spatial PVS est également soumis à plusieurs autres règles au titre de l'urbanisme.

La loi de décentralisation du 2 mars 1982[201] et les lois de répartition des compétences des 7 janvier 1983[202] et 22 juillet 1983[203] ont transféré les principales compétences urbanistiques et planificatrices aux Communes. La loi LOADDT du 25 juin 1999[204] et la loi SRU du 13 décembre 2000[205] étendent ces compétences aux EPCI (Douay, 2013). « *Le schéma*

[201] Loi n°82-213 relative aux droits et libertés des communes, des départements et des régions.
[202] Loi n°83-8 relative à la répartition de compétences entre les communes, les départements, les régions et l'État.
[203] Loi n°83-663 complétant la loi n°83-8 du 7 janvier 1983 relative à la répartition de compétences entre les communes, les départements, les régions et l'État.
[204] Loi n°99-533 d'orientation pour l'aménagement et le développement durable du territoire.
[205] Loi n°2000-1208 relative à la solidarité et au renouvellement urbains.

de cohérence territoriale (SCoT), le plan local d'urbanisme (PLU) et les opérations d'urbanisme comme la zone d'aménagement concerté peuvent intégrer des prescriptions. Cependant, SCoT et PLU ont vocation à fournir des orientations générales en faveur du développement des EnR mais ne constituent pas des outils coercitifs visant à imposer des objectifs précis » (Boutaud, 2013, p. 196). Certaines communes du territoire d'étude sont soumises aux lois Montagne et Littoral, au Règlement National d'Urbanisme (RNU) ou possèdent encore une carte communale ou un Plan d'Occupation des Sols (POS). Certaines de ces règles d'urbanisme apparaissent plus contraignantes que les autres concernant le déploiement spatial PVS.

La loi Montagne du 9 janvier 1985[206] est applicable aux communes appartenant aux zones de montagnes comprises dans huit massifs. « *Espace naturel fragile, la montagne fait ainsi l'objet d'une protection législative particulière imposant aux auteurs des documents d'urbanisme de respecter la préservation des terres agricoles, pastorales et forestières* […] *À côté de ces dispositions, d'autres règles peuvent avoir une incidence forte sur la protection des paysages. Ainsi en est-il du principe du développement de l'urbanisation en continuité avec les bourgs, villages* » (Savarit-Bourgeois, 2014, p. 79). L'installation d'une unité PVS dans une commune soumise à la loi Montagne doit être prévue en continuité des bourgs, villages, hameaux, groupes de constructions traditionnelles ou d'habitation existants hors des terres nécessaires au maintien et au développement des activités agricoles pastorales et forestières. Si une commune soumise à la loi Montagne possède soit une carte communale, un POS ou un PLU, l'installation d'une unité PVS peut être prévue, de manière dérogatoire, en discontinuité de l'urbanisation. Une étude du SCoT ou du document d'urbanisme communal en vigueur doit alors justifier, en fonction des spécificités locales, que l'extension de l'urbanisme est compatible avec le respect des objectifs de protection des terres agricoles, pastorales et forestières ainsi qu'avec la préservation des paysages. Sur les 189 communes possédant au moins une unité PVS en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude, 36 étaient soumises à la loi Montagne. Ces 36 communes ne concentraient que 8 % des capacités PVS installées sur le territoire d'étude.

La loi Littoral du 3 janvier 1986[207] exige, elle, que « *les documents d'urbanisme, pour déterminer la capacité d'accueil des espaces urbanisés ou à urbaniser, tiennent compte de « la protection des espaces nécessaires au maintien ou au développement des activités agricoles, pastorales, forestières et maritimes »* » (Ibid, p. 80). La loi Littoral apparaît plus stricte pour le déploiement spatial PVS que la loi Montagne. L'installation d'une unité PVS dans une commune soumise à la loi Littoral doit être prévue en continuité des agglomérations et villages existants, hors des espaces remarquables et de la bande littorale des 100 mètres. Les hameaux ne permettent pas le développement de l'urbanisme. Sur les 189 communes possédant au moins

[206] Loi n°85-30 relative au développement et à la protection de la montagne.
[207] Loi n°86-2 relative à l'aménagement, la protection et la mise en valeur du littoral.

une unité PVS en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude, neuf étaient soumises à la loi Littoral. Ces neuf communes ne concentraient que 4,2 % des capacités PVS installées sur le territoire d'étude.

L'installation d'une unité PVS dans une commune soumise au RNU, qui « *a pour objet de régir les conditions de localisation, de desserte, d'implantation, de volume et d'aspect des constructions* » (Savarit-Bourgeois, 2014, p. 73), peut être envisagée en continuité des zones urbanisées et en discontinuité des zones urbanisées, au titre de leur caractère d'équipement collectif, mais uniquement hors des espaces peu équipés, des terres agricoles ou à valeur agricole. L'installation d'une unité PVS dans une commune dotée d'une carte communale, d'un POS ou d'un PLU, et non soumise aux lois Montagne et Littoral, doit respecter le règlement de la zone d'implantation. Le règlement de la zone d'implantation doit prévoir la possibilité d'autoriser une unité PVS ou des équipements d'intérêt collectif et doit être compatible avec le SCoT en vigueur. L'installation d'une unité PVS doit être prévue en zones AU ou N, autorisant explicitement ce type d'implantation en raison d'une absence d'intérêt agricole, pastoral, forestier, biologique, patrimonial ou paysager, et doit être compatible avec le SCoT en vigueur. Cette compatibilité avec le SCoT est également nécessaire dans les communes soumises aux lois Montagne et Littoral.

Le SCoT est « *un outil de planification stratégique élaboré à l'initiative des collectivités locales. Il exprime la politique publique d'aménagement pour les 15-20 prochaines années et fixe, au niveau de son périmètre, les orientations générales de l'aménagement de l'espace […] le SCoT permet aux intercommunalités et aux communes de disposer d'un document où elles peuvent mettre en cohérence l'ensemble des politiques sectorielles en matière d'urbanisme au sens large* » (Savarit-Bourgeois, 2014, p. 26). Il apparaît comme un outil d'encadrement majeur du déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude. Toutefois, « *le SCoT n'est pas un outil opérationnel qui peut porter des actions ou « forcer à faire », mais il établit un cadre, des contraintes qui assurent les conditions de réalisation de ces actions* […] *le SCoT dispose* […] *d'un cadre juridique que tous les autres documents d'urbanisme* […] *doivent respecter par voie de compatibilité* » (Douay, 2013, p. 60).

Sur les 189 communes possédant au moins une unité PVS en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude, 38 n'appartenaient à aucun périmètre d'un SCoT alors que 68 appartenaient au périmètre d'un SCoT en cours d'élaboration, 49 au périmètre d'un SCoT en cours de révision et 34 au périmètre d'un SCoT approuvé. Toutefois, sur les 34 communes possédant au moins une unité PVS en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude, appartenant au périmètre d'un SCoT approuvé, seules sept étaient comprises dans ce périmètre au moment de la mise en activité de leur unité PVS. Seules 56 communes appartenaient au périmètre d'un SCoT au moment du développement de leur unité PVS. Le parc PVS du territoire d'étude s'est donc majoritairement développé dans des communes qui n'étaient pas

comprises dans un périmètre SCoT en vigueur, limitant par la même la régulation de ce type de projet à l'échelle intercommunale.

3- Les retombées économiques pour les collectivités territoriales et les intercommunalités : une influence indéniable.

Les 287 unités PVS en activité, au 31 décembre 2015, sur le territoire d'étude ont généré des retombées économiques pour les collectivités territoriales (Commune, Département et Région) et leur EPCI à fiscalité propre. Trois quarts de ces unités PVS étaient implantés sur des *parcelles privées* et ont généré des retombées économiques pour leur(s) propriétaire(s) foncier(s). Une unité PVS génère des retombées fiscales pour les collectivités territoriales et leur EPCI à fiscalité propre ainsi que des retombées foncières pour le(s) propriétaire(s) public(s) et/ou privé(s) des parcelles d'implantation. « *La fiscalité attribuée aux collectivités territoriales présente deux caractéristiques principales : elle est constituée d'impôts le plus souvent partagés entre les différentes catégories de collectivités et même avec l'État depuis 2004 ; ses assiettes sont essentiellement patrimoniales, avec toutefois une composante revenu ou valeur ajoutée de plus en plus affirmée* » (Robert, 2013, p. 79). L'année 2010 a conduit à des évolutions majeures dans la fiscalité attribuée aux collectivités territoriales et à leur EPCI à fiscalité propre à travers une profonde refonte de la fiscalité appliquée aux entreprises (Guelton, 2014). La réforme de la Taxe Professionnelle (TP), pour les communes n'appartenant pas à un EPCI à fiscalité propre, et de la Taxe Professionnelle Unique (TPU), pour les communes appartenant à un EPCI à fiscalité propre, lancée en février 2009 était alors apparue comme un levier pour la relance de l'activité économique dans les territoires dans un contexte de crise économique majeure. Cette crise est néanmoins apparue comme une fenêtre d'opportunité pour les pouvoirs publics français dans la mesure où la réforme de la fiscalité locale appliquée aux entreprises était déjà discutée au cours des années 1970 et 1980 (Mouzet, 2014). La loi de finances de 2010 a remplacé la TP/TPU par la Contribution Économique Territoriale (CET).

	Commune hors EPCI			Commune EPCI à fiscalité propre			
	Commune	**Département**	**Région**	**Commune**	**EPCI**	**Département**	**Région**
CFE	100 %				100 %		
CVAE	26,5 %	48,5 %	25 %	26,5 % (partagé)		48,5 %	25 %
IFER	50 %	50 %			50 %	50 %	
© Kévin Duruisseau – 2016 / Mouzet (2014)							

Tableau 23 – Répartition de la CFE, de la CVAE et de l'IFER
entre les collectivités territoriales et les EPCI à fiscalité propre en 2015 (en %)

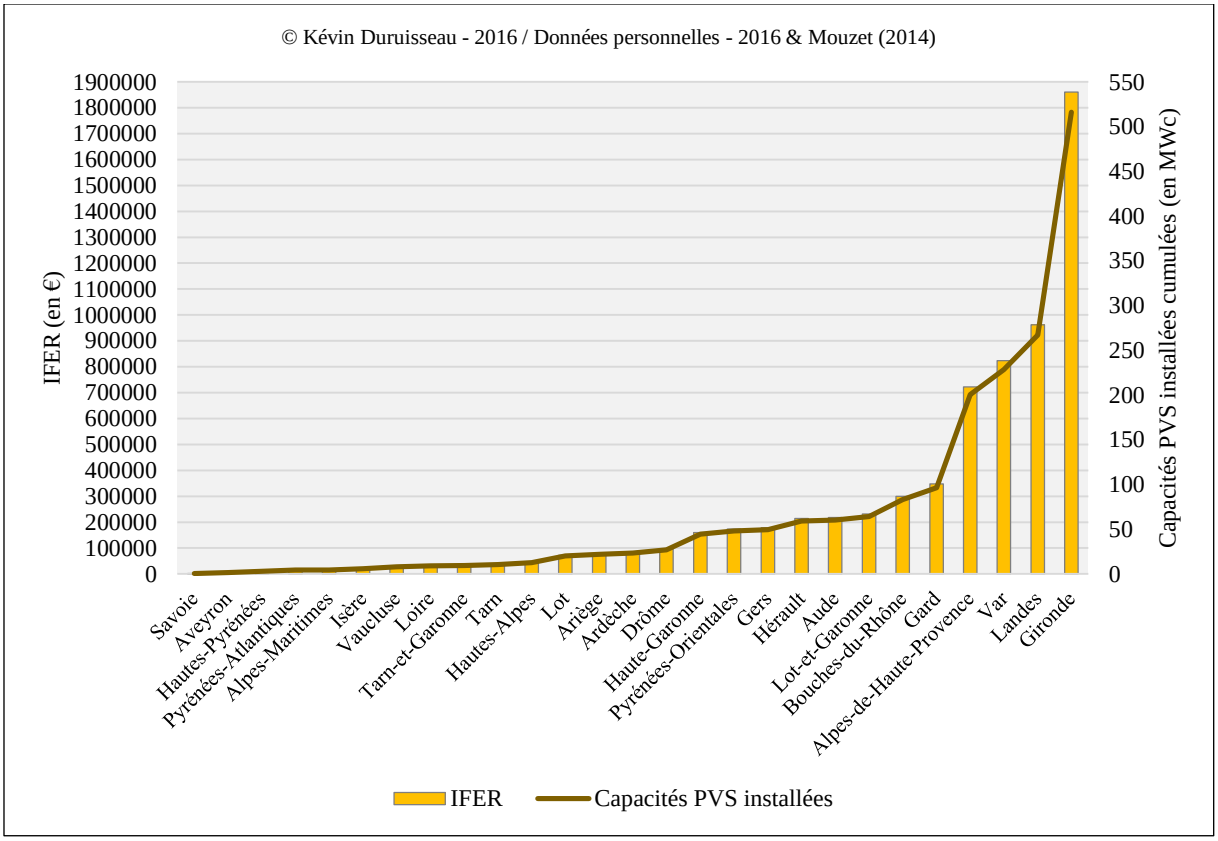
La CET se compose de la Cotisation Foncière des Entreprises (CFE) et de la Cotisation sur la Valeur Ajoutée des Entreprises (CVAE). La première correspond à une imposition déjà existante sur la propriété foncière professionnelle alors que la seconde correspond à une imposition nouvelle sur la richesse produite. « *Le législateur a souhaité éviter tout effet d'aubaine. Aussi, par exemple, est-ce le chiffre d'affaires consolidé qui est pris en compte pour que de grandes entreprises ne bénéficient pas de dégrèvements indus* » (Mouzet, 2014, p. 43). Cette volonté des pouvoirs publics d'éviter tout effet d'aubaine a également conduit à la

création de l'Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux (IFER). La répartition de la CFE, de la CVAE et de l'IFER générées par les unités PVS en activité varie en fonction de l'appartenance ou non de la commune à un EPCI à fiscalité propre [cf. tableau 23].

Au 31 décembre 2015, les 287 unités PVS en activité sur le territoire d'étude étaient toutes implantées dans des communes appartenant à un EPCI à fiscalité propre. Sur les 189 communes d'implantation PVS 139 appartenaient à une Communauté de Communes, 39 à une Communauté d'Agglomération et 11 à une Métropole. La situation intercommunale des 189 communes d'implantation PVS a connu des évolutions importantes entre 2008 et 2015 en fonction des reconfigurations internes des EPCI existants et des injonctions étatiques faites aux communes isolées à rejoindre un EPCI existant. La répartition des retombées fiscales générées par les unités PVS en activité sur le territoire d'étude s'effectue donc selon la configuration des communes appartenant à un EPCI à fiscalité propre. La CFE est uniquement perçue par l'EPCI et son taux est librement voté par les assemblées délibérantes de l'intercommunalité. La CVAE[208] est perçue par la Commune, l'EPCI, le Département et la Région et son taux est fixé par l'État. « *L'IFER frappe certaines entreprises des secteurs de l'énergie, du transport ferroviaire et des télécommunications qui auraient vu leurs contributions fiscales reculer substantiellement en raison de la suppression de la taxe professionnelle et de son remplacement par la CET* » (Robert, 2013, p. 86). Le passage de la TP/TPU à la CET a conduit à une forte baisse des retombées fiscales générées par les unités PVS en activité pour les Communes et leur EPCI. L'ensemble des entretiens menés auprès des communes et des EPCI possédant au moins une unité PVS en activité a confirmé la forte baisse des retombées fiscales générées par les unités PVS après cette réforme. Cette baisse a remis en cause un certain nombre de projets révélant par la même la quasi-absence de la dimension énergie-climat attachée à ce type de projet au profit de la dimension économique. L'ensemble des projets PVS prévus aux Mées (Alpes-de-Haute-Provence) devait initialement générer 1 000 000 €/an de TP pour cette commune qui n'appartenait pas alors à un EPCI à fiscalité propre. La mise en place de la CET fait que ces projets PVS ne génèrent plus que 300 000 €/an. La mise en place de l'IFER n'a compensé qu'à moitié le manque à gagner de 700 000 €/an pour les Mées et/ou son EPCI. Jusqu'au 1er janvier 2013, et son intégration à la Communauté de Communes de la Moyenne Durance, les unités PVS en activité aux Mées généraient 331 155 €/an d'IFER pour la commune et 331 155 €/an d'IFER pour le Département. Depuis le 1er janvier 2013, la part de l'IFER communal a été transférée à l'EPCI Communauté de Communes de la Moyenne Durance. La réforme de la TP/TPU a donc conduit à une dégradation importante des retombées fiscales générées par les unités PVS en activité pour les communes et EPCI d'implantation au profit des

[208] La CFE est « *un impôt destiné aux communes et aux groupements à fiscalité propre. Elle est calculée sur la valeur locative des biens immobiliers passibles de la taxe foncière, utilisés par l'entreprise pour les besoins de son activité au cours de la période de référence (année n-2). Pour son calcul les bases foncières des établissements industriels sont réduites de 30 %* » (Robert, 2013, p. 86). La CVAE « *s'applique aux entreprises entrant dans le champ d'application de la cotisation foncière des entreprises et dont le chiffre d'affaires dépasse 152 500 euros. Cependant, seules les personnes qui exercent à tire habituel une activité professionnelle non salariée et dont le chiffre d'affaires est supérieur à 500 000 euros hors taxes doivent l'acquitter* » (Ibid, p. 86).

Départements et des Régions. Malgré ces évolutions fiscales, les 287 unités PVS en activité en 2015 sur le territoire d'étude généraient des retombées économiques non négligeables pour les Communes, les Départements, les Régions et les EPCI d'implantation. En 2015, elles avaient ainsi généré 6 775 118 €/an d'IFER pour les 127 EPCI d'implantation PVS et 6 775 118 €/an d'IFER pour les 27 départements d'implantation PVS du territoire d'étude. L'IFER étant proportionnel aux capacités PVS installées, les unités PVS généraient entre 180 €/an pour la Communauté d'Agglomération Agglomération d'Agen (Lot-et-Garonne) et 1 081 500 €/an pour la Communauté de Communes Jalle Eau Bourde (Gironde) ainsi qu'entre 1 795 €/an pour le Département de Savoie (Rhône-Alpes) et 1 860 717 €/an pour le Département de Gironde (Aquitaine) [cf. graphique 45].



Graphique 45 – IFER et capacités PVS installées départementales sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015 (en € et en MWc)

Les retombées fiscales « échappent » donc partiellement aux Communes et aux EPCI d'implantation PVS. Seules les retombées foncières demeurent exclusivement captées par les Communes et les EPCI propriétaires des parcelles d'implantation. Le montant des baux emphytéotiques signés entre les Communes ou les EPCI propriétaires des parcelles d'implantation et les opérateurs est devenu un enjeu de plus en plus important au cours du processus de déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude. Le montant des baux emphytéotiques constitue à la fois un enjeu financier pour les Communes ou les EPCI d'implantation et un enjeu de localisation discriminant entre les territoires dans un contexte de baisse des tarifs de rachat PVS. Plusieurs Communes et EPCI possédant des unités PVS en

activité en 2015 sur des parcelles publiques n'ont pas souhaité communiquer le montant des baux emphytéotiques. Les quelques données disponibles laissent toutefois apparaître des variations importantes : la Communauté de Communes des Landes d'Armagnac (Landes), propriétaire foncier des parcelles d'implantation des unités PVS de Losse, perçoit 500 €/ha/an quand Gardanne (Bouches-du-Rhône) perçoit, quant à elle, 17 500 €/ha/an. Le montant des baux emphytéotiques se révèle être le plus haut en région PACA quand il se révèle être les plus bas en région Aquitaine sur le territoire d'étude. Plusieurs entretiens menés auprès des développeurs et des opérateurs ont mis en évidence que le montant des baux emphytéotiques pratiqué en région PACA est devenu un facteur limitant au déploiement spatial PVS dans cette région au profit des autres régions du territoire d'étude. Les opérateurs-exploitants LUXEL et VALECO ont élaboré des stratégies de développement régionales d'évitement en PACA.

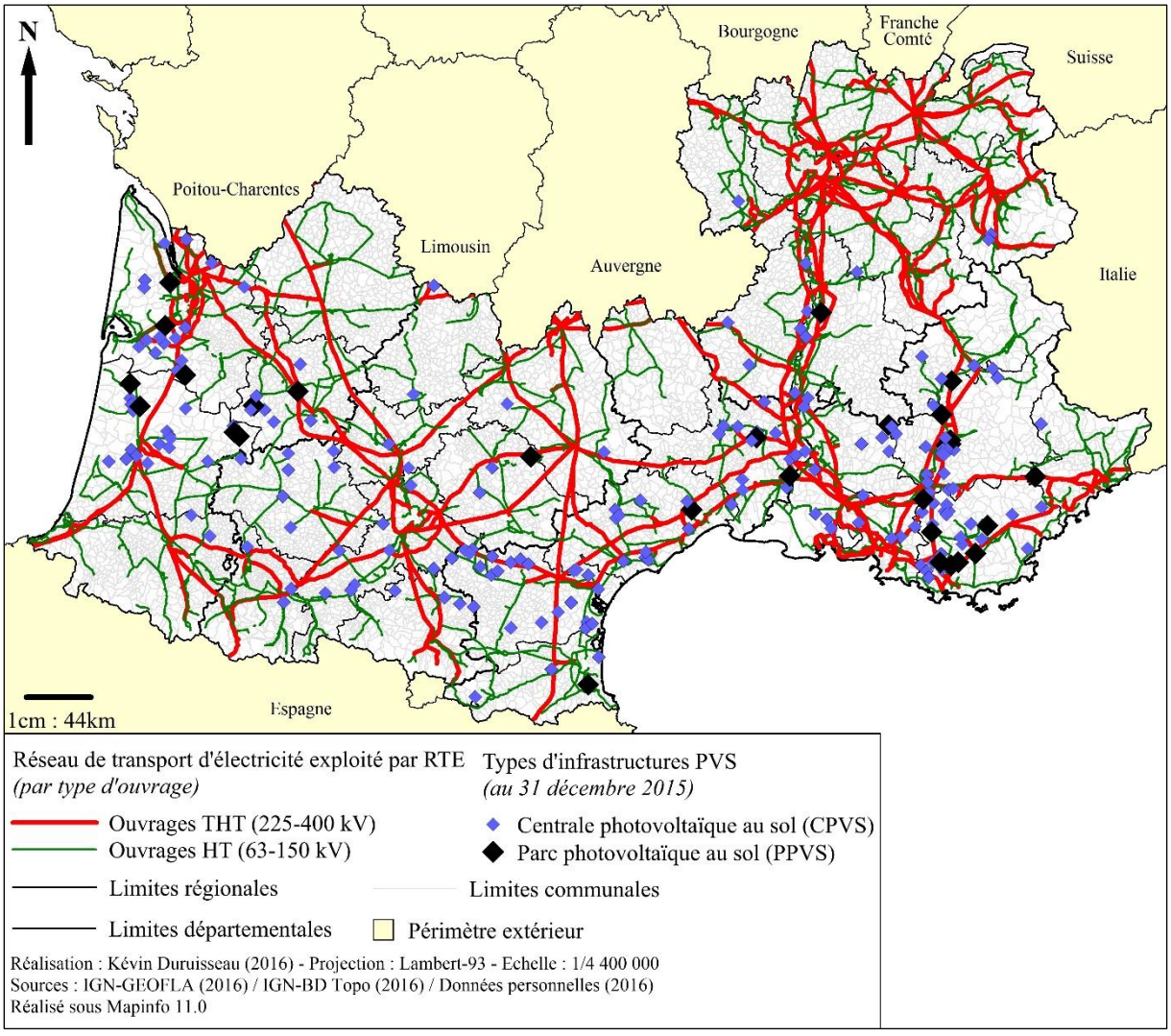
Plusieurs communes d'implantation PVS du territoire d'étude ont aussi négocié avec les opérateurs une forme de retombées financières indirectes : le mécénat aux associations communales et/ou à l'action communale. « *Face à l'incertitude liée à la disparition de la* [TP], *le mécénat a été une porte de sortie, y compris avant même tout accord formel* » (Dubois et Thomann, 2012, p. 86). Le montant du mécénat varie entre 10 000 et 30 000 €/an. Un certain nombre de « *correspondances entre les mairies et les préfectures, chargées du contrôle de légalité des actes des communes, témoignent d'une relative tolérance en la matière, le droit français interdisant strictement à une collectivité d'imposer le paiement d'une taxe ou redevance à une entreprise qui ne serait pas prévue par la loi* » (Ibid, p. 87).

C- Les réseaux électriques : éléments essentiels du déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude.

1- La géographie des réseaux électriques et leurs capacités de raccordement : un facteur-clé influant la géographie des unités PVS.

La géographie du réseau de transport d'électricité méridional constitue un facteur-clé ayant influencé le processus de déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015 [cf. carte 9]. Ce réseau se compose de lignes à très haute tension (THT), comprises entre 400 et 225 kV, et de lignes à haute tension (HT), comprises entre 225 et moins de 63 kV. Les lignes THT structurent les réseaux de grand transport et d'interconnexion électrique (échelles transnationale et nationale) quand les lignes HT structurent les réseaux de répartition électrique (échelles régionale et locale), ces derniers alimentant ensuite les réseaux de distribution d'électricité et les gros consommateurs industriels. Le réseau de distribution d'électricité se compose, quant à lui, de lignes à moyenne tension (MT) de 20 kV et de lignes à basse tension (BT), compris entre 400 et 230 V. Les unités PVS présentant une capacité installée supérieure à 12 MWc injectent leur production sur le réseau de transport d'électricité alors que les unités PVS présentant une capacité installée inférieure à 12 MWc injectent leur production sur le réseau de distribution d'électricité. L'ensemble des entretiens menés auprès des gestionnaires

de réseaux, des développeurs et des opérateurs-exploitants a permis de mettre en évidence l'existence de « marges de négociation » entre gestionnaire des réseaux de transport (GRT), gestionnaire des réseaux de distribution (GRD) et opérateurs-exploitants quant au type de réseau retenu pour raccorder une ou des unités PVS. Le raccordement d'une unité PVS peut ainsi être envisagé sur le réseau de distribution d'électricité jusqu'à une capacité installée de 17 MWc.



Carte 9 – Le réseau de transport d'électricité et les unités PVS en activité sur le territoire d'étude (au 31 décembre 2015)

La grande majorité des 287 unités PVS en activité en 2015 sur le territoire d'étude est implantée sur des territoires traversés ou situés à proximité de lignes THT et/ou HT. Les capacités PVS installées se concentraient majoritairement au fil des « axes électriques » majeurs durancien, rhodanien, méditerranéen, sud-ouest et atlantique. Les cinq *ensembles Aquitain*, *Languedocien*, *Rhodanien-Est-Gardois*, *Durancien* et *Ouest-Varois* sont tous traversés par un ou plusieurs de ces « axes électriques » majeurs. La grande majorité des territoires situés au centre des mailles formées par l'interconnexion des lignes THT et HT constituent des périphéries et/ou des marges du déploiement spatial PVS sur le territoire

d'étude. La géographie des réseaux de transport et de distribution d'électricité méridionaux, et plus particulièrement leur configuration (maillage, densité, nœuds) qui déterminent leurs capacités d'absorption de nouvelles capacités productives, est liée aux principaux bassins de population (Bordeaux, Toulouse, Lyon, Marseille, etc). Ces réseaux sont dimensionnés en fonction de la demande de ces bassins. La proximité géographique entre sites d'implantation PVS et points d'injection aux réseaux électriques découle plus largement d'une triple causalité juridico-économique.

La loi du 10 février 2000 conduit à la création du GRT, Réseau de Transport d'Électricité (RTE), et précise les règles d'accès et de gestion du réseau de distribution d'électricité pour les opérateurs souhaitant exploiter de nouvelles infrastructures électriques centralisées et décentralisées. Les conditions techniques de raccordement aux réseaux de transport et de distribution d'électricité ne seront toutefois précisées qu'avec les décrets du 13 mars 2003[209] et du 27 juin 2003[210] et l'arrêté du 17 mars 2003[211], puis unifiées par le décret du 23 avril 2008[212]. La nature des différentes parties techniques mises en œuvre au cours du processus de raccordement de nouvelles infrastructures électriques – branchement de l'installation, extension du réseau pour permettre ce branchement et renforcement du réseau existant pour permettre l'injection d'électricité – est précisée par le décret du 28 août 2007[213].

La loi du 10 février 2000 et les arrêtés du 28 août 2007[214] et du 17 juillet 2008[215] précisent, quant à eux, les modalités de financement du processus de raccordement de nouvelles infrastructures électriques décentralisées. Le financement de la partie dite de renforcement des réseaux existants est mutualisé entre tous les utilisateurs des réseaux publics d'électricité conformément au Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE). Le financement des parties dites d'extension et de branchement est partagé entre l'opérateur et le GRD et/ou le GRT. L'opérateur-exploitant finance alors, conformément au taux de réfaction, 40 % des coûts d'extension et de branchement de son installation, le reste restant à la charge du GRD et/ou du GRT. La tendance à une toujours plus grande proximité géographique entre

[209] Décret n°2003-229 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution.
[210] Décret n°2003-588 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité.
[211] Arrêté du 17 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'une installation de production d'énergie électrique.
[212] Décret n°2008-386 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité.
[213] Décret n°2007-1280 relatif à la consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité.
[214] Arrêté du 28 août 2007 fixant les principes de calcul de la contribution mentionnée aux articles 4 et 18 de la loi n°2000-108 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.
[215] Arrêté du 17 juillet 2008 fixant les taux de réfaction mentionnés dans l'arrêté du 28 août 2007 fixant les principes de calcul de la contribution mentionnées aux articles 4 et 18 de la loi n°2000-108 du relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

nouvelles infrastructures électriques décentralisées et réseaux de transport et de distribution d'électricité s'accentue au cours de l'année 2010.

La loi Grenelle II du 12 juillet 2010 institue, avec le SRCAE, le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR). Basés sur les objectifs fixés dans le cadre du SRCAE, le S3REnR, conformément à l'article L321-7 du Code de l'Énergie et au décret du 20 avril 2012[216], comporte : « *les travaux de développement (détaillés par ouvrages) nécessaires à l'atteinte de ces objectifs, en distinguant création et renforcement ; les capacités d'accueil globales du S3REnR, ainsi que les capacités d'accueil par poste ; les coûts prévisionnels des ouvrages à créer (détaillé par ouvrages) ;* [et] *le calendrier prévisionnel des études à réaliser et procédures à suivre pour la réalisation des travaux* » (RTE, 2015i, p. 5). Les nouvelles infrastructures électriques renouvelables y bénéficient pendant dix ans d'une réservation au sein des capacités d'accueil définies par RTE. Les S3REnR conduisent surtout à une modification profonde du processus de financement du raccordement de ces nouvelles infrastructures. L'introduction d'une quote-part pour tous les opérateurs-exploitants conduit à une démutualisation partielle du financement de la partie dite de renforcement des réseaux : « *le coût prévisionnel des ouvrages à créer* […] *et qui constituent des développements spécifiques à l'accueil des énergies renouvelables, est pris* [dorénavant] *en charge par les producteurs, via cette « quote-part » au prorata de leur puissance installée. Ces coûts sont ainsi mutualisés. En revanche, le coût des ouvrages à renforcer en application des S3REnR reste à la charge des gestionnaires de réseau concernés* » (Ibid, p. 6). Au 31 décembre 2015, l'ensemble des Régions du territoire d'étude avaient adopté leur S3REnR [cf. tableau 24].

	Quote-part	Capacités d'accueil EnR
S3REnR-Aquitaine	23 370 €/MW	1 020 MW
S3REnR-Languedoc-Roussillon	35 630 €/MW	2 288 MW
S3REnR-Midi-Pyrénées	69 900 €/MW	1 805 MW
S3REnR-PACA	18 480 €/MW	1 932 MW
S3REnR-Rhône-Alpes	9 510 €/MW	3 274 MW
	© Kévin Duruisseau – 2016 / RTE (2013, 2014b, 2014c, 2015g, 2015h)	

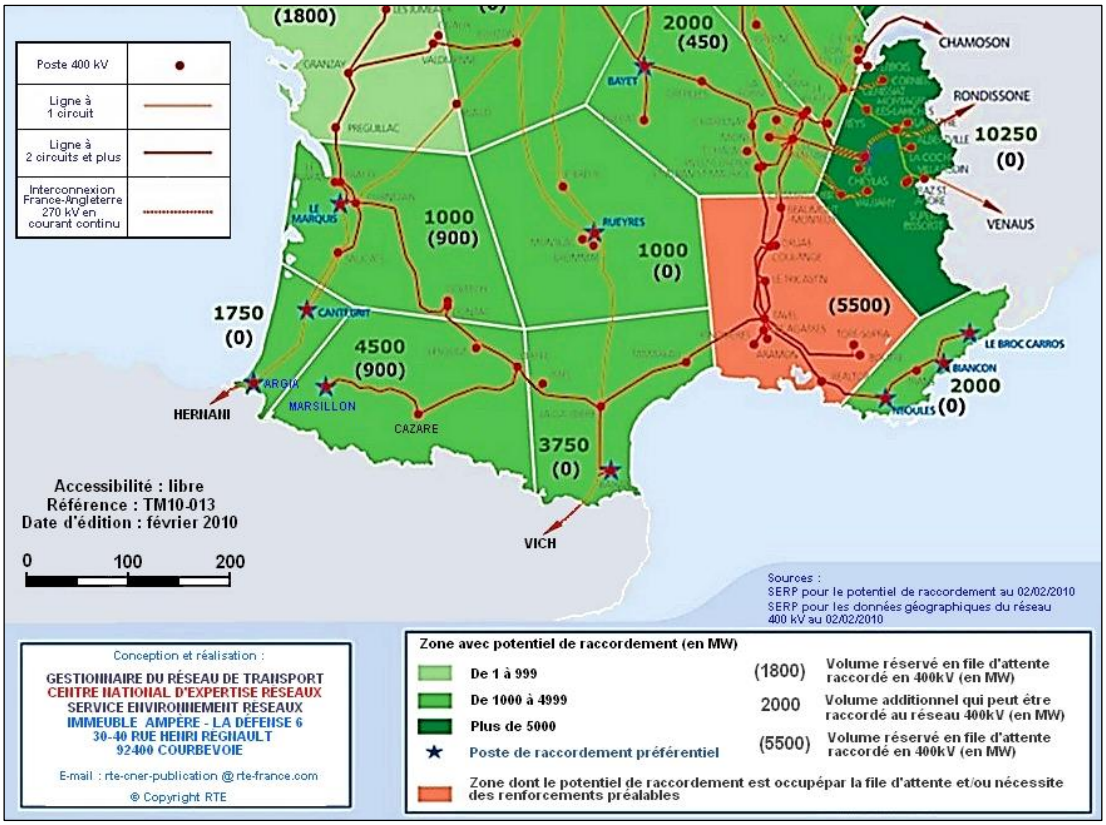
Tableau 24 – Les quotes-parts et les capacités d'accueil EnR retenues
dans les S3REnR d'Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes (en €/MW et MW)

La quote-part retenue dans ces cinq S3REnR varie du simple au septuple. En effet, elle s'établit à 9 510 €/MWc en Rhône-Alpes contre 18 480 en PACA, 23 370 en Aquitaine, 35 630 en Languedoc-Roussillon et 69 900 en Midi-Pyrénées. Les capacités d'accueil renouvelables réservées varient, quant à elles, du simple au triple. Elles s'établissent à 1 020 MW en Aquitaine contre 1 805 en Midi-Pyrénées, 1 932 en PACA, 2 288 en Languedoc-Roussillon et 3 274 en Rhône-Alpes. L'hétérogénéité des quotes-parts fixées et des capacités d'accueil renouvelables réservées dans chacun de ces cinq S3REnR est un révélateur de l'état des réseaux de transport et de distribution d'électricité régionaux et peut expliquer en partie l'inégal déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude. L'hétérogénéité des quotes-parts constitue donc un élément non

[216] Décret n°2012-533 relatif aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

négligeable d'attractivité entre les régions qui devrait être pris en compte par les porteurs de projets au sein de leur stratégie de développement future.

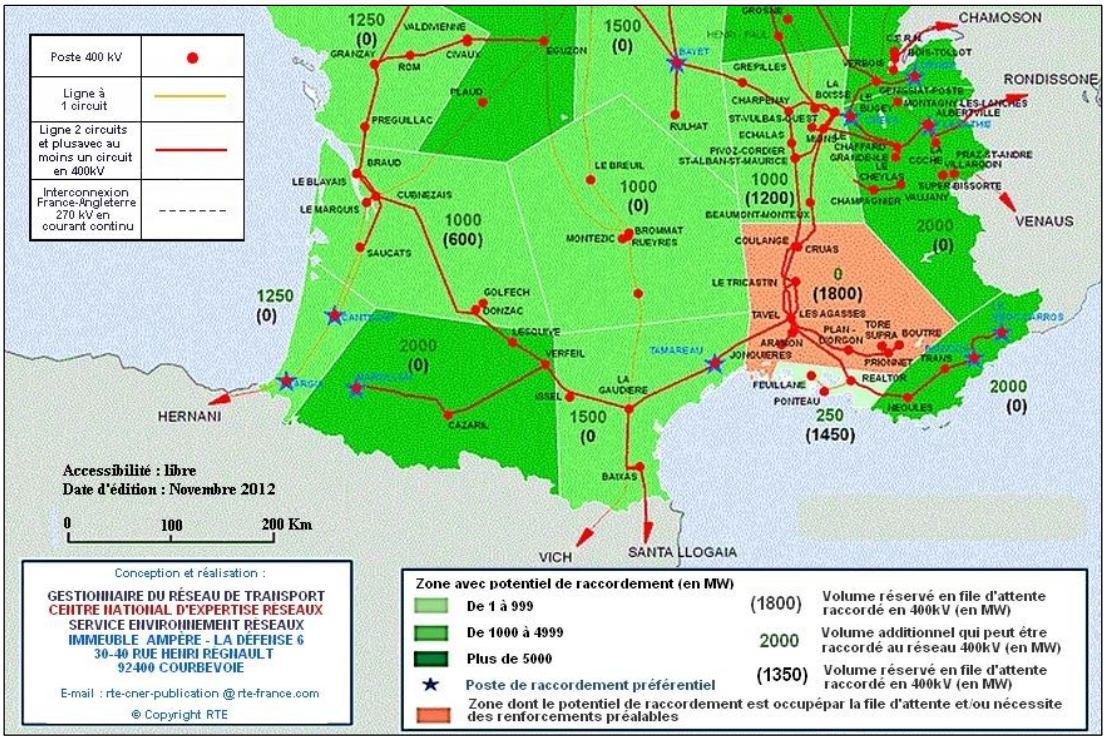
La loi du 7 décembre 2010[217] portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) et l'article L. 342-11 du Code de l'Énergie abrogent le taux de réfaction. « *Les producteurs prennent donc désormais à leur charge l'intégralité du coût des extensions nécessitées par les opérations d'aménagement* […] *les installations de panneaux doivent le financer en intégralité, distribution comme en transport* » (Barthélemy et Cloché-Dubois, 2011, p. 9). Cette nouvelle étape dans la démutualisation du processus de financement du raccordement des nouvelles infrastructures électriques au détriment de l'opérateur a entraîné un rapprochement géographique des unités PVS avec les postes sources ou avec les lignes électriques dans le cadre des raccordements par piquage. L'ensemble des entretiens menés auprès des développeurs et des opérateurs a permis de mettre en évidence le tournant introduit par la loi NOME dans la hiérarchie des facteurs de localisation des unités PVS. Quantité presque négligeable dans le contexte des tarifs de rachat élevés et de pré-loi NOME, la géographie des réseaux de transport et de distribution d'électricité méridionaux constitue désormais un élément déterminant quant au choix des sites d'implantation. Les S3REnR, en informant les porteurs de projets sur les capacités d'accueil propres à chaque poste source, organisent dorénavant le déploiement spatial PVS.



Carte 10 – Les potentiels de raccordement au réseau THT sur le territoire d'étude en février 2010

[217] Loi n°2010-510 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME).

Avant la mise en place des S3REnR, RTE informait déjà les porteurs de projets sur le potentiel de raccordement sur son réseau THT. La notion de potentiel de raccordement avait été préférée par RTE à celle de capacité d'accueil car « *la notion de « potentiel de raccordement » définit* [mieux] *la puissance supplémentaire maximale acceptable par le réseau* » (Lemêle, 2012, p. 138). Le potentiel de raccordement au réseau THT n'était alors donné qu'à l'échelle de zones et non à celle des postes sources. Le GRT désignait néanmoins les postes sources de raccordement préférentiels pour les porteurs de projets. La carte du potentiel de raccordement au réseau THT, émise par RTE en février 2010, révèle des potentiels très différents entre les « bassins de raccordement » existants sur le territoire d'étude [cf. carte 10]. La comparaison entre les cartes du potentiel de raccordement au réseau THT de février 2010 et de novembre 2012 montre un affaiblissement du potentiel de raccordement de certains territoires (rhodanien, durancien, languedocien et pyrénéen) dû au fort développement EnR que ceux-ci ont connu [cf. carte 11]. Cet affaiblissement du potentiel de raccordement dans ces territoires constitue dorénavant un facteur de localisation défavorable pour de nouvelles infrastructures EnR et à l'inverse un facteur de localisation favorable pour les autres territoires.



Carte 11 – Les potentiels de raccordement au réseau THT sur le territoire d'étude en novembre 2012

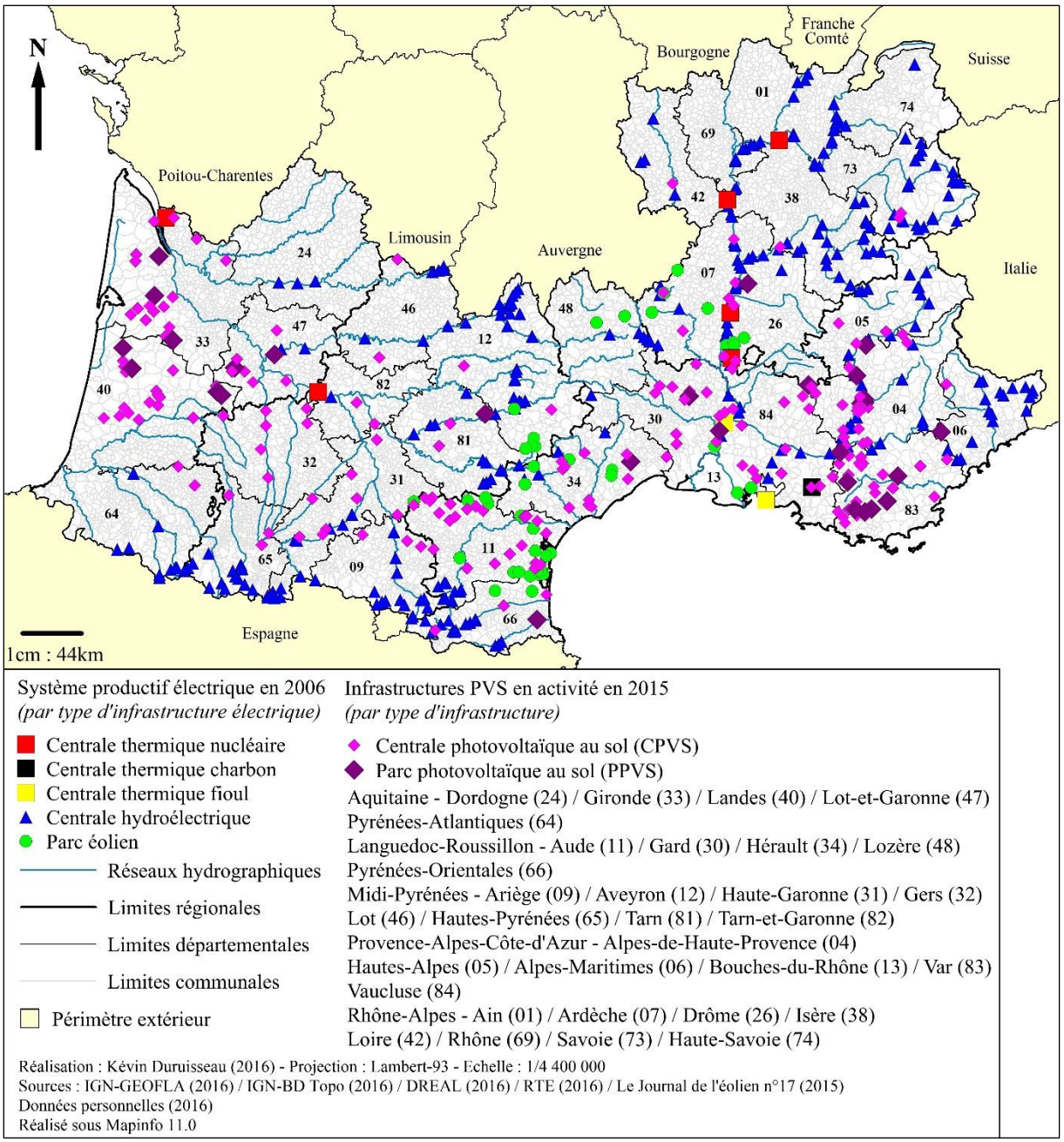
La majorité des 287 unités PVS en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude injectait leur production directement sur le réseau de distribution d'électricité et indirectement sur le réseau de transport. Ces unités PVS présentaient une capacité installée moyenne de 6,6 MWc/unité correspondant à un niveau de capacité pour lequel un raccordement au réseau de distribution d'électricité est privilégié. À l'inverse du réseau de transport d'électricité, qui est le réseau historique d'injection de la production issue d'unités centralisées à fortes capacités, le réseau de distribution d'électricité n'a pas initialement pour fonction d'être un réseau

d'injection et encore moins un réseau d'acheminement d'électricité vers le réseau de transport. Ces nouvelles fonctions exigent donc « *des aménagements à la fois techniques (pour garantir la sécurité de lignes* […] *fonctionnant dans une configuration non prévue lors de leur construction) et fonctionnels (le réseau de distribution devenant, pour le gestionnaire du réseau de transport, à la fois un client et un fournisseur)* » (Derdevet, 2015, p. 33). Dans ce contexte, « *ErDF, acteur national implanté au cœur des territoires, aura un rôle central à jouer afin d'accompagner et de faciliter ces mutations, tout en permettant une valorisation équilibrée de l'ensemble des territoires, à travers notamment le mécanisme de péréquation* » (Derdevet, 2016, p. 34).

La géographie du réseau de distribution d'électricité, sa configuration et la qualité de ses infrastructures se sont révélées être des facteurs discriminants dans le processus de déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015. Les caractéristiques de ce réseau dépendent, partiellement, des caractéristiques des territoires desservis. Les territoires appartenant à l'espace à dominante urbaine (« communes urbaines) sont potentiellement desservis par un réseau de distribution présentant un potentiel de raccordement supérieur à celui desservant les territoires appartenant à l'espace à dominante rurale (« communes rurales »). L'ensemble des entretiens menés auprès des services instructeurs déconcentrés de l'État départementaux et régionaux – DDT et DREAL – et des services décentralisés des collectivités territoriales dans des territoires ayant connu un faible développement PVS a révélé et mis en cause le sous-dimensionnement du réseau de distribution d'électricité pour expliquer cette faible dynamique. Le Conseil Général du Lot et la chambre d'agriculture départementale (CAD) du Lot considèrent ce phénomène de sous-dimensionnement du réseau de distribution d'électricité comme un frein majeur au déploiement spatial PVS dans leur département[218]. La région Midi-Pyrénées « souffre » globalement de la structure de son réseau électrique en étoile, organisée autour de l'agglomération toulousaine, et de son caractère rural.

La géographie des unités PVS en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude est donc fortement corrélée à la géographie des réseaux de transport et de distribution d'électricité méridionaux. Ces réseaux, historiquement construits, ont été façonnés par les phases successives d'électrification du territoire national et le développement d'unités de production d'électricité centralisées de fortes capacités. Un lien fort s'est ainsi établi entre extension physique des réseaux électriques et développement d'unités de production d'électricité sur le territoire national. Ces réseaux ont avant tout été dimensionnés pour les besoins « d'évacuation » de la production d'électricité de ces unités centralisées de fortes capacités. La géographie du système productif d'électricité sur le territoire d'étude avant le développement PVS a donc également constitué, axiomatiquement, un facteur important dans le processus de déploiement spatial PVS [cf. carte 12].

[218] Entretien mené auprès du Directeur du service énergie-climat du Département du Lot, 22 juin 2015.



Carte 12 – Le système productif électrique au 31 décembre 2006
et les unités PVS en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude

Les « bassins électriques » historiques durancien, rhodanien et pyrénéen, qui mettent en œuvre des unités électronucléaires et/ou hydroélectriques de fortes capacités, constituent en conséquence des lieux privilégiés d'implantations PVS sur le territoire d'étude. Les « bassins éoliens » émergents languedociens, qui mettent en œuvre des unités éoliennes de faibles capacités, constituent également des lieux privilégiés d'implantations. La constitution des *ensembles Languedocien*, *Rhodanien-Est-Gardois* et *Durancien correspond* à une diversification énergétique de ces territoires électriques historiques et émergents. La nécessaire proximité géographique entre sites d'implantation PVS et sites d'injection ainsi que l'existence de territoires énergétiques historiques limitent la possibilité de créer de nouveaux « bassins photovoltaïques » *ex-nihilo* sur le territoire d'étude. Le système électrique centralisé développé

après la Seconde Guerre mondiale constitue une force d'inertie (dépendance au sentier) technique (centralisation opérationnelle) et institutionnelle (choix politique du tout nucléaire). Cette double dépendance a des répercutions majeures sur la localisation des unités PVS sur le territoire d'étude et constitue un facteur générique important.

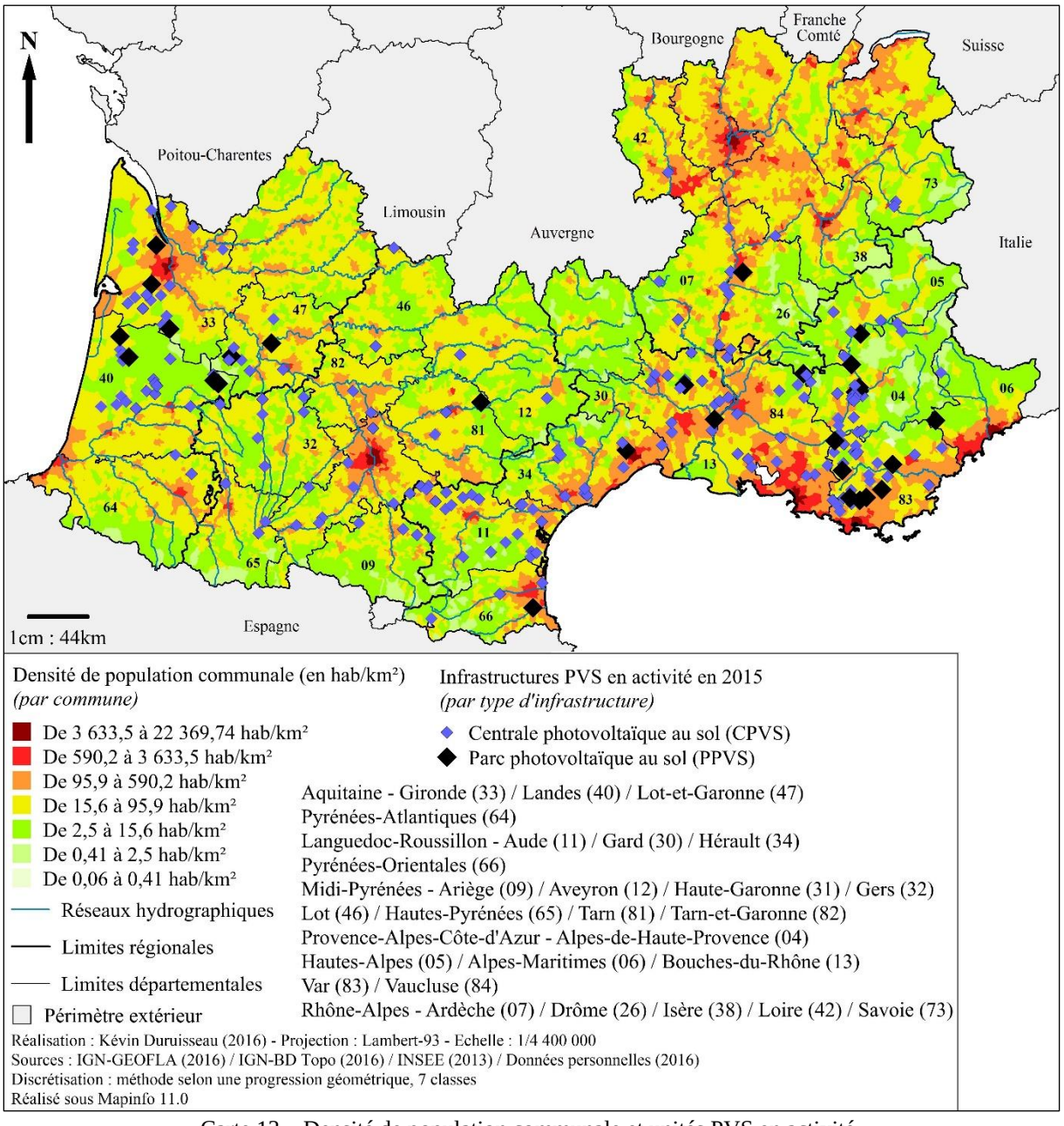
2- La répartition de la population française sur le territoire d'étude : une correspondance partielle entre bassins de population et bassins photovoltaïques.

L'analyse de la géographie des 287 unités PVS en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude permet de mettre en évidence l'existence d'une corrélation entre bassins de population et « bassins photovoltaïques » [cf. carte 13]. Les territoires situés à proximité des bassins de population correspondent généralement aux « bassins photovoltaïques » alors que les territoires éloignés des bassins de population correspondent aux espaces périphériques et aux marges du déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015. Cette corrélation n'est pas pour autant parfaite. Les agglomérations métropolitaines stéphanoise, lyonnaise et grenobloise[219] ainsi que l'agglomération métropolitaine niçoise ne correspondent pas à des « bassins photovoltaïques ». La CPVS de Saint-Cyprien (Loire), qui est une commune périurbaine située dans l'aire urbaine stéphanoise, constitue l'unique unité PVS de l'arc urbain rhodanien. L'agglomération métropolitaine niçoise ne concentre aucune unité PVS en activité. Le cœur du massif forestier des Landes de Gascogne, qui est relativement éloigné des bassins de population, constitue pourtant un « bassin photovoltaïque » majeur sur le territoire d'étude. Si la majorité des unités PVS en activité et des capacités PVS installées sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015 était implantée à proximité des bassins de population, le processus de déploiement spatial PVS a toutefois concerné majoritairement les communes les moins densément peuplées de ces bassins ou des communes à proximité de ces derniers. La nécessaire disponibilité foncière et l'emprise spatiale importante qu'induit le développement de ce type d'infrastructure électrique expliquent que les porteurs de projets aient majoritairement développé leurs capacités PVS sur des espaces de faible densité. Les communes appartenant à un espace désertifié[220] concentraient 10,3 % des capacités PVS installées quand celles appartenant à un espace à faible densité[221] concentraient 31,4 % des capacités PVS installées 31 décembre 2015.

Si la disponibilité foncière, combinée à la proximité d'un réseau électrique de bonne « qualité », constitue des facteurs de localisation majeurs pour expliquer la géographie des unités PVS en activité sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015, ces facteurs nécessitent une analyse plus fine. Les espaces situés à proximité d'un réseau électrique de bonne « qualité »

[219] En 1964, les villes de Saint-Étienne, de Lyon et de Grenoble ont formées une métropole d'équilibre dans le cadre de la politique nationale d'aménagement du territoire.
[220] L'INSEE définit les espaces désertifiés comme les territoires présentant une densité de population inférieure à 10 habitants par km². Ce type d'espace constitue une sous-catégorie des espaces à faible densité.
[221] L'INSEE définit les espaces à faible densité comme les territoires présentant une densité de population inférieure à 30 habitants par km².

et possédant une disponibilité foncière ne sont pas nécessairement adaptés à l'accueil d'une unité PVS. Tous les espaces non bâtis ne sont pas propres à l'accueil de ce type d'infrastructure électrique, plusieurs éléments spatiaux pouvant apparaître comme des facteurs défavorables au déploiement spatial PVS. Les enjeux agricoles, naturels et paysagers/patrimoniaux constituent les principaux facteurs spatiaux défavorables à ce processus de diffusion spatiale.

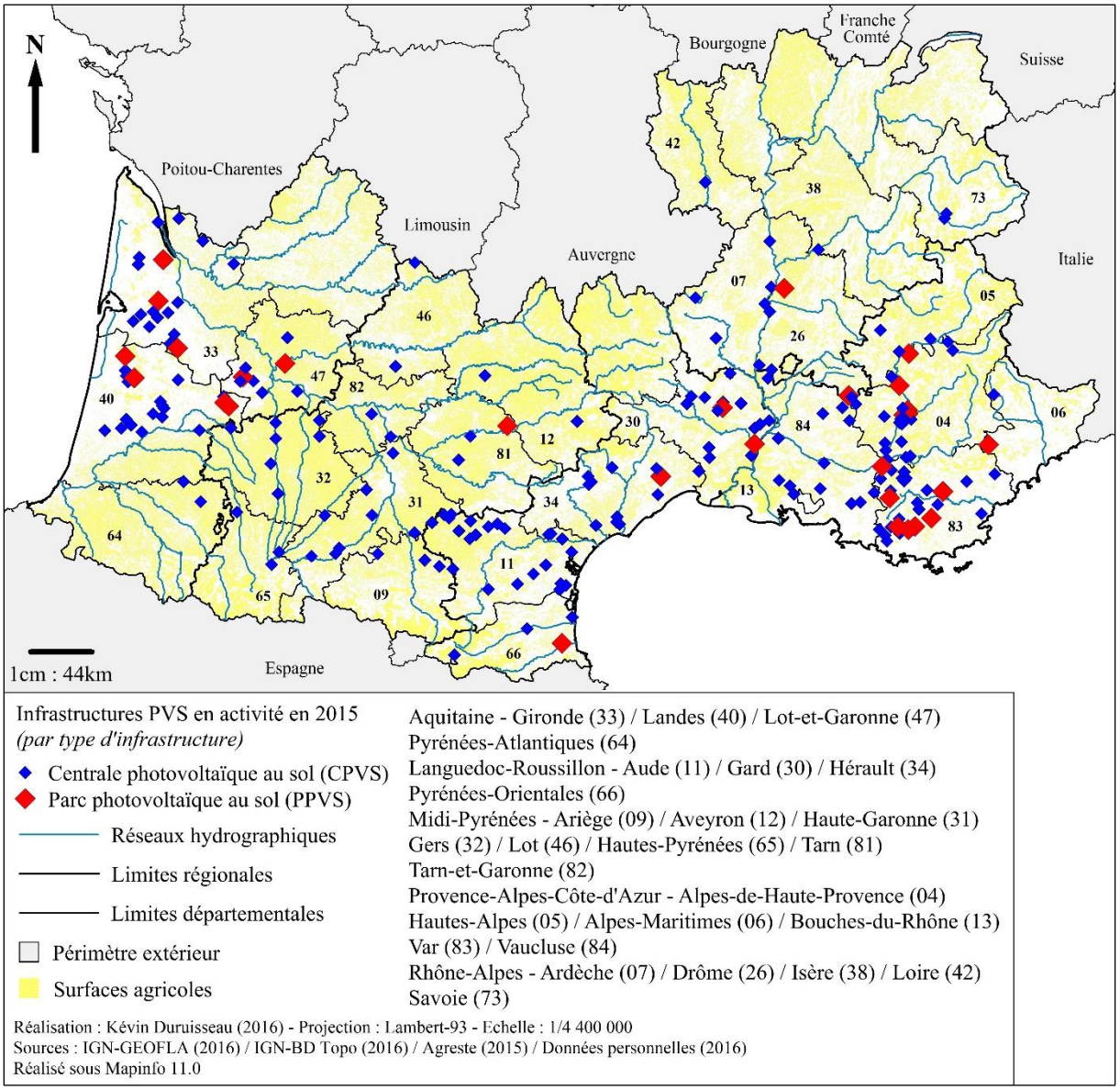


Carte 13 – Densité de population communale et unités PVS en activité sur le territoire d'étude (au 31 décembre 2015)

3- Les enjeux agricoles, naturels et patrimoniaux : des facteurs limitants au déploiement spatial PVS.

L'existence d'une activité agricole sur les espaces non bâtis a constitué progressivement un facteur limitant au déploiement spatial PVS géographiquement différencié [cf. carte 14]. Le

territoire d'étude concentre un nombre important d'ensembles agricoles « remarquables » valorisant un terroir riche et diversifié. Les régions bordelaise, languedocienne et rhodanienne valorisent ainsi des terroirs viticoles majeurs quand le comtat Venaissin et la vallée de la Durance valorisent des terroirs maraîchers et arboricoles importants.



Carte 14 – Surfaces agricoles déclarées à la PAC et unités PVS en activité sur le territoire d'étude (au 31 décembre 2015)

Cependant, si les unités PVS en activité en 2015 en Ardèche, dans les Bouches-du-Rhône, dans le Gard, en Gironde, dans l'Hérault, dans les Landes et dans le Var se sont majoritairement déployées sur des territoires à faible activité agricole, les unités PVS en activité dans l'Aude et dans les départements de la région Midi-Pyrénées se sont par contre majoritairement déployées sur des territoires à forte activité agricole. Cette dichotomie s'explique par des différences de richesse agricole des territoires d'implantation concernés et par des prises de position divergentes des services instructeurs déconcentrés de l'État dans les départements et les régions – DDT et DREAL – et des chambres d'agriculture départementales

(CAD), liées aux différentes interprétations possibles de la circulaire du 18 décembre 2009. L'existence d'une activité agricole relevant d'un périmètre Appellation d'Origine Contrôlée (AOC)[222], devenue Appellation d'Origine Protégée (AOP), renforce le caractère limitant de ce facteur de localisation. Les productions agricoles et viticoles qui bénéficient de cette labellisation générant des revenus supérieurs à la moyenne, les territoires en périmètre AOC sont moins soumis à la concurrence d'une utilisation potentielle par le PVS, d'autant que l'implantation nécessite une procédure de déclassement auprès de l'Institut National des Appellations d'Origine (INAO). Sur le territoire d'étude, seule la construction des trois unités PVS de Méounes-lès-Montrieux (Var) a été permise par un déclassement de certaines parcelles agricoles AOC/AOP.

Les enjeux de protection de l'environnement ont aussi constitué un facteur limitant au déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015 [cf. carte 15]. Le territoire d'étude comporte plusieurs périmètres de protection des écosystèmes.

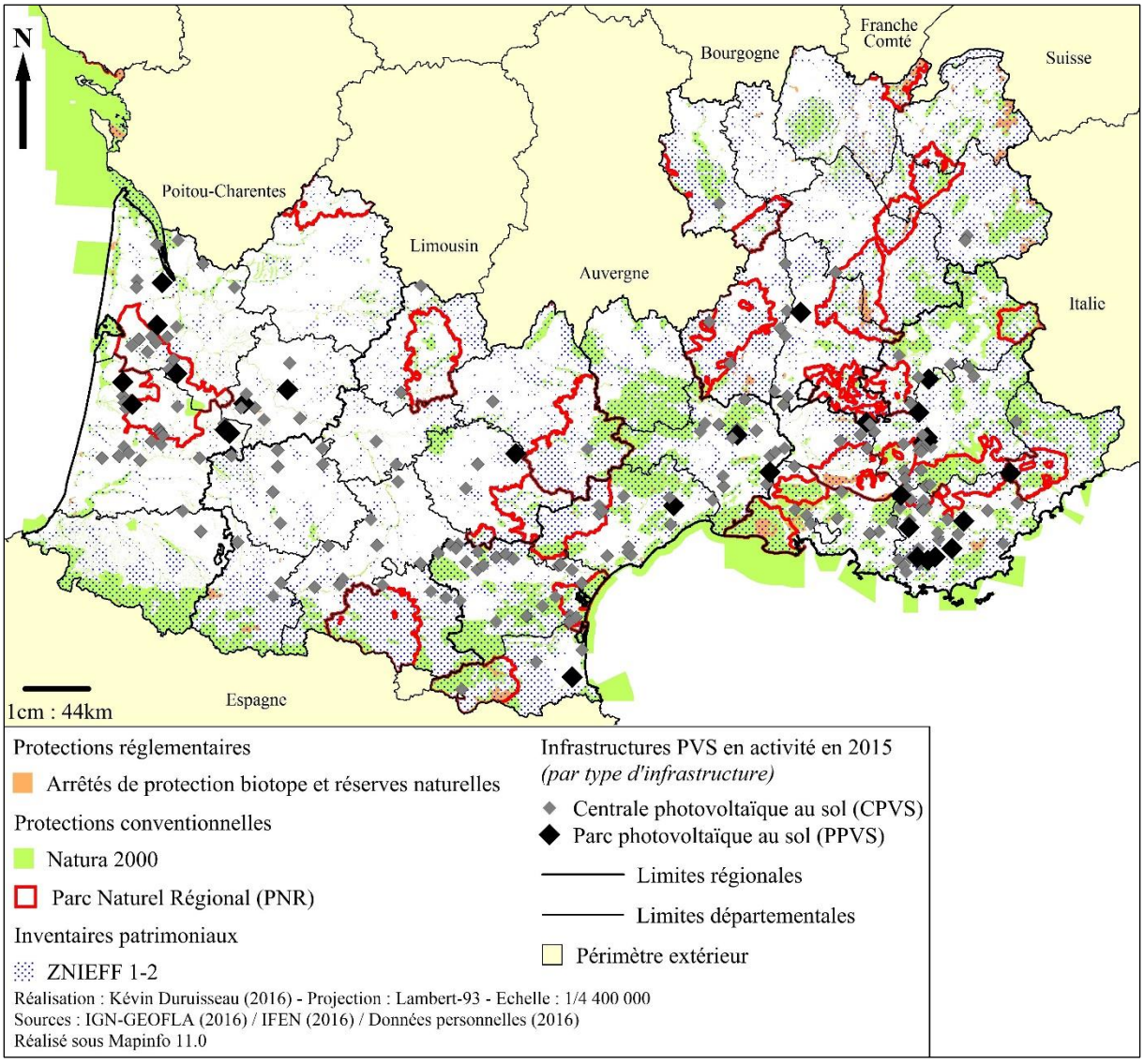
Les « zones humides » constituent un premier périmètre de protection. « *On entend par zone humide les terrains, exploités ou non, habituellement inondés ou gorgés d'eau douce, salée ou saumâtre de façon permanente ou temporaire ; la végétation, quand elle existe, y est dominée par les plantes hygrophiles pendant au moins une partie de l'année* » (Roche, 2014, p. 68). Celles-ci correspondent à des marais, des lagunes, des vasières, des estuaires et des tourbières. Dans l'ensemble des Pays du Nord, « *leur superficie a considérablement diminué, car il était recommandé d'assécher ces zones, estimées malfaisantes au regard de la salubrité publique, et de les récupérer pour divers usages* » (Morand-Deviller, 2009, p. 67). Si elles représentaient près de 5,5 % du territoire métropolitain en 2015, l'évolution de leur surface s'inscrivait encore dans une tendance baissière. Les enjeux de préservation des zones humides ont fait l'objet de la Convention internationale de Ramsar[223] de 1971 désignant des zones humides d'importance internationale parmi lesquelles se trouve La Camargue. Toutefois, « *le droit français n'accueille pas de dispositions spécifiques aux zones humides et leur protection repose sur l'application de diverses procédures : classement site scientifique au titre de la loi de 1930, réserve naturelle, arrêté biotope, zone « Natura 2000 »* » (Ibid, p. 68).

Les « arrêtés préfectoraux de protection des biotopes » constituent un deuxième périmètre de protection. « *Le préfet peut fixer par arrêté les mesures tendant à favoriser, sur tout ou partie du territoire d'un département (…), la conservation des biotopes tels que mares,*

[222] Une AOC est « *un signe français qui désigne un produit qui tire son authenticité et sa typicité de son origine géographique. Elle est l'expression d'un lien intime entre le produit et son terroir : une zone géographique (caractéristiques géologiques, agronomiques, climatiques et historiques) ; des disciplines humaines (conditions de production spécifiques pour tirer le meilleur parti de la nature)* » (http://www.inao.gouv.fr/Les-signes-officiels-de-la-qualite-et-de-l-origine-SIQO/Appellation-d-origine-protegee-Appellation-d-origine-controlee, 2016).

[223] Convention relative aux zones humides d'importance internationale, particulièrement comme habitat des oiseaux d'eau.

marécages, (…), bosquets, landes, (…) dans la mesure où ces biotopes ou formations sont nécessaires à l'alimentation, à la reproduction, au repos ou à la survie de certaines espèces » (Roche, 2014, p. 71). Les périmètres de protection des biotopes apparaissent comme des enjeux naturels rédhibitoires interdisant, théoriquement, toute implantation PVS. Le cœur de parc des Parcs Naturels Nationaux (PNN), les réserves naturelles, les réserves biologiques et les réserves de biosphère apparaissent également comme des enjeux naturels rédhibitoires.



Carte 15 – Principaux périmètres de protection environnementale et unités PVS en activité sur le territoire d'étude (au 31 décembre 2015)

Les inventaires du patrimoine naturel constituent un troisième périmètre de protection. L'instrument des « Zones de protection du patrimoine Naturel d'Intérêt Écologique, Floristique et Faunistique » (ZNIEFF), promu en 1982 par le Muséum d'Histoire Naturelle, visait à « *établir un inventaire des espaces sensibles, riches en espèces animales et végétales menacées* » (Morand-Deviller, 2009, p. 69) dans des périmètres d'appellation ZNIEFF 1. Par la suite, les périmètres ZNIEFF 2 ont eu « *une vocation plus large, puisque seront répertoriées, outre les espèces faunistiques ou floristiques, les « richesses écologiques, minéralogiques et*

paléontologiques » » (Ibid, p. 69). En 2015, cet inventaire du patrimoine naturel répertoriait près de 14 500 périmètres ZNIEFF, soit près de 25 % du territoire métropolitain. Toutefois, les ZNIEFF n'ont pas de portée juridique directe.

Les périmètres du « réseau Natura 2000 » constituent un quatrième périmètre de protection. Leur mise en place résulte des directives européennes du 2 avril 1979[224] et du 21 mai 1992[225]. La première, dite directive Oiseaux, instaure des périmètres de conservation des oiseaux sauvages quand la seconde, dite directive Habitats, instaure des périmètres de conservation des habitats naturels ainsi que de la faune et de la flore sauvage. La directive Oiseaux « *a pour objet la protection, la gestion et la régulation des espèces vivant naturellement à l'état sauvage sur le territoire européen des États membres, ainsi que de leurs œufs, nids et habitats* » (Roche, 2014, p. 47). Conformément à cette directive, les pouvoirs publics français ont instauré des Zones de Protections Spéciales (ZPS). La directive Habitats « *a pour but principal le maintien de la biodiversité en assurant le maintien ou le rétablissement, dans un état de conservation favorable, des habitats naturels et des espèces de faune et de flore sauvages d'intérêt communautaire* » (Ibid, p. 47). Conformément à cette directive, les pouvoirs publics français ont instauré des Zones Spéciales de Conservation (ZSC). Les territoires placés sous l'égide du Conservatoire du littoral, des Parcs Naturels Nationaux (PNN), des Conservatoires régionaux d'espace naturel, des Départements (Espaces Naturels Sensibles) et des Parcs Naturels Régionaux (PNR) constituent tous autant des périmètres de protection des écosystèmes.

Les enjeux paysagers et patrimoniaux ont constitué des facteurs limitants au déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015. Le territoire d'étude comporte plusieurs périmètres de protection des paysages et du patrimoine. Les « sites inscrits et classés » constituent un premier périmètre de protection. « *Les sites ou monuments naturels inscrits ou non sur la liste départementale et dont la préservation ou la conservation présente un intérêt général au point de vue artistique, historique, scientifique ou légendaire peuvent faire l'objet d'un classement* […] *Le déclassement total ou partiel d'un site est possible et est prononcé, après avis de la commission supérieure des sites, par décret en Conseil d'État* » (Roche, 2014, p. 72). Les sites classés sont considérés comme des enjeux rédhibitoires. Les « Opérations Grands Sites » constituent un second périmètre de protection. La notion de grand site a été introduite en 1976 par l'État pour désigner certains sites classés parmi les plus renommés et les plus fréquentés. Cette politique publique nationale des Grands Sites[226] repose

[224] Directive n°79/409/CEE du Conseil concernant la conservation des oiseaux sauvages.
[225] Directive n°92/43/CEE du Conseil concernant la conservation des habitats naturels ainsi que de la faune et de la flore sauvages.
[226] Le label Grand site de France, instauré par la loi Grenelle II, est « *subordonnée à la mise en œuvre d'un projet de préservation, de gestion et de mise en valeur du site, répondant aux principes du développement durable* » (Roche, 2014, p. 73).

sur deux instruments : les Opérations Grands Sites et le label Grand site de France[227]. Les sites retenus sont généralement gérés et animés par des structures de gestion tels des syndicats mixtes associant les collectivités territoriales concernées par le périmètre délimité et un comité de pilotage multi-acteurs réuni à l'initiative du préfet de département. Les Opérations Grands Sites et le label Grand site de France visent explicitement une conservation du patrimoine et des paysages et constituent ainsi des enjeux rédhibitoires au déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude.

Les facteurs génériques favorables et défavorables de localisation permettent de comprendre la géographie des unités PVS à l'échelle du territoire d'étude mais ne permettent pas d'expliquer l'apparition des cinq ensembles territoriaux. Si certains facteurs géomorphologiques permettent d'expliquer les vides observables sur le territoire d'étude, seul le recours à l'étude des facteurs spécifiques de localisation peut permettre de saisir les facteurs ayant présidé au déploiement spatial non homogène de ces nouvelles infrastructures industrielles.

II- Les facteurs de localisation spécifiques des unités PVS dans les ensembles Aquitain, Languedocien, Rhodanien, Durancien et Ouest-Varois.

La concentration de 209 unités PVS en activité au 31 décembre 2015 en cinq ensembles territoriaux – *Aquitain, Languedocien, Rhodanien-Est-Gardois, Durancien* et *Ouest-Varois* – est explicable par des facteurs spécifiques favorables de localisation. Chacun des cinq ensembles territoriaux combinent plusieurs facteurs spécifiques pour certains partagés qui n'apparaissent pas dans le reste du territoire d'étude. La disponibilité foncière apparaît comme un élément majeur dans l'émergence des *ensembles Aquitain* (A), *Languedocien* (B) et *Ouest-Varois* (E) quand la stratégie des acteurs publics locaux et régionaux ainsi que des acteurs privés constitue l'élément majeur responsable de l'émergence des *ensembles Rhodanien-Est-Gardois* (C) et *Durancien* (D).

A- La disponibilité foncière forestière bon marché au cœur de l'émergence de l'ensemble Aquitain.

Les 72 unités PVS en activité au 31 décembre 2015 dans l'*ensemble Aquitain* représentaient 703 MWc correspondant à 37,4 % des capacités PVS installées sur le territoire d'étude [cf. carte 16]. Le déploiement spatial PVS dans cet ensemble résulte de cinq facteurs spécifiques principaux – une disponibilité foncière forestière combinée à une faible densité, un

[227] Ministère de l'Écologie, du Développement Durable, des Transports et du Logement (2011). *Circulaire du 21 janvier 2011 relative à la politique des Grands sites*, 3 p.

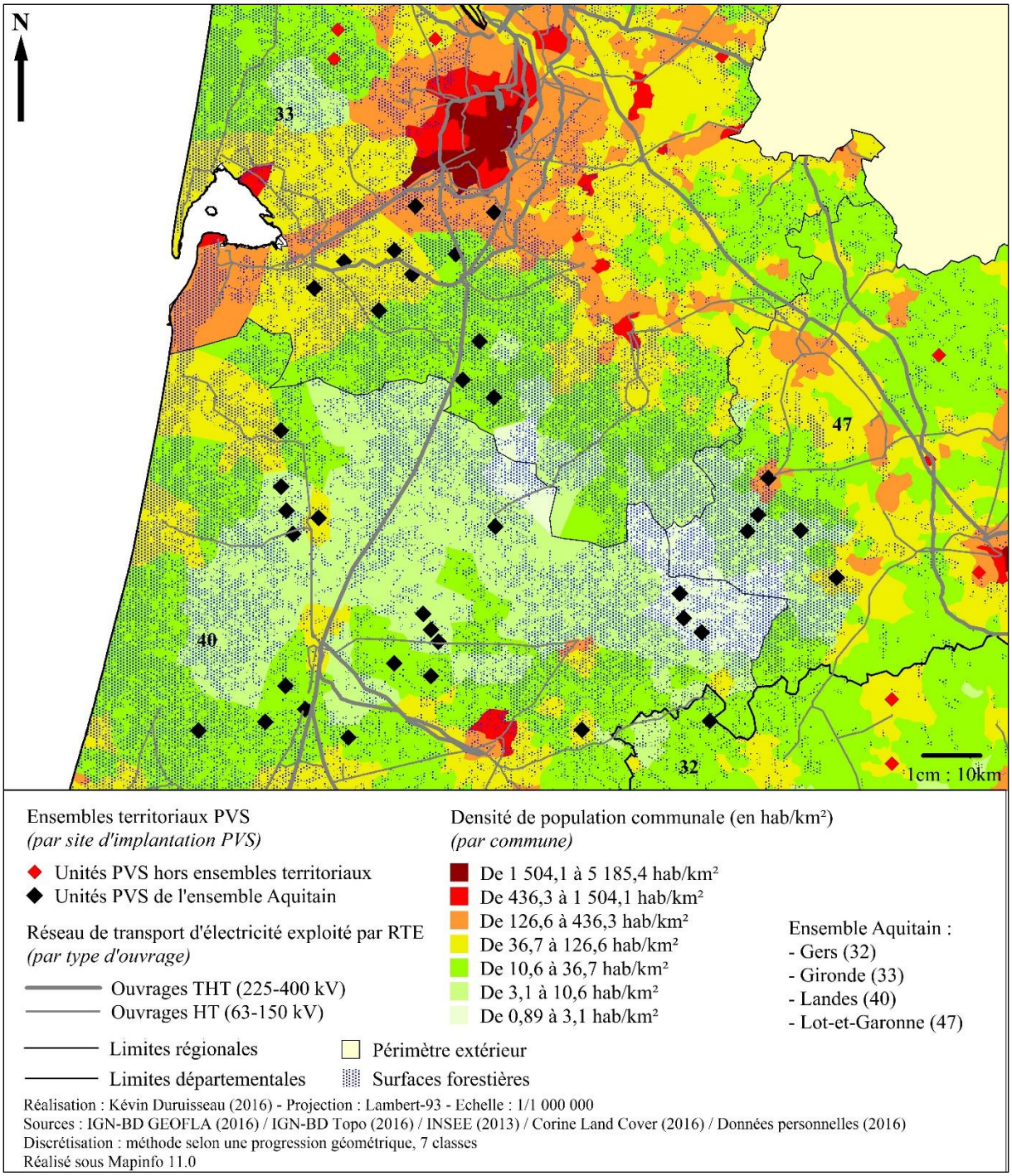
faible prix du foncier forestier, une baisse globale des revenus sylvicoles, une volonté des pouvoirs publics locaux et régionaux et une absence d'un déploiement spatial éolien préalable – et d'un facteur spécifique secondaire – la stratégie de développement régional d'opérateurs-exploitants locaux.

1- Le foncier du massif forestier des Landes de Gascogne : une ressource-clé.

Le massif forestier des Landes de Gascogne appartient « *à une vaste entité naturelle de forme triangulaire s'étendant sur 1 300 000 hectares. C'est cette entité que couvre aujourd'hui, sur près d'un million d'hectares le massif forestier des Landes de Gascogne, dont près de 900 000 en forêt de production de bois d'œuvre et d'industrie* » (Pottier, 2014, p. 1019). Le massif forestier des Landes de Gascogne est le résultat d'une opération d'aménagement du territoire débutée au milieu du 19e siècle sous le Second Empire : « *la surface actuelle de la forêt landaise est le fruit de la double volonté étatiste de fixation du cordon dunaire et de l'obligation faite aux communes de boiser leurs landes suite à la loi du 19 juin 1857 relative à l'assainissement et à la mise en culture des Landes de Gascogne* […] *Conçue pour produire, emblème s'il en est un de la vocation productive de l'espace forestier, la forêt landaise est souvent et précisément dénoncée pour cette orientation exclusive engendrant des pratiques sylvicoles intensives nées de l'introduction de la ligniculture dans les années 1960-1970* » (Ibid, p. 1020). Si les massifs forestiers français répondent à trois fonctions principales – « *la forêt est un espace producteur, protecteur, assurant un rôle social croissant et renouvelé* » (Husson, 1995, p. 167) –, la fonction productrice du massif forestier des Landes de Gascogne demeure actuellement prédominante pour un grand nombre d'acteurs publics et privés locaux, régionaux et nationaux (Couderc, 1998 ; Arnould, 1999 ; Arnould *et alii*, 2001). Malgré un processus de patrimonialisation individuelle et institutionnelle ainsi que d'écologisation du massif forestier des Landes de Gascogne amorcé dès les années 1960 (Cazals *et alli*, 2013 ; Deuffic *et alli*, 2010 ; Pottier, 2014), sa fonction protectrice demeure sous-dimensionnée dans l'imaginaire attaché à ce territoire. La patrimonialisation institutionnelle de ce territoire s'est traduit par la mise en place de périmètres ZNIEFF 1-2, Natura 2000 et de réserves naturelles. Toutefois, cette patrimonialisation a « *assez peu touché les espaces forestiers de production. Mais comme les espaces et les espèces protégés sont situés au cœur de la forêt, on assiste à une imbrication progressive des espaces patrimoniaux, forestiers et naturels* » (Deuffic *et alii*, 2010, p. 119). Le nombre restreint de périmètres de protection des écosystèmes a favorisé le déploiement spatial PVS dans l'*ensemble Aquitain*.

Les tempêtes de 1999 et de 2009 ont eu des impacts majeurs sur le massif forestier des Landes de Gascogne en matière de qualité de la ressource forestière et de niveau de revenus forestiers. Ces deux tempêtes, et plus particulièrement la tempête Klaus du 24 janvier 2009, ont également renforcé l'attractivité du massif forestier des Landes de Gascogne pour les porteurs de projets PVS du fait de l'émergence d'une disponibilité foncière forestière. Cette tempête a impacté fortement 600 000 ha du massif forestier, dont 200 000 ont été détruits à près de 40 %.

La dégradation de la ressource forestière landaise s'est accentuée avec l'attaque parasitaire d'envergure observée au cours de l'automne 2010. Les *parcelles sylvicoles* retenues pour la réalisation des huit unités PVS de Losse (Landes) cumulaient ainsi les dégâts dus à la tempête Klaus et à l'attaque parasitaire. Toutefois, les *parcelles sylvicoles* retenues pour cette réalisation avaient été sélectionnées, en concertation, par la Communauté de Communes du Gabardan et le groupe EDF EN, au cours de l'année 2008. Cet exemple des unités de Losse ne constitue pas un cas isolé et appelle à une analyse plus fine des effets réels de la tempête Klaus sur le déploiement spatial PVS dans l'*ensemble Aquitain*.



Carte 16 – Les unités PVS en activité dans l'*ensemble Aquitain* (au 31 décembre 2015)

L'ensemble des entretiens menés auprès de la DDT du Lot-et-Garonne, des DDTM de Gironde et des Landes et de la DREAL-Aquitaine a permis de mettre en évidence le rôle-clé de la tempête Klaus dans l'intensification du déploiement spatial PVS dans le massif forestier des Landes de Gascogne. La nécessaire revitalisation du tissu économique local, fortement impacté par la dégradation de la ressource forestière post-tempête, s'est progressivement muée en argument central pour les porteurs de projets afin de justifier l'implantation de fortes capacités PVS installées sur des surfaces sylvicoles de plus en plus importantes. La substitution des enjeux énergie-climat et environnementaux par des enjeux économiques pour justifier l'implantation de capacités PVS installées, faibles ou fortes, ne constitue pas un élément spécifique à l'ensemble territorial Aquitain. Ce phénomène de substitution a été observé sur l'ensemble du territoire d'étude, les communes ou les EPCI à fiscalité propre d'implantation inscrivant la réalisation de leur(s) unité(s) PVS dans leur politique économique davantage que dans leur politique énergie-climat.

© Kévin Duruisseau – 2014
Photo 17 – La CPVS de Casteljaloux (Lot-et-Garonne), exploitée par JP ÉNERGIE ENVIRONNEMENT, est implantée en lisière de *parcelles sylvicoles*

Un certain nombre de projets PVS importants avait néanmoins été déjà amorcé dans le massif forestier des Landes de Gascogne avant la tempête Klaus, certaines *parcelles sylvicoles* ayant été préalablement sélectionnées pour les projets de Garein[228] (Landes), de Geloux[229] (Landes), de Luxey (Landes) et de Losse[230] (Landes). Plusieurs projets ont été développés sur des *parcelles sylvicoles* du massif forestier qui n'avaient pas été impactées par la tempête [cf. photo 17]. Ces choix d'implantation PVS, déconseillés par la circulaire du 19 décembre 2009, ont été particulièrement critiqués par l'Autorité Environnementale de la DREAL-Aquitaine dans ses avis basés sur l'analyse des études d'impact des projets PVS de Pompogne (Lot-et-

[228] Entretien mené auprès du Maire de Garein, 21 juin 2014.
[229] Entretien mené auprès du secrétaire général de Geloux, 20 juin 2014.
[230] Entretien mené auprès d'un technicien de la Communauté de Communes des Landes d'Armagnac, 18 juin 2014.

Garonne). Les *parcelles sylvicoles* retenues pour les projets de Pompogne n'avaient pas été impactées par la tempête Klaus. En effet, « *le site d'implantation des* [CPVS] *a été globalement bien préservé lors de la tempête Klaus de janvier 2009. De ce fait, le projet n'est pas conforme au document de cadrage des services de l'État pour l'instruction des projets photovoltaïques en Aquitaine du 18 décembre 2009, qui prescrit d'éviter d'installer des* [unités PVS] *sur des surfaces forestières dont le potentiel de production a été peu affecté par la tempête Klaus*[231] ». Ces projets avaient également reçu un avis réservé de la part de l'Office National des Forêts (ONF) au titre de la demande de défrichement dans la mesure où ces trois projets PVS réduisaient de 40 % la surface forestière appartenant à une commune sous régime forestier[232].

La faible densité de population communale du massif forestier des Landes de Gascogne se combine à l'abondance de la ressource foncière sylvicole. Ces deux facteurs spécifiques principaux conjoints ont été particulièrement favorables au déploiement spatial PVS dans l'*ensemble Aquitain*, et cela malgré une densité des réseaux électriques moindre. La faible densité de population communale du massif forestier des Landes de Gascogne, et plus largement de la région Aquitaine, apparaît comme un marqueur d'une identité régionale (Clarimont *et alii*, 2006).

2- La recherche de nouvelles sources de revenus et de nouvelles filières industrielles : une forte volonté des pouvoirs publics locaux et régionaux.

Si les tempêtes de 1999 et de 2009 ont accru la disponibilité foncière dans le massif forestier des Landes de Gascogne pour le déploiement spatial PVS, elles ont corrélativement dégradé les retombées économiques locales liées à l'exploitation de la ressource forestière. Cette dégradation des revenus forestiers a aussi bien affecté les acteurs publics locaux que les acteurs privés locaux dépendants de l'exploitation de la ressource forestière landaise. À partir de 2007, au cours de la première vague de prospection réalisée par les porteurs de projets dans le massif forestier des Landes de Gascogne, les unités PVS acquièrent progressivement le statut d'alternative économique auprès des acteurs publics et privés locaux du fait de ses possibles retombées fiscales et surtout du fait de ses possibles retombées foncières.

A. Pottier estimait, en 2014, la rentabilité du massif forestier des Landes de Gascogne à 100 €/ha/an ce qui correspond à un faible niveau de rentabilité pour les acteurs publics et privés locaux. Ce faible niveau de rentabilité forestière, connu des porteurs de projets, a constitué un facteur majeur dans la construction de l'*ensemble Aquitain* et s'est traduit par un faible niveau de rentabilité foncière pour les propriétaires des parcelles. Dans l'*ensemble Aquitain*, le niveau

[231] DREAL-Aquitaine (2010). Avis de l'autorité administrative de l'État sur l'évaluation environnementale. Création d'une centrale photovoltaïque – Commune de Pompogne [en ligne], consulté le 10 septembre 2016. http://www.donnees.aquitaine.developpement-durable.gouv.fr/DOCUMENTS/MCE/EVALUATION/AVIS_PROJETS/AE158_PC_PV_Pompogne%20Ouest.pdf

[232] ONF (2010). Commune de Pompogne. Demande de défrichement, le 30 septembre 2010.

des baux emphytéotiques varie ainsi entre 500 et 3 000 €/ha/an. Plusieurs entretiens menés auprès des communes et des EPCI d'implantation PVS de l'*ensemble Aquitain* ont permis de mettre en lumière un sentiment général de regret concernant le niveau des baux emphytéotiques arrêté. La faible valeur de ces baux provient, selon eux, d'un manque de prise d'informations auprès de communes et d'EPCI d'implantation PVS extérieurs à la région Aquitaine, et en particulier de la région PACA. Ce sentiment de regret a été explicitement exprimé au cours de l'entretien mené auprès de la Communauté de Communes des Landes de Gascogne[233], responsable des projets PVS de Losse.

Le déploiement spatial PVS dans l'*ensemble Aquitain* entre 2008 et 2015 résulte également d'une volonté des pouvoirs publics locaux et régionaux. Cette volonté des pouvoirs publics, et en particulier des acteurs politiques – Départements et Région – et des acteurs institutionnels départementaux – préfets et DDT – et régionaux – préfet et DREAL –, a été renforcée par l'échec de tous les projets de déploiement spatial éolien en Aquitaine faisant d'elle la seule région métropolitaine à ne pas posséder de capacités éoliennes en 2015[234]. À partir de la hausse des tarifs de rachat PV en 2006, la Région Aquitaine a développé une politique de développement PV selon trois axes principaux : favoriser la recherche et développement (i), favoriser l'industrialisation et la mise sur le marché de nouveaux produits PV (ii) et favoriser le développement local valorisant les filières PV (iii). Cette politique économique régionale vise ainsi « *une intervention à tous les étages de la fusée*[235] ». Le soutien financier apporté par la Région Aquitaine à l'entreprise girondine EXOSUN, spécialisée dans la mise au point et la fabrication de trackers solaires est révélateur de cette politique économique régionale pro-active. La Région Aquitaine a ainsi subventionné la création et l'implantation d'EXOSUN dans la Technopole Bordeaux Montesquieu, au titre de la création d'entreprise et de la formation à l'éco-conception en 2007, à hauteur de 200 000 €. La Région Aquitaine a également subventionné, en partenariat avec l'ADEME et le FEDER, l'implantation de l'unité PVS de Martillac, co-développée par EXOSUN et le groupe EDF EN, à hauteur de 100 000 €[236]. Le moratoire PV, du 5 décembre 2009 au 13 mars 2010, et la baisse des tarifs de rachat de l'électricité PV ont poussé la Région Aquitaine à lancer plusieurs appels d'offre visant le déploiement de projets PV en toiture et en auto-consommation développés par les entreprises formant la filière PV régionale. Ces appels d'offre font l'objet d'un co-financement entre la Région et l'ADEME dans le cadre des CPER. L'appel d'offre PV en auto-consommation s'inscrit dans une réflexion plus large menée par les équipes de la Région Aquitaine sur l'atteinte de la parité réseau par les EnR à moyen terme. Dans le contexte du Grenelle de l'environnement, le Département de Gironde a réalisé en 2010 un Atlas départemental

[233] Entretien mené auprès d'un technicien de la Communauté de Communes des Landes d'Armagnac, 18 juin 2014.
[234] Observ'ER (2015b). Le Journal de l'éolien. Hors-série n°17.
[235] Entretien mené auprès du Directeur du service énergie-climat de la Région Aquitaine, 5 juin 2015.
[236] Région Aquitaine – Inauguration de la centrale photovoltaïque de la technopole de Montesquieu à Martillac : vitrine de l'éco-innovation en Aquitaine [en ligne], consulté le 11 septembre 2016 sur http://www.aquitaine.fr/region/espace-presse/communiques-de-presse/Inauguration-de-la-centrale-photovoltaique-de-la-technopole-de-Montesquieu-a-Martillac-vitrine-de-l-eco-innovation-en-Aquitaine

présentant le potentiel EnR des territoires girondins qui peut être considéré comme un outil favorable au déploiement spatial PVS dans le département[237]. Toutefois, face à la prospection intensive des porteurs de projets, dont fait l'objet la Gironde au cours de l'année 2010, le Département a adopté une position ferme vis-à-vis du déploiement spatial PVS : les unités PVS doivent être uniquement développées sur des *parcelles artificialisées et dégradées*, excluant par la même les *parcelles agricoles*, *sylvicoles* et *naturelles*.

Face aux vagues de projets PVS que connaissent les départements de Gironde, des Landes et du Lot-et-Garonne, les acteurs déconcentrés de l'État départementaux – préfets et DDT – et régionaux – préfet et DREAL – se sont dotés d'un document de cadrage commun pour l'instruction des projets PV en toiture et au sol. Rédigé dans le cadre de l'instruction des projets PVS de Losse (Landes) au cours de l'année 2008, ce référentiel régional commun a été arrêté le 18 décembre 2009. La construction de ce référentiel s'est accompagnée de la mise en place progressive de pôles départementaux de compétences PVS, placés sous l'autorité des préfectures départementales, chargés de la pré-instruction des projets. Un certain nombre d'entretiens menés auprès des porteurs de projet PVS dans la région Aquitaine a permis de mettre en lumière le caractère positif de la mise en place de ce document-cadre et des pôles départementaux de compétences PVS dans la mesure où ils sécurisent les projets. Plusieurs projets ont échappé à ces dispositifs contraignants, les autorisations leur ayant été octroyées avant la mise en place de ces dispositifs.

À ces facteurs spécifiques principaux, expliquant l'émergence de l'*ensemble Aquitain*, s'ajoute la stratégie de développement d'opérateurs régionaux spécialisés dans l'exploitation d'unités de production EnR. La politique économique de la Région Aquitaine dans le domaine PV a joué un rôle important dans le choix du territoire d'implantation de l'opérateur espagnol EOSOL ÉNERGIES NOUVELLES (EOSOL EN), basé au Barp (Gironde) et de l'opérateur français VALOREM, basé à Bègles (Gironde). Le choix de l'opérateur espagnol résulte aussi d'un effet de proximité spatiale entre la région Aquitaine et l'Espagne. La dimension régionale de ces opérateurs a constitué un argument de choix auprès des acteurs publics et privés locaux et régionaux pour le déploiement spatial de leurs projets PVS dans l'*ensemble Aquitain*. L'opérateur-exploitant espagnol EOSOL EN a ainsi initié 45 MWc de projets PVS dans cet ensemble territorial.

B- La disponibilité foncière agro-industrielle et le précédent éolien au cœur de l'émergence de l'ensemble Languedocien.

Les 39 unités PVS en activité au 31 décembre 2015 dans l'*ensemble Languedocien* représentaient 171 MWc correspondant à 9,1 % des capacités PVS installées sur le territoire d'étude [cf. carte 17] Le déploiement spatial PVS dans cet ensemble territorial résulte de quatre

[237] Entretien mené auprès d'une chargée de mission énergie-climat pour le Département de Gironde, 25 juin 2015.

facteurs spécifiques principaux – une disponibilité foncière agricole et industrielle, une baisse globale des revenus agricoles, une volonté des pouvoirs publics locaux et régionaux ainsi qu'un déploiement spatial éolien précédent – et d'un facteur spécifique secondaire – la stratégie de développement régionale d'opérateurs locaux.

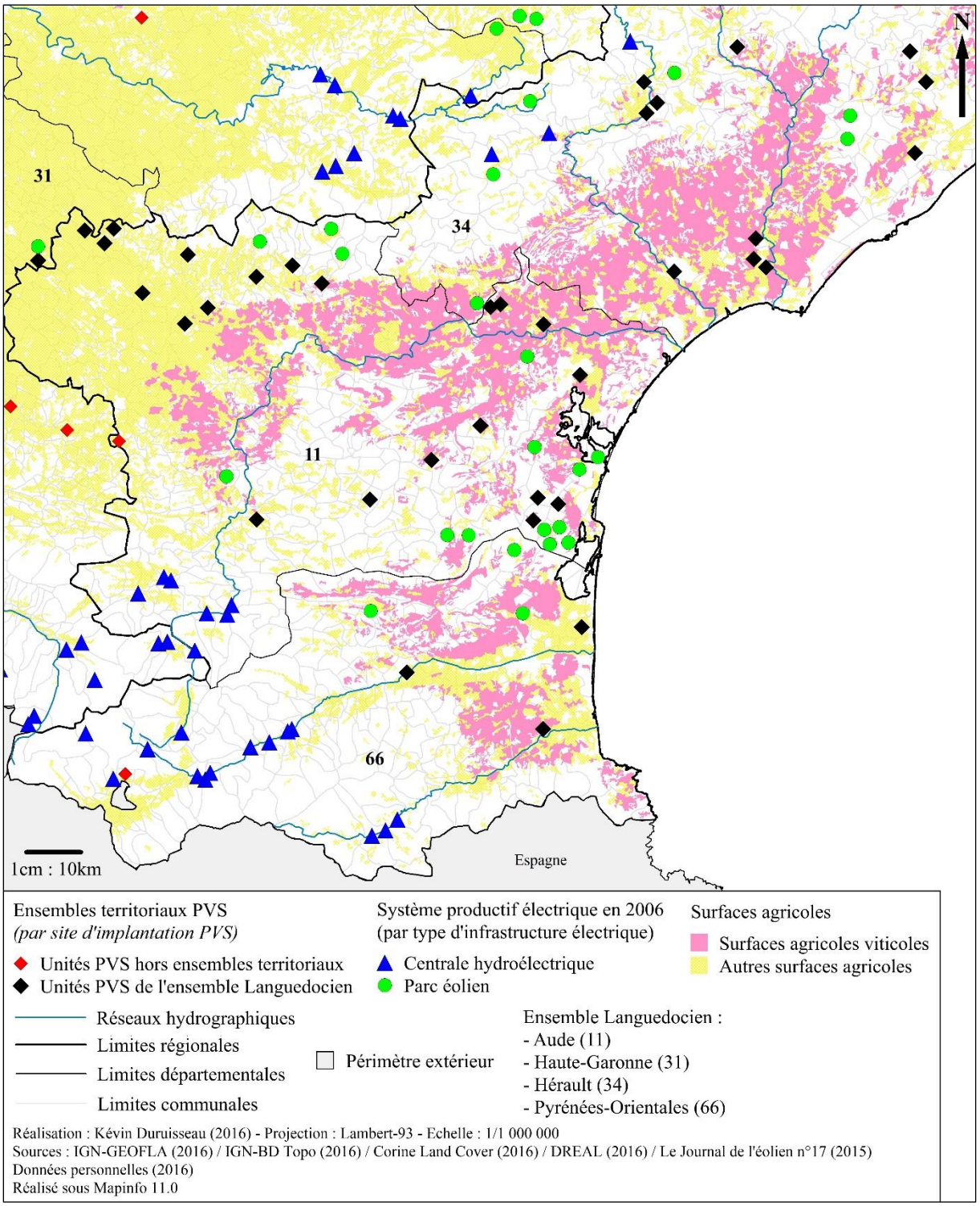
1- Les parcelles agricoles et industrielles : une disponibilité foncière majeure.

Les trois principaux départements de l'*ensemble Languedocien* – l'Aude, l'Hérault et les Pyrénées-Orientales – possèdent des systèmes agricoles présentant des similitudes. Les systèmes agricoles de l'Hérault et de l'Aude, et dans une moindre mesure des Pyrénées-Orientales, sont traversés par une crise viticole d'envergure amorcée au début des années 1980 (Touzard et Laporte, 1998). Cette crise de surproduction du vignoble languedocien s'est traduite par un vaste mouvement d'arrachage massif des vignes. Le processus de réduction des surfaces viticoles a été impulsé par la Communauté Économique Européenne (CEE) avec l'instauration de la Prime à l'Abandon Définitif (PAD) en 1980. Cette politique agricole communautaire sectorielle, qui visait un assainissement du marché viti-vinicole européen par une baisse de la production et une augmentation de la qualité, a été mise en œuvre entre 1980 et 2011 sur trois périodes. Le système PAD a été particulièrement sollicité par le vignoble languedocien entre 1980-1995 et 2005-2011 (Arnal *et alii*, 2013). L'arrachage massif des vignes languedociennes ne s'est pas limité aux surfaces faisant l'objet du système PAD. La surface viticole en Languedoc-Roussillon est passée de 330 139 ha à 270 000 ha entre 2000 et 2010[238] correspondant à une baisse de -60 139 ha. La baisse la plus importante est enregistrée dans le vignoble héraultais avec -20 830 ha contre -15 925 ha dans l'Aude et -11 437 ha dans les Pyrénées-Orientales.

Les nouvelles dévolutions possibles pour ces parcelles viticoles arrachées peuvent être regroupés en quatre catégories : « *une reconversion agricole prenant des formes variées ; une artificialisation de l'espace sur un foncier rendu disponible par le recul de la viticulture ; le développement de friches à des stades plus ou moins avancés ; un entretien des terres à des fins de gestion de l'espace* » (Arnal *et alii*, 2013, p. 53).Le déploiement spatial PVS sur ces parcelles viticoles arrachées relève de la deuxième catégorie. Ce déploiement spatial PVS peut aussi intervenir après le développement de friches sur ces parcelles. La crise viticole languedocienne s'est donc traduite par un accroissement de la ressource foncière disponible pour un déploiement spatial PVS. Toutefois, les conditions d'arrachage massif des vignes, le système PAD et la structure agraire du Languedoc-Roussillon faite de petites, moyennes et grandes exploitations ont conduit à l'émergence d'un parc PVS atypique dans l'*ensemble Languedocien* par rapport au reste du parc PVS en activité sur le territoire d'étude. L'ensemble des entretiens menés auprès des DDTM de l'Aude, de l'Hérault des Pyrénées-Orientales, de la DREAL-

[238] Agreste (2011) – Recensement agricole 2010 [en ligne], consulté le 10 septembre 2016. Disponible sur http://agreste.agriculture.gouv.fr/IMG/pdf_R9111A14.pdf

Languedoc-Roussillon ainsi que des CAD de l'Aude et des Pyrénées-Orientales et de l'Agence Locale de l'Énergie (ALE) Pôle Énergie 11 a permis de mettre en évidence le rôle-clé de la crise viticole dans le déploiement spatial PVS dans l'*ensemble Languedocien*.



Carte 17 – Les unités PVS en activité dans l'*ensemble Languedocien* (au 31 décembre 2015)

Cet ensemble d'entretiens a également permis de mettre en lumière le rôle-clé de la disponibilité de friches industrielles d'envergures résultant de l'histoire minière de la région dans le déploiement spatial PVS dans l'*ensemble Languedocien* (Gallois, 1917 ; Fonvieille,

1934). Une partie des friches de la mine d'or de Salsigne-Villanière (Aude), dont l'exploitation s'est achevée en 2004, a ainsi été utilisée pour l'implantation de l'unité PVS de Villanière située au puits Castan en 2011 [cf. photo 18]. Une partie des friches des carrières de bauxite de Bédarieux-Pézenas-les-Mines (Hérault) a aussi été utilisée pour l'implantation des unités PVS de Bédarieux, entre 2014 et 2015, située sur l'ancienne carrière de l'Arboussas dont l'exploitation s'est achevée en 1970 et qui avait été reconvertie en décharge dite des Terres Rouges. Les parcelles de l'ancienne mine à ciel ouvert d'uranium et plus largement de l'ancienne usine de traitement des minerais d'uranium du Bosc (Hérault) ont, quant à elles, été utilisées pour l'implantation de l'unité PVS du Bosc et Soumont en 2013.

© Kévin Duruisseau – 2014

Photo 18 – La CPVS de Villanière (Aude), exploitée par RES, est implantée sur des *parcelles industrielles* d'une ancienne mine d'or (en arrière-plan le chevalement du puits Castan)

La fermeture des mines de Bédarieux, du Bosc et de Villanière, et plus largement la crise viticole de la région Languedoc-Roussillon, ont conduit à une baisse globale de revenus pour les acteurs publics et privés locaux concernés. La recherche de nouvelles sources de revenus s'impose alors pour l'ensemble de ces acteurs. Pour les exploitants agricoles trois possibilités ont alors émergé : (i) se tourner vers de nouvelles cultures agricoles, (ii) solliciter la transformation de leurs parcelles agricoles en terrains constructibles augmentant ainsi leur valeur vénale et (iii) développer des infrastructures EnR. Le caractère morcelé de la structure parcellaire audoise a permis le déploiement spatial d'unités PVS à faible emprise de 0,249 MWc ne nécessitant pas de permis de construire, d'étude d'impact et d'enquête publique permettant ainsi un déploiement spatial accéléré. Seule une déclaration préalable est nécessaire au titre du

Code de l'urbanisme et ne conduit pas à une consultation de la chambre d'agriculture départementale.

2- Le précédent éolien : un élément-clé dans l'action des pouvoirs publics locaux et régionaux.

Le département de l'Aude, et plus largement la région Languedoc-Roussillon, constituent le berceau du déploiement spatial éolien en France métropolitaine. Ce déploiement spatial éolien précurseur a permis l'émergence d'une « culture EnR » au sein des collectivités territoriales, des services instructeurs déconcentrés de l'État, des CAD et, dans une certaine mesure, au sein de la société civile languedocienne (Valette, 2005 ; Labussière, 2007; Grijol, 2012). Les documents et les structures de régulation locaux et régionaux en vigueur, encadrant le déploiement spatial PVS dans ces territoires, se sont basés sur l'expérience acquise par les services déconcentrés de l'État dans la régulation des projets éoliens passés. Le déploiement spatial éolien a également fait évoluer « les mentalités des exploitants agricoles » vis-à-vis des EnR et a conditionné le bon accueil fait par ces derniers aux porteurs de projets PVS même si le déploiement spatial éolien s'était accompagné de conflits latents croissants au fil des années rendant le développement effectif des projets éoliens de plus en plus incertains (Valette, 2005). La mise en place d'un régime réglementaire national encadrant le déploiement spatial éolien a également concouru à l'allongement du temps de développement des projets dans la région. Le précédent éolien dans l'*ensemble Languedocien* aura donc été un facteur favorable au déploiement spatial PVS à double titre : le premier, en tant qu'élément d'apprentissage pour les acteurs publics locaux et régionaux et le second, en tant que « relais de croissance » pour les opérateurs-exploitants face aux multiples blocages et à l'allongement des procédures concernant les projets éoliens.

L'émergence de l'*ensemble Languedocien* a bénéficié de l'action des pouvoirs publics locaux et régionaux « préparés » par le précédent éolien. Cependant, contrairement à l'*ensemble Aquitain*, les Départements de l'Aude, de l'Hérault et des Pyrénées-Orientales ainsi que la Région Languedoc-Roussillon n'ont pas adopté de comportement proactif dans le domaine PVS. Si ces acteurs décentralisés n'ont joué qu'un rôle mineur dans le déploiement spatial PVS, les acteurs déconcentrés de l'État départementaux – préfets et DDT – et régionaux – préfet et DREAL – ainsi que les CAD ont, eux, joué un rôle indéniable dans ce processus. Les acteurs déconcentrés de l'État ont progressivement élaboré des documents de cadrage et des documents de planification régulant le déploiement spatial PVS. Le préfet de l'Aude a ainsi « invité »[239] en 2011 l'ensemble des EPCI à fiscalité propre du département à établir des schémas de développement PV pour leur territoire respectif en identifiant explicitement des zones de développement PVS. Le préfet du Languedoc-Roussillon, *via* la DREAL, a commandé, toujours en 2011, au Centre d'Études Techniques de l'équipement Méditerranéen (CETE), une

[239] Entretien mené auprès du responsable de l'Association Pôle Énergie 11, 20 mai 2015.

étude du potentiel régional de production d'électricité PV qui établissait des grilles de sensibilité en fonction de la nature des parcelles retenues. Le déploiement spatial PVS dans l'*ensemble Languedocien* a aussi fait l'objet de prises de position radicalement opposées entre les CAD. En 2009, au cours de la première vague de projets PVS, la CAD des Pyrénées-Orientales adopte une « position rigide » [240], en prohibant l'utilisation de parcelles agricoles pour le déploiement spatial PVS dans le département. La notion de « parcelles agricoles » est entendue ici au sens des documents d'urbanisme (carte communale, POS, PLU et SCoT). Toutefois, cette position n'a pas été prise en compte par le préfet des Pyrénées-Orientales au cours de l'instruction des PC du PPVS d'Ortaffa dont les trois unités PVS sont implantées sur des *parcelles agricoles*. En 2011, au cours de la deuxième vague de projets PVS, la CAD de l'Aude adopte une « position claire »[241] mais atypique, par rapport aux positions adoptées par d'autres CAD sur le territoire d'étude, en ne prohibant pas l'utilisation de *parcelles agricoles* pour le déploiement spatial PVS dans le département. Pour la CAD de l'Aude la régulation se décline en trois niveaux de prévention. Il s'agit tout d'abord d'éviter le déploiement spatial PVS sur des *parcelles agricoles*, puis d'en réduire les impacts négatifs potentiels et enfin de compenser la perte de surfaces agricoles. Cette chambre consulaire accompagne explicitement les exploitants agricoles dans l'accueil d'infrastructures électriques PVS sur leur parcellaire en les aidant, notamment, à tirer des retombées foncières maximales auprès des porteurs de projets.

À ces facteurs spécifiques principaux, expliquant l'émergence de l'*ensemble Languedocien*, s'ajoute la stratégie de développement d'opérateurs-exploitants régionaux spécialisés initialement dans l'exploitation d'unités de production éolien et la stratégie de développement d'opérateurs-exploitants régionaux spécialisés dans l'exploitation d'unités de production PVS. Le déploiement spatial éolien dans cet ensemble territorial s'est accompagné de l'émergence des opérateurs français LA COMPAGNIE DU VENT (Montpellier), JMB ÉNERGIE (devenu, depuis sa fusion avec AEROWATT, QUADRAN ÉNERGIES LIBRES) (Villeneuve-les-Béziers), VALECO (Montpellier), VOL-V (Montpellier) qui après avoir été spécialisés dans l'éolien se sont tournés vers le PVS comme « relais de croissance ». Le déploiement spatial PVS dans cet ensemble territorial s'est également accompagné de l'émergence des opérateurs français ARKOLIA ÉNERGIES (Mudaison), LUXEL (Pérols), SOLEIL DU MIDI (Villemoustaussou) et URBASOLAR (Pérols) ainsi que de l'opérateur allemand BELECTRIC FRANCE (Vendres).

C- La stratégie territoriale de la COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE au cœur de l'émergence de l'ensemble Rhodanien-Est-Gardois.

Les 26 unités PVS en activité au 31 décembre 2015 dans l'*ensemble Rhodanien-Est-Gardois* représentaient 126 MWc correspondant à 6,7 % des capacités PVS installées sur le territoire d'étude [cf. carte 18]. Le déploiement spatial PVS dans cet ensemble territorial résulte

[240] Entretien mené auprès d'un technicien énergie-climat de la CAD-Pyrénées-Orientales, 16 juin 2015.
[241] Entretien mené auprès d'une technicienne énergie-climat et urbanisme de la CAD-Aude, 4 juin 2015.

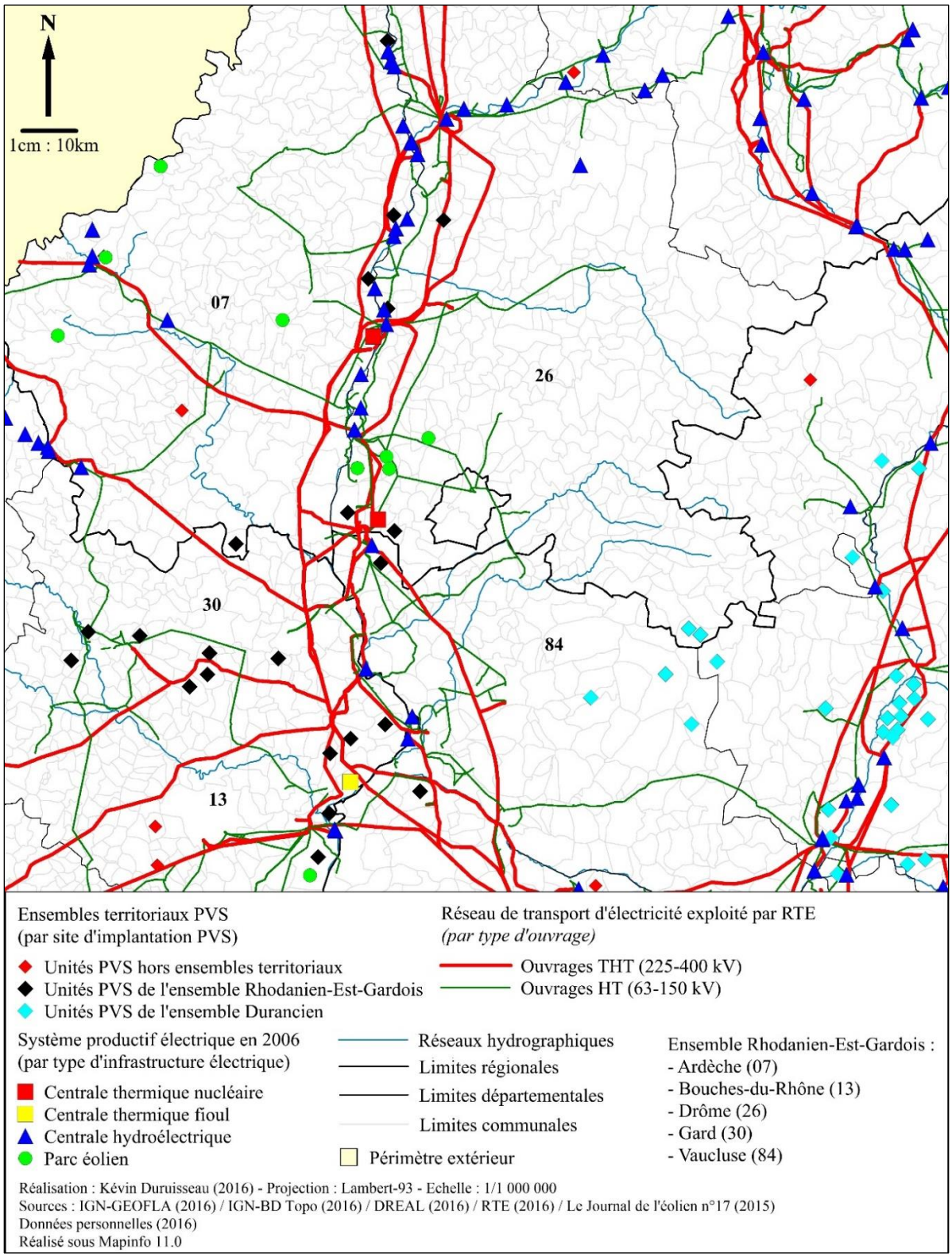
deux facteurs spécifiques principaux – le déploiement spatial hydroélectrique et électronucléaire historique ainsi que la stratégie de développement régionale de la COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR).

1- Le précédent hydro-électronucléaire : une mise en place d'infrastructures électriques majeures et l'émergence de disponibilités foncières.

« *De tous les fleuves ou rivières de plaines de l'Europe occidentale, le Rhône est le plus beau au point de vue hydroélectrique* » (Lerat, 1978, p. 172-174). Le déploiement spatial hydroélectrique dans le sillon rhodanien résulte d'une politique d'aménagement du territoire amorcée avec la loi du 27 mai 1921[242] visant à « *aménager les conditions de navigation, permettre l'extension des cultures irriguées dans les plaines les plus méridionales et produire de l'énergie* » (Ibid, p. 174). L'aménagement du Rhône de la frontière Suisse à l'entrée dans le delta rhodanien est concédé en 1934 à la CNR fondée à Lyon en 1933. La réalisation de cette politique d'aménagement du territoire, élaborée dans l'entre-deux-guerres, est retardée par la Seconde Guerre mondiale. La mise en activité de l'usine hydroélectrique de Génissiat, située dans le Haut-Rhône, en 1948 constitue la première infrastructure hydroélectrique exploitée par la CNR. Le déploiement spatial hydroélectrique dans les tiers amont, central et aval du Bas-Rhône, situés au cœur de l'ensemble territorial Rhodanien, s'est réalisé entre 1952 et 1978. Le déploiement spatial hydroélectrique dans l'*ensemble Rhodanien-Est-Gardois* s'est accompagné du développement d'infrastructures électriques induites. L'évacuation de la production d'électricité vers les bassins de consommation a nécessité le développement d'un important réseau de transport d'électricité. Le développement de cet important réseau de transport d'électricité a également été rendu nécessaire par le programme électronucléaire français qui a connu un fort déploiement spatial dans l'*ensemble Rhodanien-Est-Gardois*. Les programmes hydroélectrique et électronucléaire successifs en Rhône-Alpes l'ont doté de près de 46 % des capacités hydroélectriques installées métropolitaines et de près de 22 % des capacités électronucléaires installées métropolitaines permettant à la région d'être exportatrice d'électricité.

Le caractère excédentaire du système électrique de la région Rhône-Alpes ne constitue pas un facteur *a priori* favorable au déploiement spatial PVS. Mais ce facteur limitant est compensé par la présence d'un important réseau de transport d'électricité multipliant ainsi les possibilités de raccordement de nouvelles infrastructures de production d'électricité. Le déploiement spatial hydroélectrique a fait apparaître des *parcelles artificialisées et dégradées* correspondant à des friches industrielles ayant servi de lieux de stockage des matériaux nécessaires à la construction des usines hydroélectriques et à l'aménagement des berges du Rhône.

[242] Loi du 27 mai 1921 approuvant le programme des travaux d'aménagement du Rhône, de la frontière suisse à la mer, au triple point de vue des forces motrices, de la navigation et des irrigations et autres utilisations agricoles, et créant les ressources financières correspondantes.



Carte 18 – Les unités PVS en activité dans l'*ensemble Rhodanien-Est-Gardois* (au 31 décembre 2015)

2- Le rôle majeur de la CNR : une stratégie de diversification productive.

Si les neuf unités PVS exploitées par la CNR en 2015 ne représentaient plus que 18,5 % des capacités PVS installées dans l'*ensemble Rhodanien-Est-Gardois*, la stratégie de développement régional de cet opérateur a toutefois joué un rôle-clé dans l'émergence de cet

ensemble territorial. Acteur historique de l'aménagement du Rhône, la CNR a amorcé une diversification de son mix-électrique en 2001 dans le contexte de l'ouverture à la concurrence et de la libéralisation des marchés européens et nationaux de l'électricité et de la mise en place des tarifs de rachat éolien. C'est au cours de cette même année qu'elle devient également productrice d'électricité de plein exercice au cours de cette même année.

En 2001, la CNR entame une première diversification de son mix-électrique par un déploiement spatial éolien sur des territoires situés sur son domaine concédé et sur des territoires non inclus dans ce domaine. La CNR a ainsi mis en activité trois parcs éoliens sur son domaine concédé à Beaucaire (Gard), à Bollène (Vaucluse) et au Pouzin (Ardèche). Ces trois sites éoliens correspondent aussi à trois sites hydroélectriques. En 2007, la CNR entame une seconde diversification de son mix-électrique par un déploiement spatial PV et PVS sur des territoires inclus dans son domaine concédé puis sur des territoires non inclus dans son domaine concédé. Dans un premier temps, la CNR a valorisé ses *parcelles artificialisées et dégradées*, bénéficiant d'un niveau d'irradiation solaire satisfaisant, situées sur son domaine concédé dans le Bas-Rhône. Cet opérateur possédait alors deux atouts majeurs : une maîtrise foncière et une ressource foncière adaptée au déploiement spatial PVS particulièrement privilégiée par les services instructeurs déconcentrés de l'État – DDT et DREAL. Après les mises en activité des unités PVS d'Ozon et d'Arras-sur-Rhône (Ardèche), de Saint-Georges-les-Bains (Ardèche) et de la Saulce-sur-Rhône, la CNR fait le choix de renforcer ses pôles de production renouvelable combinant unités hydroélectriques, éoliennes et PV.

© Kévin Duruisseau – 2014

Photo 19 – La CPVS et le parc éolien du Pouzin (Ardèche), exploités par la CNR, sont implantés sur des *parcelles industrielles* ayant servi à la construction des barrages de la vallée du Rhône

Ce type de sites de production renouvelable s'observe à Beaucaire (Gard), à Bollène (Vaucluse), au Pouzin (Ardèche) [cf. photo 19] et à Vallabrègues (Gard). Ce choix stratégique

de développer des pôles de production renouvelable suit « *une logique d'équilibrage des réseaux électriques*[243] » entre moyens de production intermittents (éolien et PV) et moyens de production de base et/ou de pointe (hydroélectricité). L'ensemble des unités PVS inclues dans le domaine concédé à la CNR est situé à proximité de réseaux électriques façonnés par le déploiement spatial hydroélectrique et électronucléaire. Par la suite, la CNR a développé des projets PVS sur des parcelles situées en dehors de son domaine concédé. Ce changement de stratégie territoriale résulte d'un appauvrissement de la ressource foncière dans le domaine concédé et de l'expérience acquise par la CNR dans le développement de projets PVS. Toutefois, seule l'unité PVS de Saint-Restitut (Drôme) relève de ce changement de stratégie territoriale dans l'ensemble Rhodanien.

D- La volonté des acteurs publics locaux et le précédent hydroélectrique au cœur de l'émergence de l'ensemble Durancien.

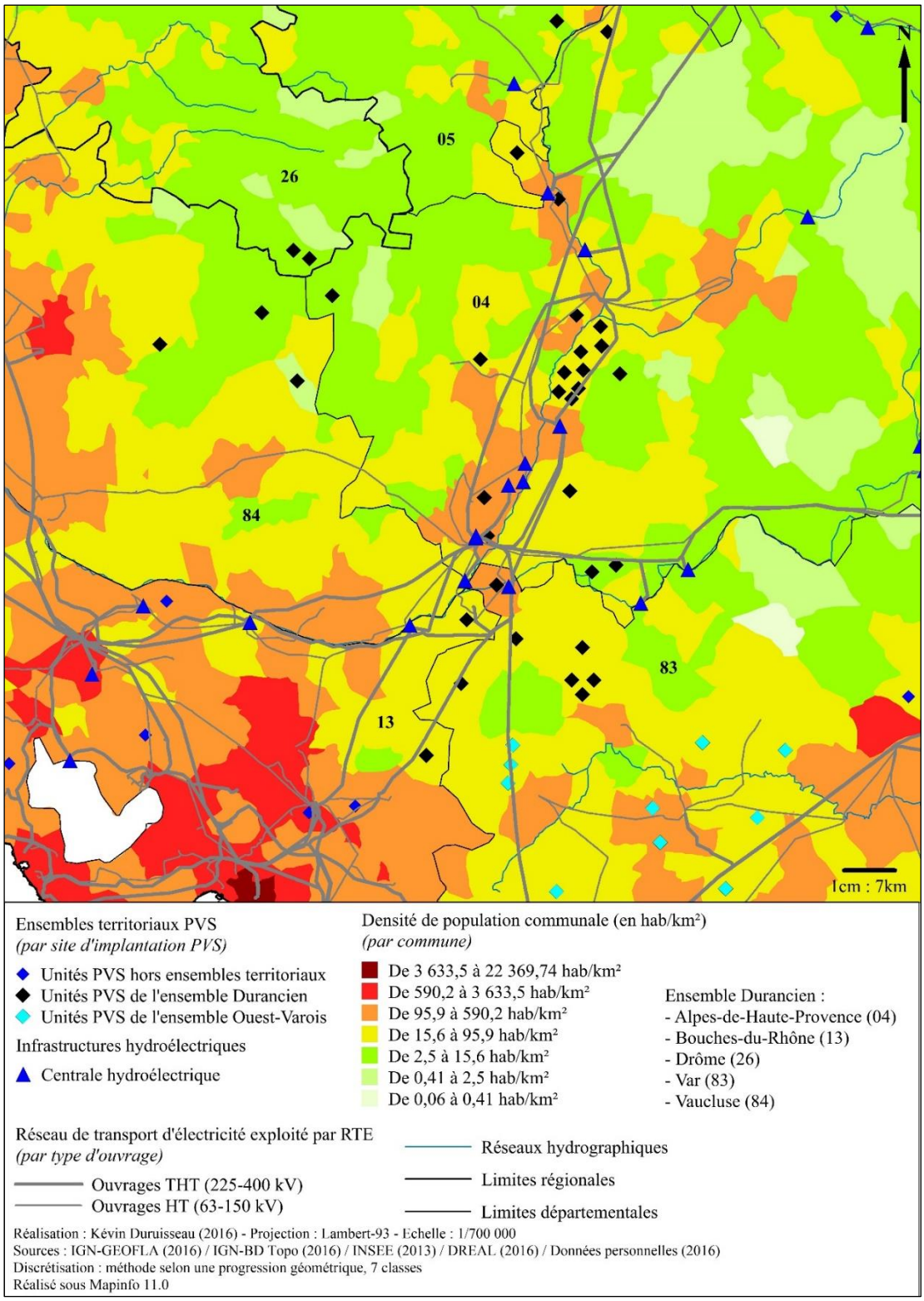
Les 47 unités PVS en activité en 2015 dans l'*ensemble Durancien* représentaient 254 MWc correspondant à 13,5 % des capacités PVS installées sur le territoire d'étude [cf. carte 19]. Le déploiement spatial PVS dans cet ensemble territorial résulte de quatre facteurs spécifiques principaux – une somme de facteurs naturels particuliers, un déploiement hydroélectrique historique, une absence de déploiement spatial éolien et une volonté des pouvoirs publics locaux et régionaux – et d'un facteur spécifique secondaire – la stratégie de développement d'opérateurs-exploitants nationaux et régionaux.

1- Un territoire électrique aux conditions climatiques optimales pour la production PVS.

« *La région PACA bénéficie de durées d'ensoleillement optimales et bien supérieures à toutes les autres régions françaises. Le nombre d'heures à production nominale oscille entre 1220 heures et 1440 heures. Elle est donc particulièrement attractive pour le développement* [PV] » (Dubois et Thomann, 2012, p. 29). Dans l'*ensemble Durancien*, aux conditions d'ensoleillement optimales se combinent des conditions de température optimales liées aux caractéristiques géomorphologiques de cet ensemble territorial. Cette combinaison recherchée par les porteurs de projets PVS s'observe sur les plateaux d'Albion, de Curbans et de Valensole qui accueillent la majorité des capacités PVS installées dans l'*ensemble Durancien*. Le niveau d'altitude des parcelles d'implantation PVS situées sur ces plateaux permet d'obtenir des températures inférieures à celles obtenues dans les basses terres de la vallée de la Durance et ainsi de meilleurs rendements de conversion des modules PV. Ces plateaux, et plus largement la vallée de la Durance, offrent une ressource foncière importante liée à la faible densité de population et à la fragilisation du monde agricole (Baggioni, 2015a, 2015b). En effet, si cette vallée est une « *vallée à dominante rurale dans laquelle l'économie résidentielle prend une*

[243] Entretien mené auprès du responsable du développement EnR à la CNR, 12 mai 2014.

place croissante, exerçant une pression foncière, [cette dernière] *n'atteint pas cependant les niveaux des départements limitrophes du Var et des Bouches-du-Rhône. Autrement dit, il y a encore de la place* » (Dubois et Thomann, 2012, p. 35).



Carte 19 – Les unités PVS en activité dans l'*ensemble Durancien* (au 31 décembre 2015)

L'*ensemble Durancien* est un territoire électrique historique centré sur la production hydroélectrique, comme l'*ensemble Rhodanien-Est-Gardois*, où il règne indéniablement une « atmosphère électrique ». Le déploiement spatial hydroélectrique actuel dans cet ensemble territorial résulte d'une politique d'aménagement du territoire amorcée par la loi du 5 janvier 1955[244] marquant « *la volonté du législateur d'associer à l'hydroélectricité l'irrigation des terres agricoles de la Provence* » (Bordes, 2005, p. 31). Le décret du 28 septembre 1959 complète cette politique en accordant au groupe EDF la concession des chutes de la Durance pour une durée de 75 ans. Historiquement, « *quelques usines avaient été anciennement édifiées le long de la Durance, uniquement* […] *pour la production d'électricité ; près de l'Argentière entre Briançon et Embrun et sur le cours moyen (Ventavon, Poët, la Brillanne, le Largue, Sainte-Tulle). Mais toutes travaillaient au fil de l'eau ou sous de très faibles réserves : aussi la production était-elle très faible* » (Lerat, 1978, p. 76). Exploitées jusqu'au 21 mai 1946 par l'opérateur-exploitant régional ÉNERGIE ÉLECTRIQUE DU LITTORAL MEDITERRANEEN (EELM), ces usines hydroélectriques ont ensuite été transférées au groupe EDF (Bordes, 2005). L'achèvement du barrage d'amont de Serre-Ponçon (Hautes-Alpes) en 1960 permet de rendre possible un aménagement rationnel de la Moyenne Durance et de son canal qui s'achève en 1975 avec la mise en activité de l'usine hydroélectrique de Sisteron (Alpes-de-Haute-Provence). L'*ensemble Durancien* possédait 12 unités hydroélectriques en activité au 31 décembre 2015. Le déploiement spatial hydroélectrique s'est accompagné du développement d'infrastructures électriques induites. L'évacuation de la production d'électricité vers les bassins de consommation a nécessité le développement d'un important réseau de transport d'électricité offrant des possibilités de raccordement aux nouvelles unités PVS.

« L'atmosphère électrique » de l'*ensemble Durancien* résulte aussi de l'implantation en 1959 d'un des dix centres de recherche du Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) – devenu le Commissariat à l'Énergie Atomique et aux énergies alternatives (CEA) – à Saint-Paul-lez-Durance (Bouches-du-Rhône). Le déploiement spatial hydroélectrique et la création du centre de recherche de Cadarache fait de la Moyenne Durance un lieu de concentration d'acteurs énergéticiens majeurs : EDF dans le domaine de la production et le CEA dans le domaine de la recherche. Cette concentration d'acteurs énergéticiens majeurs explique la constitution du pôle de compétitivité Capénergies en 2005 à Saint-Paul-lez-Durance né de la volonté d'EDF et du CEA. « *S'inspirant de la stratégie de Lisbonne, le CIADT du 14 septembre 2004 a lancé un appel à projets pour identifier des « pôles de compétitivité » définis « comme la combinaison, sur un espace géographique donné, d'entreprises, de centres de formation et d'unités de recherches publiques ou privés, engagés dans une démarche partenariale destinée à dégager des synergies autour de projets innovants »* » (Girardon, 2010, p. 188). Les acteurs publics et privés, membres du pôle de compétitivité Capénergies, développent des projets innovants, sur un plan technologique et social, visant à trouver des solutions alternatives à l'utilisation des ressources énergétiques fossiles et prenant en compte les caractéristiques des territoires.

[244] Loi n°55-6 relative à l'aménagement de la Durance.

2- Le rôle majeur des pouvoirs publics locaux et régionaux : construire une vallée des énergies nouvelles.

« *En juin 2005, le préfet de région est chargé par le Premier ministre « d'accueillir dans les meilleures conditions le grand projet ITER dans la région PACA ». Le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives réalise alors une plate-forme technologique pour l'étude des énergies renouvelables sur 150 hectares à Cadarache* » (Dubois et Thomann, 2012, p. 36-37). Le programme ITER, mis en œuvre sur le site du CEA de Cadarache, a ainsi renforcé « l'atmosphère électrique » de l'ensemble territorial Durancien ainsi que la conscientisation des pouvoirs publics locaux et régionaux à la question énergétique. En effet, l'État et la Région PACA ont mené, au cours de l'année 2007, une réflexion commune sur les conséquences territoriales du programme ITER dans la vallée de la Durance débouchant sur un document d'orientation – « Val de Durance : la Dire de l'État » (2009) – qui appelle les acteurs publics locaux et régionaux à faire de la vallée de la Durance une « vallée des énergies nouvelles ».

Le Département et les services instructeurs déconcentrés de l'État – DDT – dans les Alpes-de-Haute-Provence sont tout particulièrement concernés par cet appel, le département constituant le barycentre géographique du Val de Durance. Les acteurs publics départementaux se sont toujours montrés proactifs dans le domaine des EnR depuis la mise en place des tarifs de rachat éolien en 2001. La mise en place de ces tarifs de rachat a suscité l'élaboration d'un schéma départemental de développement éolien co-construit par le Département et les services instructeurs déconcentrés de l'État dans les Alpes-de-Haute-Provence. Mais, malgré cette volonté des acteurs publics départementaux, le déploiement spatial éolien est un échec dans les Alpes-de-Haute-Provence du fait de tensions locales autour des enjeux paysagers entourant le développement de ces nouvelles infrastructures électriques.

L'échec du déploiement spatial éolien renforce la volonté des pouvoirs publics locaux et régionaux à se saisir du déploiement spatial PVS dans l'*ensemble Durancien*. Pour ce faire, les services déconcentrés de l'État[245] vont associer, au cours de l'année 2008, le Département des Alpes-de-Haute-Provence[246] à un pôle de compétence PV/PVS départemental, chargé de la pré-instruction des projets, et à l'élaboration d'un document-cadre PV/PVS, chargé d'informer les porteurs de projets. Ces éléments d'encadrement départemental du déploiement spatial PVS ont été jugés « rassurants » [247] par plusieurs porteurs de projets dans un contexte de quasi-absence de cadre réglementaire national. La volonté des acteurs publics départementaux de développer les énergies renouvelables dans les Alpes-de-Haute-Provence s'est également exprimée par l'élaboration du « Schéma départemental des énergies nouvelles » (2011)

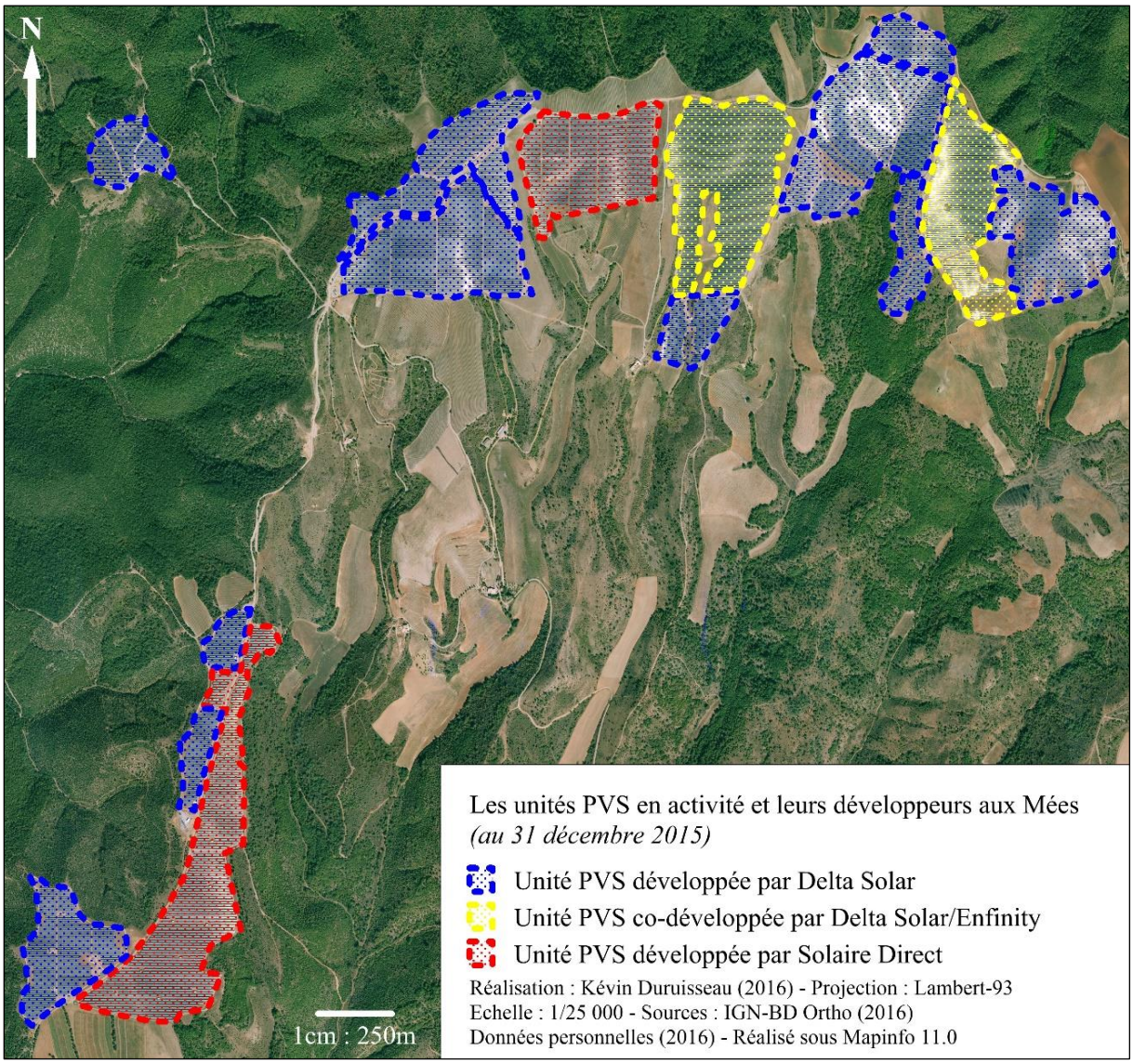
[245] Entretien mené auprès du responsable des projets EnR pour la DDT-Alpes-de-Haute-Provence, 4 octobre 2013.
[246] Entretien mené auprès d'une chargée de mission énergie-climat pour le Département des Alpes-de-Haute-Provence, 17 mars 2014.
[247] Entretien mené auprès du responsable du développment PVS à SOLAIRE DIRECT, 12 avril 2014.

combinant de grandes orientations à un programme d'action ambitieux. Le déploiement spatial PVS dans l'*ensemble Durancien* résulte également d'une injonction du préfet de région PACA au préfet de département des Alpes-de-Haute-Provence. Le préfet de région a missionné en 2008 le préfet de département pour qu'il favorise le déploiement spatial PVS dans les Alpes-de-Haute-Provence et plus particulièrement dans la Moyenne Durance. Le préfet de département des Alpes-de-Haute-Provence a missionné, à son tour, en 2008 le sous-préfet de Forcalquier pour remplir cette mission. Le sous-préfet de Forcalquier a ainsi joué un rôle proactif dans le déploiement spatial PVS, entre 2008 et 2012, en soutenant fortement les projets PVS présentés, expliquant en grande partie la première place des Alpes-de-Haute-Provence jusqu'en 2014 en termes de capacités PVS installées.

Photo 20 – Le PPVS de Curbans (Alpes-de-Haute-Provence), exploité par ENGIE, est implanté sur des *parcelles naturelles* du Col des Blaux

Les porteurs de projets, en plus de la qualité des infrastructures électriques existantes et de la bonne disposition des pouvoirs publics locaux et régionaux, ont également su bénéficier des divisions politiques locales existant alors dans l'ensemble Durancien. Les communes n'appartenant ni à un EPCI à fiscalité propre ni à un périmètre SCoT ont particulièrement été sollicitées dans le déploiement spatial PVS. Les autorisations des trois unités PVS de Curbans (Alpes-de-Haute-Provence) [cf. photo 20] et des 15 unités PVS des Mées (Alpes-de-Haute-Provence) en activité au 31 décembre 2015 ont toutes été délivrées avant que ces deux communes n'intègrent respectivement la Communauté de Communes de La Motte-du-Caire-Turriers et la Communauté de Communes de la Moyenne Durance et un périmètre SCoT. Le caractère isolé de ces deux communes laissait présager aux porteurs de projets qu'elles seraient disposées à accueillir de fortes capacités PVS génératrices de retombées économiques importantes. L'absence d'un périmètre SCoT leur apparaissaient comme un gain de temps important dans la mesure où la modification du document d'urbanisme en vigueur ne nécessitait pas de mise en conformité avec le SCoT. « *Les politiques de mise en cohérence territoriale*,

balbutiantes […], *laissent* [alors] *encore les élus communaux répondre de manière individuelle aux pressions foncières de multiples origines* » (Dubois et Thomann, 2012, p. 35), ce dont ont profité les porteurs de projets.



Ortho-image 2 – La partie méenne du plateau de Valensole au centre de la stratégie territoriale des opérateurs-exploitants DELTA SOLAR, ENFINITY et SOLAIRE DIRECT dans l'*ensemble Durancien*

À ces facteurs spécifiques principaux, expliquant l'émergence de l'*ensemble Durancien*, s'ajoute la stratégie de développement d'opérateurs-exploitants nationaux et régionaux spécialisés dans l'exploitation d'unités de production classique et/ou renouvelable. Le déploiement spatial hydroélectrique explique la présence historique du groupe EDF dans cet ensemble territorial. La mise en place successive des tarifs de rachat EnR a conduit à l'émergence d'opérateurs-exploitants régionaux implantés à la périphérie de l'*ensemble Durancien*. La mise en place des tarifs de rachat éolien s'est accompagnée de l'émergence de l'opérateur-exploitant anglais EOLE-RES (devenu RES) (Avignon) et de l'opérateur-exploitant français ECO DELTA/DELTA SOLAR (La Ciotat). La hausse des tarifs de rachat PVS s'est quant à elle accompagnée de l'émergence des opérateurs-exploitants français SOLAIRE DIRECT

(Rousset) et TENERGIE (Meyreuil), de l'opérateur-exploitant allemand JUWI ENR (Aix-en-Provence) et de l'opérateur-exploitant canadien BORALEX SAS (Marseille). Avec les opérateurs EDF en et GDF SUEZ (devenu ENGIE), seuls BORALEX SAS, ECO DELTA/DELTA SOLAR et SOLAIRE DIRECT ont développé des capacités PVS dans l'*ensemble Durancien*. Au centre de leur stratégie de développement, les capacités PVS installées dans cet ensemble territorial vont devenir des vitrines pour ces opérateurs-exploitants qui organiseront même des voyages « pédagogiques » pour les équipes municipales souhaitant développer des unités PVS dans leur commune [cf. ortho-image 2]

E- La disponibilité foncière naturelle et la situation de presqu'île électrique au cœur de l'émergence de l'ensemble Ouest-Varois.

Les 25 unités PVS en activité en 2015 dans l'*ensemble Ouest-Varois* représentaient 182 MWc correspondant à 9,7 % des capacités PVS installées sur le territoire d'étude [cf. carte 20]. Le déploiement spatial PVS dans cet ensemble territorial résulte de quatre facteurs spécifiques principaux – un ensoleillement optimal, une disponibilité foncière naturelle dans l'arrière-pays varois et une situation de presqu'île électrique combinée à de faibles capacités électriques – et d'un facteur spécifique secondaire – la stratégie de développement d'opérateurs-exploitants.

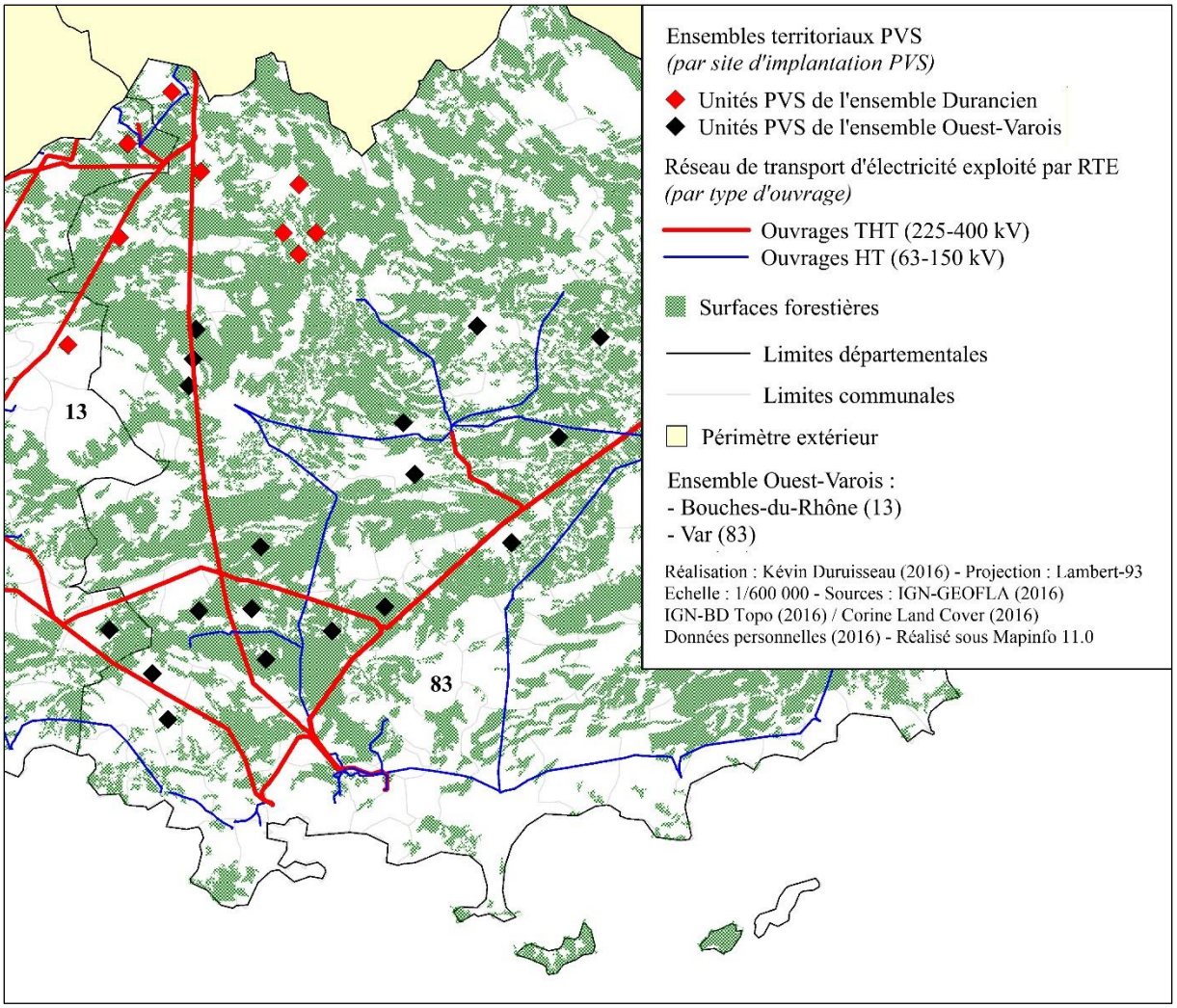
1- La combinaison d'une ressource naturelle abondante et d'une ressource foncière naturelle disponible.

L'*ensemble Ouest-Varois* connaît le niveau d'irradiation solaire le plus élevé du territoire d'étude. Cet ensemble territorial enregistre régulièrement des records journaliers métropolitains d'irradiation solaire. Cette ressource naturelle abondante se combine avec une ressource foncière naturelle dans l'arrière-pays varois.

© Kévin Duruisseau – 2014
Photo 21 & 22 – Le PPVS de Néoules (Var), exploité par AKUO ENERGY, est implanté sur des *parcelles naturelles* à proximité du poste source de Néoules

Cette disponibilité foncière importante est liée aux plus faibles densités de population observables dans l'arrière-pays varois comparées aux plus fortes densités de population

observables sur le littoral varois et à la progression des surfaces forestières au détriment des surfaces agricoles[248] [cf. photos 21 & 22]. Les porteurs de projet ont implanté massivement leurs capacités PVS sur des *parcelles naturelles* présentant pour certaines un couvert forestier important et pour d'autres une végétation méditerranéenne à dominante de garrigue. Les 25 unités PVS en activité au 31 décembre 2015 dans l'*ensemble Ouest-Varois* sont implantées à proximité des bassins de population.



Carte 20 – Les unités PVS en activité dans l'*ensemble Ouest-Varois* (au 31 décembre 2015)

2- La situation de presqu'île électrique : le nécessaire renforcement du système électrique varois.

Malgré le déploiement spatial des EnR en PACA, le système électrique régional demeure fortement déficitaire. L'est de ce système est également confronté à une fragilité structurelle de son réseau de transport d'électricité du fait de sa structure radiale. La vulnérabilité électrique de l'Est-PACA peut être exacerbée par certains épisodes climatiques tels les vagues de chaleur et de froid. Le réseau électrique en PACA est globalement confronté

[248] Entretien mené auprès du Maire de Vinon-sur-Verdon, technicien de la CAD-Var, 12 février 2014.

à quatre types de risque : (i) les écroulements de tension, (ii) les coupures liées à une avarie sur un circuit, (iii) les mises hors tension liées aux incendies de forêt estivaux et (iv) les avaries graves sur la ligne THT 400 kV dont le point d'entrée est le poste source de Tavel situé au nord-ouest de la région. Malgré tout, c'est le réseau de transport d'électricité de l'Est-PACA, et plus largement son système électrique, qui présentent les plus grandes faiblesses. Le réseau de transport d'électricité de l'Est-PACA s'apparente à une presqu'île électrique.

La combinaison des faiblesses productives et structurelles du système électrique de l'Est-PACA a conduit l'État, la Région, les Départements des Alpes-Maritimes et du Var, l'ADEME et RTE à signer un contrat d'objectifs, le 21 janvier 2011, visant à sécuriser l'alimentation électrique de l'Est-PACA. Ce contrat poursuit trois objectifs principaux : (i) le renforcement du réseau de transport d'électricité par la création d'une boucle composée de lignes HT 225 kV, (ii) la mise en place d'un programme de maîtrise de la demande énergétique (MDE) et (iii) le développement de capacités EnR. Malgré le caractère intermittent de la production, le déploiement spatial PVS est paradoxalement considéré comme un vecteur de sécurisation du système électrique de l'Est-PACA. Le choix de ce vecteur apparaît cohérent avec les conclusions du rapport de l'ADEME, « Étude du potentiel de production d'électricité d'origine solaire en Provence-Alpes-Côte-d'Azur » (2009). Cette étude de l'ADEME, réalisée dans le cadre de l'Observatoire Régionale de l'Énergie (ORE) en association avec la Région, la DREAL, RTE et ERDF, a identifié le Var comme le département ayant le plus fort potentiel de déploiement spatial PVS en PACA. Ce potentiel est estimé à 1 264 MWc à l'horizon 2030 dans le département du Var contre 750 MWc dans les Alpes-de-Haute-Provence. Cette étude de l'ADEME a également identifié un potentiel de raccordement supérieur dans le Var comparé aux Alpes-de-Haute-Provence.

À ces facteurs spécifiques principaux, expliquant l'émergence de l'*ensemble Ouest-Varois*, s'ajoute la stratégie de développement d'opérateurs-exploitants nationaux et régionaux spécialisés dans l'exploitation d'unités de production classique et/ou renouvelable. Le déploiement spatial hydroélectrique dans la vallée du Verdon explique la présence historique du groupe EDF à proximité de cet ensemble territorial. La proximité géographique pour l'*ensemble Ouest-Varois* de l'*ensemble Durancien*, dont la majorité des opérateurs-exploitants est implantée dans les Bouches-du-Rhône, a permis à celui-ci de bénéficier de leur présence et de leur intérêt certain. L'*ensemble Ouest-Varois* a pu apparaître pour ces opérateurs-exploitants – EDF EN, ENGIE, SOLAIRE DIRECT, ECO DELTA/DELTA SOLAR – comme un « relais de croissance » après la saturation de l'*ensemble Durancien*.

L'analyse des facteurs de localisation des unités PVS en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude et dans les *ensembles Aquitain, Languedocien, Rhodanien-Est-Gardois, Durancien* et *Ouest-Varois* conduit à distinguer des facteurs de localisation génériques favorables et défavorables, qui agissent sur l'ensemble des territoires du sud de la France, des

facteurs de localisation spécifiques favorables, qui expliquent la morphogenèse des cinq ensembles territoriaux. Parmi les facteurs génériques, la proximité et la qualité des réseaux électriques apparaissent à l'issue de l'analyse comme des facteurs déterminants du déploiement spatial PVS à l'échelle du territoire d'étude. La loi NOME du 7 décembre 2010 qui a alourdi les charges financières de raccordement aux réseaux de transport et de distribution d'électricité pour les porteurs de projets PVS a accentué la prégnance de ces facteurs. La géographie des réseaux de transport et de distribution d'électricité a fortement influencé la géographie des unités PVS en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude. La constitution des cinq ensembles territoriaux PVS identifiés résulte de facteurs de localisation spécifiques favorables dont certains sont partagés entre plusieurs de ces ensembles. La disponibilité foncière, même si elle est de nature différente, est facteur spécifique partagé par tous les ensembles territoriaux PVS. Les précédents électronucléaires, hydroélectriques et éoliens apparaissent comme des éléments ayant favorisé l'émergence et structuré les *ensembles Languedocien, Rhodanien-Est-Gardois* et *Durancien*. Le caractère désertique du massif forestier des Landes de Gascogne se révèle être le facteur d'attractivité expliquant l'émergence de l'*ensemble Aquitain* alors que c'est la situation de presqu'île électrique de l'Est-PACA qui est le facteur favorable ayant présidé à la constitution de l'*ensemble Ouest-Varois* [cf. figure 17]

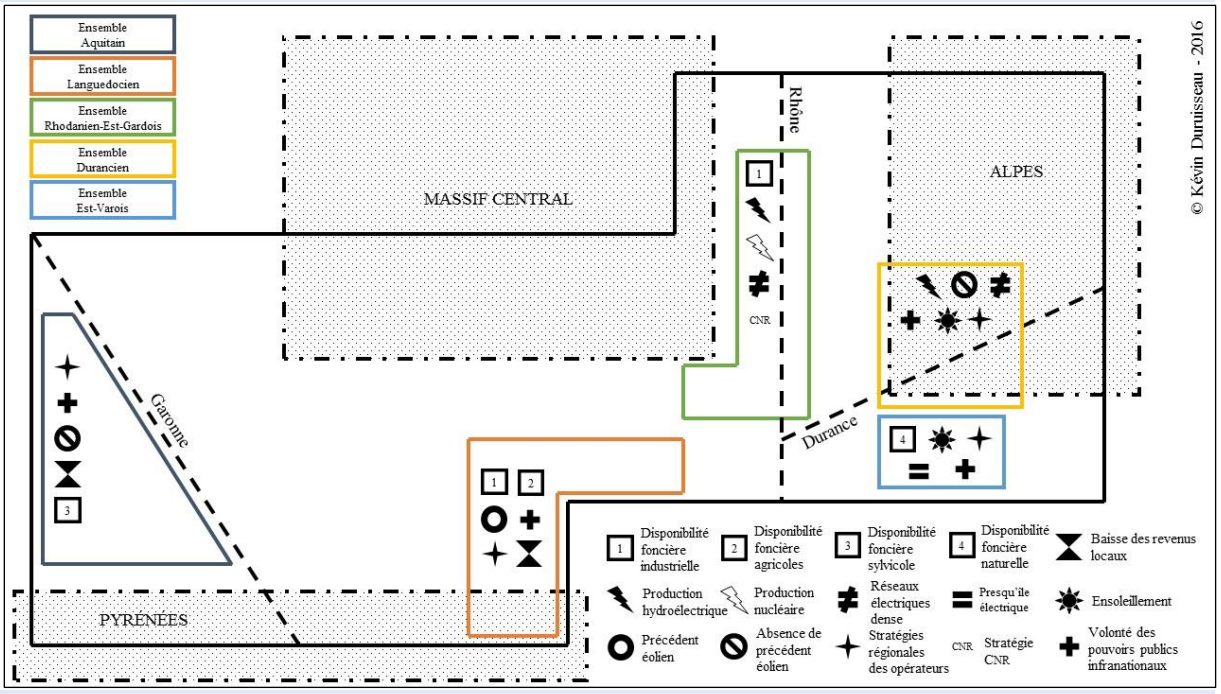


Figure 17 – Les cinq ensembles territoriaux PVS et les facteurs de localisation spécifiques

Le déploiement spatial PVS dans les territoires du sud de la France s'inscrit dans une histoire électrique du territoire métropolitain et s'effectue sous l'influence des héritages structuraux du système électrique organisé autour du couple hydro-électronucléaire. Cette influence limite *de facto* le potentiel de reconfiguration territoriale du système électrique français métropolitain par la diffusion spatiale de ces nouvelles infrastructures électriques. La naissance du « territoire électrique nouveau » Aquitain est elle-même corrélée au maillage du

massif forestier des Landes de Gascogne par un important réseau de transport d'électricité alimentant la métropole bordelaise. Si ces facteurs techniques constituent des conditions nécessaires au déploiement spatial PVS ils ne sont pas suffisants, la disponibilité foncière constituant un autre élément essentiel à cette diffusion.

Chapitre 6
Les trois phases de territorialisation du photovoltaïque au sol : une autre grille de lecture des dynamiques de développement

La géographie des unités photovoltaïques au sol (PVS) en activité au 31 décembre 2015 dans les territoires du sud de la France résulte d'une combinaison complexe entre des conditions sociotechniques de développement et des facteurs de localisation favorables et défavorables. L'analyse des conditions sociotechniques de développement PVS en France métropolitaine met en évidence des évolutions majeures de celles-ci entre 2002 et 2015. Le renforcement du régime réglementaire ainsi que les mutations du régime financier d'encadrement du déploiement spatial PVS ont eu des répercussions importantes sur le rythme de développement de ce nouveau type d'infrastructure électrique et sur la hiérarchisation et l'émergence des facteurs de localisation guidant le choix des porteurs de projets dans la sélection des sites d'implantation. L'ouverture à la concurrence combinée à la libéralisation des marchés européens et nationaux de l'électricité, l'européanisation des politiques publiques énergie-climat qui appellent à un rôle croissant des acteurs publics territoriaux dans la formulation et la mise en œuvre de ces politiques de transition énergétique « bas carbone » ainsi que le fractionnement des moyens de production ouvrent « une fenêtre d'opportunités » pour les collectivités territoriales et leurs intercommunalités conduisant à un processus de territorialisation des énergies nouvelles renouvelables (EnR). « *D'une manière générale, les collectivités considèrent avoir un rôle particulier à jouer en raison de leur ancrage local* […] *La « localisation » des EnR, le nécessaire accompagnement des projets et la forme souvent distribuée des dispositifs de production plaident en effet dans ce sens* […] *L'État dirigiste tend* […] *à se muer en État contrôleur et régulateur en se recentrant sur des missions essentielles, qui permet aux collectivités de revendiquer un rôle plus important* » (Boutaud, 2013, p. 201).

Ce chapitre vise à analyser le processus de territorialisation PVS en France métropolitaine, et plus particulièrement l'évolution de la place de l'État central dans la régulation de ce processus entre 2002 et 2015. Il permet de distinguer trois phases de territorialisation PVS successives au cours de cet intervalle : une « territorialisation anarchique » suivie successivement d'une « territorialisation normalisée » et d'une « territorialisation bimodale » [cf. figure 18]. La première partie s'intéresse à la première phase de territorialisation PVS [2002-2009], qualifiée de *territorialisation anarchique*, et met en évidence la quasi-absence d'un régime réglementaire national d'encadrement du déploiement spatial PVS en France (I). La deuxième partie a pour but d'analyser la deuxième phase de territorialisation PVS [2009-2011], qualifiée de *territorialisation normalisée*, et met en

évidence l'émergence d'un régime réglementaire national d'encadrement du déploiement spatial PVS en France (II). La troisième partie s'intéresse à la troisième phase de territorialisation PVS [2011-2015], qualifiée de *territorialisation bimodale*, et met en évidence la reprise en main de l'État central dans la régulation du déploiement spatiale PVS en France (III).

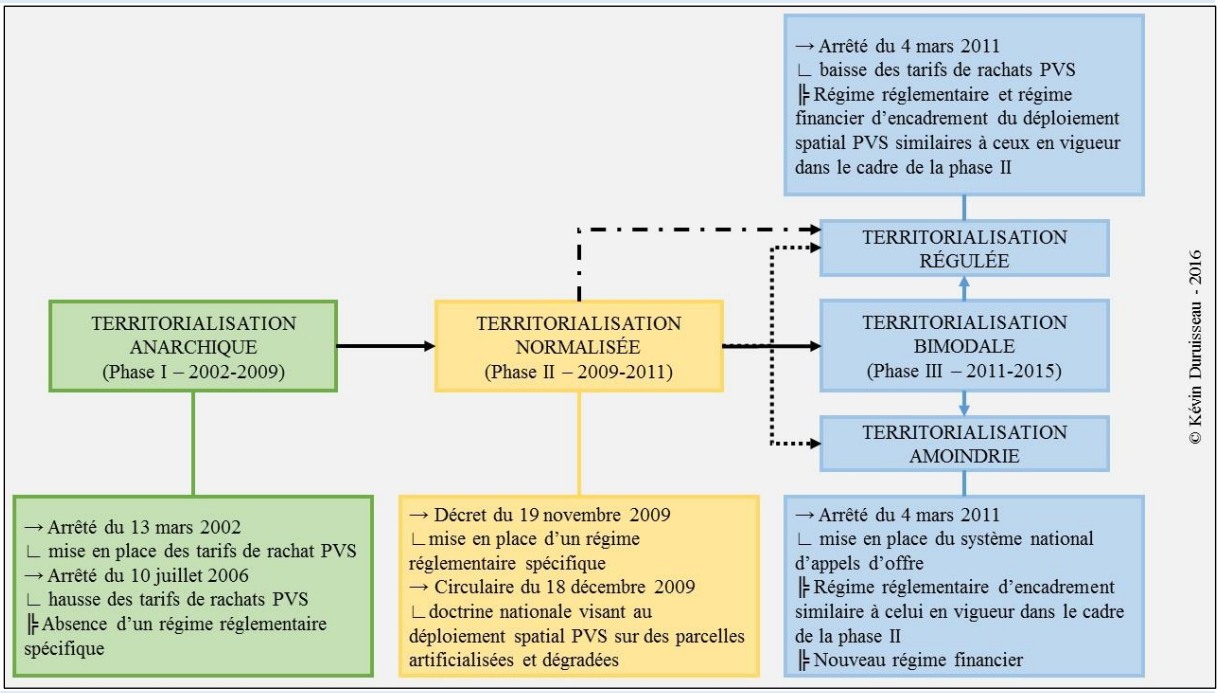


Figure 18 – Les trois phases de territorialisation PVS en France métropolitaine

I- La première phase de territorialisation PVS [2002–2009] : une territorialisation anarchique.

L'arrêté du 13 mars 2002[249] met en place les premiers tarifs de rachat de l'électricité photovoltaïque (PV) et marque l'ouverture de la première phase de territorialisation PVS en France métropolitaine qualifiée de *territorialisation anarchique*. Ces premiers tarifs de rachat incompatibles avec une rentabilité économique des projets, il faut attendre l'arrêté du 10 juillet 2006[250] pour assister à un déploiement spatial PVS massif sur le territoire d'étude. Jusqu'au décret du 19 novembre 2009[251], ce déploiement spatial s'est réalisé dans un quasi-vide réglementaire expliquant le caractère anarchique de cette première phase de territorialisation PVS. Cette quasi-absence d'un régime réglementaire national se traduit par l'émergence de

[249] Arrêté du 13 mars 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.
[250] Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.
[251] Décret n°2009-1414 relatif aux procédures administratives applicables à certains ouvrages de production d'électricité.

formes de régulation locale et régionale tentant de répondre aux enjeux territoriaux spécifiques accompagnant le déploiement spatial PVS (A). Elle se traduit également par un développement massif de ces nouvelles infrastructures électriques sur le territoire d'étude (B).

A- L'encadrement du déploiement spatial PVS entre 2002 et 2009 : une absence d'un régime réglementaire national spécifique suscitant l'émergence de formes de régulation locale et régionale.

1- Les unités PVS et la réglementation nationale : un quasi-vide juridique.

En 2001, R. Brunet a qualifié la politique énergétique française de désaménagement du territoire. « *La géographie de l'énergie en France est un bon révélateur de la façon dont le territoire national est considéré par ses dirigeants et ses entrepreneurs. Elle me paraît tout spécialement attester un désintérêt croissant pour un véritable aménagement du territoire, et une soumission croissante aux impératifs du profit à court terme des entreprises* » (Brunet, 2001b, p. 40). Force est de constater que depuis les grandes politiques publiques hydroélectriques et électronucléaires, mises en œuvre par les principales entreprises publiques monopolistiques du secteur – COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR) et ÉLECTRICITE DE FRANCE (EDF) –, menées des années 1950 aux années 1980, l'objectif de l'État central n'est plus un équilibrage du territoire national (Brunet, 2001b ; Viollet, 2005 ; Debeir *et alii*, 2013). Sur le territoire d'étude, les fleuves du Rhône, de la Durance et du Verdon ont bénéficié d'un aménagement en chaîne avec la mise en activité de plusieurs unités hydroélectriques, venant ainsi achever les premiers aménagements hydroélectriques de la première moitié du 20^{e} siècle. Les vallées du Rhône et de la Garonne ont également bénéficié de la mise en activité de plusieurs unités électronucléaires. Si les politiques publiques électriques ne visent plus un équilibrage du territoire national, leur mise en œuvre ne semble pas non plus bénéficier d'une planification aussi poussée. Le développement de l'éolien puis du PV s'est effectué sans soucis de planification : « *en France, la notion d'aménagement du territoire et le souci d'une volonté de planification restent* […] *longtemps absents de la logique d'emplacement des centrales éoliennes industrielles, le soutien tarifaire au développement de l'éolien ayant été accordé avant même que les outils d'encadrement ne soient conçus. Le processus de planification a été incroyablement lent à se mettre en place* […] *Jusqu'en 2003, l'aménagement du territoire aborde peu la question de l'éolien. Aucun instrument précis, aucune méthodologie particulière n'est établi afin de soutenir les collectivités territoriales dans l'accueil de ces infrastructures hors normes* » (Grijol, 2012, p. 70). Cette description par K. Grijol des premières années du développement éolien métropolitain peut s'appliquer aux premières années du développement PVS métropolitain. Les similitudes sont grandes entre la première étape de déploiement spatial éolien et la première étape de déploiement spatial PVS en France métropolitaine. Dans les deux cas de figure, l'État et ses services centraux, en particulier la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP) devenue la Direction Générale de l'Énergie et du Climat

(DGEC), n'ont, semble-t-il, pas pris toute la mesure des conséquences de l'absence d'un régime réglementaire national spécifique combinée à des carences régulo-planificatrices. La temporalité différente entre déploiement spatial éolien et PVS révèle, toutefois, l'absence d'un processus d'apprentissage au sein de l'État et de ses services centraux. L'absence d'un régime réglementaire national spécifique et la quasi-absence d'outils régulo-planificateurs pour le déploiement spatial PVS sont d'autant plus déconcertantes.

Le Code de l'Urbanisme exempte alors le déploiement spatial au sol de modules PV de toutes autorisations urbanistiques[252] ne soumettant les bâtiments techniques qu'à déclaration préalable. Le déploiement spatial au sol de modules PV n'est néanmoins exempté de toutes autorisations urbanistiques que si les parcelles d'implantation ne sont pas situées sur un secteur sauvegardé et/ou sur un site classé. Celui-ci doit également respecter le règlement de la zone dans le cas des parcelles d'implantation couvertes par un document d'urbanisme tel que la Directive Territoriale d'Aménagement (DTA), le Schéma de Cohérence Territoriale (SCoT), le Plan d'Occupation des Sols (POS), le Plan Local d'Urbanisme (PLU) et la carte communale. L'implantation des bâtiments techniques PVS doit aussi tenir compte de la loi Montagne[253] et de la loi Littoral[254], et en particulier du principe du développement de l'urbanisation en continuité du bâti. Le Code de l'Environnement soumet, lui, les projets PVS, au coût total supérieur à 1 900 000 € TTC, à étude d'impact[255]. Dans le cadre de la première phase de territorialisation PVS, « *le seul contrôle* [est *in fine*] *celui des documents d'urbanisme qui* [peuvent] *prévoir de telles installations. Toutefois, une fois un tel zonage établi dans un POS ou un PLU, il* [est alors] *juridiquement possible, en droit français, d'artificialiser des centaines d'hectares sans aucune autre forme de contrôle public* » (Dubois et Thomann, 2012, p. 39).

En l'absence d'un régime réglementaire national spécifique et d'une doctrine nationale, la seule régulation des projets par les documents d'urbanisme conduit à une régulation limitée. Le zonage et/ou le règlement de plusieurs parcelles classées en zone agricole (A) ou en zone naturelle (N) ont alors pu être modifiés pour permettre l'implantation d'unités PVS par élaboration, modification simplifiée, révision ordinaire ou révision simplifiée. Les zones A « *portent sur les secteurs occupés ou non, à protéger en raison de leur potentiel agronomique, biologique ou économique. Le classement en zone A est en principe réservé aux terres exploitées (affectées à la culture et à l'élevage) ou exploitables pour l'agriculture. Le Conseil d'État a précisé toutefois que la valeur agricole des terres ne constituait pas le seul critère à prendre en compte pour le classement de parcelles* » (Savarit-Bourgeois, 2014, p. 48). Les parcelles classées en zone A peuvent, néanmoins, accueillir des constructions jugées nécessaires aux services publics ou d'intérêt collectif. Les zones N « *correspondent aux zones naturelles et forestières. Il existe plusieurs types de zones N, certaines sont protégées en raison*

[252] Article R.421.1 du Code de l'Urbanisme.
[253] Loi n°85-30 relative au développement et à la protection de la montagne.
[254] Loi n°86-2 relative à l'aménagement, la protection et la mise en valeur du littoral.
[255] Article R.122.8 du Code de l'Environnement.

de la qualité des sites, des milieux naturels, des paysages ; d'autres en raison de l'existence d'une exploitation forestière ; ou enfin, en raison du seul caractère naturel, sans justifier d'un intérêt esthétique ou écologique particulier […] *Bien que constituant des zones de qualité dont la protection doit être assurée, elles ne sont pas strictement inconstructibles* » (Ibid, p. 50). En conséquence, plusieurs dizaines d'hectares de parcelles situées en zone A ou N ont accueilli de fortes capacités PVS dans le cadre de la *territorialisation anarchique*. C'est notamment le cas des trois parcs photovoltaïques au sol (PPVS) des Mées (Alpes-de-Haute-Provence) mis en activité entre septembre 2010 et octobre 2011 sur des parcelles classées initialement en zone A. Ces trois PPVS présentent une capacité installée cumulée de 74,8 MWc répartie sur 152 ha occupés jusqu'alors par des cultures lavandières [cf. photo 23].

© Kévin Duruisseau – 2016
Photo 23 – Le PPVS [3] des Mées (Alpes-de-Haute-Provence), exploité par DELTA SOLAR, est implanté sur des *parcelles agricoles* accueillant jusqu'alors des cultures lavandières

Sur les 81 unités PVS mises en activité dans le cadre de la *territorialisation anarchique*, seules 20 sont implantées sur des *parcelles artificialisées et dégradées* correspondant à 17,9 % des capacités installées. La grande majorité des unités PVS mises en activité dans le cadre de cette phase correspond donc à une mutation majeure de l'usage des sols des parcelles d'implantation. « *Face à ce vide juridique, dénoncé au fil des années tant par les services de l'État que par les collectivités de rang supérieur, les initiatives locales se* [multiplient alors] *pour essayer d'encadrer les pratiques, dans un contexte de sollicitations croissantes par les opérateurs* » (Dubois et Thomann, 2012, p. 40).

2- La régulation locale du déploiement spatial PVS : des services instructeurs déconcentrés de l'État dépassés ?

L'absence d'un régime réglementaire national spécifique et d'une politique d'aménagement du territoire planifiant le déploiement spatial PVS semblent *de facto* confier sa

régulation locale aux seuls services instructeurs déconcentrés de l'État – les Directions Départementales de l'Equipement (DDE) devenues les Directions Départementales des Territoires (DDT), ou les Directions Départementales des Territoires et de la Mer (DDTM) dans les départements côtiers, et les Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL) – , les permis de construire pour les infrastructures industrielles électriques étant traditionnellement délivrés par le préfet de département. La politique publique PVS française s'inscrit ainsi dans la définition canonique d'une politique publique entendue comme « *des actions engagées par les pouvoirs publics dans le cadre d'objectifs que ces derniers se sont donnés, qui appellent l'intervention coordonnée de nombreux services ou administrations, avec l'édiction de normes, tantôt prescriptives, tantôt indicatives, visant à modifier l'état de choses existant en vue d'une amélioration de ce dernier* » (Pontier, 2012, p. 140-141).

Face à la lente réaction des services instructeurs déconcentrés de l'État vis-à-vis de l'intense démarchage territorial des porteurs de projets PVS et à l'absence d'un régime réglementaire national d'encadrement spécifique dans un contexte de décentralisation des politiques publiques énergie-climat, de multiples acteurs territoriaux – tels les collectivités territoriales et leur intercommunalité, les pays, les parcs naturels régionaux, les associations de communes forestières et les Chambres d'Agriculture Départementales (CAD) – ont alors tenté de compenser les carences des services instructeurs déconcentrés et de l'État central en matière de régulation du déploiement spatial PVS. Ces acteurs territoriaux ont travaillé conjointement avec les services instructeurs déconcentrés de l'État pour élaborer des documents-cadres PV/PVS. Certains de ces acteurs territoriaux ont également élaboré seuls des documents-cadres PV/PVS conduisant à l'émergence de positions opposées potentiellement conflictuelles avec les services instructeurs déconcentrés de l'État. Un phénomène similaire s'est produit au cours du déploiement spatial éolien en France (Valette, 2005 ; Grijol, 2012 ; Dubois et Thomann, 2012). Cependant la nécessaire émergence d'une régulation locale du déploiement spatial PV ne répondait ni aux mêmes enjeux territoriaux ni aux mêmes motivations que celle de l'éolien. Dans le cas de l'éolien, les projets « *ont provoqué l'émergence de forces d'opposition nombreuses au sein de la société locale, opposition dominée par un argument environnemental : l'implantation d'éoliennes constituerait une agression caractérisée contre les paysages et plus largement l'environnement (faune et flore menacées notamment)* » (Valette, 2005, p. 1). Les principaux enjeux territoriaux sont donc ici paysagers et environnementaux, la montée en puissance des oppositions locales ayant été le principal catalyseur de l'émergence de formes de régulation locale. Dans le cas du PVS, les principaux enjeux territoriaux sont de préserver les terres agricoles et naturelles, la question de l'artificialisation de ce type de parcelle et de la maîtrise de l'intense démarchage des porteurs de projets ayant été les principaux catalyseurs de l'émergence de formes de régulation locale. Cette tentative de régulation locale a pris la forme de documents-cadres PV/PVS non opposables. Ces documents-cadres se sont accompagnés, dans de rares cas de figure, de

documents de planification énergétique locaux tels des schémas de développement et des atlas de potentiel. Notre recherche s'intéresse principalement aux documents-cadres PV/PVS qui ont tous été élaborés postérieurement aux démarchages des porteurs de projets et de manière asynchrone.

Les parcs naturels régionaux (PNR) ont été les premiers acteurs publics territoriaux à prendre toute la mesure des conséquences locales, potentiellement négatives, d'un déploiement spatial PVS intense et à élaborer des documents-cadres PV/PVS à destination des collectivités territoriales et des intercommunalités membres ainsi que des porteurs de projets. Le caractère public des PNR fait de leurs documents-cadres PV/PVS des modèles de bonnes pratiques facilement transposables dans d'autres territoires. Élaborés à une échelle infra-départementale, ces documents-cadres PV/PVS constituent un outil de régulation locale des projets pour les collectivités territoriales et les intercommunalités membres des PNR. La sensibilité des PNR concernant la question PVS s'explique par l'objet même de la constitution de ces acteurs publics territoriaux. Les PNR ont « *pour objet la protection d'un territoire à l'équilibre fragile, d'un patrimoine riche et menacé, et du paysage. Ils contribuent à la politique d'aménagement du territoire, de développement économique, social, d'éducation et de formation du public et ils ont vocation à être des territoires d'expérimentation locale ou exemplaires dans ces domaines* » (Roche, 2014, p. 79). Un mitage PVS important sur le territoire d'un PNR combiné à des choix de sites d'implantation inadaptés est ainsi perçu comme une combinaison d'éléments susceptibles de fragiliser ces équilibres territoriaux. En 2015, le territoire d'étude comportait 23 PNR, principalement dans les régions Provence-Alpes-Côte-d'Azur (PACA) et Rhône-Alpes [cf. tableau 25].

	Parcs Naturels Régionaux
Aquitaine	PNR des Landes de Gascogne / PNR Périgord Limousin
Languedoc-Roussillon	PNR de La Narbonnaise / PNR des Pyrénées catalanes / PNR du Haut-Languedoc
Midi-Pyrénées	PNR des Causses du Quercy / PNR des Pyrénées ariègeoises / PNR des Grands Causses
PACA	PNR des Alpilles / PNR de Camargue / PNR du Luberon / PNR du Verdon PNR des Préalpes d'Azur / PNR des Baronnies provençales / PNR du Queyras
Rhône-Alpes	PNR des Monts d'Ardèche / PNR du Vercors / PNR du Livradois-Forez PNR du Queyras / PNR du Massif des Bauges / PNR de la Chartreuse PNR du Haut-Jura / PNR du Pilat
	© Kévin Duruisseau – 2016

Tableau 25 – Les 23 PNR du territoire d'étude en 2015

Le PNR du Luberon a été le premier PNR en France à élaborer un document-cadre PV/PVS. La Charte du parc, couvrant la période 1997-2007, appelle déjà les collectivités territoriales et les intercommunalités membres à développer leurs capacités renouvelables et à mettre en œuvre des actions de maîtrise de la demande énergétique (MDE). Au cours de cette période, le PNR du Luberon était confronté à un démarchage intense des porteurs de projets éoliens qui l'a conduit, en 2004, à élaborer un document-cadre éolien visant avant tout à une protection paysagère (Dubois et Thomann, 2012). Son élaboration amorce un processus d'apprentissage important pour ce syndicat mixte d'aménagement ainsi que pour les collectivités locales et les intercommunalités membres. L'existence de ce processus antérieur

explique la réaction quasi-instantanée de ce PNR face à l'intense démarchage des porteurs de projet PVS qui l'a touché dès la hausse des tarifs de rachat en 2006. Le PNR du Luberon publie son premier document-cadre PV/PVS le 9 juillet 2007[256]. Il vise un développement PV de 165 MWc sur son territoire et distinguait trois catégories d'installation : la toiture individuelle, la toiture de grande surface et l'unité PVS. Pour remplir cet objectif, son territoire doit compter 17 unités PVS de 10 MWc chacune pour une emprise spatiale totale de 580 ha, leur déploiement ne devant concerner que des *parcelles artificialisées et dégradées*.

Les PNR des Alpilles[257], du Verdon[258] et des Landes de Gascogne[259] ont également élaboré des documents-cadres PV/PVS dans le cadre de la territorialisation anarchique. Le document-cadre du PNR des Landes de Gascogne apparaît atypique par rapport aux autres documents-cadres PV/PVS élaborés par les autres PNR du territoire d'étude : celui-ci ne porte que sur le déploiement spatial PVS dont les enjeux principaux sont ici forestiers et patrimoniaux. La Charte du PNR des Landes de Gascogne, couvrant la période 2000-2012, appelle, comme la Charte du PNR du Luberon couvrant la période 1997-2007, les collectivités territoriales et les intercommunalités membres à développer leurs capacités renouvelables et à mettre en œuvre des actions MDE. Face à l'intense démarchage des porteurs de projets combiné à la volonté des collectivités territoriales et des intercommunalités membres d'accueillir des unités PVS sur leur territoire, les municipalités locales ont sollicité le syndicat mixte d'aménagement du PNR des Landes de Gascogne pour que celui-ci élabore un document-cadre PVS favorable au déploiement spatial de ce nouveau type d'infrastructure électrique. L'impulsion du maire de Garein (Landes) fut alors déterminante dans l'élaboration de cet outil de régulation locale[260]. Souhaitant lui-même développer plusieurs unités PVS sur son territoire, le maire de Garein entendait alors réguler le développement de ces infrastructures industrielles à l'échelle du PNR des Landes de Gascogne tout en maximisant les retombées économiques pour les communes. Le document-cadre PVS du PNR des Landes de Gascogne vise ainsi un déploiement spatial PVS évitant les parcelles sylvicoles non dégradées par les tempêtes de 1999 et 2009 et les parcelles privées, favorisant les *parcelles artificialisées et dégradées* publiques.

Les préfectures départementales et régionales ainsi que les services instructeurs déconcentrés de l'État ont élaboré parallèlement des documents-cadres PV/PVS. L'émergence de ces documents-cadres PV/PVS départementaux et régionaux a résulté de deux variables principales : la temporalité combinée à l'intensité du démarchage des porteurs de projets ainsi que l'expérience combinée à l'existence de pôles de compétences éolien antérieurs au déploiement spatial PVS au sein des services instructeurs déconcentrés de l'État. L'intégration

[256] PNR du Luberon (2007). Doctrine solaire photovoltaïque (PV), 4 p.
[257] PNR des Alpilles (2009). Document-cadre pour le développement de l'énergie solaire photovoltaïque dans le Parc Naturel Régional des Alpilles, 28 p.
[258] PNR du Verdon (2009). Position du Parc du Verdon concernant l'installation du type centrale solaire photovoltaïque ou thermique de grande surface, 6 p.
[259] PNR des Landes de Gascogne (2009) Doctrine photovoltaïque, 3 p.
[260] Entretien mené auprès du Maire de Garein, 16 juin 2014.

des collectivités territoriales et des intercommunalités dans le processus d'élaboration de ces documents-cadres PV/PVS est variable d'un département et/ou d'une région à l'autre. L'élaboration de ces documents-cadres PV/PVS a suivi ou s'est accompagnée de la mise en place d'un pôle de compétences départemental PV/PVS ou EnR au sein des services instructeurs déconcentrés de l'État en charge de l'instruction des permis de construire PVS. Ce pôle de compétences départemental s'apparente à un système d'acteurs de pré-instruction des projets PVS et constitue un « lieu » d'élaboration des documents-cadres PV/PVS.

Les préfectures des Alpes-de-Haute-Provence et des Landes ainsi que les services instructeurs déconcentrés de l'État dans le département ont été les premiers à élaborer des documents-cadres PV/PVS à destination des collectivités territoriales, des intercommunalités et des porteurs de projets. Ces acteurs déconcentrés ont été également les premiers à mettre en place des pôles de compétences PV/PVS entre 2008 et 2009. Ces deux départements ont été confrontés à un intense démarchage des porteurs de projets et ont connu un déploiement spatial PVS massif dans le cadre de la *territorialisation anarchique*. C'est dans ce cadre que les PPVS de Curbans et des Mées (Alpes-de-Haute-Provence) ainsi que ceux de Losse (Landes) ont été mis en activité. Face à cette situation commune, la réponse formulée par ces acteurs déconcentrés met en évidence des préoccupations territorialisées différentes : la réponse des acteurs déconcentrés des Alpes-de-Haute-Provence révèle les tensions cristallisées autour des enjeux agricoles alors que la réponse des acteurs déconcentrés des Landes révèle des tensions cristallisées autour des enjeux forestiers. Dans les deux cas de figure, il s'agit de préserver un stock de ressources locales. Malgré tout, les deux documents-cadres PV/PVS n'adoptent pas de position radicale face à ces enjeux spécifiques. En 2008, le document-cadre PV/PVS des Alpes-de-Haute-Provence[261], co-élaboré par la Préfecture, les services instructeurs déconcentrés de l'État, le Conseil Général et l'Association des Maires départementale, autorise le déploiement spatial PVS sur des *parcelles agricoles* présentant de faibles rendements. En 2009, le document-cadre PV/PVS des Landes[262], élaboré principalement par la Préfecture et les services instructeurs déconcentrés de l'État, autorise le déploiement spatial PVS sur des *parcelles sylvicoles*, en priorité dégradées par les tempêtes de 1999 et 2009, contre un reboisement compensateur en Aquitaine. Le caractère précurseur de ces deux documents-cadres PV/PVS et de l'action des acteurs déconcentrés départementaux ont conféré à ces derniers une dimension d'expert du déploiement spatial PVS dans leur région respective. À ce titre, le préfet des Alpes-de-Haute-Provence s'est vu confier, le 9 décembre 2010, par le préfet de la région PACA, la responsabilité du pôle expert régional relatif aux problématiques liées au développement PV[263].

[261] DDT des Alpes-de-Haute-Provence & Conseil général des Alpes-de-Haute-Provence (2008). Document de recommandations relatif au développement des technologies utilisant le rayonnement solaire dans le département des Alpes-de-Haute-Provence, 23 p.
[262] Préfecture des Landes (2009). Éléments pour une charte sur le développement de l'énergie photovoltaïque au sol dans le département des Landes, 16 p.
[263] Lettre du préfet de la région PACA au préfet des Alpes-de-Haute-Provence du 26 novembre 2012.

L'élaboration d'un document-cadre PV/PVS et la mise en place d'un pôle de compétences PV/PVS, organisé autour des préfectures départementales et des services instructeurs déconcentrés de l'État dans les départements, vont progressivement devenir une condition *sine qua none* à la régulation locale du déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude. À titre d'exemple, les préfectures et les services instructeurs déconcentrés de l'État du Vaucluse[264], du Var[265] et de l'Aude[266] ont élaboré des documents-cadres PV/PVS dans le cadre de la *territorialisation anarchique*. À travers les positions prises par ces acteurs territoriaux publics au cours de cette phase, un « *consensus s'est rapidement dégagé sur les potentialités des terres artificialisées et délaissées comme les friches industrielles, militaires, les décharges sauvages… Les doctrines ou recommandations mises en place par les services de l'État visent alors à protéger les espaces pressentis comme particulièrement sensibles, à savoir les terres agricoles et les espaces naturels* » (Dubois et Thomann, 2012, p. 48-49).

Les préfectures départementales et les services instructeurs déconcentrés de l'État ne vont pas être les seuls services déconcentrés de l'État à élaborer des documents-cadres PV/PVS dans le cadre de la *territorialisation anarchique*. Les préfectures régionales du Languedoc-Roussillon, de Midi-Pyrénées et de Rhône-Alpes et les services instructeurs déconcentrés de l'État dans les régions ont élaboré des documents-cadres PV/PVS, en partie suite à la demande du Ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire par la circulaire du 26 février 2009[267]. Ces préfectures ont répondu rapidement à cette demande ministérielle : le 28 avril 2009 pour la préfecture de Rhône-Alpes[268], le 20 mai 2009 pour la préfecture du Languedoc-Roussillon[269] et le 23 juillet 2009 pour la préfecture de Midi-Pyrénées[270]. La rapidité de la réponse de ces acteurs territoriaux régionaux s'explique, d'une part, par l'existence d'un travail de réflexion, antérieur à la demande ministérielle, effectué par les préfectures et les services instructeurs déconcentrés de l'État départementaux en réponse au déploiement spatial PVS et, d'autre part, par l'existence d'un déploiement spatial éolien antérieur. Le déploiement spatial de cette EnR avait déjà conduit à l'élaboration de documents-cadres et à la mise en place de pôles de compétence éoliens qui ont constitué une base de travail pour les préfectures et les services instructeurs déconcentrés de l'État départementaux. L'existence antérieure au déploiement spatial PVS de pôles de compétences éoliens explique également que des pôles de compétences PV/PVS aient pu être mis en place avant l'élaboration de documents-cadres PV/PVS comme observé dans l'Aude (2006) et les Pyrénées-Orientales

[264] DDT du Vaucluse (2009). Note de cadrage pour l'implantation de centrales photovoltaïques en Vaucluse, 4 p.
[265] DDTM du Var (2009). Centrales photovoltaïques au sol dans le Var, 4 p.
[266] DDTM de l'Aude (2009). Guide méthodologique sur le photovoltaïque au sol dans l'Aude, 20 p.
[267] Circulaire du 28 avril 2009 du ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire au préfet de région et aux préfets de département.
[268] Préfecture de Rhône-Alpes (2009). Cadre régional de référence pour la conduite de projets de centrales photovoltaïques au sol respectueux de l'environnement et de l'activité agricole, 12 p.
[269] Préfecture de Languedoc-Roussillon (2009). Note relative à la planification régionale des énergies renouvelables, 3 p.
[270] DREAL-Midi-Pyrénées (2009). Premiers éléments de doctrine régionale. Note de cadrage des services de l'État pour l'instruction des projets solaires photovoltaïques en Région Midi-Pyrénées, 12 p.

(2008). La position adoptée par les préfectures régionales de Languedoc-Roussillon, de Midi-Pyrénées et de Rhône-Alpes et la portée de leurs documents-cadres PV/PVS respectifs diffèrent néanmoins.

Le document-cadre PV/PVS de Rhône-Alpes appelle à un déploiement spatial PVS raisonné et à une prise en compte large des impacts environnementaux de ce nouveau type d'infrastructure électrique. Il entend orienter les porteurs de projets vers des *parcelles artificialisées et dégradées* ainsi que vers des parcelles en friche n'ayant pas connu d'activité depuis au moins dix années. C'est ce document-cadre qui a été adopté par la préfecture de l'Ardèche et les services instructeurs déconcentrés de l'État dans le département. Le document-cadre PV/PVS du Languedoc-Roussillon appelle à un déploiement spatial PV majoritairement sur toitures et minoritairement au sol. Les documents-cadres PV/PVS de l'Aude et des Pyrénées-Orientales ont tenu compte de cette orientation régionale tout en l'adaptant à leurs particularités territoriales. Le document-cadre PV/PVS de Midi-Pyrénées appelle, lui, à un déploiement spatial PVS raisonné sur des *parcelles artificialisées et dégradées* tout en portant une attention particulière à la préservation des parcelles agricoles. Ce document-cadre, co-construit avec tous les services instructeurs déconcentrés de l'État départementaux, est appliqué par l'ensemble des préfectures et des services instructeurs déconcentrés de l'État dans les départements de la région[271].

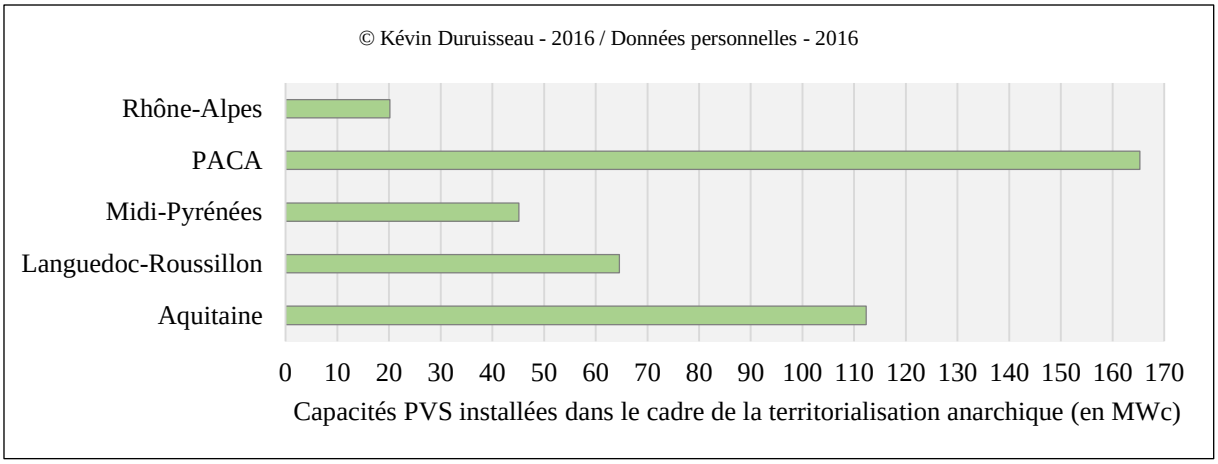
B- Le déploiement spatial PVS dans le cadre de la territorialisation anarchique : un développement tous-azimuts.

1- La géographie des unités PVS dans le cadre de la territorialisation anarchique : l'esquisse des ensembles Languedocien et Durancien.

La première phase de territorialisation PVS s'est traduite par la mise en activité de 407 MWc, répartis entre 81 unités PVS, avec une capacité installée moyenne de 5 MWc/unité. Ces mises en activité représentent 21,7 % des capacités installées sur le territoire d'étude toutes phases confondues. C'est en région PACA que le déploiement spatial PVS a été le plus intense avec la mise en activité de 165 MWc – 40,6 % des capacités installées sur le territoire d'étude –, répartis entre 30 unités PVS, avec une capacité installée moyenne de 5,5 MWc/unité. Dans un contexte de diffusion spatiale PVS très inégale d'une région à l'autre, les régions Aquitaine et PACA concentraient à elles deux 68,1 % des capacités installées dans le cadre de cette phase[272] [cf. graphique 46].

[271] Les préfectures d'Aveyron, de Haute-Garonne et du Tarn-et-Garonne enrichiront le document-cadre PV/PVS de Midi-Pyrénées dans le cadre de la deuxième phase de territorialisation PVS. La préfecture d'Aveyron et les services instructeurs déconcentrés de l'État du département appliqueront ainsi des règles beaucoup plus drastiques concernant l'utilisation des *parcelles agricoles* en adéquation avec la position de la CAD.

[272] La région PACA a concentré 165 MWc dans le cadre de la *territorialisation anarchique* contre 112 en Aquitaine, 65 en Languedoc-Roussillon, 45 en Midi-Pyrénées et 20 en Rhône-Alpes.



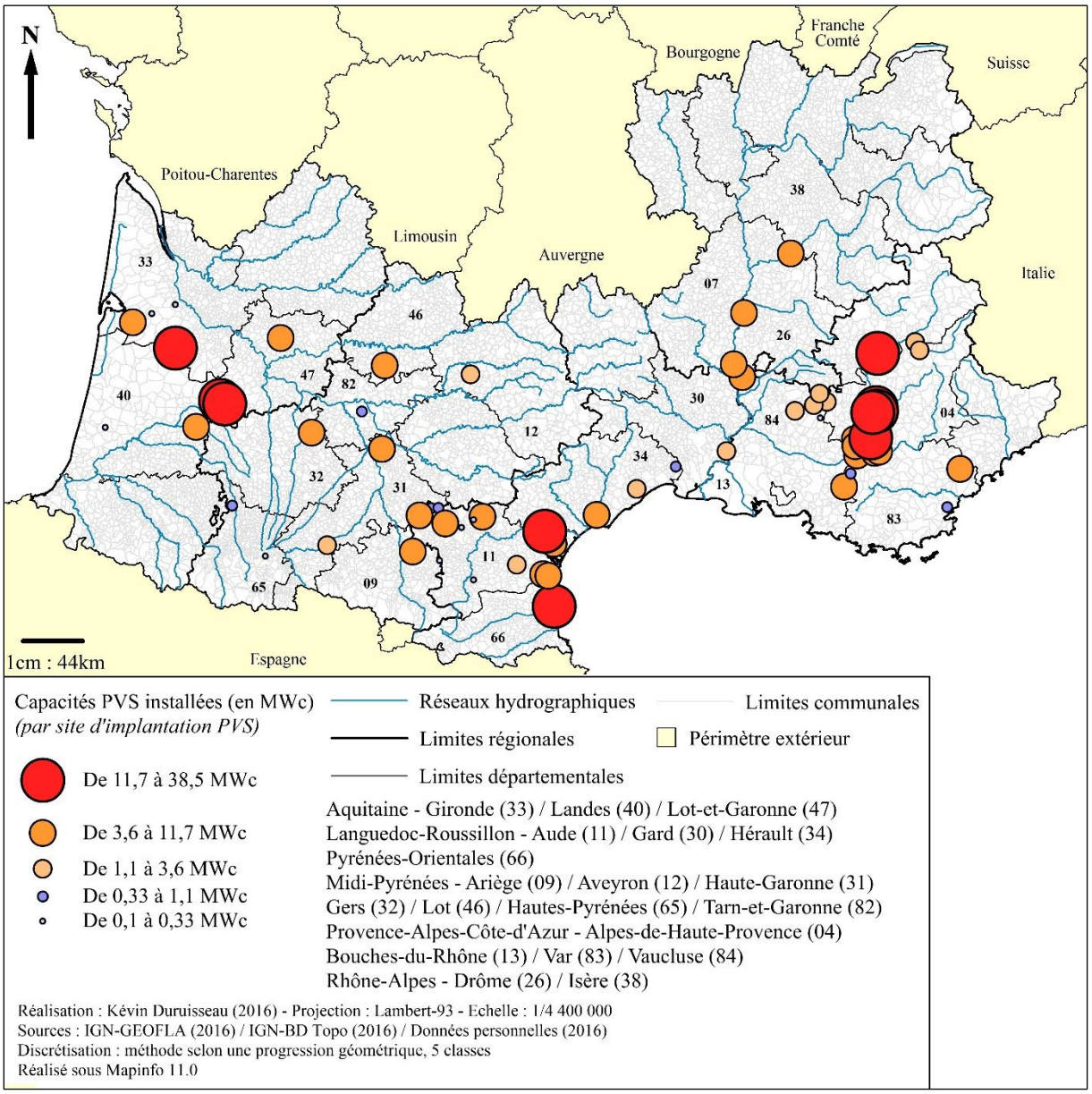
Graphique 46 – Les capacités PVS installées en Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes dans le cadre de la *territorialisation anarchique* (en MWc)

L'emprise spatiale des 81 unités PVS mises en activité dans le cadre de la *territorialisation anarchique* correspond à 1 119 ha pour une emprise spatiale moyenne de 13,8 ha/unité. L'emprise spatiale de ces 81 unités PVS représente 28,6 % de l'emprise spatiale PVS cumulée toutes phases confondues qui, comparés au 21,7 % des capacités installées auxquels elles correspondent, fait apparaître la faible intensité spatiale caractérisant cette phase de territorialisation PVS. L'importante utilisation de modules PV reposant sur les technologies couche mince[273] explique la faiblesse de l'intensité spatiale PVS moyenne qui s'établissait alors à 0,36 MWc/ha. Dans un contexte de diffusion spatiale PVS très inégale d'une région à l'autre, les régions Aquitaine et PACA représentent à elles deux 67,9 % de l'emprise spatiale PVS dans le cadre de cette phase avec respectivement 381 ha et 378 ha[274]. À ces emprises spatiales PVS quasiment identiques correspondent des intensités spatiales PVS moyennes très différentes : l'intensité spatiale PVS moyenne enregistrée est bien meilleure en PACA avec 0,44 MWc/ha contre 0,29 en Aquitaine. Cette différence marquée est principalement due à l'utilisation massive en Aquitaine de modules reposant sur des technologies couche mince au rendement plus faible que les modules reposant sur des technologies silicium[275].

La géographie des unités PVS mises en activité dans le cadre de la *territorialisation anarchique* se caractérise par la constitution des *ensembles Languedocien* et *Durancien* [cf. carte 21]. Sur les 81 unités PVS mises en activité dans ce cadre, 64 se sont concentrées dans quatre des cinq ensembles territoriaux PVS du territoire d'étude soit 27 unités PVS dans l'*ensemble Durancien*, 18 dans l'*ensemble Languedocien*, 15 dans l'*ensemble Aquitain* et quatre dans l'*ensemble Rhodanien-Est-Gardois*. Toutefois, la mise en activité de ces 64 CPVS ne constitue pas à elle seule l'unique critère d'affirmation des ensembles territoriaux PVS. On

[273] Les technologies couche mince équipent 25 unités PVS, correspondant à 44,3 % des capacités PVS installées, dans le cadre de la *territorialisation anarchique*. Ces 25 unités PVS présentent une intensité spatiale PVS moyenne de 0,30 MWc/ha contre 0,44 pour les 56 unités PVS équipées de modules reposant sur les technologies silicium.
[274] L'emprise spatiale PVS en Languedoc-Roussillon représentait 190 ha contre 117 en Midi-Pyrénées et 53 en Rhône-Alpes.
[275] Sur les 112 MWc installés dans le cadre de la *territorialisation anarchique* en Aquitaine, 93 reposent sur les technologies couche mince.

peut y adjoindre le nombre de communes, appartenant à l'aire géographique des ensembles territoriaux au 31 décembre 2015, concernées par les mises en activité dans le cadre de la *territorialisation anarchique*.



Carte 21 – Les capacités PVS installées sur le territoire d'étude à la fin de la *territorialisation anarchique*

Les *ensembles Durancien* – autour de Manosque, des Mées, de Curbans (Alpes-de-Haute-Provence) et de Sault (Vaucluse) – et *Languedocien* – autour de Narbonne (Aude), Torreilles (Pyrénées-Orientales) et d'Avignonet-Lauragais (Haute-Garonne) se constituent dans le cadre de la première phase de territorialisation PVS. Sur les 25 communes d'implantation que compte l'*ensemble Durancien* en 2015, 14 possédaient au moins une unité PVS en activité à la fin de cette première phase. Sur les 34 communes d'implantation que compte l'*ensemble Languedocien* en 2015, 18 possédaient déjà au moins une unité PVS en activité à la fin de cette même phase. Ces deux ensembles ont tiré pleinement profit de la quasi-absence d'un régime réglementaire national proscrivant l'utilisation des *parcelles agricoles*

pour valoriser leur importante disponibilité foncière de cette nature. Dans le cas de l'*ensemble Durancien* s'est ajouté les effets des politiques publiques énergie-climat locales et régionales visant à la construction d'une vallée des énergies nouvelles dans le Val de Durance dont la CPVS de Vinon-sur-Verdon (Var) [cf. photo 24] et les PPVS des Mées (Alpes-de-Haute-Provence) [cf. photo 25] constituent des vitrines.

© Kévin Duruisseau – 2014

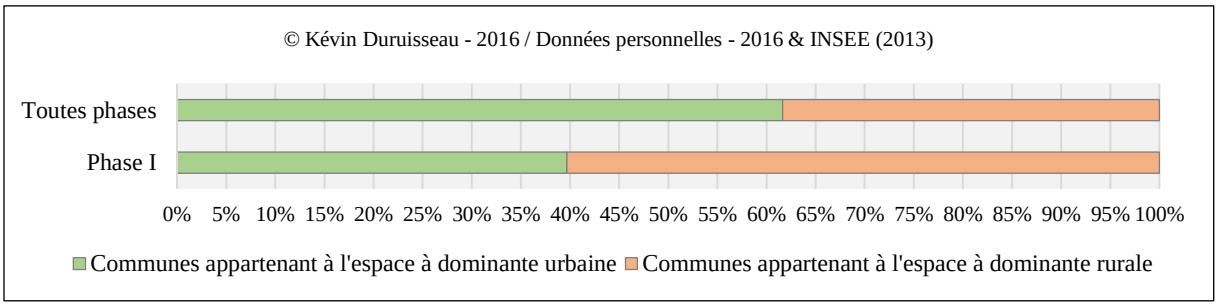
Photo 24 – La CPVS de Vinon-sur-Verdon (Var), exploitée par SOLAIRE DIRECT, est implantée sur des *parcelles agricoles* à proximité du CEA de Cadarache

© Kévin Duruisseau – 2015

Photo 25 – Une des unités PVS des Mées (Alpes-de-Haute-Provence), exploitée par HANAU ÉNERGIE CONCEPT, est implantée sur des *parcelles agricoles* en lisière de *parcelles naturelles*

2- Les territoires du déploiement spatial PVS dans le cadre de la territorialisation anarchique : un fait rural et agricole

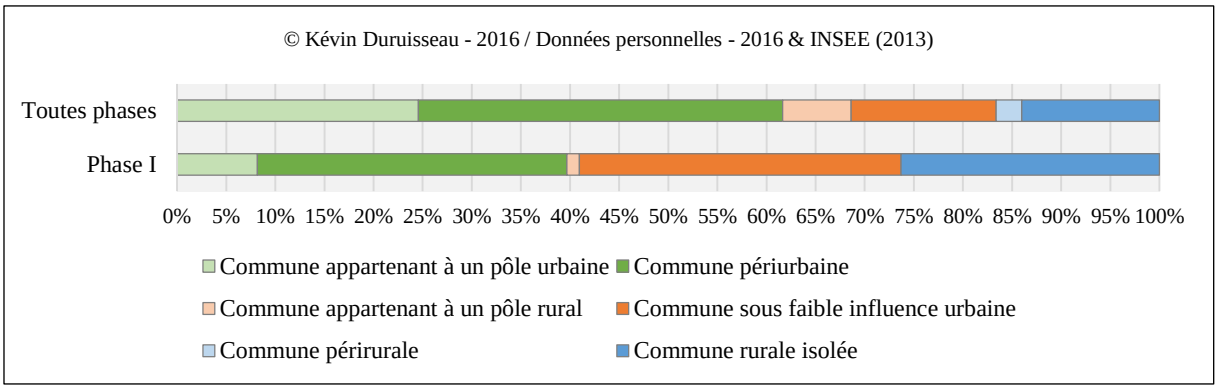
Les 81 unités PVS mises en activité sur le territoire d'étude dans le cadre de la *territorialisation anarchique* sont réparties sur 59 communes. Sur ces 59 communes, 30 appartiennent à un espace dominante urbaine (« communes urbaines ») et 29 appartiennent à un espace à dominante rurale (« communes rurales »). Les « communes rurales » ont concentré 60,3 % des capacités installées dans le cadre de cette première phase contre 39,7 % pour les « communes urbaines »[276]. Cette répartition diffère de la répartition des capacités PVS installées observée toutes phases confondues, les « communes urbaines » en concentrant dans ce cas la majorité [cf. graphique 47].



Graphique 47 – Répartition, entre « commune urbaine » et « commune rurale » du territoire d'étude, des capacités PVS installées dans le cadre de la *territorialisation anarchique* et toutes phases confondues (en %)

[276] Les « communes rurales » ont concentré 246 MWc dans le cadre de la *territorialisation anarchique* contre 162 pour les « communes urbaines ».

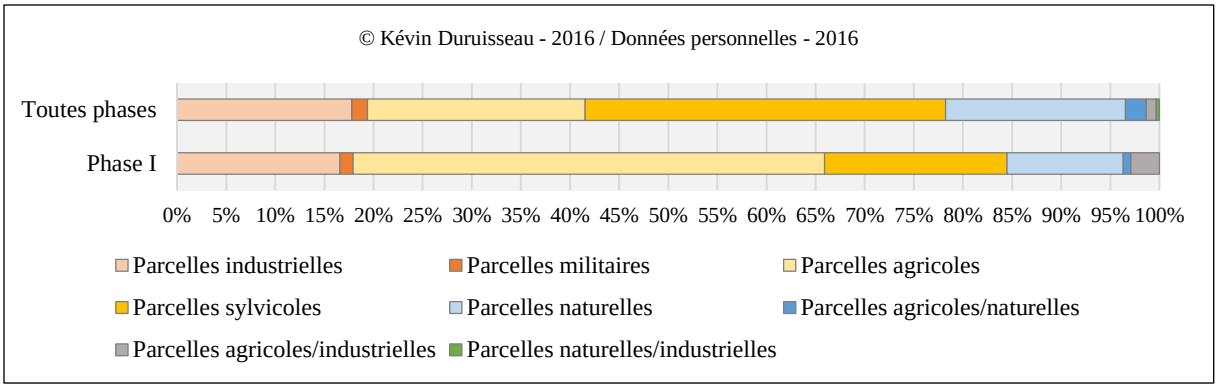
Les *communes sous faible influence urbaine* (12 communes), les *communes périurbaines* (20 communes) et les *communes rurales isolées* (15 communes) concentraient plus de 90 % des capacités PVS installées dans le cadre de la *territorialisation anarchique*[277] [cf. graphique 48]. La place importante prise par les « communes rurales » de types *commune sous faible influence urbaine* et *commune rurale isolée* est caractéristiques de cette première phase de territorialisation PVS dans les territoires sud de la France. La place importante prise par les « communes urbaines » de type *commune périurbaine* se confirmera et s'affirmera dans les deux phases de territorialisation suivantes.



Graphique 48 – Répartition, entre les six types de communes du territoire d'étude, des capacités PVS installées dans le cadre de la *territorialisation anarchique* et toutes phases confondues (en %)

La *territorialisation anarchique* sur le territoire d'étude s'est traduite par un inégal déploiement spatial PVS sur les huit types de parcelles précédemment identifiés [cf. graphique 49]. Les *parcelles agricoles* ont concentré 48 % des capacités PVS installées dans le cadre de cette première phase alors que les *parcelles sylvicoles* et *industrielles* en ont concentré respectivement 18,6 % et 16,6 %[278]. Cette surreprésentation des *parcelles agricoles* s'établit à un niveau deux fois supérieur à celui observé toutes phases confondues (22,1 %). La place prépondérante des *parcelles agricoles* s'inscrit dans la domination toutes phases confondues des *parcelles non bâties*. L'absence d'un régime réglementaire national spécifique encadrant le déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude a été favorable à une forte diffusion spatiale PVS sur des *parcelles agricoles*. Celles-ci possédaient des caractéristiques foncières et géomorphologiques particulièrement recherchées par les porteurs de projets. L'élaboration de documents-cadres PV/PVS et la mise en place de pôles de compétences PV/PVS et/ou EnR par les préfectures départementales et/ou les services instructeurs déconcentrés de l'État départementaux n'ont pas réussi à pallier les carences dues à l'absence d'un régime réglementaire national spécifique d'encadrement du déploiement spatial PVS et à l'absence d'une planification territoriale antérieure à cette diffusion.

[277] Les *communes sous faible influence urbaine* ont concentré 133 MWc dans le cadre de la *territorialisation anarchique* contre 128 pour les *communes périurbaines*, 107 pour les *communes rurales isolées*, 33 pour les *communes appartenant à un pôle urbain* et 5 pour les *communes appartenant à un pôle rural*.
[278] Les *parcelles agricoles* ont concentré 196 MWc dans le cadre de la *territorialisation anarchique* contre 76 pour les *parcelles sylvicoles*, 68 pour les *parcelles industrielles*, 48 pour les *parcelles naturelles*, 12 pour les *parcelles agricoles/industrielles*, 5 pour les *parcelles militaires* et 3 pour les *parcelles agricoles/naturelles*.



Graphique 49 – Répartition, entre les huit types de parcelles du territoire d'étude, des capacités PVS installées dans le cadre de la *territorialisation anarchique* et toutes phases confondues (en %)

Bien que les acteurs territoriaux des Alpes-de-Haute-Provence disposent d'un document-cadre PV/PVS depuis 2008 appelant à un déploiement spatial PVS sur des *parcelles artificialisées et dégradées* et que le pôle de compétences PV/PVS départemental ait suivi la très grande majorité des projets, 18 unités PVS des 21 mises en activité dans le cadre de la *territorialisation anarchique* l'ont été sur des *parcelles non bâties*. Les *parcelles agricoles* ont concentré 64,6 % des capacités PVS installées dans les Alpes-de-Haute-Provence lors de cette première phase de territorialisation bien que certaines d'entre elles aient été encore exploitées. La mise en place d'un régime réglementaire national spécifique au déploiement spatial PVS en 2009 va venir corriger, imparfaitement, ces carences.

II- La deuxième phase de territorialisation PVS [2009-2011] : une territorialisation normalisée.

Si l'arrêté du 10 juillet 2006 avait amorcé un déploiement spatial PVS massif sur le territoire d'étude, par la hausse des tarifs de rachat et l'absence d'un régime réglementaire national spécifique d'encadrement, le décret du 19 novembre 2009[279] a constitué, lui, un premier tournant dans la régulation nationale du déploiement spatial PVS et le début d'une reprise en main du secteur par l'État central. La mise en œuvre de ce décret a ouvert une deuxième phase de territorialisation PVS, qualifiée de *territorialisation régulée* dans la mesure où les acteurs publics territoriaux pouvaient dorénavant s'appuyer sur un texte commun national (A). Cette nouvelle phase de territorialisation PVS s'est traduite par une modification dans le choix des parcelles d'implantation (B).

A- L'encadrement du déploiement spatial PVS entre 2009 et 2011 : la mise en place d'un régime réglementaire national d'encadrement suscitant une nouvelle vague de mécanismes de régulation locale et régionale.

[279] Décret n°2009-1414 relatif aux procédures administratives applicables à certains ouvrages de production d'électricité.

1- La naissance d'un régime réglementaire national : une régulation imparfaite.

Le décret du 19 novembre 2009 a conduit à la reconnaissance des infrastructures PV (toitures, ombrières de parking et centrales au sol) dans le Code de l'Urbanisme et dans le Code de l'Environnement. Les unités PVS dont les capacités installées sont supérieures à 0,249 MWc sont désormais soumises à permis de construire, étude d'impact et enquête publique. Les unités PVS dont les capacités installées sont inférieures à 0,249 MWc continuent à n'être soumises qu'à déclaration préalable. « *Ce seuil en puissance a été choisi lors de la rédaction du décret dans la mesure où il est plus facile à mesurer qu'un seuil en surface, qui impliquait notamment de savoir comment traiter les panneaux mobiles (les « trackers », ou suiveurs) ou même la surface entre les panneaux* » (Ferracci et Vandervorst, 2011, p. 5).

La délivrance de l'autorisation d'urbanisme dans le cadre d'une procédure de déclaration préalable ou de permis de construire relève de la compétence du préfet de département au nom de l'État[280]. La délivrance de l'avis de l'autorité environnementale dans le cadre de la procédure d'instruction de l'étude d'impact relève de la compétence du préfet de région[281] au nom de l'État[282]. Au cours de la *territorialisation anarchique*, seules les unités PVS dont les coûts d'investissement dépassaient 1 900 000 euros TTC étaient soumises à étude d'impact. Le décret du 19 novembre 2009 a conduit à la modification du Code de l'Environnement rendant obligatoire l'étude d'impact pour toutes les unités PVS de plus de 0,249 MWc quel que soit le montant des coûts d'investissement. Pour les unités PVS de moins de 0,249 MWc, seules sont soumises à étude d'impact celles dépassant des coûts d'investissement de 1 900 000 euros TTC. Les entretiens menés auprès d'instructeurs de l'autorité environnementale, des services instructeurs déconcentrés de l'État, des développeurs et des opérateurs-exploitants ont révélé, à plusieurs reprises, que l'analyse des études d'impact était beaucoup plus poussée depuis le décret du 19 novembre 2009 qu'auparavant.

L'étude d'impact vise trois objectifs principaux : « *améliorer la conception des projets en prévenant leurs conséquences environnementales, éclairer la décision publique* [et] *rendre compte auprès du public* » (DGEC, 2011, p. 31). Dans le cadre du processus d'instruction de l'étude d'impact PVS, quatre types d'effets territoriaux sont analysés : les effets temporaires, les effets permanents, les effets directs et les effets cumulatifs ou cumulés. L'étude d'impact permet donc de guider l'Autorité Environnementale « *pour définir les conditions dans lesquelles cette autorisation est donnée, par exemple au regard de la mise en œuvre des mesures de suppression, de réduction et de compensation des effets dommageables* » (Ibid, p. 31) et à contrôler « *a posteriori le respect des engagements pris par le maître d'ouvrage, par exemple*

[280] Article L.422-2 et Article R.422-2 du Code de l'Urbanisme.
[281] Décret n°2009-496 du 30 avril 2009 relatif à l'autorité administrative de l'État compétente en matière d'environnement prévue aux articles L.122-1 et L.122-7 du Code de l'Environnement.
[282] Loi n°2005-1319 du 26 octobre 2005 portant diverses dispositions d'adaptation au droit communautaire dans le domaine de l'environnement.

en prévoyant un suivi des conséquences du projet sur l'environnement pendant les phases de réalisation et d'exploitation » (Ibid, p. 31). Toutefois, plusieurs instructeurs de l'Autorité Environnementale interrogés ont déploré le fait que l'avis émis ne soit qu'un avis simple n'ayant pas de caractère juridique rédhibitoire, à l'opposé d'un avis conforme, ainsi que l'absence de moyens de suivi des projets. L'autorité environnementale n'est pas nécessairement informée de la mise en activité des projets PVS évalués.

Le décret du 19 novembre 2009 a également modifié le Code de l'Environnement pour rendre obligatoire l'enquête publique pour les unités PVS de plus de 0,249 MWc. L'enquête publique doit être conduite par un commissaire-enquêteur ou par une commission d'enquête indépendante, nommés par un tribunal administratif[283]. Outre la soumission des unités PVS de plus de 0,249 MWc à permis de construire, étude d'impact et enquête publique, la réalisation des projets PVS est également soumise à plusieurs dispositions du Code de l'Électricité, du Code Forestier, du Code de l'Environnement et du Code de l'Urbanisme dont la plupart étaient déjà en vigueur dans le cadre de la *territorialisation anarchique*.

Au titre du Code de l'Électricité, l'opérateur-exploitant devait demander une autorisation d'exploiter l'unité PVS auprès du Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire conformément au décret du 7 septembre 2000[284]. Si les capacités installées de l'unité étaient inférieures à 0,249 MWc, l'unité était réputée déclarée. Si les capacités installées de l'unité étaient comprises entre 0,25 et 4,5 MWc la demande d'autorisation d'exploiter était soumise au régime de déclaration. Si les capacités installées de l'unité étaient comprises entre 4,5 et 12 MWc la demande d'autorisation d'exploiter était soumise au régime d'autorisation. L'opérateur-exploitant devait également demander un certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat de l'électricité produite par l'unité auprès de la DREAL conformément au décret du 6 décembre 2000[285] et au décret du 10 mai 2001[286]. Seules étaient concernées les unités dont les capacités installées étaient comprises entre 0,25 et 12 MWc. Pour les unités dont les capacités installées étaient inférieures à 0,249 MWc l'obtention du certificat était tacite. L'opérateur-exploitant devait enfin « *faire une demande de raccordement au réseau auprès de RTE ou d'ERDF, qui* [était] *suivie par le raccordement au réseau après une autorisation préfectorale instruite par la DREAL* » (Dubois et Thomann, 2012, p. 54). Au cours de la *territorialisation normalisée*, les conditions techniques de raccordement des unités au réseau public de distribution d'électricité et au réseau public de

[283] Article L.123-1 du Code de l'Environnement.
[284] Décret n°2000-877 relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité.
[285] Décret n°2000-1196 fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité.
[286] Décret n°2001-410 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat.

transport d'électricité étaient régies par le décret du 23 avril 2008[287] puis par le décret du 17 mai 2010[288]. ERDF et RTE pouvaient ainsi « *imposer la mise en place dispositifs leur permettant de télécommander l'arrêt de l'installation de production, pour faire face notamment à des situations d'urgence sur le réseau* » (Ibid, p. 54).

Au titre du Code Forestier, l'opérateur-exploitant, dont la réalisation de l'unité PVS nécessitait une opération de défrichement, devait obtenir une autorisation préalable. Le défrichement est « *une opération qui a pour effets de détruire volontairement l'état boisé d'un terrain et de mettre fin à sa destination forestière* » (DGEC, 2011, p. 23). L'autorisation préalable était délivrée par le préfet de département au nom de l'État[289]. Une fois cette autorisation obtenue, l'opérateur-exploitant pouvait lancer la procédure de demande d'autorisation de défrichement auprès des services instructeurs de la préfecture de département. Si les parcelles d'implantation nécessitaient une opération de défrichement supérieure à 25 hectares d'un seul tenant, l'autorisation était soumise à étude d'impact[290] et enquête publique. Si les parcelles d'implantation nécessitaient une opération de défrichement inférieure à 25 hectares d'un seul tenant, l'autorisation était soumise à notice d'impact[291].

Au titre du Code de l'Environnement, une étude d'impact est obligatoire pour les unités PVS dont les capacités installées sont supérieures à 0,249 MWc. Une évaluation des incidences sur les sites Natura 2000 est également obligatoire pour les unités situées dans et à proximité des sites Natura 2000 au titre de la liste nationale[292]. Si les unités dont les capacités installées sont inférieures à 0,249 MWc ne sont pas soumises à étude d'impact, elles sont néanmoins soumises à l'évaluation des incidences sur les sites Natura 2000 pour les unités situées dans des sites Natura 2000 au titre de la liste locale. « *Si elles ont une incidence avérée sur l'eau et sur les milieux aquatiques, les installations* [PVS] *doivent faire l'objet d'une autorisation ou d'une déclaration au titre de la loi sur l'eau et doivent produire à ce titre une évaluation des incidences* » (DGEC, 2011, p. 23). Les unités ne sont pas systématiquement soumises à la loi sur l'eau. Elle s'applique dans les trois cas de figure suivants : pour les surfaces de bassin versant dont l'écoulement est intercepté, pour les surfaces de lit majeur des cours d'eau et pour les surfaces de zones humides imperméabilisées[293]. Dans le premier cas, les unités dont les surfaces sont comprises entre 1 et 20 hectares sont soumises à déclaration quand les unités dont les surfaces sont supérieures à 20 hectares sont soumises à autorisation. Dans le deuxième cas,

[287] Décret n°2008-386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité s'applique à toute opération de raccordement d'installation de production aux réseaux publics d'électricité.
[288] Décret n°2010-502 du 17 mai 2010 modifiant le décret n°2008-386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité.
[289] Articles L.311-1 et L.312-1 du Code Forestier.
[290] Article R.122-8 du Code de l'Environnement.
[291] Articles R.122-5 et R.122-9 du Code de l'Environnement.
[292] Article R.414-19 du Code de l'Environnement.
[293] Article R.214-1 du Code de l'Environnement.

les unités dont les surfaces sont comprises entre 400 et 10 000 m² sont soumises à déclaration quand les unités dont les surfaces sont supérieures à 10 000 m² sont soumises à autorisation. Dans le troisième cas, les unités dont les surfaces sont comprises entre 0,1 et 1 hectare sont soumises à déclaration quand les unités dont les surfaces sont supérieures à 1 hectare sont soumises à autorisation. Les unités PVS sont enfin concernées par le principe de protection stricte des espèces. « *L'article L.411-1 du Code de l'Environnement prévoit un système de protection stricte des espèces de faune et flore sauvages* […] *Il est en particulier interdit de détruire les spécimens, les sites de reproduction et les aires de repos des espèces protégées, de les capturer, de les transporter, de les perturber intentionnellement ou de les commercialiser* […] *Il n'est possible de déroger qu'exceptionnellement à ces interdictions portant sur les espèces protégées* » (Ibid, p. 23).

Au titre du Code de l'Urbanisme, toutes les unités PVS, qu'elles soient soumises à déclaration préalable ou permis de construire, doivent toujours respecter les règles générales d'urbanisme. « *Certaines règles sont applicables sur l'ensemble du territoire* […] *Ainsi un projet ne peut « avoir de conséquences dommageables sur l'environnement ». Il ne peut « porter atteinte aux lieux avoisinants, aux sites, aux paysages naturels ou urbains ainsi qu'à la conservation des perspectives monumentales »* » (DGEC, 2011, p. 21). Les unités doivent respecter les règles du Règlement National d'Urbanisme (RNU), de la carte communale, du Plan d'Occupation des Sols (POS), du Plan Local d'Urbanisme (PLU) ainsi que les servitudes d'utilité publique. « *Dans le cas contraire, la commune, dans la mesure où elle estime que ce projet est d'intérêt général et respecte les règles générales d'urbanisme, devra procéder à une modification ou une révision de son document d'urbanisme* » (Ibid, 2011, p. 21).

La circulaire du 18 décembre 2009 relative au développement et au contrôle des unités PVS est une tentative de régulation du déploiement spatial PVS. Cette circulaire s'apparente à une doctrine PVS nationale dans la mesure où elle précise que « *tout en favorisant le développement de ce type d'installation,* [il conviendra de porter] *une attention particulière à la protection des espaces agricoles et forestiers existants ainsi qu'à la préservation des milieux naturels et des paysages. Les projets de centrales solaires au sol n'ont pas vocation à être installés en zones agricoles, notamment cultivées ou utilisées pour des troupeaux d'élevage. Dès lors, l'installation d'une centrale solaire sur un terrain situé dans une zone agricole, dite zone NC des plans d'occupation des sols ou zone A des plans locaux d'urbanisme, ou sur un terrain à usage agricole dans une commune couverte par une carte communale, est généralement inadaptée compte tenu de la nécessité de conserver la vocation agricole des terrains concernés* » (MEEDDM, 2009, p. 2). En d'autres termes, cette circulaire invite les préfets de région et de département à orienter les projets PVS vers des *parcelles artificialisées et dégradées*. Cette circulaire « officialise » la question des *parcelles agricoles* comme enjeu de déploiement spatial PVS qui avait déjà été identifié précédemment par les services instructeurs déconcentrés de l'État dans les départements. La loi de modernisation sur

l'agriculture du 27 juillet 2010[294] a également introduit de nouvelles dispositions visant à la préservation des *parcelles agricoles*. Son article 51 a précisé, plus particulièrement, les règles applicables aux constructions de type « équipements collectifs ». Au titre d'équipements collectifs, une unité PVS peut être autorisée sur des *parcelles agricoles, naturelles* et *sylvicoles* dès lors que cette activité de production d'électricité n'est pas incompatible avec l'exercice d'une activité agricole, pastorale ou forestière sur les parcelles d'implantation[295]. Néanmoins, « *lorsqu'un projet est proposé sur un terrain où est exercée une activité agricole ou qui est à vocation agricole, et que ce projet a pour conséquence une réduction de ces surfaces, il doit être soumis pour avis à la Commission Départementale de la Consommation des Espaces Agricoles* [(CDCEA)] » (DGEC, 2011, p. 22). Si la circulaire du 18 décembre 2009 et la loi du 27 juillet 2010 limitent la possibilité de développer une unité PVS sur des *parcelles agricoles*, et plus largement sur des *parcelles naturelles* et *sylvicoles*, elles ne prohibent pas pour autant le recours à ces types de parcelles. Cette « faille » va être exploitée par les porteurs de projets et va faire l'objet d'interprétations variées de la part des acteurs publics territoriaux.

2- La multiplication des documents-cadres PV/PVS locaux et régionaux : la question des enjeux agricoles.

Tout en souhaitant orienter le déploiement spatial PVS sur des *parcelles artificialisées et dégradées* comme des friches industrielles, d'anciennes décharges ou encore d'anciennes carrières, la circulaire du 18 décembre 2009 laisse subsister une ambiguïté quant au recours possible à des *parcelles agricoles, naturelles* et *sylvicoles* pour ce type d'activité. Elle précise que « *l'accueil d'installations solaires au sol peut être envisagé sur des terrains qui, bien que situés en zone classée agricole, n'ont pas fait l'objet d'un usage agricole dans une période récente* » (MEEDDM, 2009, p. 2). En l'absence d'un régime règlementaire national prohibant explicitement le recours aux parcelles *agricoles*, *naturelles* et *sylvicoles*, les Chambres d'Agriculture Départementales, les préfectures départementales et régionales, les services instructeurs déconcentrés de l'État et l'ADEME vont progressivement adopter de nouveaux documents-cadres PV/PVS visant à préciser leur position respective principalement vis-à-vis de l'utilisation des *parcelles agricoles* mais aussi vis-à-vis des *parcelles naturelles* et *sylvicoles*.

Dans le cadre de la *territorialisation anarchique*, certaines Chambres d'Agriculture Départementales (CAD) pionnières du territoire d'étude avaient élaboré des documents-cadres PV/PVS ou bien adopté une simple orientation quant à l'utilisation des *parcelles agricoles* pour le déploiement spatial PVS. Dès cette phase de territorialisation et plus encore dans le cadre de la *territorialisation normalisée*, les positions adoptées révèlent une grande hétérogénéité pouvant s'expliquer partiellement par une absence de coordination effectuée par les Chambres d'Agriculture Régionales. Les CAD d'une même région ont ainsi pu adopter des positions

[294] Loi n°2010-874 relative à la modernisation de l'agriculture.
[295] Articles L.111-1-2, L.123-1 et L.124.2 du Code de l'Environnement.

différentes les unes des autres comme le montre l'exemple de la région PACA. La CAD du Vaucluse apparaît comme pionnière sur le territoire d'étude. Ce département connaît dès la hausse des tarifs de rachat en 2006 un démarchage intense des porteurs de projets qui ciblent prioritairement des *parcelles agricoles* malgré l'existence d'une culture maraîchère dynamique. Face à cette pression foncière sur les *parcelles agricoles* et face à l'hostilité d'une partie du milieu agricole vis-à-vis du déploiement spatial PVS, la CAD du Vaucluse adopte au cours de l'année 2008 un positionnement « très ferme »[296]. Son document-cadre PV/PVS s'oppose à tout projet sur des *parcelles agricoles* entendues ici comme des parcelles présentant de bonnes qualités agro-pédologiques, pouvant être irriguées, cohérentes du point de vue du parcellaire et présentant une bonne accessibilité. Les parcelles de pâturage extensif sont également considérées comme des *parcelles agricoles* par la CAD du Vaucluse. Le subventionnement communautaire des parcelles, au titre de la Politique Agricole Commune (PAC), n'a pas été retenu comme critère définitionnel. La CAD du Vaucluse souhaite favoriser un déploiement spatial PVS sur des *parcelles artificialisées et dégradées* et accompagner les exploitants agricoles pour développer des toitures PV. Forte de cette expérience, la CAD du Vaucluse a intégré immédiatement le pôle de compétences PV/PVS départemental et a participé à l'élaboration du document-cadre PV/PVS vauclusien au cours de l'année 2009. Malgré son positionnement « très ferme », la CAD du Vaucluse se veut néanmoins « pragmatique »[297]. Elle peut envisager de donner son aval sur des projets concernant des *parcelles agricoles* de faible valeur agronomique et fortement enclavées. Ce positionnement combiné à l'hostilité d'une partie du milieu agricole vauclusien explique la faible diffusion spatiale PVS dans le département[298].

Les CAD des Alpes-de-Haute-Provence et des Bouches-du-Rhône ont adopté des positions entre 2009 et 2010 différentes de celles de la CAD du Vaucluse. La CAD des Alpes-de-Haute-Provence entend préserver les *parcelles agricoles* mécanisables qui regroupent les terres arables, les terres de cultures permanentes et les prairies permanentes fauchées. « *Seules des surfaces agricoles mécanisables résiduelles, sous forme d'enclaves, ou des surfaces non mécanisables telles que des parcours utilisés par des éleveurs, peuvent être concernées par des projets* [PV] »[299]. L'intégration de la CAD des Alpes-de-Haute-Provence en 2009 au pôle de compétences PV/PVS départemental a conduit à une réévaluation des enjeux agricoles et à une redéfinition de la notion de *parcelle agricole* dans le document-cadre PV/PVS des Alpes-de-Haute-Provence. La CAD des Bouches-du-Rhône entend, elle, préserver les *parcelles agricoles* classées dans les documents d'urbanisme et les parcelles agricoles pastorales. Elle porte également une attention toute particulière aux parcelles à urbaniser et en friches. Elle souhaite

[296] Entretien mené auprès d'une technicienne énergie-climat de la CAD-Vaucluse, 03 juin 2015.
[297] Entretien mené auprès d'une technicienne énergie-climat de la CAD-Vaucluse, 03 juin 2015.
[298] Entretien mené auprès du responsable des projets EnR pour la DDT-Vaucluse, 28 avril 2014.
[299] DDT des Alpes-de-Haute-Provence & Conseil général des Alpes-de-Haute-Provence (2011). Document de recommandations relatif au développement des technologies utilisant le rayonnement solaire dans le département des Alpes-de-Haute-Provence, 23 p.

orienter le déploiement spatial PVS prioritairement sur des parcelles non agricoles, « *dans le cas contraire, ces équipements doivent s'envisager uniquement sur des terres incultivables ou des friches de longue date et à condition qu'il ne s'agisse pas d'un complément de revenu de l'exploitation* »[300]. La CAD des Bouches-du-Rhône a été intégrée au pôle de compétences PV/PVS départemental mis en place en 2009 et peut s'appuyer sur la Directive Territoriale d'Aménagement (DTA) appliquée au département. Les positions adoptées par ces trois CAD de la région PACA révèlent la diversité d'approche des enjeux agricoles au sein d'une même région.

La *territorialisation normalisée* s'est également traduite par l'adoption par les CAD de l'Aveyron et de l'Aude de deux positionnements radicalement opposés vis-à-vis du déploiement spatial PVS sur des *parcelles agricoles*. La CAD de l'Aveyron a adopté une position d'une fermeté inégalée sur le territoire d'étude. Elle proscrit tout déploiement spatial PVS sur *parcelles agricoles* entendues ici comme l'ensemble des surfaces agricoles utiles, des surfaces d'élevage, des surfaces de passage, des surfaces agricoles ayant bénéficié du régime de subventions de la PAC et des surfaces agricoles ayant bénéficié du régime de soutien au remembrement de la SAFER dans les dix années précédant le dépôt du projet. Certaines friches agricoles de longue durée ne peuvent être élues comme des parcelles d'implantation PVS au titre de la loi de mise en valeur des terres incultes ou manifestement sous-exploitées[301]. Pour la CAD d'Aveyron, la mauvaise qualité agro-pédologique d'une parcelle ne saurait justifier son utilisation pour l'implantation d'unités PVS. Le refus catégorique de la CAD d'Aveyron d'autoriser toute implantation PVS sur des *parcelles agricoles* visait à éviter toute forme de jurisprudence comme dans le Gers ou le Lot[302]. Cette position extrême fut pleinement appuyée par la préfecture de l'Aveyron et les services instructeurs déconcentrés de l'État dans le département dont le document-cadre PV/PVS[303], co-élaboré avec la CAD en 2010, reprend l'ensemble de ces principes. Ce document-cadre prend également en considération les enjeux d'aménagement, environnementaux et paysagers liés au déploiement spatial PVS. L'ensemble des projets doit nécessairement passer par la Commission Départementale de Nature, Paysage et Sites (CDNPS). Le document-cadre de l'Aveyron renforce donc les prescriptions déjà lourdes présentes dans le document-cadre PV/PVS de Midi-Pyrénées.

À l'opposé du positionnement de la CAD de l'Aveyron, la CAD de l'Aude a adopté une position pour le moins paradoxale. Si elle entend, par *parcelles agricoles*, l'ensemble des parcelles à vocation agricole exploitées ou non exploitées, non obligatoirement classées dans les documents d'urbanisme comme telle et ayant connu une exploitation dans son histoire, la

[300] CAD des Bouches-du-Rhône (2010). Avis de la chambre d'agriculture des Bouches-du-Rhône sur les implantations photovoltaïques, 2 p.
[301] Articles L.125-1 et L.125-15 du Code Rural.
[302] Entretien mené auprès d'une technicienne énergie-climat de la CAD-Aveyron, 19 février 2015.
[303] DDT d'Aveyron (2010). Développement des énergies renouvelables en Aveyron. Réflexion cadre sur l'énergie solaire photovoltaïque, 21 p.

CAD de l'Aude n'a pas adopté pour autant une position ferme vis-à-vis du déploiement spatial PVS sur des *parcelles agricoles*. La position adoptée est séquencée en trois degrés successifs : éviter, réduire et compenser[304]. Autrement dit, la recevabilité des *parcelles agricoles* pour un projet est jugée au cas par cas, créant par la même une multitude de jurisprudences. Cette position est le résultat de tensions importantes entre les élus de la CAD favorables au PVS, dans l'optique de compenser les conséquences des crises agricoles et viticoles qui ont touché le département, et son personnel administratif plus réservé sur la question. Cette position est également influencée par le manque de cohérence des orientations adoptées par la préfecture de l'Aude et les services instructeurs déconcentrés de l'État dans le département qui ne défendent pas suffisamment les *parcelles agricoles* pour la CAD de l'Aude.

Les préfectures départementales et régionales ainsi que les services instructeurs déconcentrés de l'État ont, de manière concomitante, progressivement, intégré les grandes orientations fixées par la circulaire du 18 décembre 2009 et la loi du 27 juillet 2010. Les documents-cadres PV/PVS existants ont été complétés quand d'autres ont été élaborés dans ce nouveau régime réglementaire national comme dans la Drôme et les Bouches-du-Rhône. La préfecture de la Drôme et les services instructeurs déconcentrés de l'État dans le département ont élaboré un document-cadre PV/PVS[305] en 2010 dans le cadre de la *territorialisation normalisée*. Son élaboration s'est en partie appuyée sur les recommandations du document-cadre PV/PVS de la préfecture de Rhône-Alpes et sur l'expérience acquise par les acteurs publics territoriaux au cours du déploiement spatial éolien qui avait conduit à la mise en place d'un pôle de compétences éolien dans la Drôme. Devenu pôle de compétences EnR entre 2007 et 2008, il a constitué avec le comité technique et le comité de pilotage les trois instances de coordination des travaux d'élaboration du document-cadre PV/PVS qui a associé un large panel de 27 acteurs publics territoriaux allant de la Communauté de Communes du Pays de Romans à l'ADEME. Ce document-cadre conditionne le déploiement spatial PVS au regard de quatre enjeux : (i) l'urbanisme, (ii) les enjeux agricoles, (iii) les enjeux environnementaux et patrimoniaux et (iv) les risques naturels et d'incendies. Celui-ci hiérarchise le potentiel agronomique des *parcelles agricoles* selon quatre degrés afin de protéger in fine du déploiement spatial PVS les parcelles au plus haut potentiel. Les degrés retenus sont du plus forts aux plus faibles : (i) les parcelles cultivées, pâturées, en jachère et/ou déclarées à la PAC ; (ii) les parcelles ayant fait l'objet d'un remembrement foncier sous l'impulsion de la SAFER ou d'une amélioration foncière ; (iii) les parcelles présentant un intérêt agricole pour les exploitations du secteur ; (iv) et les parcelles présentant un potentiel agronomique ou pastoral adapté au secteur. Tout projet PVS souhaitant s'implanter sur des *parcelles agricoles* sera évalué à l'aune de cette grille de lecture hiérarchique qui joue le rôle d'un filtre. Les enjeux environnementaux et patrimoniaux ainsi que les risques naturels et d'incendie sont également classés et hiérarchisés allant d'un niveau faible à un niveau majeur, ce dernier niveau rendant l'implantation PVS

[304] Entretien mené auprès d'une technicienne énergie-climat et urbanisme de la CAD-Aude, 4 juin 2015.
[305] DDT de la Drôme (2010). Fiche de recommandations. Centrales photovoltaïques au sol, 9 p.

impossible. La position très ferme du document-cadre PV/PVS de la Drôme concernant les enjeux agricoles s'accompagne également d'une attention toute particulière portée aux enjeux forestiers. Il existe une crainte des acteurs publics territoriaux d'un report des projets PVS des *parcelles agricoles* sur les *parcelles sylvicoles*, crainte qui transparaît également dans la position adoptée dans le document-cadre PV/PVS de Rhône-Alpes et par la préfecture d'Ardèche et les services instructeurs déconcentrés de l'État ardéchois. La position ferme du document-cadre PV/PVS de la Drôme concernant les enjeux forestiers traduit les recommandations formulées par la Direction Régionale de l'Alimentation, de l'Agriculture et de la Forêt (DRAAF) de Rhône-Alpes dans son document-cadre de défrichement spécifique au PVS[306] en 2010. La DRAAF de Rhône-Alpes ne considère pas la forêt comme un lieu adapté à la diffusion spatiale PVS. Le document-cadre PV/PVS de la Drôme, du fait de sa clarté et de ses critères objectifs d'évaluation des impacts territoriaux du déploiement spatial PVS, a été adopté par la préfecture de Loire et les services instructeurs déconcentrés de l'État départementaux en 2010.

La préfecture des Bouches-du-Rhône et les services instructeurs déconcentrés de l'État dans le département ont également élaboré en 2010 un document-cadre PV/PVS[307] qui présente des similitudes avec le document-cadre drômois. Il appelle à une préservation des *parcelles agricoles* en s'appuyant sur la Directive Territoriale d'Aménagement (DTA) des Bouches-du-Rhône approuvée en 2007 qui vise à conserver une Surface Agricole Utile (SAU) de 148 000 ha, à maintenir le capital départemental en sols fertiles et à garantir le maintien et le développement des activités agricoles dans les espaces agricoles de production spécialisée, en particulier les espaces soumis à la pression de l'urbanisation et au développement touristique. Ce document-cadre entend préserver les *parcelles agricoles* au sens large allant des parcelles cultivées aux parcelles de passage non classées en zone agricole dans les documents d'urbanisme[308]. Celui-ci appelle également les Communes et les établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) à fiscalité propre à planifier le déploiement spatial PVS dans leurs Schémas de Cohérence Territoriale (SCoT). Le déploiement spatial PVS doit devenir un projet intercommunal et ainsi éviter les effets de mitage territoriaux. Le processus d'élaboration du document-cadre PV/PVS des Bouches-du-Rhône s'est appuyé sur l'expérience éolienne acquise en Picardie par le sous-préfet d'Aix-en-Provence arrivé au cours de l'année 2009 dans le département et sur l'expérience menée par la préfecture départementale et les services instructeurs déconcentrés de l'État dans les Alpes-de-Haute-Provence depuis 2008. Ces deux éléments confirment l'idée de T. Delpeuch pour qui « *il apparaît souvent préférable d'imiter une solution sophistiquée déjà élaborée et appliquée à l'extérieur plutôt que de créer de toutes pièces un nouveau dispositif dont on a le plus grand mal à prédire quels pourraient*

[306] DRAAF (2010). Guide technique méthodologique concernant l'examen des demandes de défrichement en vue de l'installation de centrales photovoltaïques au sol, 4 p.
[307] DDTM des Bouches-du-Rhône (2010). Implantation de parcs photovoltaïques dans le département des Bouches-du-Rhône : préconisations et cadrage réglementaire, 22 p.
[308] Entretien mené auprès du responsable des projets EnR pour la DDTM-Bouches-du-Rhône, le 10 juillet 2014.

être son efficacité et son impact » (Delpeuch, 2008, p. 39). À l'inverse des mécanismes de transfert ayant existé au sein d'une même région, la démarche de la préfecture et des services instructeurs déconcentrés de l'État des Bouches-du-Rhône s'est, elle, appuyée sur un transfert de connaissances intra-régional et extra-régional.

Les préfectures d'Aquitaine et de PACA et les services instructeurs déconcentrés de l'État régionaux ont également élaboré leur document-cadre PV/PVS dans le cadre de la deuxième phase de territorialisation PVS. En Midi-Pyrénées, une mise à jour approfondie du document-cadre PV/PVS régional, élaboré en 2009, a conduit au renforcement des contraintes pesant sur le déploiement spatial PVS. Son document-cadre PV/PVS[309] de 2011 considère en effet que « *le potentiel sur bâtiment est si important que les objectifs fixés peuvent être atteints en misant principalement sur les projets en toiture* » (DREAL-Midi-Pyrénées, 2011, p. 11). Le déploiement spatial PVS ne constitue donc pas une priorité pour les acteurs publics régionaux. La place secondaire assignée au déploiement spatial PVS dans le développement PV de la région s'accompagne du document PV/PVS le plus « légaliste » en vigueur sur le territoire d'étude. Une attention toute particulière y est portée à la préservation des *parcelles agricoles* : pour apprécier la faisabilité d'un projet, « *la première question n'est* […] *ni de qualifier la valeur agronomique du terrain, ni d'analyser le mode d'exploitation (avec le recours éventuel à des engrais), ni de hiérarchiser les usages (entre culture ou élevage), ni d'envisager des mesures compensatoires, mais de déterminer si ce terrain a fait l'objet d'un usage agricole* » (Ibid, p. 11). Un critère objectif a été retenu pour déterminer cet usage : toutes *parcelles agricoles* ayant fait l'objet d'aides publiques dans les cinq années précédant le dépôt du projet sont reconnues comme parcelles à usage agricole et le projet ne pourra y être autorisé. « *La révision simplifiée du document d'urbanisme (limitée au projet d'installation de la centrale au sol) pour modifier le type de zonage d'un terrain sur lequel l'usage agricole est avéré (versement d'une aide publique dans les cinq années civiles qui précédent) ne modifiera pas l'analyse du projet. Cette révision simplifiée recevra alors un avis défavorable des services de l'État* » (Ibid, p. 12). En cas d'absence de versement d'une aide publique dans l'intervalle de temps retenu, le projet d'implantation PVS sur des *parcelles agricoles* peut être envisageable mais sous réserve d'autres éléments d'appréciation. Le document-cadre PV/PVS de Midi-Pyrénées précise, de plus, que toutes les préfectures départementales peuvent étendre le temps de versement des aides publiques à destination des *parcelles agricoles*. Ce document-cadre se démarque par ses dispositions visant à protéger les *parcelles industrielles* situées dans des zones d'activités, ce qui constitue la grande nouveauté de cette version. Les unités PVS y sont décrites comme ne respectant pas « *la « vocation » d'une zone d'activités : ni par la nature de l'activité qui ne génère aucun emploi local, ni par la taille du projet qui consomme une surface très importante. Et pour les zones d'activités « dynamiques » la tentation d'agrandir la zone par prélèvement de surfaces agricoles adjacentes est forte une fois la centrale au sol autorisée* »

[309] DREAL-Midi-Pyrénées (2011). Doctrine régionale. Note de cadrage des services de l'État pour l'instruction des projets solaires photovoltaïques en région Midi-Pyrénées, 30 p.

(Ibid, p. 12). Si malgré cette prévention, une autorisation est délivrée pour le développement d'une unité PVS sur ce type de parcelles, toute création nouvelle de zone d'activité ou d'extension de la zone d'activité existante sera fortement compromise pour l'EPCI à fiscalité propre concerné.

Les documents-cadres PV/PVS, élaborés entre 2009 et 2011, par les préfectures d'Aquitaine et de PACA et les services instructeurs déconcentrés de l'État régionaux apparaissent moins « stricts » que le document-cadre PV/PVS de Midi-Pyrénées. Le document-cadre PV/PVS d'Aquitaine[310] n'adopte pas de position nette concernant le type de parcelles à favoriser. Si celui-ci appelle à une préservation des milieux naturels et du cadre de vie, il n'exclut pas un déploiement spatial PVS sur des *parcelles agricoles* ou *sylvicoles*. Pour les premières, il préconise une consultation systématique des CAD concernées quand, pour les secondes, il préconise un reboisement compensateur dans le département concerné. Les parcelles à reboiser en compensation « *doivent être sans valeur forestière ou agricole ou supportant des peuplements forestiers de faible valeur économique, éventuellement des terrains agricoles de très faible valeur agronomique après avis de la chambre d'agriculture* » (Préfecture d'Aquitaine, 2009, p. 8). Le reboisement compensateur est aussi perçu comme un vecteur d'amélioration du bilan carbone du projet. Le document-cadre PV/PVS de PACA[311] adopte, lui, une position de principe conforme à la circulaire du 18 décembre 2009 et à la loi du 27 juillet 2010. « *Les terrains dégradés, les friches militaires, industrielles, les anciennes carrières ou décharges sont* [ainsi] *à privilégier* » (Préfecture de PACA, 2011, p. 12). Il appelle à éviter le déploiement spatial PVS sur des *parcelles agricoles* et *naturelles* et à veiller la bonne insertion paysagère des unités concernées. Malgré des différences entre les doctrines PV/PVS des régions Aquitaine, Midi-Pyrénées et PACA, les trois documents-cadres PV/PVS régionaux appellent à la constitution de pôles de compétences PV/PVS ou EnR départementaux.

La multiplication des documents-cadres PV/PVS et des pôles de compétences PV/PVS ou EnR dans les départements et les régions du territoire d'étude au cours des deux premières phases de territorialisation PVS répond au processus de diffusion spatiale PVS asynchrone dans les différents départements et régions. Elle résulte également de la combinaison d'un processus de diffusion horizontale et verticale de ce type d'outils de régulation (Baggioni, 2015b). La circulaire du 18 décembre 2009 incite les préfets de région et de département à une généralisation de l'outil des pôles de compétences PV/PVS ou EnR : « *d'une manière générale,* [les préfets régionaux et départementaux doivent veiller] *à ce que les projets d'équipements solaires importants puissent faire l'objet de la meilleure concertation possible entre les parties intéressées, dans le cadre d'une analyse approfondie du choix de localisation des projets au regard notamment des enjeux paysagers. Il conviendra de prévoir une consultation de la*

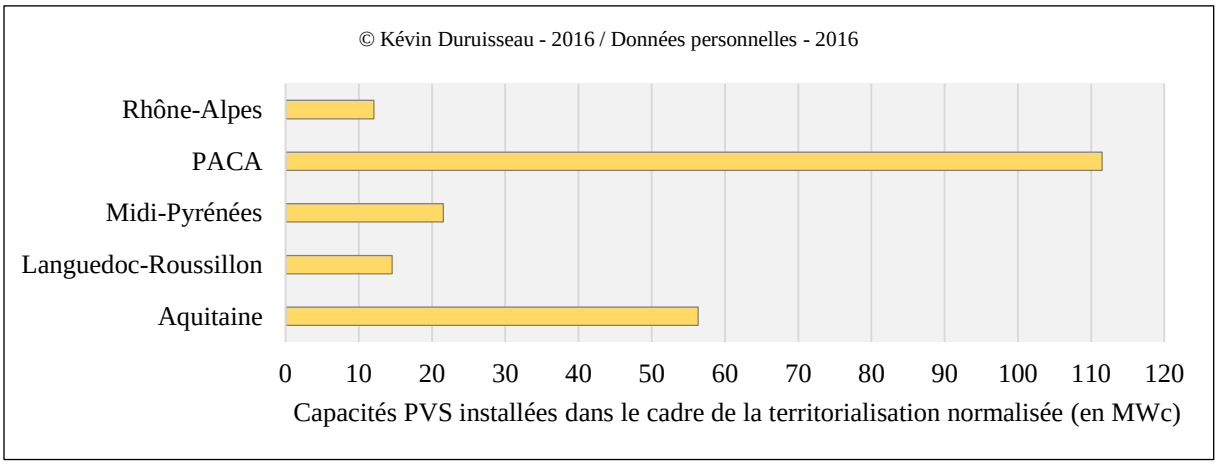
[310] Préfecture d'Aquitaine (2009). Document de cadrage des services de l'État pour l'instruction des projets photovoltaïques en Aquitaine, 26 p.
[311] Préfecture de Provence-Alpes-Côte-d'Azur (2011). Guide photovoltaïque, 34 p.

commission départementale de la nature, des paysages et des sites, ou de toute commission éventuellement prévue à cet effet à l'avenir ». L'ADEME prend également position en 2010 en émettant un document-cadre spécifique aux unités PVS[312]. Elle y invite (i) les Communes et les EPCI à fiscalité propre à mener une réflexion territoriale pour le déploiement spatial PVS, (ii) les porteurs de projets à privilégier les *parcelles artificialisées et dégradées* et (iii) les préfectures départementales à mettre en place des pôles de compétences PV/PVS ou EnR.

B- Le déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude dans le cadre de la territorialisation normalisée : un développement soutenu.

1- La géographie des unités PVS dans le cadre de la territorialisation normalisée : renforcement des ensembles Languedocien et Durancien et esquisse des ensembles Aquitain et Rhodanien-Est-Gardois.

La deuxième phase de territorialisation PVS s'est traduite par la mise en activité de 216 MWc, répartis entre 42 unités PVS, avec une capacité installée moyenne de 5,1 MWc/unité. Ces mises en activité représentent 11,5 % des capacités installées sur le territoire d'étude toutes phases confondues. Comme dans le cadre de la *territorialisation anarchique*, c'est en région PACA que le déploiement spatial PVS a été le plus intense avec la mise en activité de 112 MWc – 51,6 % des capacités installées sur le territoire d'étude –, répartis entre 14 unités PVS, avec une capacité installée moyenne de 7,9 MWc/unité. Dans un contexte de diffusion spatiale PVS très inégale d'une région à l'autre, les régions Aquitaine et PACA concentraient à elles deux 77,7 % des capacités installées dans le cadre de cette phase[313] [cf. graphique 50].



Graphique 50 – Les capacités PVS installées en Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes dans le cadre de la *territorialisation normalisée* (en MWc)

L'emprise spatiale des 42 unités PVS mises en activité dans le cadre de la *territorialisation normalisée* correspond à 494 ha pour une emprise spatiale moyenne de 11,8

[312] ADEME (2010). Les Avis de l'ADEME. Les centrales solaires photovoltaïques au sol, 2 p.
[313] La région PACA a concentré 112 MWc dans le cadre de la *territorialisation normalisée* contre 56 en Aquitaine, 22 en Midi-Pyrénées, 15 en Languedoc-Roussillon et 12 en Rhône-Alpes.

ha/unité. L'emprise spatiale de ces 42 unités PVS représente 12,6 % de l'emprise spatiale PVS cumulée toutes phases confondues qui, comparés au 11,5 % des capacités installées auxquels elles correspondent, fait apparaître une nette amélioration de l'intensité spatiale PVS dans le cadre de la *territorialisation normalisée*. La substitution progressive des technologies silicium aux technologies couche mince[314] – liée à la baisse du prix des modules PV silicium aux meilleurs rendements de conversion en exploitation – et la rationalisation dans l'utilisation des parcelles – liée aux contraintes urbanistiques et environnementales plus fortes introduites par le régime réglementaire national d'encadrement – expliquent que l'intensité spatiale PVS moyenne atteigne 0,44 MWc/ha dans le cadre de cette deuxième phase de territorialisation PVS. Dans un contexte de diffusion spatiale PVS très inégale d'une région à l'autre, les régions Aquitaine et PACA représentent à elles deux 73,3 %[315] de l'emprise spatiale PVS dans le cadre de cette phase. Aux bonnes intensités spatiales PVS observées dans les régions Aquitaine (0,48 MWc/ha), Rhône-Alpes (0,46 MWc/ha) et PACA (0,45 MWc/ha) s'opposent la faible intensité spatiale PVS observée dans la région Languedoc-Roussillon (0,29 MWc/ha). La multiplication d'unités PVS de faible capacité à l'intensité spatiale médiocre et la mise en activité de l'unité expérimentale de Targassonne (Pyrénées-Orientales), dans le cadre du programme Thémis Solaire Innovation, présentant de 0,3 MWc pour une emprise spatiale de 20 ha expliquent le faible intensité spatiale PVS moyenne enregistrée par cette région.

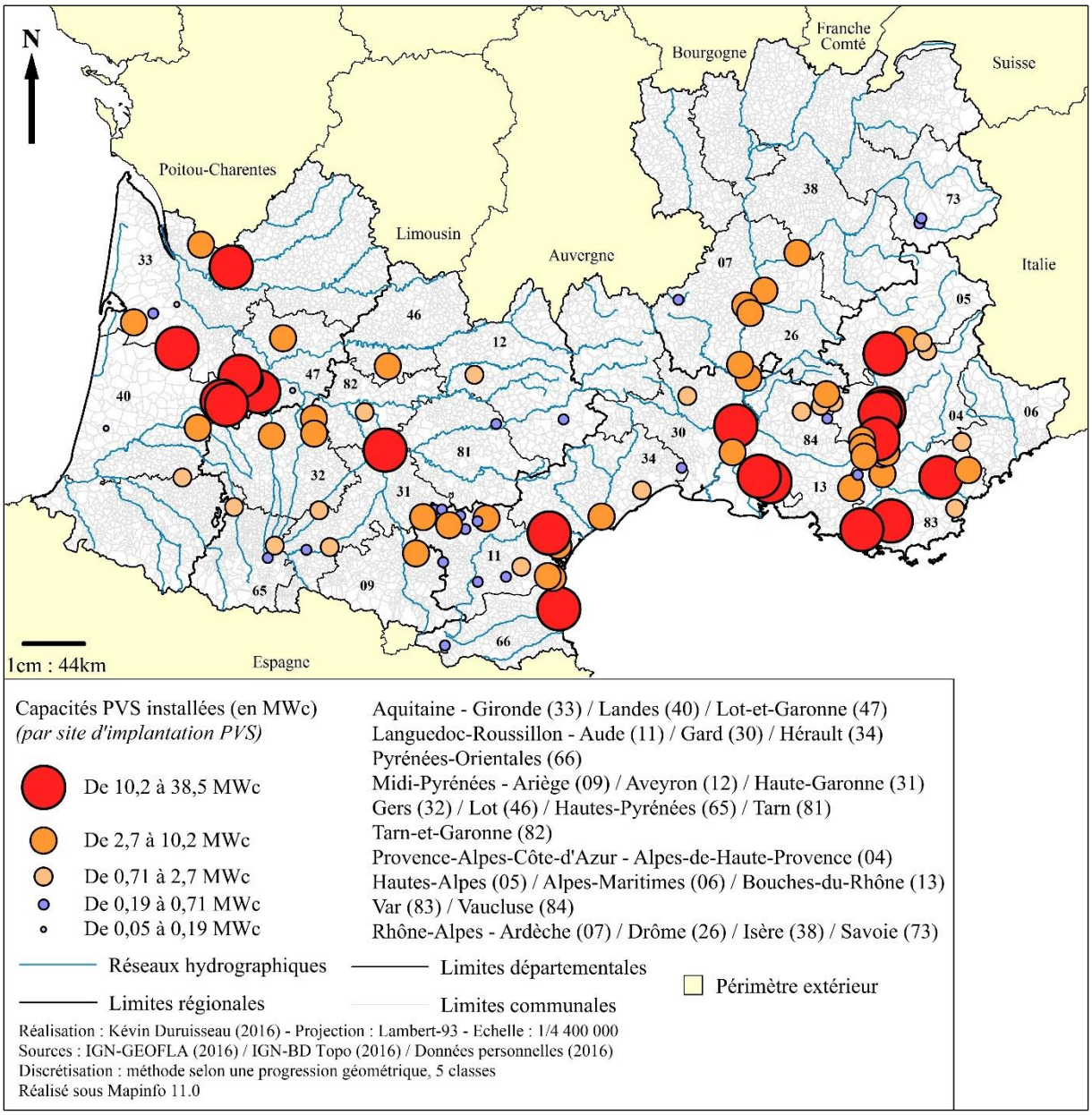
© Kévin Duruisseau – 2014

Photo 26 – Le PPVS de Pompogne (Lot-et-Garonne), exploité par GP JOULE FRANCE, est implanté sur des *parcelles sylvicoles* (en arrière-plan une *parcelle sylvicole* de pins maritimes encore exploitée)

[314] Les technologies couche mince ont équipé huit unités PVS, correspondant à 23 % des capacités PVS installées, alors que les technologies silicium ont équipé 34 unités PVS, correspondant à 77 % des capacités PVS installées, dans le cadre de la *territorialisation normalisée*.

[315] L'emprise spatiale PVS représentait 245 ha en PACA, dans le cadre de la *territorialisation normalisée*, contre 117 en Aquitaine, 56 en Midi-Pyrénées, 50 en Languedoc-Roussillon et 26 en Rhône-Alpes.

La géographie des unités PVS mises en activité dans le cadre de la *territorialisation normalisée* se caractérise par l'amorce de la constitution des *ensembles Aquitain* et *Rhodanien-Est-Gardois* [cf. carte 22]. Sur les 42 unités PVS mises en activité dans ce cadre, cinq se sont concentrées dans l'*ensemble Durancien*, cinq dans l'*ensemble Rhodanien-Est-Gardois*, quatre dans l'*ensemble Aquitain*, trois dans l'*ensemble Languedocien* et trois dans l'ensemble *Ouest-Varois*. Plus de la moitié des capacités installées dans le cadre de la *territorialisation normalisée* concernent des communes appartenant à un des cinq ensembles territoriaux PVS.



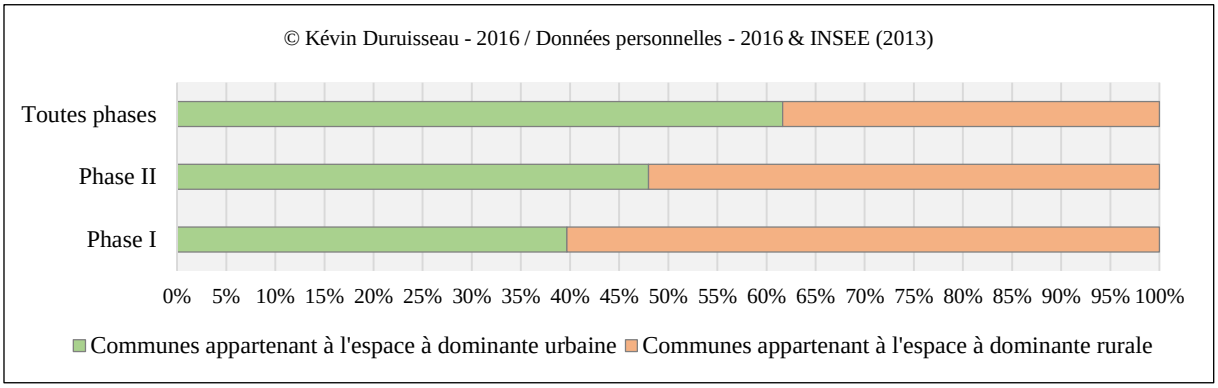
Carte 22 – Les capacités PVS installées sur le territoire d'étude à la fin de la *territorialisation normalisée*

Les *ensembles Aquitain* – autour de Mios (Gironde), de Losse (Landes) et de Pompogne (Lot-et-Garonne) [cf. photo 26] – *Rhodanien-Est-Gardois* – entre Beaucaire (Gard) et le Pouzin (Ardèche) – amorcent leur constitution. Sur les 29 communes d'implantation que compte l'*ensemble Aquitain* en 2015, dix possédaient au moins une unité PVS en activité à la fin de

cette deuxième phase de territorialisation PVS. Sur les 23 communes d'implantation que compte l'*ensemble Rhodanien-Est-Gardois* en 2015, huit possédaient déjà au moins une unité PVS en activité à la fin de cette même phase. L'émergence de l'*ensemble Rhodanien-Est-Gardois* correspond à une progression lente et régulière du déploiement spatial PVS dans cette zone de développement privilégiée. Malgré la mise en place d'un régime réglementaire national d'encadrement défavorable au déploiement spatial PVS sur des *parcelles sylvicoles*, le précédent créé par la mise en activité des huit unités PVS de Losse (Landes) sur des *parcelles sylvicoles* et l'absence d'une interdiction explicite au recours à ce type parcelles dans le document-cadre PV/PVS régional appliqué dans tous les départements aquitains ont permis à l'*ensemble territorial Aquitain* de continuer à tirer profit de son potentiel foncier sylvicole en permettant ainsi son émergence.

2- Les territoires du déploiement spatial PVS dans le cadre de la territorialisation normalisée : un fait rural et naturel.

Les 42 unités PVS mises en activité sur le territoire d'étude dans le cadre de la *territorialisation normalisée* sont réparties sur 34 communes. Sur ces 34 communes, 15 appartiennent à un espace à dominante urbaine (« communes urbaines ») et 19 appartiennent à un espace à dominante rurale (« communes rurales »). Les « communes rurales » ont concentré 52 % des capacités installées dans le cadre de cette deuxième phase contre 48 % pour les « communes urbaines »[316]. Cette répartition diffère de la répartition des capacités PVS installées observée toutes phases confondues, les « communes urbaines » en concentrant dans ce cas la majorité [cf. graphique 51]. Comparé à la première phase de territorialisation PVS, le fait rural connaît une régression importante de -8,7 points.

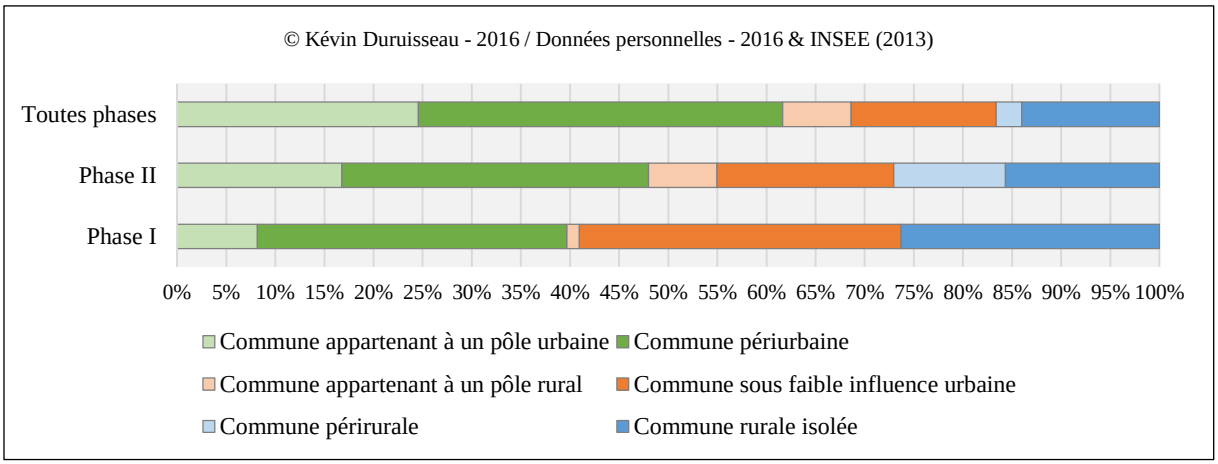


Graphique 51 – Répartition, entre « commune urbaine » et « commune rurale » du territoire d'étude, des capacités PVS installées dans le cadre de la *territorialisation anarchique*, de la *territorialisation normalisée* et toutes phases confondues (en %)

Les *communes périurbaines* (9 communes), les *communes sous faible influence urbaine* (6 communes), les *communes appartenant à un pôle urbain* (5 communes) et les *communes*

[316] Les « communes rurales » ont concentré 112 MWc dans le cadre de la *territorialisation normalisée* contre 104 pour les « communes urbaines ».

rurales isolées (10 communes) concentraient plus de 81,7 % des capacités PVS installées dans le cadre de la territorialisation normalisée[317] [cf. graphique 52]. La place notable prise par les « communes rurales » de type *commune périrurale* est caractéristique de cette deuxième phase de territorialisation PVS dans les territoires du sud de la France. La place importante prise par les « communes urbaines » de type *commune appartenant à un pôle urbain* se confirmera et s'affirmera dans la troisième et dernière phase de territorialisation PVS.

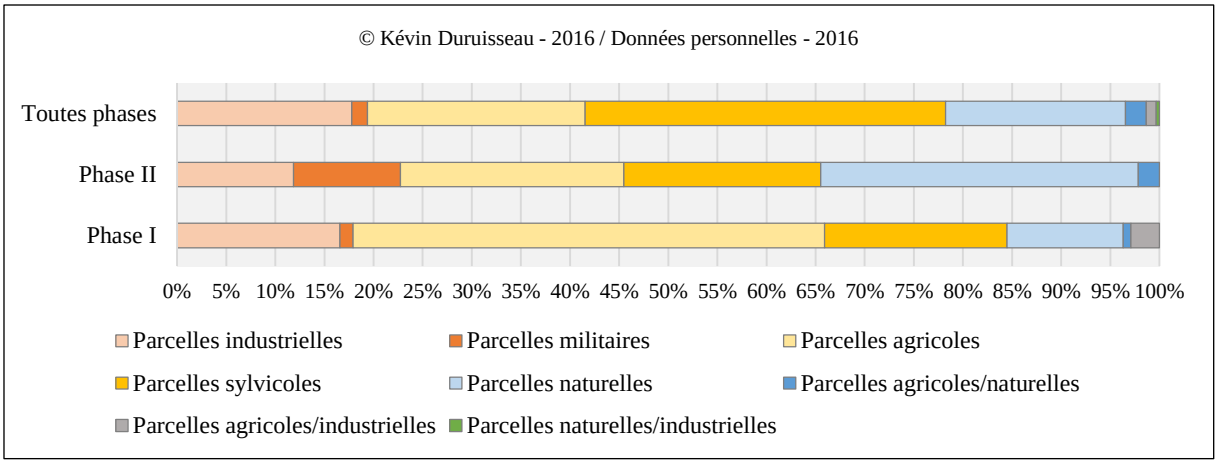


Graphique 52 – Répartition, entre les six types de communes du territoire d'étude, des capacités PVS installées dans le cadre de la *territorialisation anarchique*, de la *territorialisation normalisée* et toutes phases confondues (en %)

La territorialisation régulée sur le territoire d'étude s'est traduite par un inégal déploiement spatial PVS sur les huit types de parcelles précédemment identifiés[318] [cf. graphique 53]. La substitution des *parcelles naturelles* aux *parcelles agricoles* constitue le fait marquant de cette deuxième phase, les premières concentrant 32,3 % des capacités installées contre 22,7 % pour les secondes. La mise en place d'un régime réglementaire national d'encadrement du déploiement spatial PVS visait à la protection des *parcelles agricoles* et plus largement à la réorientation du processus de diffusion spatiale PVS vers des *parcelles artificialisées et dégradées*. L'évolution observée montre que le premier objectif est en cours de réalisation, l'utilisation des *parcelles agricoles* ayant été divisée par deux comparée à la *territorialisation anarchique*. Cependant, cette réalisation ne s'accompagne pas de la réalisation du second objectif des pouvoirs publics, les *parcelles naturelles* et *sylvicoles* ayant été massivement investies par les porteurs de projets. Le régime réglementaire national d'encadrement et les documents-cadres PV/PVS locaux et régionaux ont donc de réels effets spatiaux sur la nature du déploiement spatial PVS mais peinent à le réorienter réellement vers des *parcelles industrielles* et *militaires*.

[317] Les *communes périurbaines* ont concentré 67 MWc dans le cadre de la *territorialisation normalisée* contre 39 pour les *communes sous faible influence urbaine*, 36 pour les *communes appartenant à un pôle urbain*, 34 pour les *communes rurales isolées*, 25 pour les *communes périrurales* et 15 pour les *communes appartenant à un pôle rural*.

[318] Les *parcelles naturelles* ont concentré 70 MWc dans le cadre de la *territorialisation normalisée* contre 49 pour les *parcelles agricoles*, 43 pour les *parcelles sylvicoles*, 26 pour les *parcelles industrielles*, 24 pour les *parcelles militaires* et 5 pour les *parcelles agricoles/naturelles*.



Graphique 53 – Répartition, entre les huit types de parcelles du territoire d'étude, des capacités PVS installées dans le cadre de la *territorialisation anarchique*, de la *territorialisation normalisée* et toutes phases confondues (en %)

III- La troisième phase de territorialisation PVS [2011-2015] : une territorialisation bimodale.

Le décret du 19 novembre 2009, renforcé par la circulaire du 18 décembre 2009, avait constitué un premier tournant dans la régulation du déploiement spatial PVS et sa reprise en main par l'État central. L'arrêté du 4 mars 2011[319] a marqué un second tournant et la confirmation de ces deux processus. La mise en place d'un système national d'appel d'offres PV/PVS, dans lequel le ministre en charge de l'énergie sélectionne les projets, renforce la place de l'État central dans la régulation du déploiement spatial PVS en France. L'instauration de ce système national d'appel d'offres n'a cependant pas mis fin au régime financier d'encadrement précédent basé sur un système de tarifs de rachat et laisse cohabiter deux processus de territorialisation au sein de cette troisième phase qualifiée de *territorialisation bimodale* : la *territorialisation amoindrie* concernée par le système national d'appel d'offres et la *territorialisation régulée* concernée par le système des tarifs de rachat et s'inscrivant en continuité sur le plan des régimes réglementaire et financier de la *territorialisation normalisée* (A). La mise en place du système national d'appel d'offres PV/PVS, mécanisme de régulation étatique le plus fort à ce jour, ne parvient cependant pas à réorienter complètement le déploiement spatial PVS vers des *parcelles artificialisées et dégradées* (B).

A- L'encadrement du déploiement spatial PVS entre 2011 et 2015 : le retour de l'État central.

1- La mise en place du système national d'appel d'offres : une régulation par le haut du déploiement spatial PVS.

[319] Arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000.

L'arrêté du 4 mars 2011 a constitué la réponse des pouvoirs publics français à l'effet d'aubaine introduit par l'arrêté du 10 juillet 2006 ayant conduit à un emballement général de la filière PV. Des niveaux de tarifs de rachat trop élevés, n'ayant pas tenu compte de la baisse des prix des modules, et la quasi-absence d'un régime réglementaire national d'encadrement du déploiement spatial PVS ont entraîné la formation d'une bulle spéculative. La formation de cette bulle laissait alors craindre un emballement des charges financières du développement PV/PVS pesant sur la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), financée par les consommateurs. Le décret du 19 novembre 2009 et la circulaire du 18 décembre 2009 – qui mettent en place un régime réglementaire national d'encadrement du déploiement spatial PVS – combinés aux arrêtés du 12 janvier 2010[320] et du 31 août 2010[321] – qui instaurent une baisse des tarifs de rachat PV/PVS – n'ont cependant pas permis d'enrayer aussi rapidement que souhaité l'extension de cette bulle spéculative (Debourdeau, 2011). Face à cette situation, les pouvoirs publics ont fait le choix radical, avec le décret du 9 décembre 2010[322], d'une suspension de trois mois de l'obligation d'achat. Cette décision a ouvert la période dite du moratoire photovoltaïque. Le recours à ce moratoire trahit l'échec partiel des politiques publiques PV/PVS françaises dont la réussite dépendait de multiples facteurs sociotechniques mal intégrés (Ellis *et alii*, 2007 ; Herrero Luque, 2015). Cette réussite dépendait, plus particulièrement de facteurs tels que l'existence d'une ressource solaire suffisante sur les territoires, la prise en compte de l'acceptabilité sociale, l'émergence d'une planification territoriale ou encore l'élaboration de mécanismes de soutien économique adaptés aux réalités du marché (Wolsink, 2007 ; Toke *et alii*, 2008). Cet échec partiel résulte de l'imperfection des mécanismes de soutien financier et de carences en matière de planification territoriale.

La fin du moratoire photovoltaïque, avec l'arrêté du 4 mars 2011, débouche sur l'instauration d'un nouveau régime de soutien financier au déploiement spatial PVS : la mise en place du système national d'appel d'offres PV/PVS (toitures industrielles, ombrières de parking et sol). Ce système est associé à des quotas annuels traduisant les objectifs fixés par la Programmation Pluriannuelle des Investissement (PPI) (2009-2020). Dès le décret du 10 mai 2001[323], instaurant le mécanisme de l'obligation d'achat pour l'électricité d'origine PV, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) avait formulé le vœu auprès des pouvoirs publics de favoriser un déploiement spatial PV/PVS via un système national des appel d'offres et non par un système de tarifs de rachat jugé incapable de concilier maîtrise des charges financières et contrôle des capacités installées annuellement. Au contraire, un système national d'appel d'offre permet « *de fixer ex ante la quantité d'énergie renouvelable bénéficiant du*

[320] Arrêté du 12 janvier 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.
[321] Arrêté du 31 août 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil et abrogeant l'arrêté tarifaire du 12 janvier 2010.
[322] Décret n°2010-1510 du 9 décembre 2010 suspendant l'obligation d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil.
[323] Décret n°2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat.

soutien public. Sous cette contrainte globale, les projets sont sélectionnés notamment en fonction du prix d'achat proposé par les candidats. Le tarif d'achat correspond à celui proposé par le candidat dans son offre. La procédure d'appels d'offres permet [ainsi] *de maîtriser la production d'énergie renouvelable qui bénéficie du soutien public* »[324].

Depuis l'arrêté du 4 mars 2011, trois appels d'offres successifs, portant sur le développement d'installations PV/PVS aux capacités installées supérieures à 0,249 MWc, ont été organisés par la CRE sous l'égide du Ministre en charge de l'Énergie. Conformément aux décrets du 4 décembre 2002[325] et du 28 juin 2011[326], la CRE « *rédige le projet de cahier des charges, analyse les offres reçues, soumet au Gouvernement un classement des offres et donne un avis* […] *sur le choix des candidats par les pouvoirs publics* »[327]. Le premier appel d'offres a été lancé en septembre 2011 et les lauréats ont été désignés le 26 juillet 2012. Le deuxième appel d'offres a été lancé en mars 2013 et les lauréats ont été désignés le 28 mars 2014. Le troisième appel d'offres a été lancé en novembre 2014 et les lauréats ont été désignés le 4 décembre 2015. Si ces trois appels d'offres appelaient à la réalisation d'un objectif cible, les trois cahiers des charges précisent néanmoins que « *la dernière offre retenue, ou les dernières en cas de candidats ex-aequo, pourra conduire au dépassement de la puissance appelée dans chacune des sous-familles. Inversement, les dossiers de candidatures retenus par le gouvernement pourront représenter moins que la puissance totale recherchée* »[328]. Le système national d'appel d'offres avait déjà été utilisé par les pouvoirs publics dans le cadre des 50 mesures du « Plan de développement des énergies renouvelables » (2009) élaboré suite au Grenelle de l'environnement. Il visait alors la construction d'une unité PVS dans toutes les régions françaises à l'horizon 2011 pour une capacité installée cumulée de 300 MWc. Cet appel d'offres était conforme à l'article 8 de la loi du 10 février 2000[329] qui permet au pouvoir public de lancer ce type de procédure en cas de non atteinte des objectifs fixés dans la PPI (2009-2020). Pour ces trois appels d'offres successifs, la justification de l'utilisation de cette procédure diffère : il ne s'agit plus d'encourager les porteurs de projets à développer des unités PVS pour répondre à un retard de développement mais au contraire de limiter ce développement devant le risque de dépassement des objectifs fixés par la PPI (2009-2020) [cf. tableau 26].

[324] Commission de Régulation de l'Énergie – Présentation du système des appels d'offres [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 sur http://www.cre.fr/operateurs/producteurs/appels-d-offres
[325] Décret n°2002-1434 du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité.
[326] Décret n°2011-757 du 28 juin 2011 modifiant le décret du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité.
[327] Commission de Régulation de l'Énergie – Présentation du système des appels d'offres [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 sur http://www.cre.fr/operateurs/producteurs/appels-d-offres
[328] Commission de Régulation de l'Énergie (2011). Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kWc [en ligne], consulté le 10 septembre 2016.
Disponible sur http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres/(type)/Electricit%C3%A9/(annee)/2011
[329] Loi n°2000-108 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

	Familles	Sous-familles	Objectifs S-F	Objectifs F
Appel d'offres n°1	Famille n°1 Installations sur bâtiments	Sous-famille n°1 Exploitation de centrales photovoltaïques sur bâtiments	50 MWc	50 MWc
	Famille n°2 Installations au sol utilisant des technologies innovantes	Sous-famille n°2 Exploitation de centrales solaires thermodynamiques au sol	37,5 MWc	237,5 MWc
		Sous-famille n°3 Exploitation de centrales solaires au sol utilisant en totalité ou pour partie la technologie du photovoltaïque à concentration	50 MWc	
		Sous-famille n°4 Exploitation de centrales solaires PVS équipées de dispositifs permettant le suivi de la course du soleil sur au moins un axe	100 MWc	
		Sous-famille n°5 Exploitation en Corse ou dans les DOM de centrales solaires au sol ou sur bâtiments intégrant des dispositifs de stockage de l'énergie produite	50 MWc	
	Famille n°3 Installations au sol utilisant des technologies mâtures	Sous-famille n°6 Exploitation de centrales solaires PVS ou d'installations photovoltaïques visant à recouvrir tout ou en partie d'une aire de stationnement	125 MWc	162,5 MWc
		Sous-famille n°7 Exploitation de centrales solaires PVS ou d'installations photovoltaïques visant à recouvrir tout ou partie d'une aire de stationnement	37,5 MWc	
Appel d'offres n°2	Famille n°1 Installations au sol utilisant des technologies innovantes	Sous-famille n°1a Exploitation de centrales solaires au sol utilisant en totalité la technologie du photovoltaïque à concentration	20 MWc	200 MWc
		Sous-famille n°1b Exploitation de centrales solaires au sol utilisant au moins 50 % de photovoltaïque à concentration	80 MWc	
		Sous-famille n°2 Exploitation de centrales solaires PVS équipées de dispositifs permettant le suivi de la course du soleil	100 MWc	
	Famille n°2 Installations sur bâtiments utilisant des technologies mâtures	Sous-famille n°3 Exploitation d'installations solaires photovoltaïques visant à recouvrir tout ou partie d'une aire de stationnement	60 MWc	200 MWc
		Sous-famille n°4 Exploitation d'installations solaires photovoltaïques sur bâtiment	100 MWc	
		Sous-famille n°5 Exploitation d'installations solaires photovoltaïques sur bâtiment	40 MWc	
Appel d'offres n°3	Famille n°1 Installations sur bâtiments	Sous-famille n°1a Exploitation d'installations sur bâtiment respectant les critères d'intégration simplifiée au bâti (ISB)	100 MWc	150 MWc
		Sous-famille n°1b Exploitation d'installations sur bâtiment en surimposition	50 MWc	
	Famille n°2 Installations au sol	Sous-famille n°2a Exploitation d'installations au sol de puissance crête inférieure ou égale à 5 MWc	75 MWc	200 MWc
		Sous-famille n°2b Exploitation d'installations au sol de puissance crête supérieure à 5 MWc et inférieure ou égale à 12 MWc	125 MWc	
	Famille n°3 Installations sur ombrières de parking de puissance crête inférieure à 4,5 MWc		50 MWc	50 MWc

© Kévin Duruisseau – 2016 / CRE (2011) & CRE (2013) & CRE (2014)

Tableau 26 – Les familles et les sous-familles des trois cahiers des charges des appels d'offres PV/PVS

Le premier appel d'offres (septembre 2011) portait sur la réalisation de l'objectif cible de 450 MWc de capacités installées, ventilé en trois familles et en sept sous-familles[330]. La première famille concernait les installations sur bâtiments pour une capacité installée de 50 MWc et comprenait la sous-famille n°1. La deuxième famille concernait les installations au sol utilisant des technologies innovantes pour une capacité installée de 237,5 MWc et comprenait

[330] Commission de Régulation de l'Énergie (2011). Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kWc [en ligne], consulté le 10 septembre 2016.
Disponible sur http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres/(type)/Electricit%C3%A9/(annee)/2011

les sous-familles n°2-3-4-5. La troisième famille concernait les installations au sol utilisant des technologies matures pour une capacité installée de 162,5 MWc et comprenait les sous-familles n°6-7. Notre recherche s'est plus particulièrement intéressée aux sous-familles n°3-4-6-7. Chacune de ces quatre sous-familles était soumise à des dispositions particulières sur le plan urbanistique. Les porteurs de projets candidatant aux sous-familles n°3-4 devaient fournir la copie de la demande d'autorisation d'urbanisme au moment de la candidature quand les porteurs de projets candidatant aux sous-familles n°6-7 devaient fournir la copie de l'autorisation d'urbanisme c'est-à-dire le permis de construire. Chacune de ces quatre sous-familles était également soumise à des dispositions particulières sur le plan technique. Les porteurs de projets candidatant à la sous-famille n°3 devaient présenter des projets comportant au moins 30 % de technologies à concentration. Les porteurs de projets candidatant à la sous-famille n°4 devaient présenter des projets comportant nécessairement un système de trackers [cf. photos 27 & 28 & 29]. Les porteurs de projets candidatant aux sous-familles n°6-7 devaient présenter des projets aux capacités installées nécessairement inférieures à 4,5 MWc et supérieures à 0,249 MWc.

© Kévin Duruisseau – 2014

Photos 27 & 28 – La CPVS [3] de Garein (Landes), exploitée par NEOEN, utilise un dispositif de suivi de la course du soleil (trackers solaires) à un axe de l'entreprise girondine EXOSUN

Le deuxième appel d'offres (mars 2013) portait sur la réalisation de l'objectif cible de 400 MWc de capacités installées, ventilé en deux familles et en six sous-familles[331]. La première famille concernait les installations au sol utilisant des technologies innovantes pour une capacité installée de 200 MWc et comprenait les sous-familles n°1a-1b-2. La deuxième famille concernait les installations sur bâtiments utilisant des technologies matures pour une capacité installée de 200 MWc et comprenait les sous-familles n°3-4-5. Comparé au premier appel d'offres, les installations au sol utilisant des technologies matures n'ont plus vocation à intégrer le processus. Notre recherche s'est plus particulièrement intéressée aux sous-familles n°1a-1b-2. Chacune de ces trois sous-familles était soumise à des dispositions sur le plan

[331] Commission de Régulation de l'Énergie (2013). Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kWc [en ligne], consulté le 10 septembre 2016.
Disponible sur http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres/(annee)/2013

urbanistique. Les porteurs de projets candidatant à ces trois sous-familles devaient fournir la copie de la demande d'autorisation d'urbanisme au moment de la candidature. Chacune de ces trois sous-familles était également soumise à dispositions particulières sur le plan technique. Les porteurs de projets candidatant à la sous-famille n°1a devaient présenter des projets comportant 100 % de technologies à concentration. Les porteurs de projets candidatant à la sous-famille n°1b devaient présenter des projets comportant au moins 50 % de technologies à concentration. Les porteurs de projets candidatant à la sous-famille n°2 devaient présenter des projets comportant nécessairement un système de trackers et aucune technologie à concentration. Les porteurs de projets candidatant à ces trois sous-familles devaient nécessairement présenter des projets dont les capacités installées étaient comprises entre 0,25 et 12 MWc.

© Kévin Duruisseau – 2014

Photo 29 – La CPVS de Losse (Landes), exploitée par EDF EN, utilise un dispositif de suivi de la course du soleil (trackers solaires) à deux axes de l'entreprise girondine EXOSUN

Le troisième appel d'offres (novembre 2014) portait sur la réalisation de l'objectif cible initial de 400 MWc de capacités installées, ventilé en trois familles et en quatre sous-familles. Conformément à la loi du 17 août 2015[332], l'objectif cible a été relevé à 800 MWc[333]. La première famille concernait les installations sur bâtiments pour une capacité installée de 150 MWc et comprenait les sous-familles 1a-1b. La deuxième famille concernait les installations au sol pour une capacité installée de 200 MWc et comprenait les sous-familles 2a-2b. La troisième famille concernait les installations sur ombrières de parking de puissance crête inférieure à 4,5 MWc pour une capacité installée de 50 MWc. Notre recherche s'est plus

[332] Loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

[333] Commission de Régulation de l'Énergie (2014). Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kWc [en ligne], consulté le 10 septembre 2016.
Disponible sur http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres/(annee)/2014

particulièrement intéressée aux sous-familles n°2a-2b. Chacune de ces deux sous-familles était soumise à des dispositions particulières sur le plan urbanistique. Les porteurs de projets candidatant à ces deux sous-familles devaient fournir la copie de l'autorisation d'urbanisme ou, à titre dérogatoire, la copie de la demande de l'autorisation d'urbanisme. Chacune de ces deux sous-familles était également soumise à des dispositions particulières sur le plan technique. Les porteurs de projets candidatant à la sous-famille n°2a devaient nécessairement présenter des projets dont les capacités installées étaient comprises entre 0,25 et 5 MWc alors que les porteurs de projets candidatant à la sous-famille n°2b devaient nécessairement présenter des projets dont les capacités installées étaient comprises entre 5 et 12 MWc. Les porteurs de projets candidatant à ces deux sous-familles pouvaient présenter des projets utilisant une ou des technologies de leur choix.

L'analyse de ces trois appels d'offres successifs révèle des évolutions importantes en termes d'objectifs poursuivis par les pouvoirs publics et de critères retenus pour l'évaluation des projets présentés : le premier appelait à un développement équilibré entre capacités utilisant des technologies matures et capacités utilisant des technologies innovantes ; le deuxième appelait à un développement exclusif de capacités utilisant des technologies innovantes ; et le troisième appelait à un développement de capacités sans discriminer les technologies mises en œuvre par les porteurs de projets. Ces changements successifs ont souvent été critiqués lors des entretiens menés auprès des développeurs et des opérateurs-exploitants du fait du manque de visibilité offerte par chaque appel d'offre, empêchant par la même un processus d'apprentissage plus important pour ces acteurs. Ces changements apparaissent également comme un frein au processus de « recyclage » des projets ayant échoué à un appel d'offre précédent. Le fait de favoriser des technologies PV émergentes – trackers solaires, solaire à concentration – peut également apparaître contradictoire avec les motivations qui avaient conduit les pouvoirs publics à instaurer le système national d'appel d'offres PV/PVS. En effet, le recours à des technologies PV émergentes conduit les porteurs de projets à proposer des prix de rachat de l'électricité produite plus importants, incompatible avec la maîtrise de la CSPE souhaitée. Cette injonction paradoxale révèle la volonté des pouvoirs publics français de ne pas perturber la possible constitution d'une filière PV nationale orientée vers la valorisation de technologies solaires émergentes.

Les critères d'évaluation des projets ont aussi connu des évolutions importantes qui révèlent l'évolution de la position des pouvoirs publics vis-à-vis du déploiement spatial PVS en France métropolitaine [cf. tableau 26]. Dans le premier appel d'offres, les projets présentés étaient notés sur 30 points, ventilés suivant quatre critères principaux : le prix (12/30), l'évaluation des impacts environnementaux, des risques industriels et de l'impact carbone (5-6/30), la faisabilité et le délai de réalisation (5-6/30) et la contribution à la recherche et au développement (8-6/30). Dans le deuxième appel d'offres, les projets présentés étaient également notés sur 30 points, ventilés suivant trois critères principaux : le prix (12/30),

l'évaluation des impacts environnementaux (10/30) et la contribution à la recherche et au développement (8/30). Dans le troisième appel d'offres, les projets présentés étaient notés sur 100 points, ventilés suivant quatre critères principaux : le prix (46/100), l'impact environnemental (40/100), la contribution à l'innovation (10/100) et un bonus autorisation d'urbanisme et certificat d'urbanisme (4/100).

	Appel d'offres [1]	Appel d'offres [2]	Appel d'offres [3]
Prix	12	12	46
Impact environnemental	5-6	10	40
dont réhabilitation et valorisation du site			10
dont intégration de l'installation dans son environnement			10
dont évaluation carbone simplifiée			20
Contribution à la recherche et au développement	8-6	8	
Contribution à l'innovation			10
Faisabilité et délai de réalisation	5-6		
Bonus autorisation d'urbanisme et certificat d'urbanisme			4
Ensemble	**30**	**30**	**100**

© Kévin Duruisseau – 2016 / CRE (2011) & CRE (2013) & CRE (2014)

Tableau 27 – Évolution des critères d'évaluation des projets PVS dans les trois appels d'offres PV/PVS

L'analyse des critères d'évaluation des projets PVS dans les trois appels d'offres successifs montre une revalorisation continue de l'impact environnement dans le barème de notation. Alors qu'il ne comptait que pour 20 % de la note dans le premier appel d'offres, ce critère atteint le niveau de 40 % dans le troisième appel d'offres. Cette revalorisation s'accompagne dans le troisième et dernier appel d'offres d'un renforcement des conditions restrictives de déploiement spatial PVS sur des parcelles agricoles et d'une incitation forte à son orientation vers des *parcelles artificialisées et dégradées*. Il renforce également la lutte contre le mitage d'infrastructure PVS dans les territoires en favorisant la réalisation de projets situés à proximité d'unités PVS ou EnR existantes. Notre recherche n'ayant pu prendre en compte que les projets PVS en activité issus des deux premiers appels d'offres, seuls leurs effets territoriaux ont pu être analysés.

La sélection d'un projet PVS par le Ministre en charge de l'Énergie, après évaluation de la CRE, dans le cadre du système national d'appel d'offres ne conduit pas automatiquement à sa réalisation. Les projets sélectionnés restent soumis au même régime réglementaire national d'encadrement du déploiement spatial PVS que celui mis en place dans le cadre de la « territorialisation normalisée ». Tout projet PVS demeure soumis à permis de construire, étude d'impact et enquête publique. La modification du régime financier d'encadrement, par l'introduction d'un système national d'appel d'offres PV/PVS, dans lequel l'État central joue un rôle clé, marque l'émergence d'une *territorialisation amoindrie* du déploiement spatial PVS en France. À cette *territorialisation amoindrie*, premier versant de la *territorialisation bimodale*, correspond le second versant que constitue la *territorialisation régulée*.

Malgré le souhait des pouvoirs publics français, et en particulier de la CRE, de mettre fin au système de tarifs de rachat au cours du moratoire photovoltaïque, l'arrêté du 4 mars 2011 a maintenu ce système. Les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité PVS – appelés T5 –, fixés à 12 c€/kWh et révisés trimestriellement en fonction de l'évolution du prix des modules PV, sont cependant très inférieurs à ceux « d'avant moratoire » [334]. La fixation du prix à un niveau très bas permet aux pouvoirs publics français une meilleure régulation du déploiement spatial PVS sur le plan financier, ce prix très bas permettant de juguler la forte hausse des charges PV pesant sur la CSPE. Les pouvoirs publics pensaient également orienter, par cette baisse très importante, les porteurs de projets vers le système national d'appel d'offres jugé comme le meilleure moyen, pour l'État central, de contrôler les volumes annuels de mises en activité. Cette volonté de réorienter les porteurs de projets vers le système national d'appel d'offres ne s'est pas concrétisée, plus des trois quarts des capacités PVS installées ayant finalement eu recours au système de tarifs de rachat T5.

La *territorialisation bimodale* se caractérise par des réajustements du régime réglementaire national d'encadrement du déploiement spatial PVS. Au titre du Droit de l'Électricité, l'arrêté du 4 mars 2011 fixe une condition supplémentaire aux opérateurs-exploitants pour bénéficier de l'obligation d'achat : à la limite de puissance fixée à 12 MWc – conformément au décret du 6 décembre 2000[335] – s'ajoute une contrainte sur la distance séparant deux exploitations qui ne doit pas excéder 500 mètres, visant à la réduction du mitage territorial. Le décret du 14 décembre 2011[336] modifie le régime de déclaration d'exploiter, accordant une autorisation d'office aux unités PVS présentant une capacité comprise entre 0 et 12 MWc. L'arrêté du 7 janvier 2013[337], aboli par l'arrêté du 25 avril 2014[338], introduit une majoration des tarifs de rachat PVS, comprise entre 5 et 10 %, pour les infrastructures utilisant des modules PV européens. Au titre du Droit de l'Urbanisme et du Droit de l'Environnement, les processus d'étude d'impact[339] et d'enquête publique[340] connaissent avec les décrets du 29 décembre 2011 des réajustements en termes d'instruction. En introduisant le système dit de compléments de rémunération en remplacement du système des tarifs de rachat, l'article 104 de la loi TECV du 17 août 2015 met fin à la *territorialisation bimodale* telle que définie précédemment. Subsiste avec le maintien du système national d'appel d'offres son versant *territorialisation amoindrie* auquel s'ajoute un possible recours au marché de gros de

[334] Arrêté du 31 août 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil et abrogeant l'arrêté tarifaire du 12 janvier 2010.
[335] Décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000 fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité.
[336] Décret n°2011-1893 du 14 décembre 2011 modifiant le décret n°2000-877 du 7 septembre 2000 relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité.
[337] Arrêté du 7 janvier 2013 portant majoration des tarifs.
[338] Arrêté du 25 avril 2014 portant diverses dispositions relatives aux installations utilisant l'énergie radiative du soleil pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité.
[339] Décret n°2011-2019 portant réforme des études d'impact des projets de travaux, d'ouvrages ou d'aménagements.
[340] Décret n°2011-2018 portant réforme de l'enquête publique relative aux opérations susceptibles d'affecter l'environnement.

l'électricité ou à l'autoconsommation, ces deux derniers éléments étant susceptibles de faire émerger une forme de territorialisation PVS renforcée. L'impact de ce nouveau régime financier d'encadrement du déploiement spatiale PVS mis en place au 1er janvier 2016 n'est pas encore observable.

2- Le mille-feuille des documents-cadres PV/PVS locaux et régionaux : une bulle réglementaire ?

Le système national d'appel d'offres, introduit par l'arrêté du 4 mars 2011, et le maintien du système des tarifs de rachat PVS ne se sont pas accompagné d'une modification du régime réglementaire national d'encadrement du déploiement spatial PVS. Alors que l'introduction du régime réglementaire national associée à la *territorialisation normalisée* s'était traduite par une poursuite de l'émergence de documents-cadres PV/PVS locaux et régionaux au sein des préfectures et des services instructeurs déconcentrés de l'État dans les départements et les régions, des CAD, des DRAAF et de l'ADEME, encouragée par l'État central, l'évolution du régime financier associée à la *territorialisation bimodale* a vu le tarissement de ce phénomène. Malgré tout, l'ensemble des documents-cadres PV/PVS, non-réglementaires, en vigueur sur le territoire d'étude fait apparaître un mille-feuille s'apparentant à des bulles réglementaires locales aux effets territoriaux et à l'efficacité discutables.

L'élaboration de documents-cadres PV/PVS par les préfectures des régions Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes ainsi que par les services instructeurs déconcentrés de l'État régionaux qui a accompagné les deux premières phases de territorialisation PVS n'a abouti que partiellement à leur substitution aux documents-cadres en vigueur dans les départements.

En Aquitaine, le document-cadre PV/PVS régional a été adopté par l'ensemble des préfectures et services instructeurs déconcentrés départementaux. Dans les Landes, il s'est substitué au document-cadre départemental élaboré 2009. Cependant, la préfecture et les services instructeurs déconcentrés girondins n'utilisent plus le document-cadre régional depuis 2015, pré-instruisant et instruisant les projets PVS au cas par cas[341].

En Languedoc-Roussillon, le document-cadre PV/PVS régional ne s'est pas systématiquement substitué aux positionnements et aux documents-cadres départementaux. La *territorialisation bimodale* s'est accompagnée d'une mise à jour des documents-cadres audois et héraultais. Dans l'Aude, le document-cadre départemental[342], mis à jour en 2013, s'est mué en un document de recommandations visant à une meilleure prise en compte des enjeux paysagers. Ce glissement semble logique car le préfet de département souhaitait à l'origine

[341] Entretien mené auprès de la responsable du service environnement de la DDTM-Gironde, 24 juin 2015.
[342] DDTM de l'Aude (2013). Recommandations pour une réelle prise en compte du paysage dans l'élaboration des projets photovoltaïques, 20 p.

promouvoir un déploiement spatial d'unités PVS de faible capacité en cohérence avec les besoins électriques locaux. Il souhaitait que cette diffusion spatiale PVS s'accompagne également d'un effort de planification spatiale à l'échelle des EPCI à fiscalité propre par l'adoption ou la modification de leur SCoT. Ces acteurs territoriaux intercommunaux ont ainsi été invités à élaborer des schémas de développement PVS pour leur territoire. Dans l'Hérault, le document-cadre départemental[343], mis à jour en 2014, a clarifié la position de la préfecture et des services instructeurs déconcentrés héraultais afin de favoriser une diffusion spatiale PVS sur un territoire aux facteurs de localisation particulièrement favorables.

En Midi-Pyrénées, le document-cadre PV/PVS régional s'est substitué dans cinq des huit départements aux documents-cadres départementaux. Seuls les préfectures et les services instructeurs déconcentrés de l'Aveyron, de la Haute-Garonne et du Tarn-et-Garonne ont continué à utiliser leur propre document-cadre renforcé par les dispositions du document-cadre PV/PVS régional.

En PACA, le document-cadre PV/PVS régional ne s'est pas substitué aux documents-cadres départementaux. L'ensemble des préfectures et des services instructeurs déconcentrés départementaux de la région PACA ont conservé un document-cadre adapté à leurs enjeux territoriaux[344]. Cette situation tient au paradoxe suivant : malgré l'élaboration d'un document-cadre PV/PVS régional en 2012, le préfet de région a missionné le préfet des Alpes-de-Haute-Provence en 2010 afin que tous les départements de PACA adoptent un document-cadre PV/PVS et un pôle de compétences PV/PVS tenant compte de leurs spécificités territoriales, limitant ainsi l'utilité du document-cadre PV/PVS régional.

En Rhône-Alpes, le document-cadre PV/PVS régional s'est substitué au positionnement des préfectures et services instructeurs déconcentrés de l'Ardèche et de Savoie alors que les préfectures et les services instructeurs déconcentrés de la Drôme et de la Loire continuent d'utiliser un document-cadre commun.

À ce mille-feuille constitué par les documents-cadres PV/PVS des préfectures et des services instructeurs déconcentrés dans les départements et les régions viennent s'ajouter les positionnements et les documents-cadres PV/PVS de multiples autres acteurs territoriaux publics (CAD, PNR, ADEME, DGEC, Direction Générale de l'Aviation Civile (DGAC), Ministère de l'Agriculture et de la Pêche Ministère de l'Écologie, de l'Énergie du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire). Parmi ces acteurs territoriaux publics, les collectivités territoriales et les EPCI à fiscalité propre restent à ce jour en retrait dans la production de documents-cadres. Si plusieurs de ces acteurs territoriaux publics ont été

[343] DDTM de l'Hérault (2014). Guide photovoltaïque dans l'Hérault, 18 p.

[344] Les acteurs déconcentrés de l'État du département des Alpes-de-Haute-Provence ont adopté leur document-cadre PV/PVS en 2008 contre 2009 pour ceux du département du Var, 2010 pour ceux du département des Bouches-du-Rhône et du département des Hautes-Alpes et 2011 pour ceux du département des Alpes-Maritimes.

invités, par les préfectures et les services instructeurs déconcentrés départementaux, à participer à l'élaboration de documents-cadres PV/PVS, peu d'entre eux ont à ce jour élaboré ce type d'outil de régulation locale. Seuls les Conseils généraux de Gironde et du Var en ont élaboré un. L'exclusion du Conseil général du Var du processus d'élaboration du document-cadre et du pôle de compétences PV/PVS départementaux a conduit celui-ci à élaborer en 2014 son propre document-cadre EnR, accompagné d'un schéma de développement.

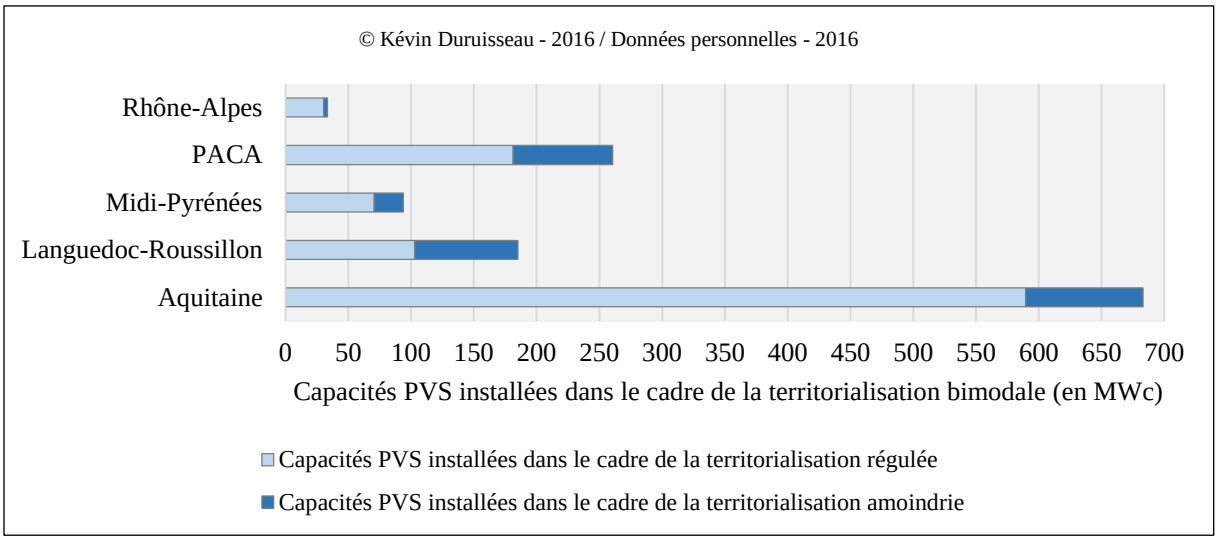
Ce mille-feuille de documents-cadres PV/PVS sur le territoire d'étude peut conduire à l'émergence d'éléments discriminants entre les départements d'une même région ou entre les régions. Un document-cadre conciliant avec un déploiement spatial PVS sur des parcelles agricoles constitue un facteur favorable au développement de capacités installées au détriment de départements possédant un document-cadre plus restrictif pour ce type de parcelles. Le fort déploiement spatial PVS dans les Alpes-de-Haute-Provence dans le cadre de la *territorialisation anarchique* peut s'expliquer ainsi par le caractère facilitateur du premier document-cadre départemental pour la diffusion spatiale PVS sur des parcelles agricoles de faibles valeurs agronomiques. Le relativement faible déploiement spatial PVS dans la région Midi-Pyrénées, toutes phases de territorialisation confondues, peut au contraire être en partie attribué au caractère très restrictif du document-cadre régional concernant les parcelles agricoles et les parcelles industrielles situées en zone d'activité. L'attitude des préfectures et des services instructeurs déconcentrés de l'État départementaux vis-à-vis du déploiement spatial PVS joue également un rôle important dans les dynamiques territoriales (Baggioni, 2015a). Cette attitude s'observe ainsi dans le positionnement de leur document-cadre PV/PVS concernant l'interprétation des lois Montagne et Littoral et constitue un autre facteur de différenciation spatiale important. « *Pour les* [DDT] *des Hautes-Alpes et du Var, les implantations de parcs* [PV] *ne constituent pas de l'urbanisation puisque ceux-ci ne sont pas pérennes et peuvent être démontés. De ce fait, leur implantation en discontinuité de l'urbanisation est admise sous réserve de ne pas être tenue par d'autres aspects réglementaires. De leur côté, les* [DDT] *du Vaucluse et des Alpes-de-Haute-Provence donnent une autre interprétation en préconisant la notion de continuité à l'urbanisation tout en donnant la possibilité de déroger à cette règle* » (Dubois et Thomann, 2012, p. 50).

B- Le déploiement spatial PVS dans le cadre de la territorialisation bimodale : les effets spatiaux du système national d'appel d'offres.

1- La géographie des unités PVS dans le cadre de la territorialisation bimodale : le renforcement des ensembles Aquitain et Rhodanien-Est-Gardois et la constitution de l'ensemble Ouest-Varois.

La troisième phase de territorialisation PVS s'est traduite par la mise en activité de 1 256 MWc, répartis entre 164 unités PVS, avec une capacité installée moyenne de 7,7 MWc/unité. Ces mises en activité représentent 66,9 % des capacités installées sur le territoire d'étude toutes

phases confondues. À la différence de la *territorialisation anarchique* et de la *territorialisation normalisée* qui avaient vu la région PACA dominer les mises en activité, c'est en région Aquitaine que le déploiement spatial PVS a été le plus intense, dans le cadre de la *territorialisation bimodale*, avec la mise en activité de 683 MWc – 54,4 % des capacités installées sur le territoire d'étude –, répartis entre 68 unités PVS d'une capacité installée moyenne de 10 MWc/unité. Dans un contexte de diffusion spatiale PVS très inégale d'une région à l'autre, les régions Aquitaine et PACA concentraient à elles deux 75,1 % des capacités installées dans le cadre de cette phase[345] [cf. graphique 54].



Graphique 54 – Les capacités PVS installées en Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes dans le cadre de la *territorialisation régulée* et de la *territorialisation amoindrie* (en MWc)

Sur les 1 256 MWc mis en activité dans le cadre de la *territorialisation bimodale*, 978 l'ont été dans le cadre la *territorialisation régulée* contre 278 dans le cadre de la *territorialisation amoindrie*. Le déséquilibre est intrinsèque à la territorialisation bimodale, la territorialisation amoindrie présentant des quotas annuels limitant les mises en activité dans son régime financier d'encadrement. Ce déséquilibre observé montre également que les opérateurs-exploitants ont continué à utiliser le système des tarifs de rachat malgré la forte baisse de ceux-ci avec l'arrêté du 4 mars 2011. Les économies d'échelle à faire pour garantir la rentabilité des unités PVS développées dans le cadre de la *territorialisation régulée* ont conduit à une augmentation marquée de la capacité installée moyenne des installations. C'est en région Aquitaine que le déploiement spatial PVS a été le plus intense, dans le cadre de la *territorialisation régulée*, avec la mise en activité de 496 MWc alors que c'est en région PACA que le déploiement spatiale PVS a été le plus intense, dans le cadre de la *territorialisation amoindrie*, avec la mise en activité de 71 MWc. Les possibilités foncières aquitaines permettant de construire des projets de taille suffisamment importante pour garantir leur rentabilité par le

[345] La région Aquitaine a concentré 683 MWc dans le cadre de la *territorialisation bimodale* contre 260 en PACA, 185 en Languedoc-Roussillon, 94 en Midi-Pyrénées et 33 en Rhône-Alpes.

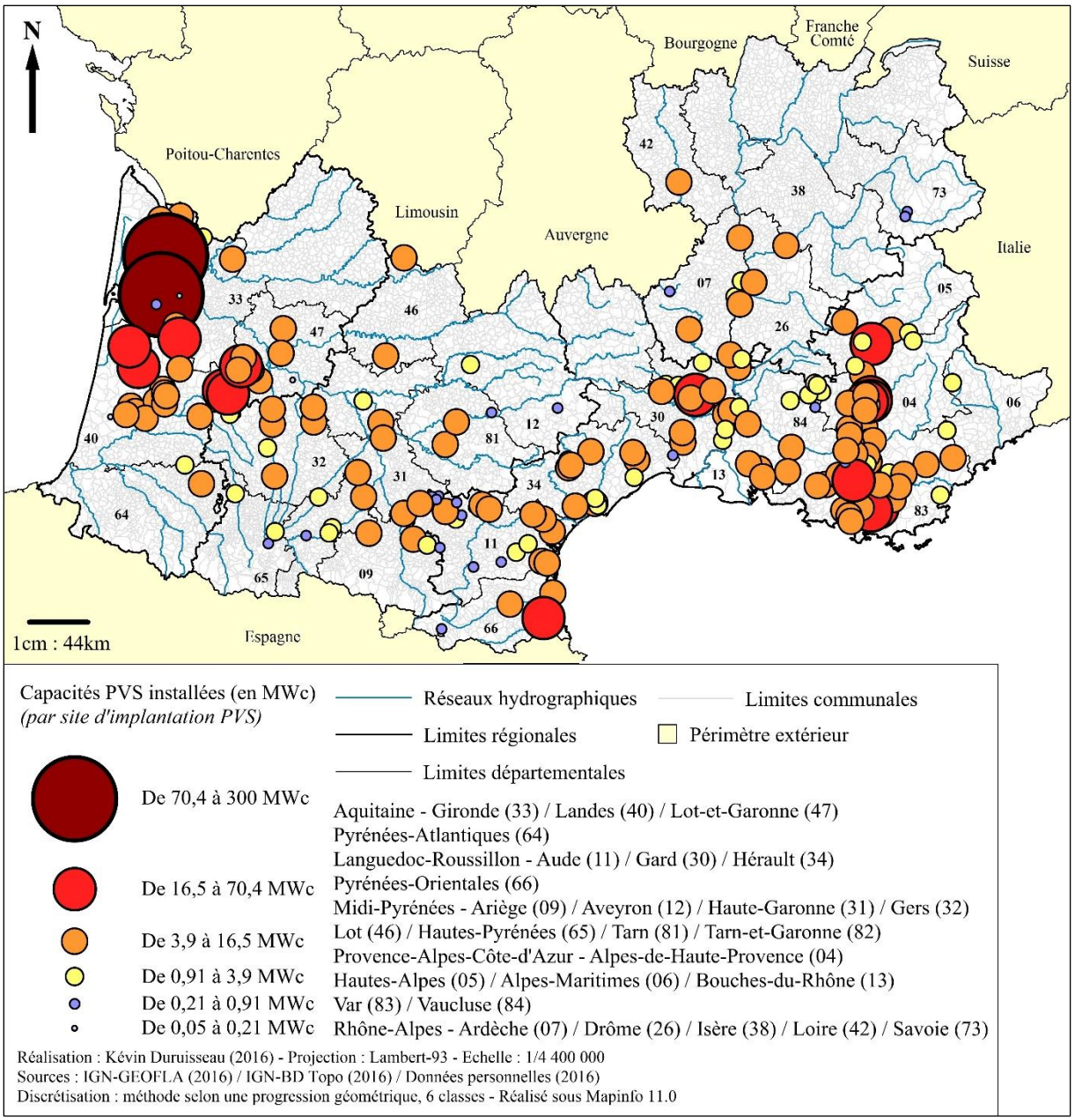
système des tarifs de rachat et de s'affranchir du système national d'appel d'offres, expliquent le très fort déploiement spatial PVS en Aquitaine dans le cadre de la *territorialisation régulée*.

L'emprise spatiale des 164 unités PVS mises en activité dans le cadre de la *territorialisation bimodale* correspond à 2 299 ha pour une emprise spatiale moyenne de 14,1 ha/unité. L'emprise spatiale de ces 164 unités PVS représente 58,8 % de l'emprise spatiale PVS cumulée toutes phases confondues qui, comparés au 66,9 % des capacités installées auxquels elles correspondent, fait apparaître une nette amélioration de l'intensité spatiale PVS dans le cadre de la *territorialisation bimodale*. L'utilisation massive des technologies silicium – aux meilleures rendements de conversion en exploitation que les technologies couche mince – et la rationalisation très importante de l'utilisation foncière imposée par la baisse des tarifs de rachat expliquent l'amélioration importante de l'intensité spatiale PVS moyenne qui atteint 0,55 MWc/ha dans le cadre de cette troisième et dernière phase contre 0,44 MWc/ha dans le cadre de la deuxième phase de territorialisation. Dans un contexte de diffusion spatiale PVS très inégale d'une région à l'autre, les régions Aquitaine et PACA représentent à elles deux 71,2 %[346] de l'emprise spatiale PVS dans le cadre de cette phase. Aux intensités spatiales PVS moyennes observées dans les régions Languedoc-Roussillon (0,46 MWc/ha), Midi-Pyrénées (0,49 MWc/ha), Rhône-Alpes (0,5 MWc/ha) et PACA (0,5 MWc/ha) s'opposent la très forte intensité spatiale PVS observée dans la région Aquitaine (0,61 MWc/ha).

Sur les 2 299 ha d'emprise spatiale PVS cumulée dans le cadre de la *territorialisation bimodale*, 1 703 ha relevaient de la *territorialisation régulée* quand 605 ha relevaient de la *territorialisation amoindrie*. À la différence intrinsèque déjà avancée s'ajoute des différences marquées d'intensité spatiale PVS moyenne entre la *territorialisation régulée* et la *territorialisation amoindrie*. Elle s'établissait à 0,57 MWc/ha pour la première et à 0,46 MWc/ha pour la seconde. Ce différentiel d'intensité spatiale PVS important s'explique par la mise en œuvre de technologies innovantes telles que les trackers solaires et les modules à concentration plus performantes mais plus consommatrices d'espace que les technologies silicium, technologies innovantes privilégiées dans le cadre de la *territorialisation amoindrie*.

La géographie des unités PVS mises en activité dans le cadre de la *territorialisation bimodale* se caractérise par le renforcement des *ensembles Aquitain* et *Rhodanien-Est-Gardois* et par la constitution de l'*ensemble Ouest-Varois* [cf. carte 23]. Sur les 164 unités PVS mises en activité dans ce cadre, 53 se sont concentrées dans l'*ensemble Aquitain*, 22 dans l'*ensemble Ouest-Varois*, 18 dans l'*ensemble Languedocien*, 17 dans l'*ensemble Rhodanien-Est-Gardois* et 15 dans l'*ensemble Durancien*, soit un cumul de 125 unités PVS représentant 76,2 % des mises en activité.

[346] L'emprise spatiale PVS s'élevait à 1 115 ha en Aquitaine dans le cadre de la *territorialisation bimodale* contre 260 en PACA, 185 en Languedoc-Roussillon, 94 en Midi-Pyrénées et 33 en Rhône-Alpes.



Carte 23 – Les capacités PVS installées sur le territoire d'étude à la fin de la *territorialisation bimodale*

L'*ensemble territorial Aquitain* se renforce autour des pôles existants de l'agglomération bordelaise (Gironde) et de Casteljaloux (Lot-et-Garonne). Cet ensemble voit également émerger un pôle autour de l'agglomération montoise (Landes). L'*ensemble territorial Rhodanien-Est-Gardois* se renforce également et en particulier dans sa partie gardoise autour de l'ancien Bassin Minier d'Alès et le long de l'axe électrique Tavel-Alès [cf. photo 30]. L'*ensemble territorial Ouest-Varois* apparaît et se constitue autour de Brignoles et de Néoules le long de la vallée alluviale de l'Argens et sur les plateaux et contreforts du massif montagneux de la Sainte-Baume et des Maures [cf. photo 31].

© Kévin Duruisseau – 2014

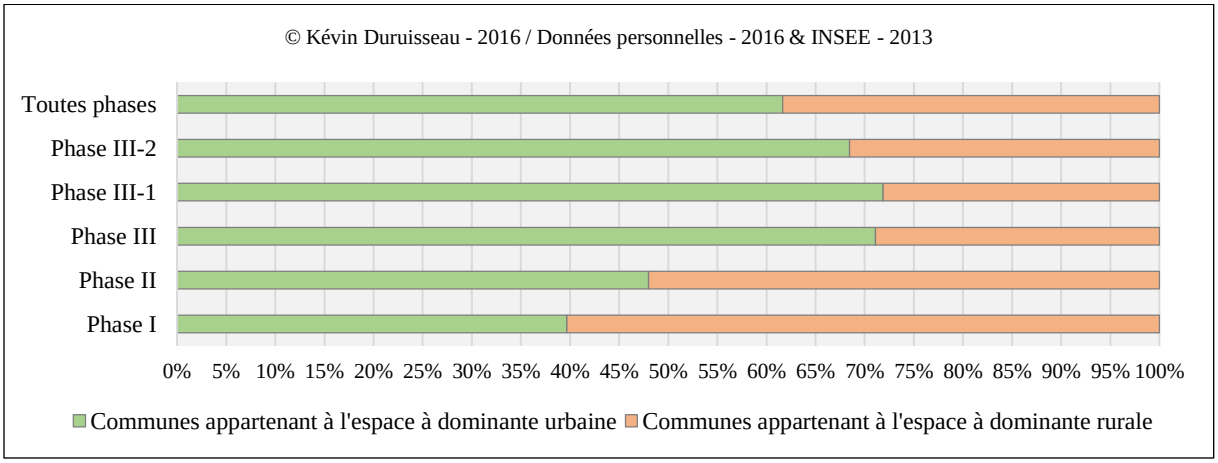
Photo 30 – La CPVS de Rochefort-du-Gard (Gard), exploitée par NEOEN, est implantée sur des *parcelles industrielles* le long de l'axe électrique Alès-Taval

© Kévin Duruisseau – 2014

Photo 31 – La CPVS de Mazaugues (Var), exploitée par VSB ÉNERGIES NOUVELLES, est implantée sur des *parcelles naturelles*

2- Les territoires du déploiement spatial PVS dans le cadre de la territorialisation bimodale : un fait urbain et sylvicole.

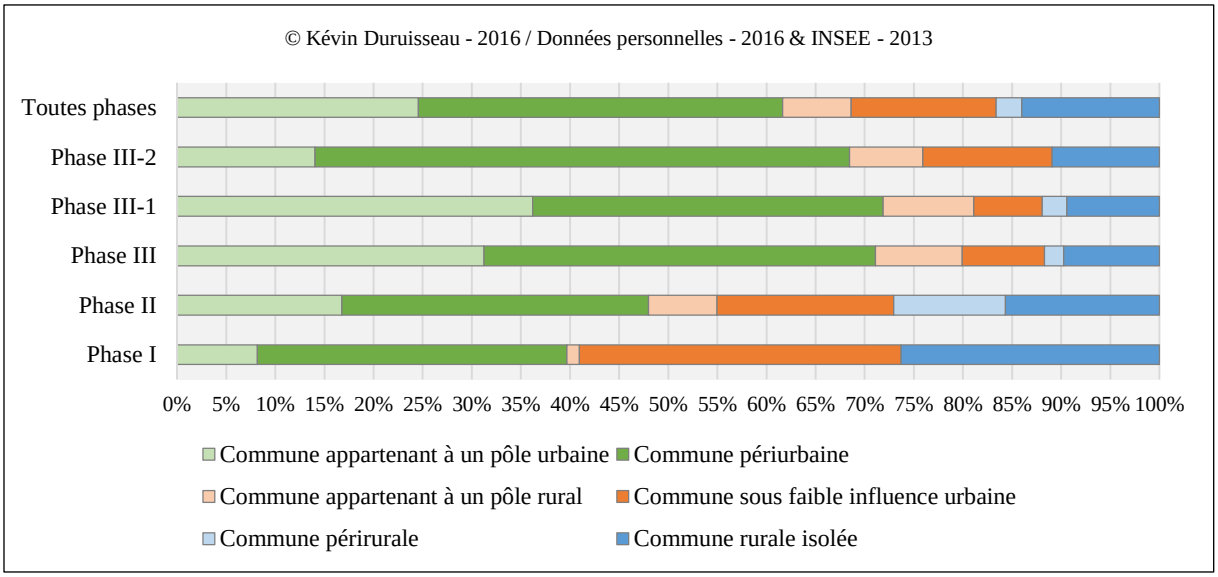
Les 164 unités PVS mises en activité sur le territoire d'étude dans le cadre de la *territorialisation bimodale* se sont réparties sur 107 communes. Sur ces 107 communes, 60 appartiennent à un espace à dominante urbaine (« communes urbaines ») et 47 appartiennent à un espace à dominante rurale (« communes rurales »). Les « communes urbaines » ont concentré 71,1 % des capacités installées dans le cadre de cette troisième et dernière phase de territorialisation contre 28,9 % pour les « communes rurales »[347]. Dans le cadre de la *territorialisation bimodale*, le déploiement spatial PVS se transforme en fait urbain [cf. graphique 55]. Cette transformation s'inscrit en continuité avec les dynamiques observées dans le cadre de la *territorialisation normalisée* qui avait vu l'amorce de la régression des « communes rurales » comme catégorie privilégiée par les porteurs de projets pour le déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude.



Graphique 55 – Répartition, entre « commune urbaine » et « commune rurale » du territoire d'étude, des capacités PVS installées dans le cadre des trois phases de territorialisation et toutes phases confondues (en %)

[347] Les « communes urbaines » ont concentré 893 MWc dans le cadre de la *territorialisation bimodale* contre 363 pour les « communes rurales ».

Les *communes périurbaines* (45 communes), les *communes appartenant à un pôle urbain* (13 communes) et les *communes rurales isolées* (13 communes) concentraient près de 81 % des capacités PVS installées dans le cadre de la *territorialisation bimodale*[348] [cf. graphique 56]. La baisse des tarifs de rachat, la nécessité de formuler la meilleure offre possible dans le cadre du système national d'appel d'offres et les changements intervenus dans le financement du raccordement des nouvelles infrastructures au réseau électrique français métropolitain imposent une plus grande proximité spatiale entre les unités PVS et les ouvrages de transport d'électricité de « bonne qualité ». Ces multiples raisons font des « communes urbaines » le choix de localisation privilégié par les porteurs de projets.



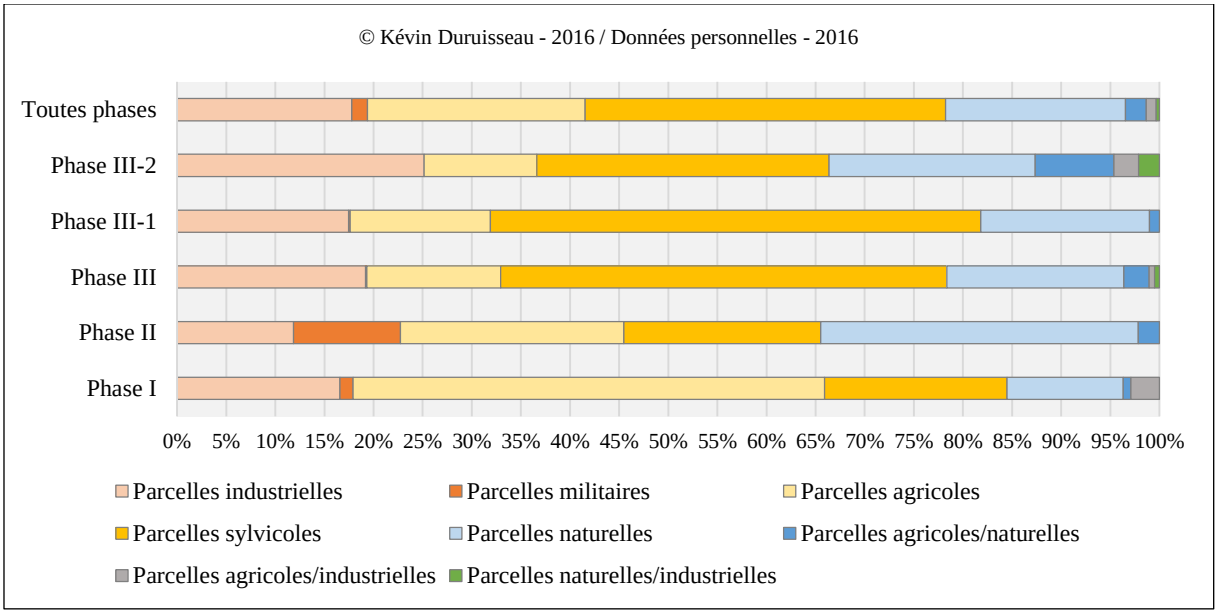
Graphique 56 – Répartition, entre les six types de communes du territoire d'étude, des capacités PVS installées dans le cadre des trois phases de territorialisation et toutes phases confondues (en %)

La *territorialisation bimodale* s'est traduite, sur le territoire d'étude, par un inégal déploiement spatial PVS sur les huit types de parcelles précédemment identifiées[349] [cf. graphique 57]. La substitution des *parcelles sylvicoles* aux *parcelles naturelles* constitue le fait marquant de cette troisième et dernière phase de territorialisation avec la poursuite de la régression de l'utilisation de *parcelles agricoles*. Les *parcelles sylvicoles* ont concentré 45,4 % des capacités PVS installées dans le cadre de cette phase contre 13,6 % pour les *parcelles agricoles*, l'intense déploiement spatial PVS en Aquitaine participant pour beaucoup à ce mouvement. Ces différentes évolutions constituent les effets spatiaux du régime réglementaire d'encadrement du déploiement spatial PVS mis en place dans le cadre de la *territorialisation normalisée* qui vise à détourner des *parcelles agricoles* le développement de ce type

[348] Les *communes périurbaines* ont concentré 501 MWc dans le cadre de la *territorialisation bimodale* contre 392 pour les *communes appartenant à un pôle urbain*, 123 pour les *communes rurales isolées*, 111 pour les *communes appartenant à un pôle rural*, 105 pour les *communes sous faible influence urbaine* et 25 pour les *communes périrurales*.

[349] Les *parcelles naturelles* ont concentré 70 MWc dans le cadre de la *territorialisation régulée* contre 49 pour les *parcelles agricoles*, 43 pour les *parcelles sylvicoles*, 26 pour les *parcelles industrielles*, 24 pour les *parcelles militaires* et 5 pour les parcelles *agricoles/naturelles*.

d'infrastructure. Ces évolutions montrent aussi les limites de ce régime réglementaire à réorienter la diffusion spatiale PVS vers les *parcelles artificialisées et dégradées*. Les effets spatiaux de la *territorialisation amoindrie* ne sont pas, non plus, à la hauteur des objectifs visés par l'État central et ses acteurs déconcentrés dans un contexte d'évaluation très importante des préfets et des services instructeurs déconcentrés de l'État dans les départements et les régions des projets présentés. Le recours aux *parcelles artificialisées et dégradées* attendu ne diffère que de peu avec les résultats observés dans le cadre de la *territorialisation normalisée*. Plus décevant encore est la part encore détenue dans le déploiement spatial PVS par les *parcelles agricoles*, le Ministre en charge de l'Énergie ayant paradoxalement retenu des projets sur ce type de parcelles.



Graphique 57 – Répartition, entre les huit types de parcelles du territoire d'étude, des capacités PVS installées dans le cadre des trois phases de territorialisation et toutes phases confondues (en %)

Les évolutions des régimes réglementaire et financier d'encadrement du déploiement spatial PVS en France métropolitaine ont dessiné trois phases de territorialisation PVS successives. À chacune de ces phases correspond une position différente de l'État central dans la régulation du développement de ce nouveau type d'infrastructure industrielle. La première phase de territorialisation PVS, qualifiée de *territorialisation anarchique*, est caractérisée par un retrait de l'État central qui confie la régulation du déploiement spatial PVS à ses services instructeurs déconcentrés départementaux – DDE puis DDT/DDTM – dans un quasi-vide juridique. La deuxième phase de territorialisation PVS, qualifiée de *territorialisation normalisée*, est marquée par l'entrée de l'État central dans les mécanismes de régulation du déploiement spatial PVS à travers la mise en place d'un régime réglementaire national spécifique et la définition d'une doctrine nationale. La troisième phase de territorialisation PVS, qualifiée de *territorialisation bimodale*, est caractérisée par un renforcement du rôle de l'État central dans la régulation du déploiement spatial PVS à travers la mise en place d'un système

national d'appel d'offres PV/PVS. Ces trois phases successives ont été marquées, parallèlement, par l'émergence d'une action publique PVS territorialisée à travers l'élaboration de documents-cadres PV/PVS par les acteurs territoriaux publics.

Les évolutions des régimes réglementaire et financier d'encadrement ont eu des effets avérés sur les dynamiques de déploiement spatial des infrastructures PVS. La mise en place d'un régime réglementaire proscrivant, théoriquement, l'utilisation de *parcelles agricoles* et dans une moindre mesure de *parcelles sylvicoles* et *naturelles* a conduit à un moindre recours aux *parcelles agricoles* pour le déploiement spatial de ce type de projet. Cependant, la volonté des pouvoirs publics d'orienter le développement PVS vers des *parcelles artificialisées et dégradées* a échoué, le délaissement des *parcelles agricoles* conduisant à un recours accru aux *parcelles sylvicoles* et *naturelles*. Cet échec marque une forme d'impuissance de la puissance publique à réorienter le déploiement spatial PVS exclusivement sur des *parcelles artificialisées et dégradées*.

Conclusion de la deuxième partie

Le **chapitre 4** s'est attaché à analyser le processus de déploiement spatial photovoltaïque au sol (PVS) entre 2008 et 2015 dans les territoires du sud de la France. Il a replacé le processus de développement photovoltaïque (PV) dans les dynamiques EnR traversant le système énergétique français métropolitain. Il a montré que la diffusion spatiale des unités PVS s'est accompagnée de l'émergence des *ensembles Aquitain*, *Languedocien*, *Rhodanien-Est-Gardois*, *Durancien* et *Ouest-Varois* qui peuvent se superposer avec des territoires électriques historiques ou émergents. Il a caractérisé le déploiement spatial PVS comme un fait plus fréquemment urbain et périurbain qui utilise les possibilités d'accueil d'infrastructures industrielles importantes de ces espaces.

Le **chapitre 5** a mis en évidence les principaux facteurs de localisation favorables et défavorables au déploiement spatial PVS dans les territoires du sud de la France. Il a entériné le rôle évident des facteurs climatiques et géomorphologiques dans la géographie des unités PVS. Et au-delà de cette approche naturaliste, il a prouvé le rôle-clé des facteurs anthropiques et en particulier celui de la géographie des réseaux de transport et de distribution d'électricité. Facteur favorable au déploiement spatial PVS, la présence d'ouvrages de transports et de distribution d'électricité s'avère être de fait un facteur limitant au redéploiement spatial du système électrique français métropolitain.

Le **chapitre 6** a délivré une analyse des dynamiques de déploiement spatial PVS dans les territoires du sud de la France au moyen d'une grille de lecture prenant en compte l'existence de trois phases de territorialisation PVS en France métropolitaine conséquence des évolutions des régimes réglementaire et financier d'encadrement. Il a montré l'impact avéré des évolutions de ces régimes sur le déploiement spatial PVS et en particulier sur la nature des parcelles d'implantation privilégiées. Il a fait le constat que les évolutions du régime réglementaire national d'encadrement du déploiement spatial PVS se sont accompagnées d'une multiplication d'initiatives d'acteurs territoriaux publics pour réguler ce développement à une échelle locale et régionale.

Ces trois chapitres ont donc contribué à préciser le cadre territorial de la transition énergétique « bas carbone » dans une approche institutionnelle et spatiale, à travers l'étude du déploiement spatial PVS dans les territoires du sud de la France. Il montre l'existence de facteurs limitants importants de la reconfiguration géographique du système électrique français métropolitain qui freine dans les conditions technico-économiques actuelles l'émergence d'une nouvelle géographie « spatiale » de l'électricité. Il confirme le caractère modéré de la territorialisation PVS du fait du rôle l'État dans la régulation du déploiement spatial PVS.

Partie III

Les acteurs du déploiement spatial photovoltaïque au sol : initiatives privées et régulations publiques

Introduction de la troisième partie

L'analyse de la géographie des unités photovoltaïques au sol (PVS) en activité en 2015 dans les territoires du sud de la France a permis de préciser le cadre territorial de la transition énergétique « bas carbone ». La mesure du degré de territorialisation des énergies nouvelles renouvelables (EnR) requiert la prise en compte et la caractérisation des acteurs territoriaux publics et privés agissant dans son cadre. Cette prise en compte et cette caractérisation ajoutent au versant spatial le versant actoriel nécessaire à l'évaluation de l'émergence d'une nouvelle géographie de l'électricité en France métropolitaine. La troisième partie de notre thèse vise, dans une approche sociale et institutionnelle, à valider l'hypothèse que le système électrique français métropolitain connaît un processus de territorialisation des EnR confirmant l'apparition d'une nouvelle géographie de l'électricité. Elle vise aussi à vérifier que ce processus de territorialisation limitée des EnR s'exprime dans la diversification et la multiplication des acteurs territoriaux publics et privés impliqués dans le système électrique français métropolitain et dans l'émergence d'une action publique énergie-climat territorialisée. Elle vise enfin à vérifier que l'ouverture à la concurrence et le fractionnement des moyens de production s'accompagnent bien de l'arrivée de nouveaux opérateurs-exploitants français et étrangers dans le système électrique français métropolitain.

∟ Le **septième chapitre** s'attache à présenter les acteurs du photovoltaïque au sol (PVS) et leur place dans le système de régulation des projets en s'appuyant sur une typologie des acteurs-initiateur à l'origine des projets PVS en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude. Il montre que les systèmes d'acteurs de pré-instruction et d'instruction des projets constituent des systèmes de régulation conduisant à une territorialisation photovoltaïque au sol limitée. L'analyse à l'échelle du territoire d'un certain nombre de projets photovoltaïques au sol complète cette étude actorielle et met en évidence que la concrétisation de ceux-ci est le résultat de jeux d'acteurs complexes territorialement marqués.

∟ Le **huitième chapitre** étudie les opérateurs-exploitants des unités photovoltaïques au sol en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude afin de préciser le degré d'ouverture et d'internationalisation de ce segment de marché de niche au sein du système électrique français métropolitain. Cette étude qui s'appuie sur une typologie des opérateurs-exploitants des unités photovoltaïques au sol analyse les différentes stratégies territoriales mises en œuvre par les principaux opérateurs-exploitants.

Chapitre 7
Les acteurs du photovoltaïque au sol et leur place dans les systèmes de régulation des projets

L'ouverture à la concurrence combinée à la libéralisation des marchés nationaux européens de l'électricité, l'individualisation des moyens de production d'électricité renouvelable et la décentralisation de l'action publique ont permis une multiplication et une diversification des acteurs potentiels intervenant dans le système électrique français associées à un processus de territorialisation des énergies nouvelles renouvelables (EnR). Les politiques publiques françaises en faveur du photovoltaïque au sol (PVS) et l'évolution du régime réglementaire d'encadrement du déploiement spatial de ce nouveau type d'infrastructure électrique entre 2002 et 2015 ont dessiné trois phases de territorialisation PVS. Ces trois phases de territorialisation se sont combinées à une reconfiguration de l'architecture des services déconcentrés de l'État départementaux et régionaux en charge de l'instruction des projets, renforçant ainsi la complexité institutionnelle de leur instruction (Kada, 2012 ; Lascoumes *et alii*, 2014). Cette complexification se traduit par la multiplication des acteurs intervenant dans l'instruction des projets PVS, instruction qui s'organise dans l'interaction d'une pluralité d'acteurs publics et privés. « [Ces] *acteurs agissent dans le cadre de système au sein desquels les interactions sont multiples et difficiles à dénombrer. Ils agissent en fonction de règles et de codes et ont un rôle limitatif les uns par rapport aux autres, produisant ainsi une relative stabilité* » (Moine, 2006, p. 123). L'étude des interactions entre acteurs publics et privés révèle l'existence d'un système de gouvernance des projets PVS au sens d'un processus « *de coordination d'acteurs, de groupes sociaux et d'institutions, en vue d'atteindre des objectifs définis et discutés collectivement. La gouvernance renvoie,* [dans cette étude] […] *à* [un] *ensemble d'institutions, de réseaux, de directives, de réglementations, de normes, d'usages politiques et sociaux ainsi que d'acteurs publics et privés* [qui régulent l'inclusion des unités PVS au système électrique français] » (Le Galès, 2010, p. 301). Notre analyse du système d'acteurs intervenant dans les projets PVS privilégie la notion de régulation comprise comme une « *définition mineure de la gouvernance, c'est-à-dire un mode de coordination palliant les défaillances des autres modes* » (Huyghues Despointes, 2009, p. 6). Parmi les acteurs publics et privés du système de régulation, il en est toujours un à l'origine du processus de développement d'un projet PVS. Cet acteur-initiateur appartient aussi bien à la sphère publique qu'à la sphère privée et peut varier de l'individu à des entités politico-économiques complexes.

Ce chapitre vise à mesurer le poids respectif de la sphère publique et de la sphère privée dans l'initiation des projets qui ont dessiné la géographie des unités PVS en activité au 31 décembre 2015 dans les territoires du sud de la France. Il vise également à mettre en évidence les systèmes de régulation du déploiement spatial PVS afin de recenser et d'identifier les

principaux acteurs intervenant dans ce cadre au sein du système électrique français métropolitain. La première partie s'attache à caractériser les acteurs-initiateurs PVS permettant l'élaboration d'une typologie des acteurs-initiateurs actifs sur le territoire d'étude (I). La deuxième partie identifie et analyse les dynamiques actorielles à l'œuvre au cours de l'intervalle d'étude en les restituant dans le cadre des trois phases de territorialisation PVS (II). La troisième partie décrit les systèmes de régulation agissant dans la pré-instruction et l'instruction des permis de construire PVS et saisit les acteurs principaux de cette action publique territorialisée (III). La quatrième partie se focalise sur les jeux d'acteurs à l'œuvre dans les territoires d'implantation PVS en recourant à quatre études de cas sélectionnées pour la variété des acteurs-initiateurs et des contextes électriques territoriaux qu'elles mobilisent (IV).

I- La variété des acteurs-initiateurs PVS : une dichotomie sphère publique/sphère privée.

La question de la territorialisation PVS en France métropolitaine convoque implicitement le concept d'acteur qui est « *celui qui agit* » (Mérenne-Schoumaker, 2002, p. 49). L'acteur est « *l'une des figures de l'être dans l'univers social, parmi d'autres tels le sujet, l'individu, la personne, l'agent ou encore l'actant* » (Girard, 2012, p. 51). Il peut se définir comme « *un actant pourvu d'une intériorité subjective, d'une intentionnalité, d'une capacité stratégique autonome et d'une compétence énonciative* […] *Pour la géographie, il est important de postuler que tout acteur est un acteur spatial, dans la mesure où le moindre acte met en relation l'opérateur et l'espace* » (Lequan, 2003a, p. 39). L'acteur-initiateur d'une unité PVS est l'opérateur initial d'une action spatiale dont la finalité est l'aménagement sur un territoire donné d'une infrastructure de production d'électricité PVS (Gumuchian et *alii*, 2003 ; Girard, 2012). L'action spatiale s'entend comme « *l'action d'un opérateur, envisagée sous l'angle de ses implications spatiales : agencement d'espaces, technologies et techniques de gestion de la distance et de la pratique spatiale, langages, savoirs, idéologies et imaginaires spatiaux* » (Lequan, 2003b, p. 43). Après avoir inscrit la notion d'acteur-initiateur dans le cadre théorique de l'acteur territorial en géographie (A), notre recherche recense et présente, dans une typologie distinguant acteurs publics (B) et acteurs privés (C), les acteurs-initiateurs des unités PVS en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude.

A- L'acteur-initiateur PVS, un acteur sur le territoire.

1- L'acteur-initiateur dans une approche interactionniste.

Notre typologie des acteurs-initiateurs se base sur l'acteur-clé à l'initiative d'une unité PVS en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude. Elle n'impose pas nécessairement que l'acteur-initiateur soit finalement le maître d'ouvrage – propriétaire de l'infrastructure –

et/ou l'exploitant – producteur d'électricité – de l'unité PVS en activité. L'acteur-initiateur « *peut* [donc] *tout aussi bien désigner un individu, un groupe ou une organisation* » (Chanard, 2011, p. 70). Les notions de groupe et d'organisation désignent ici « *des structures d'action qui rendent possibles tout à la fois les actions des acteurs qui en font partie et qui sont obligés d'en rester solidaires tant qu'ils ne les ont pas quittées* » (Crozier et Friedberg, 1977, p. 164). Les terminologies d'acteur-initiateur, et plus généralement d'acteur, renvoient à plusieurs théories sociales (Di Méo et Buléon, 2005 ; Di Méo, 2006).

H. Gumuchian et son équipe (2003) dénombrent quatre approches de l'action en sciences humaines et sociales (SHS) : (i) l'approche holistique, (ii) l'individualisme méthodologique, (iii) l'interprétation universaliste et (iv) l'interaction complexe entre des particularismes. Chacune de ces approches « *fait plus ou moins référence à « l'acteur » mais chacune privilégie l'usage d'un terme : sujet historique, individu rationalisant, agent avec habitus, homme pluriel. Elle est constituée de deux paires d'oppositions : d'un côté la tension entre les tenants d'une approche holistique et ceux de l'individualisme méthodologique ; de l'autre vers une divergence entre les promoteurs d'une interprétation universaliste de l'action et ceux qui voient dans l'action une interaction complexe entre des particularismes* » (Gumuchian *et alii*, 2003, p. 15). Dans notre recherche, l'approche de l'acteur-initiateur relève de la posture interactionniste, « *l'acteur est un opérateur de l'interaction, que l'on dénomme action. Il est ainsi défini d'abord par sa fonction, celle d'agir. Sa première propriété est d'être nécessairement en interaction avec les autres acteurs* » (Girard, 2012, p. 52). L'acteur y est caractérisé par quatre propriétés : (i) le pouvoir, (ii) l'intentionnalité, (iii) la réflexivité et (iv) la pluralité (Giddens, 1987 ; Di Méo, 1998 ; Lahire, 1998 ; Gumuchian *et alii*, 2003 ; Lajarge, 2009 ; Girard, 2012). Dans ce cadre, la capacité de l'acteur à agir ou à influencer les autres acteurs avec lesquels il est en interaction définit cette notion de pouvoir (Giddens, 1987 ; Di Méo, 1998). La notion d'intentionnalité désigne la volonté et l'engagement de l'acteur à agir (Lajarge, 2009). « *L'action est possible parce qu'il y a engagement, c'est-à-dire activation de l'intentionnalité. On peut également définir l'intentionnalité d'une action en creux par rapport à deux autres actions : celle non intentionnelle mais aussi celle dont les conséquences sont non intentionnelles* » (Girard, 2012, p. 52-53). La notion de réflexivité désigne la capacité de l'acteur à comprendre les finalités de ses actions et à adapter ces dernières au contexte sociotechnique dominant (Gumuchian *et alii*, 2003). Enfin, la notion de pluralité postule que l'acteur peut « *au sein d'un même groupe d'intérêt, être animé d'intérêts et de logiques variées et concomitantes, si bien que son discours ou ses pratiques paraissent à l'analyste non rationnel* » (Girard, 2012, p. 53).

2- L'acteur-initiateur dans son rôle territorial.

Les acteurs-initiateurs des unités PVS en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude peuvent également être assimilés à des acteurs territoriaux dans la mesure où leur action a des conséquences sur le territoire d'implantation PVS. L'action territoriale met en jeu cinq

catégories principales d'acteurs territoriaux : (i) l'État et ses services déconcentrés, (ii) les collectivités territoriales (Commune, Département et Région), (iii) les intercommunalités, (iv) la société civile et (v) les entreprises (Vaivre, 2001 ; Moine, 2006). Notre typologie des acteurs-initiateurs PVS prend en compte cette typologie des acteurs territoriaux en l'affinant. Elle prend également en compte l'existence d'acteurs endogènes au territoire, d'acteurs exogènes au territoire et d'acteurs transitionnels au territoire (Di Méo, 1991). « *Un acteur endogène au territoire est originaire et imprégné des lieux où il vit, auxquels il s'identifie, le territoire formant son espace de vie. Un acteur exogène considère le territoire de manière plus utilitariste et spéculative, comme un objet de convoitise, qu'il regarde avec distance, comme étant l'espace de vie des autres et sur lequel ses actions n'interfèrent par directement son propre espace de vie. Un acteur transitionnel au territoire est un acteur exogène qui tend à s'intégrer dans le territoire* » (Girard, 2012, p. 531).

Les acteurs-initiateurs des unités PVS en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude s'opposent dans une dichotomie sphère publique/sphère privée [cf. figure 19]. Au sein de la sphère publique, on distingue les collectivités territoriales – Commune et Département – des autres acteurs publics – intercommunalité et établissement public. Au sein de la sphère privée, on distingue les producteurs d'électricité – opérateur historique et opérateur émergent – des entreprises du secteur PV hors producteur d'électricité – entreprise de la filière amont PV et développeur EnR – et des autres acteurs privés – autre entreprise, exploitant agro-sylvicole et particulier.

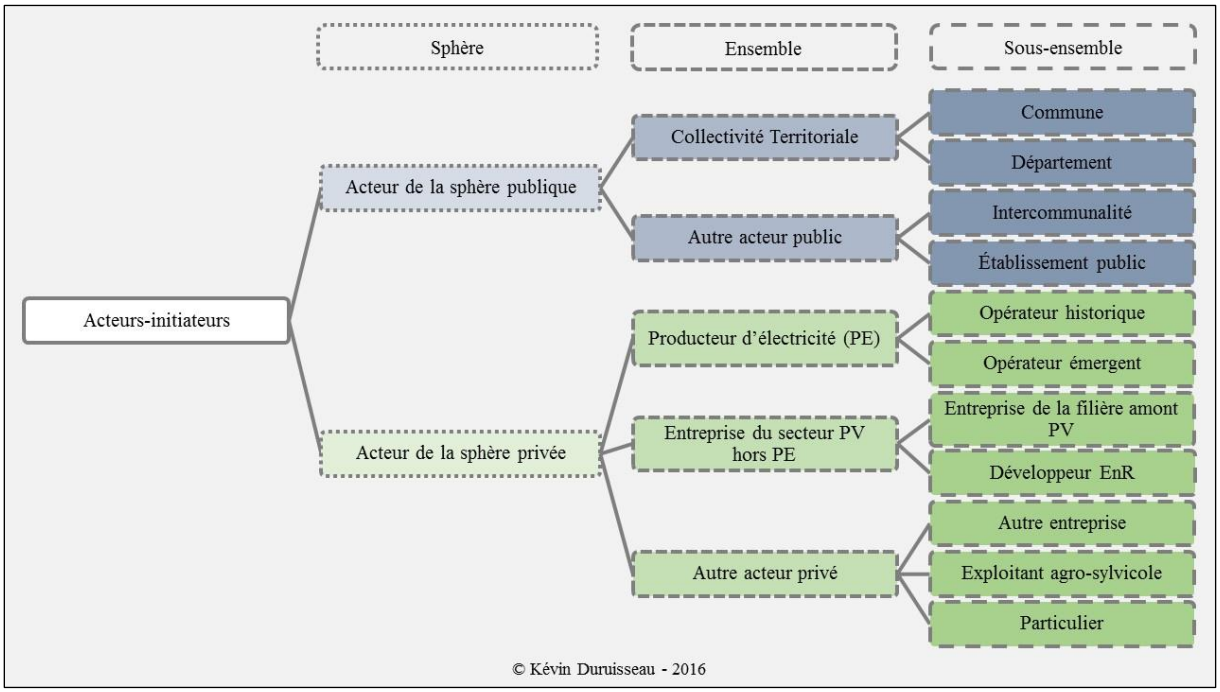


Figure 19 – Typologie des acteurs-initiateurs des unités PVS en activité sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015

B- Les acteurs-initiateurs PVS de la sphère publique.

1- Les collectivités territoriales : des acteurs historiques du système électrique français métropolitain.

L'acteur-initiateur « Commune » correspond à la collectivité territoriale de base du territoire français (Bécet, 2009a). Cette collectivité territoriale connaît une organisation administrative unique, quelle que soit sa taille. « *Les communes bénéficient de la compétence générale pour gérer toute affaire d'intérêt communal* » (Verpeaux *et alii*, 2013, p. 19). Au 1er janvier 2015, la France métropolitaine comptait 36 529 communes dont 10 687[350] situées sur le territoire d'étude. La Commune est un acteur historique de la distribution d'électricité en France. La loi du 15 juin 1906[351] affirme le rôle des communes dans le domaine de la distribution publique d'électricité, elle constitue « *l'acte de naissance du service d'intérêt collectif de l'énergie. Elle consacre l'accès à l'électricité et au gaz comme un service public, dont les collectivités territoriales ont la responsabilité* » (Belot, 2013, p. 9). Les Communes sont ainsi reconnues par l'État comme autorité concédante et organisatrice de la distribution d'électricité en France. La loi du 8 avril 1946[352] de nationalisation du secteur électrique n'a pas remis en cause ce pouvoir concédant des Communes. « *Elles n'ont* […] *pas le choix de leur cocontractant, mais restent propriétaires des installations* […] *Tout en procédant à la nationalisation* [du secteur électrique, cette loi] *réaffirme le rôle des collectivités territoriales ainsi que le principe des concessions* » (Ibid, p. 13). Cette loi a également précisé, dans son article 8, « *les modalités selon lesquelles les collectivités territoriales peuvent continuer à produire de l'énergie, par exception à la nationalisation de la production, tout en encadrant cette faculté* » (Ibid, p. 15). La faculté des Communes à produire de l'énergie est réduite aux trois exceptions suivantes : (i) la production de chaleur à partir de résidus et de déchets collectés dans les espaces urbains ; (ii) la production d'électricité dans un but d'autoconsommation sur son patrimoine bâti abritant ses services ; et (iii) la production d'électricité à partir d'unités hydroélectriques dont les capacités installées ne pouvaient dépasser 8 MW. Si la loi du 10 février 2000[353] constitue une première étape dans l'élargissement des possibilités des Communes à s'engager dans le développement de la production d'électricité sur leur territoire, ce n'est qu'avec la loi du 13 juillet 2005[354] que les Communes peuvent aménager, exploiter, faire aménager et faire exploiter « *toute nouvelle installation utilisant les autres énergies renouvelables, ou de valorisation énergétique des déchets ménagers ou assimilés, ou de cogénération ou de récupération d'énergie provenant d'installations d'alimentation d'un réseau de chaleur, lorsque ces nouvelles installations se traduisent par une économie d'énergie ou une réduction des pollutions atmosphériques* » (Marcou, 2013, p. 72). Même si elle n'a pu

[350] INSEE (2015) – Plus d'une commune métropolitaine sur deux compte moins de 500 habitants [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 sur http://www.insee.fr/fr/themes/document.asp?reg_id=0&ref_id=if52
[351] Loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie
[352] Loi n°46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz.
[353] Loi n°2000-108 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.
[354] Loi n°2005-781 de programme fixant les orientations de la politique énergétique.

avoir d'influence sur le déploiement spatial PVS étudié dans notre recherche, la loi TECV du 17 août 2015[355] constitue la dernière étape, à ce jour, d'élargissement des compétences électriciennes de la Commune. Retrouver la Commune dans les acteurs-initiateurs est donc logique eu égard à l'ancienneté de la dévolution de compétences électriciennes à cette collectivité territoriale.

L'acteur-initiateur « Département », au même titre que l'acteur-initiateur « Commune », est une collectivité territoriale historique du territoire français (Bécet, 2009b). Cette collectivité territoriale exerce des compétences propres en matière d'action sociale, d'aménagement du territoire et de grands équipements, d'éducation, d'intervention économique et d'environnement. Au 1er janvier 2015, la France métropolitaine comptait 95 départements dont 32 situés sur le territoire d'étude. Comme la Commune, le Département est un acteur historique de la distribution d'électricité en France. Vingt-quatre ans après la loi du 15 juin 1906 reconnaissant à la Commune la qualité d'autorité concédante de la distribution d'électricité, la loi du 16 avril 1930[356] reconnaît cette même qualité au département sans pour autant remettre en cause le pouvoir concédant de la commune. La loi du 8 avril 1946 conserve au Département comme à la Commune la qualité d'autorité concédante de la distribution d'électricité. Si le Département et la Commune partagent alors des compétences électriciennes identiques, en termes de distribution d'électricité, le Département ne se verra lui octroyer l'autorisation d'aménager, exploiter, faire aménager et faire exploiter des unités de production d'électricité EnR qu'avec la loi Grenelle II du 12 juillet 2010[357]. Comme pour la Commune et même si elle n'a pu avoir d'influence sur le déploiement spatial PVS étudié dans notre recherche, la loi TECV du 17 août 2015 constitue la dernière étape, à ce jour, d'élargissement des compétences électriciennes du Département.

La Région n'est devenue une collectivité territoriale pleine et entière qu'avec la loi du 2 mars 1982[358]. Cette collectivité territoriale est donc très jeune comparée à la Commune et au Département qui ont acquis précocement des compétences électriciennes. Historiquement, la Région exerce des compétences centrées sur le développement économique, l'aménagement du territoire, la formation professionnelle, la gestion des lycées et les transports. Les lois de décentralisation successives et en particulier celles du 2 mars 1982, du 28 mars 2003[359], du 27 janvier 2014[360] et du 7 août 2015[361] ont renforcé les compétences exercées par la Région. Si les deux dernières lois ont considérablement accru les compétences énergéticiennes de cette collectivité territoriale, elles n'ont pu avoir d'influence sur le déploiement spatial PVS entre 2008 et 2015 sur le territoire d'étude. Comme le Département, la Région ne se voit octroyer

[355] Loi n°2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.
[356] Loi du 16 avril 1930 portant fixation du budget général de l'exercice 1930-1931.
[357] Loi n°2010-788 portant engagement national pour l'environnement.
[358] Loi n°82-213 relative aux droits et libertés des communes, des départements et des régions.
[359] Loi n°2003-276 relative à l'organisation décentralisée de la République.
[360] Loi n°2014-58 de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles.
[361] Loi n°2015-991 portant nouvelle organisation territoriale de la République.

l'autorisation d'aménager, exploiter, faire aménager et faire exploiter des unités de production d'électricité EnR qu'avec la loi Grenelle II du 12 juillet 2010. Cette loi lui assigne également l'élaboration du Schéma Régional du Climat de l'Air et de l'Énergie (SRCAE) (Allemand, 2013 ; Poupeau, 2013). Le recensement des acteurs-initiateurs PVS met en évidence l'absence de cette collectivité territoriale. Dès les premières lois de décentralisation, ses compétences en matière d'aménagement du territoire et de développement économique auraient pu l'amener à susciter un déploiement spatial PVS. Cette absence est d'autant plus remarquable qu'à partir de la loi Grenelle II du 12 juillet 2010 elle devient un acteur électricien potentiel. Bien que la possession d'un foncier réduit constitue un facteur limitant à l'initiative de la Région, elle n'interdisait pas à cette collectivité territoriale d'être un acteur-initiateur. L'ensemble des entretiens menés auprès des Régions du territoire d'étude a montré une volonté de la Région de privilégier un rôle de régulateur et d'agent de cohésion des territoires au détriment d'une activité électricienne en propre.

2- Les intercommunalités et les autres établissements publics : des acteurs novices du système électrique français métropolitain.

L'acteur-initiateur « Intercommunalité » désigne différentes formes de coopération existant entre les communes : les établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) à fiscalité propre, les EPCI sans fiscalité propre (syndicat de communes) et les syndicats mixtes [cf. figure 20]. Elle est « *une forme de coopération entre les communes. Celles-ci peuvent se regrouper afin de gérer en commun des équipements ou des services publics (ramassage des ordures ménagères, assainissement, transports urbains…), d'élaborer des projets de développement économique, d'aménagement ou d'urbanisme à l'échelle d'un territoire plus vaste que celui de la commune* » (Verpeaux *et alii*, 2013, p. 95). Parmi les acteurs-initiateurs relevant du sous-ensemble « Intercommunalité », on trouve sur le territoire d'étude des communautés de communes, un syndicat intercommunal de collecte et de traitement des ordures ménagères (SICTOM) (syndicat intercommunal à vocation unique (SIVU)) et un syndicat mixte ouvert. Depuis la loi POPE du 13 juillet 2005, les EPCI à fiscalité propre, les EPCI sans fiscalité propre (syndicat de communes) et les syndicats mixtes peuvent aménager, exploiter, faire aménager et faire exploiter des unités de production d'électricité EnR, sous réserve que l'électricité générée ne soit pas destinée à être vendue à des clients éligibles. Cette loi introduit également la compétence de Soutien aux Actions de Maîtrise de l'Énergie (SAMDE) à destination des EPCI à fiscalité propre qui est « *transversale puisqu'elle peut comprendre des actions dans les domaines de la production, de la distribution et de la consommation d'énergie. Elle concerne aussi bien le patrimoine des collectivités que les actions vers les habitants et les acteurs économiques locaux* » (AMORCE, 2014, p. 4). Cette compétence est obligatoire pour les communautés urbaines et les métropoles créées après la loi du 12 juillet 1999, mais elle est optionnelle pour les communautés de communes, les communautés d'agglomération et les autres communautés urbaines. La loi POPE du 13 juillet

2005 incite donc fortement les intercommunalités, et plus particulièrement les EPCI à fiscalité propre, à être à l'initiative de projets EnR pour leur territoire.

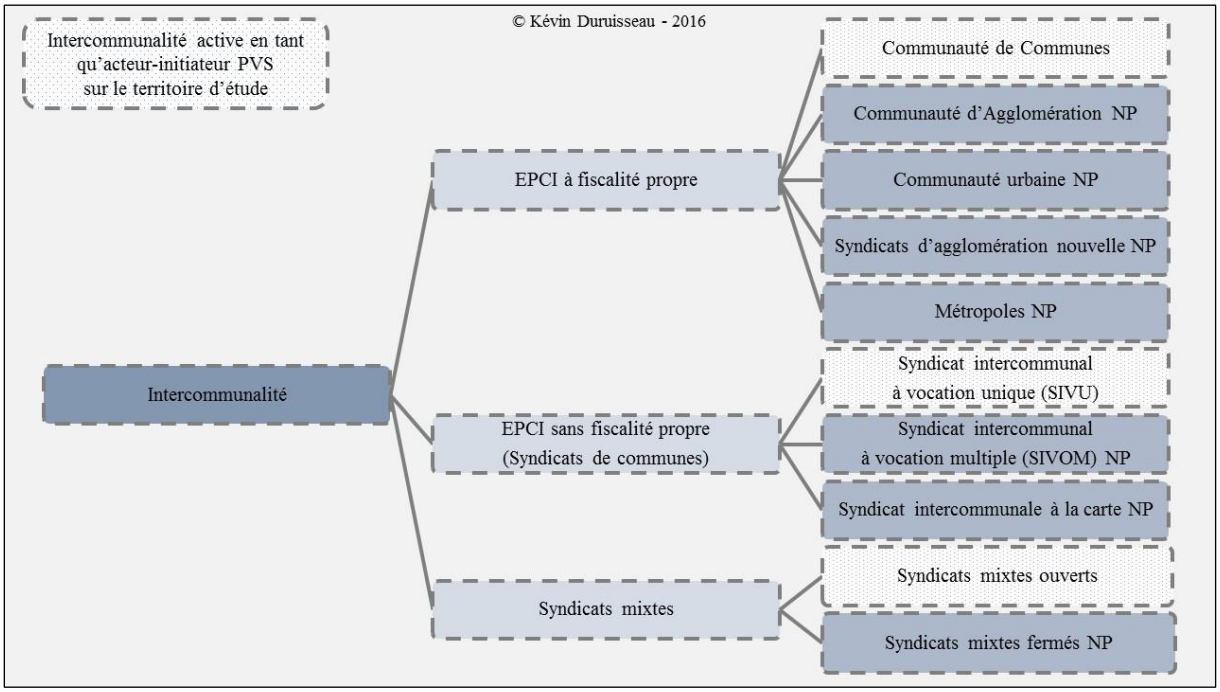


Figure 20 – Les formes d'intercommunalité françaises

Il faut souligner l'absence des syndicats intercommunaux d'électricité et des syndicats départementaux d'électricité dans le recensement des acteurs-initiateurs. Ces syndicats de communes, acteurs historiques de la distribution locale d'électricité, ne se sont étonnamment pas saisi des compétences EnR qui les auraient amené logiquement à devenir un acteur-initiateur PVS important sur le territoire d'étude. Cette absence est d'autant plus étonnante qu'à l'heure actuelle, « *le dynamisme des syndicats d'électrification, notamment ceux départementaux, n'est plus à démontrer. Il peut se vérifier à la lumière du phénomène de diversification de leurs compétences, qui a accompagné l'apparition et le développement de telles structures* » (Mozol, 2013, p. 83). Un seul projet PVS, à l'initiative du Syndicat Département d'Énergies de l'Ardèche (SDE-07), a été identifié sur le territoire d'étude mais celui-ci n'a pu aboutir. Situé sur des parcelles de l'aérodrome de Lanas (Ardèche), propriété du Département, le projet avait été confié à l'opérateur espagnol Dhamma Energy suite à un processus d'appel d'offre élaboré par le SDE-07. Malgré l'obtention de l'ensemble des autorisations administratives nécessaires à sa réalisation, le projet n'a pas abouti en raison de l'évolution du régime financier d'encadrement du déploiement spatial PVS en France métropolitaine en mars 2011.

L'acteur-initiateur « Établissement public » est un acteur-initiateur PVS mineur entre 2008 et 2015 sur le territoire d'étude. Un établissement public est « *une personne morale de droit public disposant d'une autonomie administrative et financière afin de remplir une mission d'intérêt général, précisément définie, sous le contrôle de la collectivité publique dont il dépend*

(État, Région, Département ou Commune)[362] ». Leurs domaines d'intervention sont variés mais la plupart des établissements publics remplissent des fonctions de nature économique et sociale. Les établissements publics administratifs (EPA) et les établissements publics à caractère industriel ou commercial (EPIC) constituent deux types d'établissements publics. Les acteurs-initiateurs relevant du sous-ensemble « établissement public » recensés sur le territoire d'étude sont la CAISSE DES DEPOTS ET CONSIGNATIONS (CDC), le Commissariat à l'Énergie Atomique et aux énergies alternatives (CEA) et l'Agence de développement Alès Cévennes (Alès Myriapolis).

La CDC est un EPIC fondé en 1816. Elle constitue « *un groupe public au service de l'intérêt général et du développement économique du pays. Le Groupe remplit des missions d'intérêt général en appui des politiques publiques conduites par l'État et les collectivités locales et peut exercer des activités concurrentielles* […] *La* [CDC] *est un investisseur de long terme et contribue, dans le respect de ses intérêts patrimoniaux, au développement des entreprises*[363] ». Ses actions s'inscrivent en soutien des grandes politiques publiques françaises et sont déclinées en quatre axes : (i) la transition territoriale accompagne la plus grande autonomie accordée par l'État aux collectivités territoriales et à leurs intercommunalités dans la mise en œuvre de politiques publiques locales ; (ii) la transition écologique et énergétique accompagne les opérations publiques et privées de maîtrise de la demande énergétique et de développement des EnR dans les territoires ; (iii) la transition numérique accompagne le déploiement spatial de nouvelles technologies de l'information et de la communication dans les territoires urbains et les territoires ruraux ; et (iv) la transition démographique et sociale accompagne les projets territoriaux visant une amélioration de la cohésion sociale en France. Son impact sur le déploiement spatial PVS va au-delà de son rôle d'acteur-initiateur de deux CPVS sur le territoire d'étude à Miradoux (Gers) et à Villeneuve-de-Marsan (Landes). En effet, depuis 2008 elle intervient dans le financement des unités PVS et plus généralement dans des entreprises de la filière PV (ABD SOLAIRE, VALECO, SERGIES). Entre 2008 et 2014, la CDC s'était engagée à hauteur de 96 millions d'euros dans la filière PV en France.

Le CEA est un EPIC fondé en 1945. C'est un acteur majeur de la recherche, du développement et de l'innovation en France qui intervient dans le cadre de quatre missions : (i) la défense et la sécurité, (ii) l'énergie nucléaire, (iii) la recherche technologique pour l'industrie et (iv) la recherche fondamentale. Acteur historique de la recherche fondamentale et industrielle dans le nucléaire civil en France, le CEA a investi depuis une trentaine d'années le domaine des énergies renouvelables. Depuis 2006, le CEA s'est doté de l'Institut national de l'énergie solaire (INES), basé à Chambéry (Savoie), qui mène des recherches sur l'énergie solaire thermique et photovoltaïque (PV). Dans le contexte du projet ITER et de la volonté des pouvoirs publics

[362] Vie Publique – Qu'est-ce qu'un établissement public ? [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 sur http://www.vie-publique.fr/decouverte-institutions/institutions/administration/organisation/structures-administratives/qu-est-ce-qu-etablissement-public.html

[363] Article L.518-2 du Code monétaire et financier (modifié par la loi de modernisation de l'économie de 2008).

locaux et régionaux de voir émerger une vallée des énergies dans le Val de Durance, le CEA-Cadarache, situé à Saint-Paul-Lez-Durance (Bouches-du-Rhône), a créé en 2011 la Cité des énergies qui est une plateforme de recherche et développement industriel appliqué dans le domaine des énergies renouvelables. La Cité des énergies a permis, dans le domaine PVS, la mise en place du projet MEGASOL qui poursuit cinq objectifs de recherche et développement : (i) réalisation de démonstrateurs de technologies innovantes PVS ; (ii) optimisation de l'exploitation et de la maintenance PVS ; (iii) amélioration de l'intégration du PVS au réseau électrique ; (iv) amélioration de l'intégration PVS sur des *parcelles agricoles* et *naturelles* ; et (v) optimisation des technologies de fortes capacités de stockage et de conversion d'électricité. C'est par la réalisation des démonstrateurs technologiques du projet MEGASOL que le CEA est un acteur-initiateur sur le territoire d'étude.

C- Les acteurs-initiateurs PVS de la sphère privée.

1- Les opérateurs historiques et les opérateurs émergents : des acteurs traditionnels du système électrique français métropolitain.

Un opérateur peut être défini comme un acteur industriel soumis au droit des sociétés, au capital public et/ou privé, qui exploite une ou plusieurs unités de production d'électricité classique et/ou renouvelable et/ou PV.

L'acteur-initiateur « Opérateur historique » désigne des opérateurs dont les activités de producteur d'électricité remontent à une période antérieure au processus d'ouverture à la concurrence associée à la libéralisation des marchés européens et nationaux de l'électricité amorcé avec la directive communautaire du 19 décembre 1996[364]. Les opérateurs historiques français forment un groupe hétérogène du point de vue de leur cœur de métier et de leur zone géographique d'activité initiale [cf. tableau 28]. Le groupe ENGIE (ex. GDF SUEZ), héritier des nationalisations belge et française, est un producteur historique à l'échelle nationale dans les filières thermiques classiques et électronucléaires. Le groupe COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR), fondé dans l'entre-deux-guerres, est un producteur historique de la filière hydroélectrique localisé dans la vallée du Rhône. Le groupe ALBIOMA (ex. SECHILIENNE-SIDEC/CHARBONNAGES DE FRANCE) est un producteur historique des filières thermiques classiques et biomasse localisé dans les régions et départements d'outre-mer. Le groupe UEM METZ, ancienne régie municipale de la commune de Metz qui n'a pas été nationalisée, est un producteur historique des filières thermiques classiques. Le groupe EDF ÉNERGIES NOUVELLES (EDF EN), issu de la fusion-acquisition entre SIIF ÉNERGIES et EDF, est un producteur historique à l'échelle nationale de la filière éolienne. Le groupe LA COMPAGNIE DU VENT, filiale du groupe ENGIE, est un producteur historique de la filière éolienne, localisé initialement dans l'Aude, qui a étendu son aire d'influence à la France entière, dans la filière éolienne. Le groupe VALECO,

[364] Directive 96/92/CE concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

dont la CDC est l'actionnaire de référence, est un producteur historique de la filière éolienne localisé en Languedoc-Roussillon.

Les opérateurs historiques étrangers, BORALEX SAS et EON FRANCE, sont deux groupes au profil différent [cf. tableau 28]. La filiale française BORALEX SAS est issue du groupe canadien BORALEX qui est un producteur historique des filières thermiques classiques et hydroélectriques. Au cours de son développement, le cœur de métier du groupe s'est déplacé vers l'éolien au détriment des filières initiales. La filiale française EON CLIMATE & RENEWABLES FRANCE/EON FRANCE (ex. SOCIETE NATIONALE D'ÉLECTRICITE ET DE THERMIQUE/CHARBONNAGES DE FRANCE) appartient au groupe allemand EON AG qui est un producteur historique des filières thermiques classiques et électronucléaires à l'échelle internationale. Au 1er janvier 2016, le groupe EON AG a séparé ses activités thermiques classiques et électronucléaires de ses activités EnR. L'ensemble des activités d'EON FRANCE a été transféré au groupe UNIPER FRANCE (UNIPER AG).

Opérateurs historiques français	Opérateurs historiques étrangers
→ ALBIOMA (ex. SECHILIENNE-SIDEC) → COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR) → EDF ÉNERGIES NOUVELLES (EDF EN) → ENGIE (ex. GDF SUEZ) → LA COMPAGNIE DU VENT (ENGIE) → UEM METZ → VALECO	→ BORALEX SAS ∟ [Canada] → EON CLIMATE & RENEWABLES FRANCE ∟ [Allemagne]
© Kévin Duruisseau – 2016 / Données personnelles – 2016	

Tableau 28 – Les acteurs-initiateurs PVS « Opérateur historique » sur le territoire d'étude

À l'exception de la SOCIETE HYDRO-ÉLECTRIQUE DU MIDI (SHEM), filiale du groupe ENGIE, qui est un producteur historique de la filière hydroélectrique localisé dans le Massif Central et les Pyrénées, tous les groupes majeurs producteurs d'électricité avant l'ouverture à la concurrence des marchés européens et nationaux de l'électricité – ALBIOMA, CNR, EDF, ENGIE, EON FRANCE – sont des acteurs-initiateurs PVS sur le territoire d'étude.

L'acteur-initiateur « Opérateur émergent » désigne des opérateurs-exploitants dont les activités de producteur d'électricité remontent à une période postérieure au processus d'ouverture à la concurrence associée à la libéralisation des marchés européens et nationaux de l'électricité amorcé avec la directive communautaire du 19 décembre 1996. Les opérateurs émergents français forment un groupe hétérogène du point de vue de leur cœur de métier [cf. tableau 29]. La moitié des opérateurs émergents français a pour cœur de métier la production d'électricité PV. La production d'électricité éolienne et la production d'électricité EnR regroupent respectivement un quart des opérateurs émergents français. Les opérateurs émergents étrangers forment également un groupe hétérogène du point de vue de leur cœur de métier. La grande majorité des opérateurs émergents étrangers a pour cœur de métier la production d'électricité PV. Parmi ceux-ci, les opérateurs émergents allemands, espagnols et états-uniens dominent.

Opérateurs émergents français	Opérateurs émergents étrangers
→ AKUO ENERGY → ALTUS ENERGY → CEGELEC (VINCI) → DALKIA (EDF) → DELTA SOLAR (ECO DELTA) → EMERAUDE ENERGY → ENERYO → FONCIERE SOLARVOLTAIC (KINERGY) → FONROCHE → HANAU ÉNERGIES CONCEPT (HANAU ÉNERGIES) → JP ÉNERGIE ENVIRONNEMENT → LA PLANQUE SOLAIRE → LUXEL → MAÏA ÉNERGIES (MAÏA) → NEOEN → NOVEO ÉNERGIES NOUVELLES → PHOTOSOL → POWEO ENR (NEOEN) → QUADRAN ÉNERGIES LIBRES → SOITEC SOLAR (SOITEC) → SOLAIRE DIRECT (ENGIE) → SOLEIL DU MIDI → VALOREM → VENTS D'OC → VOLTALIA → VOL-V SOLAIRE → WATT-GROUP	→ AES SOLAIRE FRANCE (AES SOLAR) ∟ [ÉTATS-UNIS] → BELECTRIC FRANCE (BELECTRIC) ∟ [ALLEMAGNE] → CONILHAC ÉNERGIES (EON AG) ∟ [ALLEMAGNE] → DHAMMA ENERGY ∟ [ESPAGNE] → ELEMENT POWER FRANCE (ELEMENT POWER) ∟ [ÉTATS-UNIS] → EOSOL ÉNERGIES NOUVELLES (EOSOL ENERGY) ∟ [ESPAGNE] → PHOENIX SOLAR FRANCE (PHOENIX SOLAR) ∟ [ALLEMAGNE] → SOLON SE (SOLON) ∟ [ALLEMAGNE] → VSB ÉNERGIES NOUVELLES (WSB EN) ∟ [ALLEMAGNE]
© Kévin Duruisseau – 2016 / Données personnelles – 2016	

Tableau 29 – Les acteurs-initiateurs PVS « Opérateur émergent » sur le territoire d'étude

2- Les entreprises du secteur PV hors producteur d'électricité : une évolution d'activité au sein de la filière PV.

L'acteur-initiateur « Entreprise appartenant à la filière amont PV » correspond un acteur industriel spécialisé dans la fabrication de modules PV ou de trackers solaires. Le groupe américain FIRST SOLAR, spécialisé dans la fabrication de modules PV couche mince CdTe, a initié le projet PVS majeur de Cestas (Gironde). La forte capacité installée du projet PVS de Cestas devait accompagner le développement d'une chaîne de fabrication de modules PV couche mince CdTe de FIRST SOLAR à Blanquefort (Gironde). La modification du régime financier d'encadrement du déploiement spatial PVS en France métropolitaine en mars 2011 et le dépôt d'un recours par l'association SEPANSO Gironde auprès du tribunal administratif de Bordeaux – au titre d'une mauvaise évaluation des conséquences environnementales concernant l'écoulement des eaux pluviales vers le bassin d'Arcachon – ont conduit à la cession du projet PVS de Cestas au groupe Neoen et à l'abandon du projet de construction de la chaîne de fabrication à Blanquefort. Le groupe français girondin EXOSUN, spécialisé dans la fabrication de trackers solaires un axe (Exotrack TILT) et deux axes (Exotrack 2X), a initié le projet PVS expérimental de Martillac (Gironde). Le succès de ce projet expérimental a permis au groupe EXOSUN d'occuper une position dominante dans la région Aquitaine pour la fourniture de trackers solaires aux porteurs de projets PVS (Garein, Luxey, Losse, Sainte-Hélène). Cette montée en puissance a été facilitée par l'introduction dans les appels d'offres nationaux

successifs de l'obligation faite aux porteurs de projets PVS d'utiliser des dispositifs de suivi de la course du soleil.

L'acteur-initiateur « Développeur EnR » désigne un acteur spécialisé dans le montage global d'un projet EnR intégrant la prospection territoriale, l'étude de faisabilité technique et le montage juridique et financier. Cet acteur n'ayant pas vocation à produire de l'électricité, il peut une fois toutes les autorisations obtenues soit céder son projet soit investir en propre dans son capital. La société française pyrénéenne 2ND SKY SOLAR DEVELOPMENT a initié les projets PVS de Barbaste, Fargues-sur-Ourbise et Pompogne (Lot-et-Garonne). Fondée en 2008 dans les Pyrénées-Atlantiques, cette société a travaillé en étroite collaboration avec l'opérateur émergent allemand GP JOULE GMBH pour le développement de projets PVS dans la région Aquitaine – Bousses (Lot-et-Garonne) et Azur (Pyrénées-Atlantiques). La société française Airefsol Energies a initié le projet PVS de Pujaut (Gard). Fondée en 2011, cette société qui est une filiale commune d'EOLFI (67 % du capital) et de RESEAU FERRE DE FRANCE (33 % du capital) a pour objectif de développer sur le territoire national des unités PVS et des parcs éoliens sur des *parcelles artificialisées et dégradées* appartenant à RESEAU FERRE DE FRANCE (RFF). RFF, devenu SNCF RESEAU, dispose de près de 103 000 hectares au potentiel PVS et éolien variable. La combinaison d'une maîtrise foncière et de la disponibilité de parcelles artificialisées et dégradées n'est pas sans rappeler la situation de la CNR.

3- Les autres entreprises, les exploitants agro-sylvicoles et les particuliers : des acteurs récents du système électrique français métropolitain.

L'acteur-initiateur « Autre entreprise » désigne un acteur économique dont les activités ne relèvent pas du secteur électrique. Le groupe français CIM-CCMP, spécialisé dans le stockage et les services de logistique pétrolière, a initié le projet PVS de Pauillac/Saint-Estèphe (Gironde). La société autoroutière française ESCOTA (groupe VINCI) a initié le projet PVS de Vitrolles (Hautes-Alpes). Pour ces deux entreprises, il s'agit à la fois de valoriser des parcelles artificialisées et dégradées leur appartenant et de réaliser une opération s'inscrivant dans leur politique respective de développement durable. Un nombre non négligeable d'acteurs initiateurs appartenant à ce sous-ensemble sont des groupes financiers (CHANTRE DAVANIERE et ECO INVEST) et des développeurs territoriaux.

L'acteur-initiateur « Exploitant agro-sylvicole » désigne un acteur économique dont les activités relèvent de l'exploitation de *parcelles agricoles* ou de *parcelles sylvicoles*. L'ensemble de ces acteurs a initié des projets PVS sur des parcelles leur appartenant dans une optique de diversification de leur revenu dans un contexte agricole – Bouloc (Haute-Garonne), Esparron-de-Verdon (Alpes-de-Haute-Provence), Saint-Amadou (Ariège), Saint Gaudens (Haute-Garonne), Tombeboeuf (Lot-et-Garonne) – ou sylvicole – Cazaubon (Gers) et Mios (Gironde) – difficile.

L'acteur-initiateur « Particulier » désigne un acteur individuel agissant à titre privé. Quatre acteurs-initiateurs relevant de ce sous-ensemble ont initié des projets PVS sur des parcelles leur appartenant dans une optique de rentabilité foncière – La Ville-Dieu-du-Temple (Tarn-et-Garonne), Figannière (Var), Sarrazac (Lot) et La Bastide-Pradines (Tarn).

II- La domination des acteurs-initiateurs PVS de la sphère privée.

La présentation de la typologie des acteurs-initiateurs PVS a mis en évidence l'existence d'une grande diversité actorielle. Dans un premier temps, la mesure du poids en nombre d'éléments et en capacités installées des différents acteurs-initiateurs PVS permet d'établir la hiérarchie d'influence de ces différents acteurs sur la totalité (A) et dans les cinq régions (B) du territoire d'étude. La confrontation de ces analyses aux trois phases de territorialisation PVS rend possible l'évaluation de l'influence de l'évolution des politiques publiques sur les dynamiques actorielles à l'œuvre (C).

A- La domination des producteurs d'électricité comme acteurs-initiateurs.

1- Les opérateurs émergents, les communes et les opérateurs historiques : des acteurs-initiateurs PVS dominants.

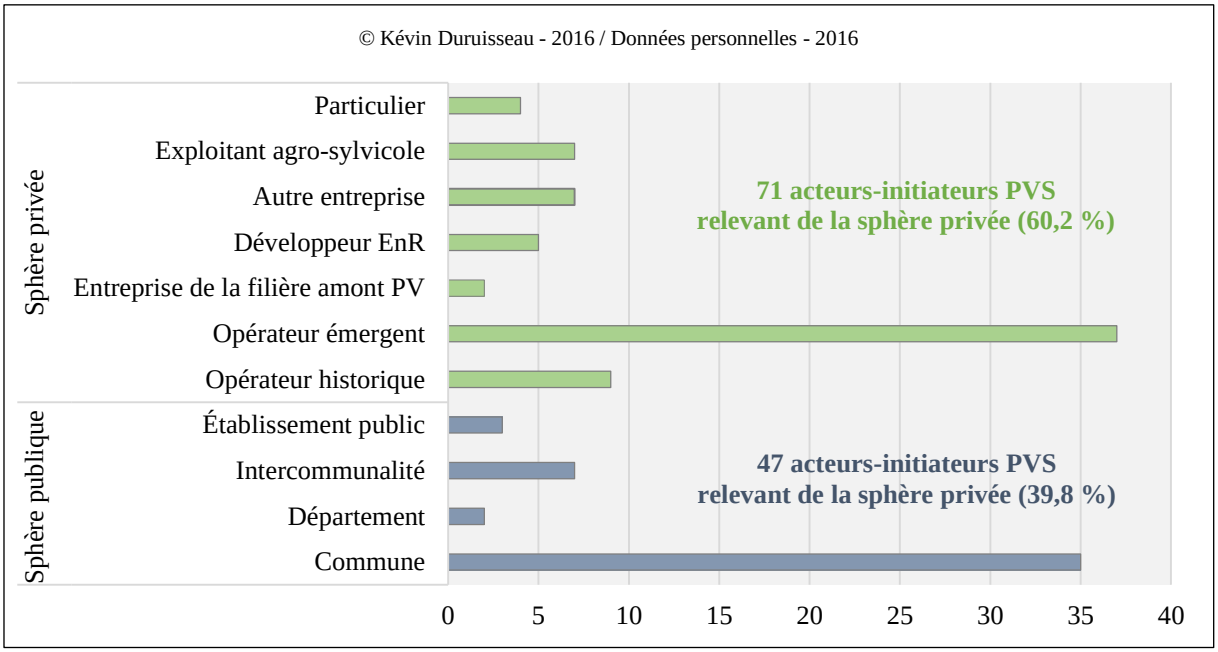
Au 31 décembre 2015, 118 acteurs-initiateurs avaient été à l'origine des 287 unités PVS en activité dans les territoires du sud de la France [cf. graphique 58]. Les éléments de la sphère publique représentent 39,8 % des acteurs-initiateurs actifs entre 2008 et 2015 alors que les éléments de la sphère privée en représentent 60,2 %. Parmi ces 118 acteurs-initiateurs PVS, trois sous-ensembles dominent : l'acteur-initiateur « Commune » – avec 35 éléments – et les acteurs-initiateurs « Opérateur émergent » et « Opérateur historique » – avec respectivement 37 et neuf éléments – constituant l'ensemble « Producteur d'électricité ».

La prépondérance des opérateurs émergents reflète le processus d'ouverture à la concurrence combinée à la libéralisation des marchés européens et nationaux de l'électricité amorcées par la directive communautaire du 19 décembre 1996 et la loi du 12 février 2000[365] ainsi que la mise en place successive de régimes financiers d'encadrement favorables au déploiement spatial éolien et PV. La généralisation du système des tarifs de rachat a rendu ces deux filières EnR naissantes économiquement viables conduisant à plusieurs vagues d'émergence d'opérateurs-exploitants spécialisés dans le système électrique français métropolitain.

À l'exception du producteur d'hydroélectricité historique, SHEM (groupe ENGIE), actif dans le Massif Central et les Pyrénées, tous les opérateurs historiques actifs entre 2008 et 2015

[365] Loi n°2000-108 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

se sont engagés dans la diversification de leur mix-électrique par un déploiement spatial EnR. La généralisation du système des tarifs de rachat EnR a créé des conditions sociotechniques favorables au verdissement de leurs activités imposé par la conscientisation énergie-climat.



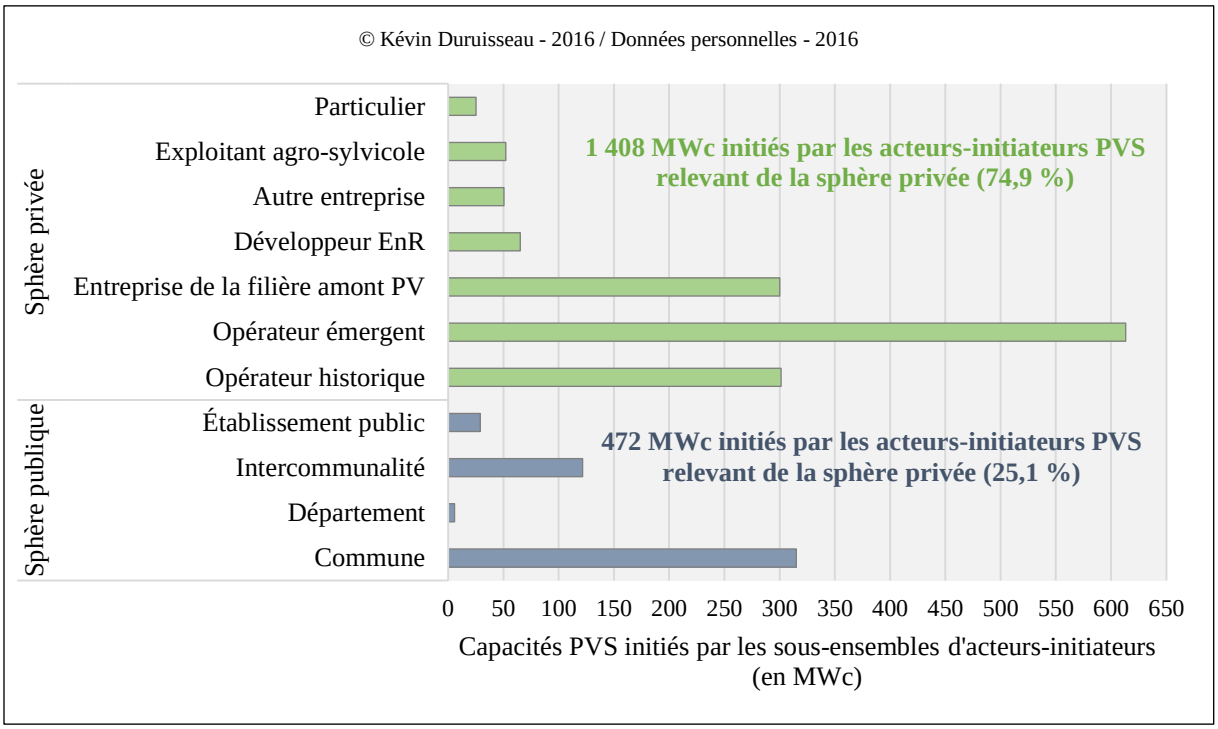
Graphique 58 – Répartition des 118 acteurs-initiateurs PVS actifs sur le territoire d'étude entre les 11 sous-ensembles typologiques entre 2008 et 2015

Les communes sont les acteurs-initiateurs les plus actifs au sein de la sphère publique avec près de trois quarts des éléments actifs. Son activité au cours de l'intervalle d'étude est quasiment équivalente au sous-ensemble dominant des opérateurs émergents. Échelon de base du territoire français et acteur historique du système électrique, la Commune a connu une dévolution croissante de compétences électriciennes lui fournissant les outils nécessaires au développement des projets EnR sur son territoire.

2- L'évaluation de l'influence des différents acteurs-initiateurs dans le déploiement spatial PVS : la prédominance par les capacités installées des opérateurs émergents.

Si l'analyse élémentaire permet le recensement des acteurs-initiateurs PVS actifs appartenant aux différentes catégories typologiques, seul le recours à l'analyse de la distribution des capacités installées permet une réelle évaluation de l'influence respective des différents sous-ensembles. Ce changement de variable montre la prédominance effective de l'acteur-initiateur « Opérateur émergent » dans le déploiement spatial PVS entre 2008 et 2015 dans les territoires du sud de la France [cf. graphique 59]. Les opérateurs émergents ont initié au cours de l'intervalle d'étude 613 MWc, répartis entre 115 unités PVS, avec une capacité installée moyenne de 5,3 MWc/unité. Ces mises en activité représentent 32,6 % des capacités installées au 31 décembre 2015. La répartition des capacités installées entre les 11 sous-ensembles est

très hétérogène, les opérateurs émergents, les communes, les opérateurs historiques et les entreprises de la filière amont PV ayant initié 81,4 % des capacités[366] pour 82,2 %[367] des unités.



Graphique 59 – Répartition des capacités PVS installées sur le territoire d'étude entre les 11 sous-ensembles typologiques au 31 décembre 2015 (en MWc)

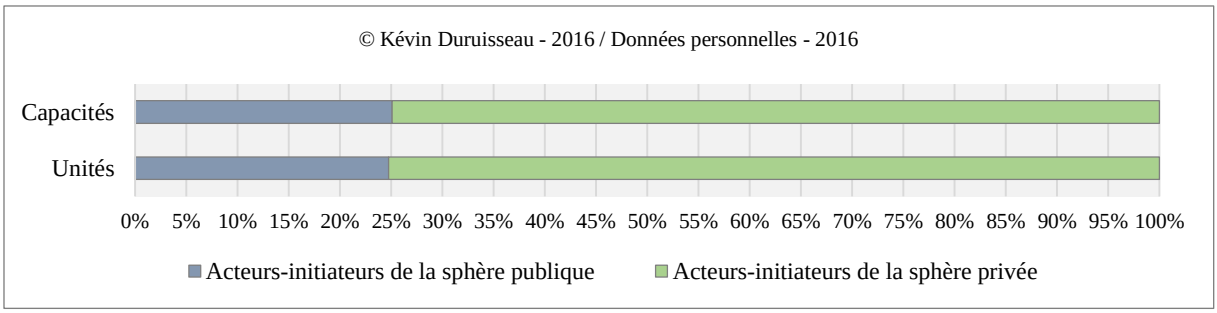
La prédominance de l'acteur-initiateur « Opérateur émergent » résulte de la stratégie agressive mise en œuvre par les principaux éléments de ce sous-ensemble – JUWI ENR, LUXEL, QUADRAN ÉNERGIES LIBRES et SOLAIRE DIRECT – qui visait à conquérir rapidement des parts de marché dans le système électrique français métropolitain récemment ouvert à la concurrence. Cette prédominance résulte également de la désaffection progressive, pour ce segment de marché, de l'opérateur historique EDF EN en France métropolitaine au profit des marchés d'outre-Atlantique, une désaffection qui s'est accélérée avec la mise en demeure en 2009 puis la condamnation en 2013 du groupe pour position dominante sur le marché PV métropolitain. Dans cette grande diversité, la part la plus importante de l'activité revient à un noyau dur regroupant les acteurs territoriaux « naturels » du système électrique français – Communes, Départements, opérateurs émergents et opérateurs historiques » – constituant les deux

[366] L'acteur-initiateur « Opérateur émergent » a initié 613 MWc, entre 2008 et 2015, contre 315 pour l'acteur-initiateur « Commune », 301 pour l'acteur-initiateur « Opérateur historique », 300 pour l'acteur-initiateur « Entreprise de la filière amont PV », 122 pour l'acteur-initiateur « Intercommunalité », 65 pour l'acteur-initiateur « Développeur EnR », 52 pour l'acteur-initiateur « Exploitant agro-sylvicole », 51 pour l'acteur-initiateur « Entreprise », 29 pour l'acteur-initiateur « Établissement public », 25 pour l'acteur-initiateur « Particulier » et 6 pour l'acteur-initiateur « Département ».

[367] L'acteur-initiateur « Opérateur émergent » a initié 115 unités PVS, entre 2008 et 2015, contre 49 pour l'acteur-initiateur « Commune », 46 pour l'acteur-initiateur « Opérateur historique », 26 pour l'acteur-initiateur « Entreprise de la filière amont PV », 15 pour l'acteur-initiateur « Intercommunalité », neuf pour l'acteur-initiateur « Développeur EnR », huit pour l'acteur-initiateur « Autre entreprise », huit pour l'acteur-initiateur « Exploitant agro-sylvicole », cinq pour l'acteur-initiateur « Établissement public », quatre pour l'acteur-initiateur « Particulier » et deux pour l'acteur-initiateur « Département ».

ensembles « Collectivité territoriale » et « Producteur d'électricité ». Ces acteurs territoriaux « naturels » ont initié à eux seuls 212 unités PVS[368] correspondant à 65,8 %[369] des capacités installées sur le territoire d'étude. L'existence de ce noyau dur apparaît logique dans l'environnement que constitue le processus d'ouverture à la concurrence combinée à la libéralisation des marchés européens et nationaux de l'électricité auquel s'est ajoutée une dévolution croissante des compétences énergie-climat aux collectivités territoriales.

Avec 74,9 % des capacités PVS installées, la sphère « privée » domine très majoritairement la sphère « publique » [cf. graphique 60]. La sphère « privée » a initié 1 408 MWc, répartis entre 216 unités PVS, avec une capacité installée moyenne de 6,5 MWc/unité. Les acteurs-initiateurs relevant de la sphère « publique » n'ont donc initié qu'un quart des capacités PVS installées entre 2008 et 2015 sur le territoire d'étude[370].



Graphique 60 – Répartition, entre sphère « publique » et sphère « privée », des unités et des capacités PVS installées sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015 (en %)

B- Le poids respectifs des différents acteurs-initiateurs PVS selon les régions.

1- L'exception de la région Rhône-Alpes : une diversité réduite aux acteurs traditionnels du système électrique français métropolitain.

L'analyse régionale de la diversité typologique des acteurs-initiateurs des unités PVS en activité en 2015 montre pour chacune des régions un appauvrissement plus ou moins important par rapport à la diversité globale observée sur le territoire d'étude [cf. tableau 30]. À l'exception de la région Rhône-Alpes cet appauvrissement est limité, au moins huit des 11 sous-ensembles de la typologie des acteurs-initiateurs PVS y étant toujours représentés. Les sous-

[368] L'acteur-initiateur « Producteur d'électricité » a initié 161 unités PVS, en 2008 et 2015, contre 51 pour l'acteur-initiateur « Collectivité territoriale », 35 pour l'acteur-initiateur « Entreprise du secteur PV hors producteurs d'électricité », 20 pour l'acteur-initiateur « Autres acteur public » et 20 pour l'acteur-initiateur « Autre acteur privé ».
[369] L'acteur-initiateur « Producteur d'électricité » a initié 915 MWc, entre 2008 et 2015, contre 365 pour l'acteur-initiateur « Entreprise du secteur PV hors producteurs d'électricité », 321 pour l'acteur-initiateur « Collectivité territoriale », 151 pour l'acteur-initiateur « Autre acteur public » et 128 pour l'acteur-initiateur « Autre acteur privé ».
[370] Les acteurs-initiateurs relevant de la sphère « publique » ont initié 472 MWc, entre 2008 et 2015, répartis entre 71 unités PVS, avec une capacité installée moyenne de 6,6 MWc/unité.

ensembles « Commune », « Opérateur historique » et « Opérateur émergent », acteurs traditionnels du système électrique français métropolitain, sont tous trois actifs dans les cinq régions. Le sous-ensemble « Département », autre acteur traditionnel du système électrique français métropolitain, n'est actif qu'en régions Languedoc-Roussillon et PACA. L'Aquitaine est la seule région du territoire d'étude dans laquelle le sous-ensemble « Entreprise de la filière amont PV » est un acteur-initiateur actif. Cette particularité régionale s'explique par la mise en œuvre d'une politique énergie-climat de la Région Aquitaine, visant à concentrer sur son territoire l'ensemble de la chaîne de valeur de la filière PV, qui a favorisé l'implication, dans le déploiement spatial PVS, de start-up (EXOSUN et SOLAREZO) et d'un groupe industriel (FIRST SOLAR) spécialisés dans la fabrication de trackers solaires ou de modules PV. L'absence dans la région PACA des sous-ensembles « Entreprise de la filière amont PV » et « Développeur EnR », constituant l'ensemble « Entreprise du secteur PV hors producteurs d'électricité », apparaît paradoxale. La présence en PACA du pôle de compétitivité Capénergies, spécialisé dans le développement des énergies décarbonées et basé à Saint-Paul-les-Durance (Bouches-du-Rhône), aurait dû y permettre l'implication des entreprises du secteur PV hors producteurs d'électricité dans l'initiation de projets PVS.

		Aquitaine	Languedoc Roussillon	Midi Pyrénées	PACA	Rhône Alpes
Sphère « publique »	Commune	+	+	+	+	+
	Département		+		+	
	Intercommunalité	+	+	+		
	Établissement public	+	+	+	+	
Sphère « privée »	Opérateur historique	+	+	+	+	+
	Opérateur émergent	+	+	+	+	+
	Entreprise de la filière amont PV	+				
	Développeur EnR	+	+	+		
	Autre entreprise	+	+		+	
	Exploitant agro-sylvicole	+		+	+	
	Particulier			+	+	
Nombre de sous-ensembles représentés par région		**9**	**8**	**8**	**8**	**3**

+■ Acteur-initiateur actif relevant de la sphère « publique »
+■ Acteur-initiateur actif relevant de la sphère « privée »
© Kévin Duruisseau – 2016 / Données personnelles – 2016

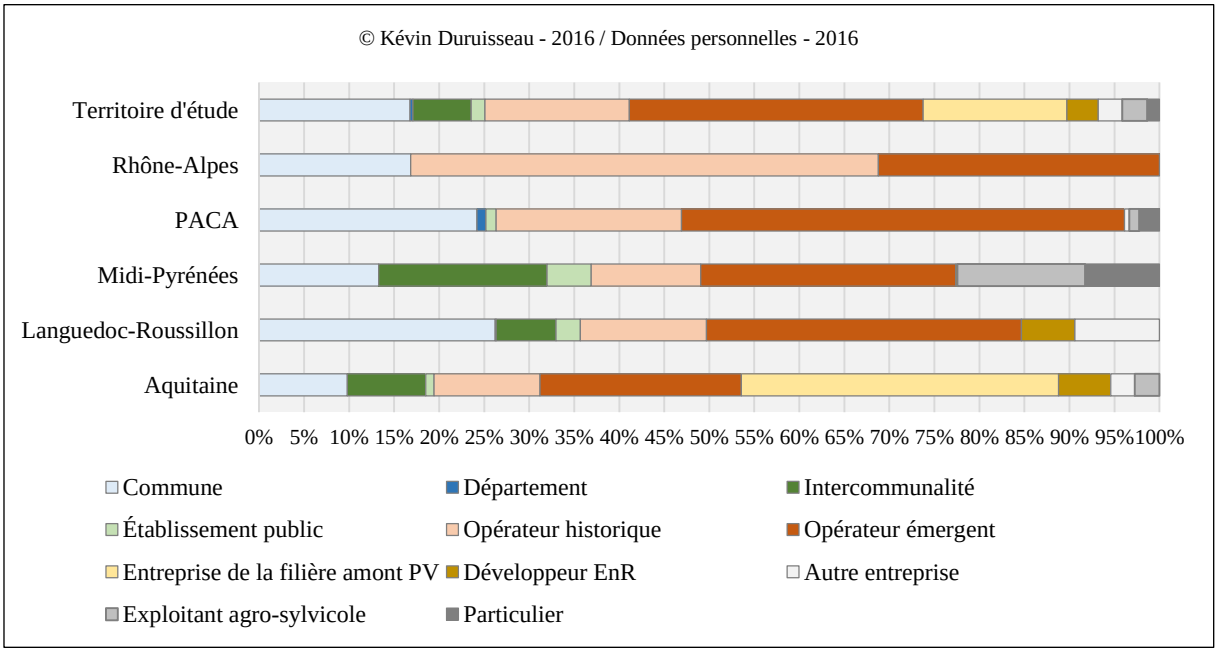
Tableau 30 – Les sous-ensembles d'acteurs-initiateurs PVS actifs
en Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes entre 2008 et 2015

La région Rhône-Alpes présente un profil actoriel singulier. Seuls trois sous-ensembles d'acteurs-initiateurs PVS y sont représentés : « Commune », « Opérateur historique » et « Opérateur émergent », trois acteurs traditionnels du système électrique français métropolitain. Cette singularité peut être attribuée, en partie, au faible nombre d'unités PVS implantées sur ce territoire soit 18 unités PVS sur les 287 que recèle le territoire d'étude en 2015 (6,3 %). Le caractère historique conféré à cette région par la présence des deux territoires électriques que sont les vallées alpines et le sillon rhodanien peut expliquer la réduction de la diversité

typologique à trois acteurs-initiateurs traditionnels du système électrique français métropolitain.

2- Une influence importante des opérateurs émergents dans les régions du territoire d'étude.

L'influence importante des opérateurs émergents observée à l'échelle du territoire d'étude s'observe également au sein de chacune des régions [cf. graphique 61]. Le sous-ensemble « Opérateur émergent » pointe au premier ou au second rang des hiérarchies régionales en y ayant initié entre 22,4 % en région Aquitaine et 49,2 % en région PACA des capacités PVS installées au 31 décembre 2015. La très forte représentation du sous-ensemble « Opérateur émergent » en région PACA résulte de la congruence des stratégies territoriales de plusieurs opérateurs émergents – DELTA SOLAR, SOLAIRE DIRECT – ayant déployé massivement leurs capacités PVS sur ce territoire aux conditions d'ensoleillement optimales. Cette concentration peut également s'expliquer par la présence en région PACA du pôle de compétitivité Capénergies, déjà cité précédemment, qui a encouragé un déploiement spatial PVS en labellisant les projets de Sainte-Maxime (Var), de Vinon-sur-Verdon (Var) et de Saint-Paul-les-Durance (Bouches-du-Rhône) et en offrant une interface relationnelle entre opérateurs émergents et collectivités territoriales membres.



Graphique 61 – Répartition des capacités PVS installées en Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes et sur le territoire d'étude
entre les 11 sous-ensembles typologiques au 31 décembre 2015 (en %)

La prédominance du sous-ensemble « Entreprise de la filière amont PV » en région Aquitaine, avec 35,2 % des capacités PVS installées, relaie le sous-ensemble « Opérateur émergent » au second rang de la hiérarchie régionale. La politique énergie-climat de la Région Aquitaine, couplée à une politique économique ambitieuse, a suscité l'intérêt d'acteurs

industriels de la filière PV pour ce territoire et a facilité leur implication dans le déploiement spatial PVS. Les caractéristiques foncières et parcellaires de cette région ont permis l'élaboration de projets géants aux fortes capacités garantissant des volumes de production économiquement viable pour ces acteurs industriels. L'initiation par First Solar du projet géant de Cestas (Gironde) – 300 MWc répartis entre 25 unités PVS – explique à lui seul la prédominance du sous-ensemble « Entreprise de la filière amont PV » en Aquitaine.

La prédominance du sous-ensemble « Opérateur historique » en région Rhône-Alpes, avec 51,9 % des capacités PVS installées, relaie également le sous-ensemble « Opérateur émergent » au second rang de la hiérarchie régionale (31,2 % des capacités PVS installées). Le profil actoriel de la région Rhône-Alpes est marqué par la stratégie territoriale de la CNR, acteur majeur avec le groupe EDF du territoire électrique historique que constitue le sillon Rhodanien. Afin de diversifier son mix-électrique, historiquement centré sur l'hydroélectricité, la CNR a valorisé les *parcelles artificialisées et dégradées* de son domaine concédé le long de la vallée du Rhône en y déployant 13,8 MWc répartis entre quatre unités PVS. Elle a également valorisé ce type de parcelle sur le territoire régional, en dehors de son domaine concédé, en y déployant 13,3 MWc répartis entre deux unités PVS.

Quelle que soit la région considérée, on observe une domination nette de la sphère « privée » sur la sphère « publique ». Cette domination s'inscrit dans une fourchette comprise entre 63,1 % en région Midi-Pyrénées et 83,1 % en région Rhône-Alpes des capacités PVS installées. La plus forte représentation de la sphère « publique » s'observe dans les régions Midi-Pyrénées et Languedoc-Roussillon avec 59 MWc répartis entre sept unités PVS pour la première et 94 MWc répartis entre 17 unités PVS pour la seconde. Cette représentation importante de la sphère « publique » en Midi-Pyrénées résulte d'un faible déploiement spatial PVS régional – 8,5 % des capacités PVS installées sur le territoire d'étude – et de l'exclusion précoce des parcelles agricoles et des parcelles industrielles – situées dans les zones d'activités – par les préfectures et les services instructeurs déconcentrés de l'État départementaux et régionaux pour le déploiement spatial PVS. La valorisation par ces acteurs déconcentrés des *parcelles artificialisées et dégradées*, souvent propriété d'acteurs territoriaux publics, a conduit au développement important d'unités PVS par des acteurs de la sphère « publique ». En région Languedoc-Roussillon, les acteurs-initiateurs de la sphère « publique » possédaient une ressource foncière dans des *parcelles artificialisées et dégradées*, héritage de son passé minier, pour laquelle un développement PVS apparaissait comme une opportunité de revalorisation.

C- Le poids respectifs des acteurs-initiateurs PVS selon les trois phases de territorialisation.

1- La diversité des acteurs-initiateurs et le déploiement spatial PVS dans le cadre des trois phases de territorialisation.

L'arrêté du 13 mars 2002[371] instaure les premiers tarifs de rachat de l'électricité PVS en France et marque l'ouverture de la première phase de territorialisation PVS, qualifiée de *territorialisation anarchique*. Jusqu'au décret du 19 novembre 2009[372], qui met fin à cette phase, la diffusion spatiale PVS s'effectue dans un quasi-vide juridique lié à l'absence d'un régime réglementaire national d'encadrement du déploiement spatial PVS. L'analyse de la diversité typologique des acteurs-initiateurs des unités PVS mises en activité dans le cadre de la *territorialisation anarchique* montre l'existence précoce, dès cette première phase, d'une grande diversité actorielle comprenant dix des 11 sous-ensembles de la typologie. Seul le sous-ensemble « Département » n'est pas actif. Cette première phase de territorialisation étant antérieure à la loi Grenelle II du 12 juillet 2010, donnant des compétences en matière de production d'électricité au Département, l'absence de ce sous-ensemble apparaît donc logique. Dans le cadre de cette phase, 45 acteurs-initiateurs ont été à l'origine des 81 unités PVS mises en activité sur le territoire d'étude. La majorité de ces mises en activité revient aux 16 opérateurs émergents et aux dix communes actifs qui ont initié 48 de ces 81 unités PVS. Seulement 12 unités PVS ont été initié par les cinq opérateurs historiques actifs – ALBIOMA, BORALEX SAS, CNR, EDF EN et VALECO – dans le cadre de la *territorialisation anarchique*.

Le décret du 19 novembre 2009 met en place un régime réglementaire national d'encadrement du déploiement spatial PVS et marque l'ouverture de la deuxième phase de territorialisation PVS, qualifiée de *territorialisation normalisée*. Ce décret soumet toute unité PVS présentant une capacité installée supérieure à 0,249 MWc à permis de construire, étude d'impact et enquête publique. Cette évolution du régime réglementaire d'encadrement constitue un premier tournant marquant une reprise en main par l'État central de la régulation de la diffusion spatial PVS. L'analyse de la diversité typologique des acteurs-initiateurs des unités PVS mises en activité dans le cadre de la *territorialisation normalisée* montre le maintien, d'une grande diversité actorielle comprenant neuf des 11 sous-ensembles de la typologie. Les sous-ensembles « Intercommunalité » et « Entreprise de la filière amont PV », sans que l'on puisse y voir une relation directe avec l'évolution du régime réglementaire d'encadrement du déploiement spatial PVS, ne sont pas actifs dans le cadre de cette phase. Le sous-ensemble « Département » y devient actif, cette apparition étant directement liée à la dévolution de compétences électriciennes accordée au Département par la loi Grenelle II du 12 juillet 2010. Dans le cadre de cette phase, 23 acteurs-initiateurs ont été à l'origine des 42 unités PVS mises en activité sur le territoire d'étude. La majorité de ces mises en activité revient aux 12 opérateurs émergents qui ont initié 23 des 45 unités PVS. La *territorialisation normalisée* correspond à la plus faible activité observée pour les acteurs-initiateurs de la sphère « publique ». Seuls une Commune, un Département et un établissement public ont été actifs, initiant quatre unités PVS.

[371] Arrêté du 13 mars 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.
[372] Décret n°2009-1414 relatif aux procédures administratives applicables à certains ouvrages de production d'électricité.

L'arrêté du 4 mars 2011[373] modifie le régime financier d'encadrement du déploiement spatial PVS et marque l'ouverture de la troisième phase de territorialisation PVS, qualifiée de *territorialisation bimodale*. Cet arrêté met en place un système national d'appel d'offres national PV/PVS mais n'abolit pas pour autant le système des tarifs de rachat PV/PVS faisant coexister deux processus de territorialisation distincts : la *territorialisation amoindrie* – caractérisée par le système national d'appel d'offres – marquant un second tournant dans la reprise en main par l'État central de la régulation du déploiement spatial PVS et la *territorialisation régulée* – caractérisée par le système des tarifs de rachat PVS – s'inscrivant en continuité de la *territorialisation normalisée*. L'analyse de la diversité typologique des acteurs-initiateurs des unités PVS mises en activité dans le cadre de la *territorialisation bimodale* montre la présence de la totalité des 11 sous-ensembles d'acteurs-initiateurs de la typologie. Dans le cadre de cette phase, 71 acteurs-initiateurs ont été à l'origine des 164 unités PVS mises en activité sur le territoire d'étude. La majorité de ces mises en activité revient aux 24 communes, 22 opérateurs émergents et aux huit opérateurs-historiques qui ont initié 119 des 164 unités PVS. Au sein de la *territorialisation bimodale*, l'analyse de la diversité typologique de chacun des versants que constituent la *territorialisation régulée* et la *territorialisation amoindrie* montre une réduction et une variation de cette diversité. Seuls huit des 11 sous-ensembles de la typologie sont actifs dans le cadre de la *territorialisation régulée*, les sous-ensembles « Département », « Établissement public » et « Autre entreprise » n'y ayant développé aucune unité PVS. Seuls neuf des 11 sous-ensembles de la typologie sont actifs dans le cadre de la *territorialisation amoindrie*, les sous-ensembles « Entreprise de la filière amont PV » et « Particulier » n'y ayant développé aucune unité PVS.

	Phase I [2002-2009]	**Phase II [2009-2011]**	**Phase III [2011-2015]**	**Phase III-1**	**Phase III-2**
Commune	10	1	24	14	11
Département	0	1	1	0	1
Intercommunalité	3	0	4	3	2
Établissement public	1	1	2	0	2
Sphère publique	**14**	**3**	**31**	**17**	**16**
Opérateur historique	5	2	8	5	4
Opérateur émergent	16	12	22	18	6
Entreprise de la filière amont PV	1	0	1	1	0
Développeur EnR	2	1	3	2	1
Autre entreprise	1	2	3	0	4
Exploitant agro-sylvicole	5	1	2	1	1
Particulier	1	2	1	1	0
Sphère privée	**31**	**20**	**40**	**28**	**16**

Phase I → Territorialisation anarchique
Phase II → Territorialisation normalisée
Phase III → Territorialisation bimodale
Phase III-1 → Territorialisation régulée / Phase III-2 → Territorialisation amoindrie
© Kévin Duruisseau – 2016 / Données personnelles – 2016

Tableau 31 – Nombre d'acteurs-initiateurs PVS actifs dans chaque sous-ensemble typologique dans le cadre des trois phases de territorialisation sur le territoire d'étude

[373] Arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000.

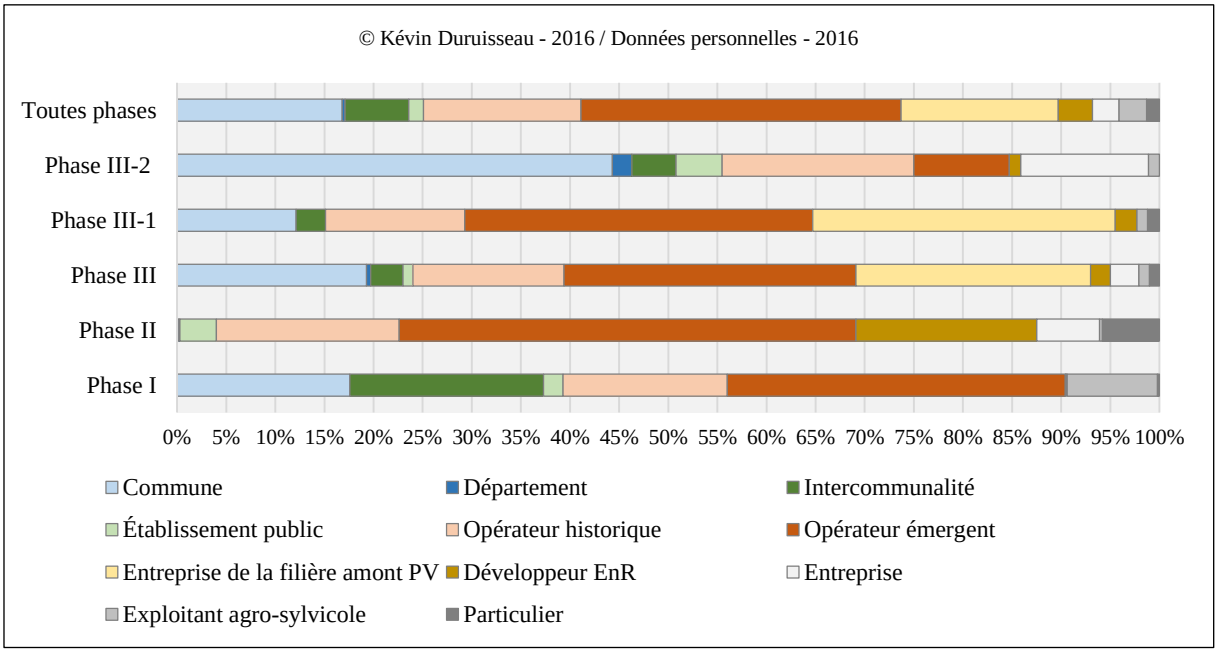
Dans le cadre de la *territorialisation régulée*, 45 acteurs-initiateurs ont été à l'origine des 118 unités PVS mises en activité sur le territoire d'étude. La majorité de ces mises en activité revient aux 18 opérateurs émergents et aux 14 communes qui ont initié 68 des 118 unités PVS. L'unique acteur-initiateur du sous-ensemble « Entreprise de la filière amont PV », FIRST SOLAR, y a développé 25 unités PVS formant le PPVS géant de Cestas (Gironde).

Dans le cadre de la *territorialisation amoindrie*, 32 acteurs-initiateurs ont été à l'origine des 46 unités PVS mises en activité sur le territoire d'étude. La majorité de ces mises en activité revient aux 11 communes et aux quatre opérateurs historiques qui ont développé 26 des 46 unités PVS. Seulement huit unités PVS ont été initiées par les six opérateurs émergents actifs dans le cadre de la *territorialisation amoindrie*.

2- L'influence de l'évolution des régimes réglementaire et financier d'encadrement du déploiement spatial PVS sur les capacités initiées par les différents acteurs-initiateurs.

Le sous-ensemble « Opérateur émergent » domine l'initiation des unités PVS sur le territoire d'étude. Au 31 décembre 2015, les opérateurs émergents avaient initié 32,6 % des capacités PVS installées. Dans le cadre de la *territorialisation anarchique* (Phase I), ceux-ci ont initié 34,4 % des capacités PVS installées contre 19,7 % pour le sous-ensemble « Intercommunalité » et 17,6 % pour le sous-ensemble « Commune ». Dans le cadre de la *territorialisation normalisée* (Phase II), le sous-ensemble « Opérateur émergent » a initié 46,5 % des capacités PVS installées contre 18,6 % pour l'acteur-initiateur « Opérateur historique » et 18,4 % pour l'acteur-initiateur « Développeur EnR ». Dans le cadre de la *territorialisation bimodale* (Phase III), les opérateurs émergents ont initié 29,8 % des capacités PVS installées contre 23,9 % pour le sous-ensemble « Entreprise de la filière amont PV » et 19,3 % pour le sous-ensemble « Commune ». Dans cette troisième et dernière phase, la prédominance des opérateurs émergents ne s'observe que dans la *territorialisation régulée* (Phase III-1) alors que dans la *territorialisation amoindrie* (Phase III-2) ils n'occupent que le quatrième rang de la hiérarchie derrière les sous-ensembles « Commune », « Opérateur historique » et « Autre entreprise » [cf. graphique 62]. La domination du sous-ensemble « Opérateur émergent » sur le territoire d'étude dans le cadre des trois phases de territorialisation PVS successives s'explique par le fait qu'il s'agit du seul sous-ensemble de la typologie des acteurs-initiateurs dont l'existence ou la survie dépendent d'un développement rapide de capacités de production EnR. Ces acteurs-initiateurs ont rapidement su construire des compétences PVS spécifiques soit à partir de leurs activités PVS antérieures sur un territoire étranger – BELECTRIC FRANCE, PHOENIX SOLAR FRANCE, SOLON SE –, soit à partir de leurs activités éoliennes antérieures – CONILHAC ÉNERGIE, DELTA SOLAR/ECO DELTA, POWEO ENR – soit en recrutant des collaborateurs ayant construit ces compétences dans une activité électrique classique ou EnR passée – LUXEL, SOLEIL DU MIDI, SOLAIRE DIRECT, QUADRAN ÉNERGIES LIBRES. Ces acteurs-initiateurs ont pu également s'appuyer sur une expertise dans le domaine financier. Entreprises

de taille modeste, ces acteurs-initiateurs présentent une capacité d'adaptation rapide leur ayant permis de s'adapter plus facilement aux évolutions rapides des régimes réglementaire et financier d'encadrement du déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude.



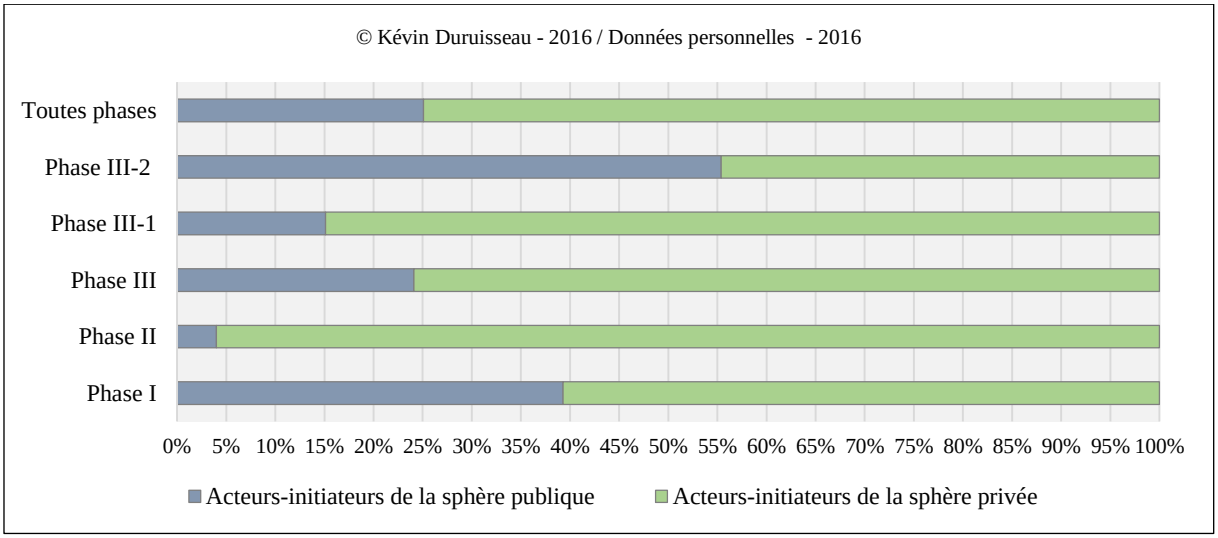
Graphique 62 – Répartition des capacités PVS installées dans le cadre des trois phases de territorialisation et toutes phases confondues entre les onze sous-ensembles typologiques sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015 (en %)

La multiplication des acteurs-initiateurs appartenant à ce sous-ensemble résulte évidemment de l'ouverture à la concurrence du marché électrique français et des stratégies « prudentes » adoptées à l'égard du développement PVS par les acteurs-initiateurs du sous-ensemble « Opérateur historique », ces derniers ne considérant ce secteur énergétique émergent que comme un vecteur marginal de diversification de leur mix-électrique et non comme un moyen de substitution aux énergies classiques. Le niveau des capacités installées permettant d'occuper le deuxième rang de la hiérarchie avoisinant les 20 % plusieurs postulants parmi les acteurs-initiateurs avaient la possibilité d'occuper ce rang. Pour les Phases I et III, c'est l'initiation d'un projet PVS géant qui a déterminé les acteurs-initiateurs du deuxième rang : le projet PVS géant de Losse (Landes) en Phase I et le projet PVS géant de Cestas (Gironde) en Phase III donneront respectivement aux sous-ensembles « Intercommunalité » et « Entreprise de la filière amont PV » cette place dans la hiérarchie. Pour la Phase II, le recul très important des acteurs-initiateurs de la sphère « publique » a fait remonter mécaniquement au deuxième rang le sous-ensemble « Opérateur historique », toujours stable autour de 17 % quelle que soit la phase.

La troisième et dernière phase de territorialisation PVS permet au sous-ensemble « Commune » d'asseoir sa domination dans l'initiation des capacités installées dans le cadre de la *territorialisation amoindrie* (Phase III-2). Ces collectivités territoriales ont ainsi initié dans ce cadre 16 unités PVS correspondant à 44,3 % des capacités installées. La remontée en

puissance de l'acteur-initiateur « Commune » résulte de facteurs sociologique, politique, historique et économique : (i) les processus nationaux, locaux et régionaux successifs du Grenelle de l'environnement et de la Transition énergétique pour la croissance verte ont concouru à un renforcement de la conscientisation énergie-climat à l'échelle locale et à la diffusion d'exemples de projets PVS initiés par des Communes ; (ii) les lois Grenelle I et II ont contraint les Communes à une plus grande prise en compte de la question énergie-climat dans leurs documents d'urbanisme et d'orientation territoriale ; (iii) acteur historique du système électrique français sur le segment de la distribution, la Commune avait vu ses compétences sur le segment de la production élargies par la loi du 10 février 2000 ; (iv) la réforme de la taxe professionnelle combinée à la baisse de dotation locale de l'État ont fait apparaître les projets PVS non plus comme des projets essentiellement environnementaux mais comme également des projets économiques aux retombées financières non négligeable pour cette collectivité territoriale.

La sphère « privée » domine l'initiation des unités PVS sur le territoire d'étude. Au 31 décembre 2015, les acteurs-initiateurs relevant de la sphère « privée » avaient initié 74,9 % des capacités PVS installées. Dans le cadre de la *territorialisation anarchique* (Phase I), ceux-ci ont initié 60,7 % des capacités PVS installées contre 39,3 % pour la sphère « publique ». Dans le cadre de la *territorialisation normalisée* (Phase II), la sphère « privée » a initié 96 % des capacités PVS installées contre 4 % pour les acteurs-initiateurs relevant de la sphère « publique ». Dans le cadre de la *territorialisation bimodale* (Phase III), les acteurs-initiateurs relevant de la sphère « privée » ont initié 75,9 % des capacités PVS installées contre 24,1 % pour la sphère « publique ». Dans cette troisième et dernière phase, la domination de la sphère « privée » ne s'observe que dans la *territorialisation régulée* (Phase III-1) alors que dans la *territorialisation amoindrie* (Phase III-2) ce sont les acteurs-initiateurs relevant de la sphère « publique » qui dominent avec 55,4 % des capacités PVS installées [cf. graphique 63].



Graphique 63 – Répartition, entre sphère « publique » et sphère « privée », des capacités PVS installées dans le cadre des trois phases de territorialisation et toutes phases confondues sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015 (en %)

Les contraintes urbanistiques et environnementales des Phases II et III-1 ont paradoxalement mis à mal les dynamiques de la sphère « publique ». Les capacités d'adaptation plus rapides des acteurs de la sphère « privée », liées à des compétences internes construites pour certains d'entre eux au cours du précédent éolien, expliquent ce déséquilibre d'activité. Ce déséquilibre est renforcé, indépendamment des trois phases de territorialisation PVS, par le fait que les acteurs de la sphère « publique » agissent « individuellement » sur un territoire qui leur est propre alors que les actions des acteurs de la sphère « privée » s'inscrivent dans des dynamiques économiques d'expansion qui démultiplient les projets sur de multiples territoires. La Phase III-2 présente un régime réglementaire d'encadrement du déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude identique à la Phase II mais modifie profondément le régime financier d'encadrement. La mise en place du système national d'appel d'offres est particulièrement favorable aux projets initiés par les acteurs-initiateurs de la sphère « publique ». Les trois cahiers des charges rattachés aux trois appels d'offres nationaux successifs favorisent les projets PVS implantés sur des *parcelles artificialisées et dégradées* que détiennent généralement les collectivités territoriales ou leur intercommunalité. À ces conditions foncières favorables aux initiatives de la sphère « publique » s'ajoute la stratégie des porteurs de projets PVS associés. Ces derniers ont favorisé logiquement les projets initiés par les acteurs-initiateurs de la sphère « publique » qui répondaient aux critères des cahiers des charges des appels d'offres, facilitant ainsi une réalisation plus rapide des projets qui présentaient de plus une plus forte rentabilité économique. En effet, dans le cadre du régime financier de la Phase III-2, les cahiers des charges des appels d'offres laissaient une liberté aux porteurs de projets pour fixer le prix de rachat de l'électricité produite même si une limitation rationnelle de celui-ci était un avantage.

III- La régulation des projets PVS et le rôle des services instructeurs déconcentrés de l'État.

La diversité observée au sein des acteurs-initiateurs PVS s'inscrit elle-même dans une diversité actorielle, opposant acteurs publics et acteurs privés, nécessaire à la concrétisation de ce type de projet. Le déploiement spatial PVS est une forme d'aménagement des territoires nécessitant la coordination de multiples acteurs publics et privés. Les interactions formelles – normées – et informelles entre ces différents acteurs mettent en évidence des systèmes de régulation – au cours de la pré-instruction et de l'instruction des permis de construire – au sein desquels s'observe une domination de la puissance publique déconcentrée. Réunissant un grand nombre d'acteurs publics territoriaux, le pôle de compétences PV/PVS ou EnR départemental constitue l'instrument de régulation privilégié par les préfectures et les services instructeurs déconcentrés de l'État pour mener la pré-instruction de projets PVS (A). Les Directions Départementales des Territoires (DDT) – ou les Directions Départementales des Territoires et de la Mer (DDTM) dans les départements côtiers – se sont positionnées comme les coordinateurs centraux au sein des systèmes de régulation de pré-instruction et d'instructions des permis de construire PVS (B).

A- Les systèmes de pré-instruction des projets PVS dans le cadre des pôles de compétences départementaux.

1- Les acteurs des pôles de compétences départementaux PV/PVS ou EnR : le rôle majeur des services instructeurs déconcentrés de l'État.

Le déploiement spatial PVS s'est accompagné, dans la majorité des départements du territoire d'étude, de la mise en place de pôles de compétences PV/PVS ou EnR [cf. tableau 32]. Ces pôles départementaux peuvent être considérés comme des systèmes d'acteurs car mettant en interaction relationnelle de multiples acteurs publics et privés au cours de la pré-instruction des projets PVS. Les pôles de compétences PV/PVS ou EnR départementaux s'apparentent à « un système d'action collective organisée » (Friedberg, 1993) visant à réguler le déploiement spatial PVS par le biais de critères d'évaluation territorialisés. À l'exception des départements aquitains de la Gironde et du Lot-et-Garonne et des départements rhodaniens de l'Isère, de la Loire et de Savoie, l'ensemble des départements du territoire d'étude, ayant au moins une unité PVS en activité au 31 décembre 2015, s'est doté d'un pôle de compétences PV/PVS ou EnR entre 2006 et 2011. Sur les 22 départements possédant ce type d'instance, 13 l'ont mis en place au cours de l'année 2009, notamment les huit départements de Midi-Pyrénées. La mise en place asynchrone observée résulte d'une combinaison de facteurs : la temporalité des vagues de projets PVS dans les différents départements, la préexistence ou non d'un pôle de compétences éolien et l'année de l'injonction de leur mise en place par les préfets de région à leurs préfets de département. Le caractère précurseur des départements languedociens de l'Aude et des Pyrénées-Orientales ainsi que des départements rhodanien de l'Ardèche et de la Drôme s'explique par la préexistence dans ces départements de pôles de compétences éoliens au sein desquels les préfectures et les services instructeurs déconcentrés départementaux ont acquis une expérience dans la régulation des projets EnR. La création des 17 pôles de compétences PV/PVS ou EnR entre 2008 et 2010 s'explique par la vague de projets PVS émergeant au cours de cet intervalle. La mise en place synchrone d'un pôle de compétences dans l'ensemble des départements de Midi-Pyrénées s'explique par l'injonction du préfet de région à ses préfets de département de créer cette instance ou de transformer leur pôle de compétences éolien existant.

L'absence de pôles de compétences PV/PVS ou EnR dans les départements rhodaniens de l'Isère, de la Loire et de Savoie s'explique par le très faible nombre de projets ayant émergé dans ces départements combiné à l'absence d'un précédent éolien. L'absence de pôles de compétences dans les départements aquitains de Gironde et du Lot-et-Garonne est paradoxale, la Gironde présentant les plus fortes capacités PVS installées départementales sur le territoire d'étude. Les comités techniques informels constitués par les services instructeurs déconcentrés girondins pour la pré-instruction des premiers projets n'ont jamais évolué en un pôle de compétences du fait de la mutation du sous-préfet en charge de ces comités.

		2006	2007	2008	2009	2010	2011
Aquitaine	Gironde (33)						
	Landes (40)				■		
	Lot-et-Garonne (47)						
	Pyrénées-Atlantiques (64)				■		
Languedoc Roussillon	Aude (11)		■				
	Gard (30)					■	
	Hérault (34)				■		
	Pyrénées-Orientales (66)	■					
Midi Pyrénées	Ariège (09)				■		
	Aveyron (12)				■		
	Haute-Garonne (31)				■		
	Gers (32)				■		
	Lot (46)				■		
	Hautes-Pyrénées (65)				■		
	Tarn (81)				■		
	Tarn-et-Garonne (82)				■		
PACA	Alpes-de-Haute-Provence (04)			■			
	Hautes-Alpes (05)					■	
	Alpes-Maritimes (06)						■
	Bouches-du-Rhône (13)				■		
	Var (83)				■		
	Vaucluse (84)			■			
Rhône Alpes	Ardèche (07)		■				
	Drôme (26)		■				
	Isère (38)						
	Loire (42)						
	Savoie (73)						

■ Année de mise en place du pôle de compétences PV/PVS ou EnR

Année de plus forte mise en place de pôle de compétences PV/PVS ou EnR départementaux

© Kévin Duruisseau – 2016 / Données personnelles – 2015

Tableau 32 – Mise en place asynchrone des pôles de compétences PV/PVS ou EnR dans les départements possédant au moins une unité PVS en activité sur le territoire d'étude

L'analyse de la composition de ces pôles de compétences départementaux permet de mettre en évidence le rôle de chaque composante constituant le système d'acteurs agissant dans le processus de pré-instruction des projets PVS. La recherche documentaire et de terrain a permis de connaître la composition exacte de 17 des 22 pôles de compétences existants. Tous pôles de compétences confondus, 30 acteurs différents ont pu être identifiés au cours de cette recherche. Ces 30 acteurs membres appartiennent à cinq composantes différentes : (i) « État et ses services déconcentrés », (ii) « Établissement public », (iii) « Collectivité territoriale et Intercommunalité », (iv) « Société civile » et (v) « Entreprise du secteur électrique ».

La première composante – « État et ses services déconcentrés » – regroupe 11 acteurs aux compétences communes et/ou spécifiques, possédant pour certains des compétences territoriales importantes. La Direction Départementale des Territoires (DDT), dans les départements terrestres, ou la Direction Départementale des Territoires et de la Mer (DDTM), dans les départements côtiers, appartiennent aux services déconcentrés de l'État à l'échelon départemental et constituent des directions essentielles pour la mise en œuvre des politiques du ministère du Développement Durable, jouant un rôle de relais des Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL). Placées sous l'autorité des

préfets de département, les DDT/DDTM ont été constituées dans le cadre de la Révision Générale des Politiques Publiques (RGPP) engagée le 12 décembre 2007. Dans « *une recomposition complète du paysage administratif aux niveaux national, régional et départemental* » (Lascoumes *et alii*, 2014, p. 161), ces nouvelles structures résultent de la fusion de structures antérieures : les Directions Départementales de l'Agriculture et de la Forêt (DDAF), l'essentiel des Directions Départementales de l'Équipement (DDE) et une partie des services préfectoraux départementaux. Dans certains départements, les DDAF et les DDE avaient déjà fusionné pour former les Directions Départementales de l'Équipement et de l'Agriculture (DDEA). Les DDT/DDTM ont pour missions de promouvoir un développement durable des territoires, en préservant les équilibres entre territoires urbains et ruraux, ainsi que de mettre en œuvre les politiques publiques de l'État relevant du domaine environnemental, de l'aménagement, de l'urbanisme, du logement, de la construction et du transport. Ce sont des acteurs-clés dans le déploiement spatial PVS car ils regroupent les services instructeurs des permis de construire de ce type de projets.

Les DREAL ont été constituées, elles aussi, dans le cadre de la RGPP suite à la circulaire du Premier ministre du 15 mai 2008[374]. Elles sont issues de la fusion de trois services déconcentrés régionaux existant antérieurement : les Directions Régionales de l'Environnement (DIREN), les Directions Régionales de l'Équipement (DRE) et les Directions Régionales de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE). Placées sous l'autorité des préfets de région, elles sont chargées en particulier « *d'élaborer et de mettre en œuvre les politiques de l'État en matière d'environnement, de développement et d'aménagement durables ; de veiller à l'intégration des principes et des objectifs de développement durable dans la mise en œuvre des actions conduites par l'État ; d'évaluer ou faire évaluer l'impact environnemental de ces actions* »[375]. Ce sont donc les DREAL, par délégation des préfets de région, qui rendent les avis de l'Autorité Environnementale qui évaluent les impacts environnementaux des unités PVS à partir des études d'impact réalisées par les porteurs de projets. Les avis émis par l'Autorité Environnementale sont des avis simples.

Les Services Territoriaux de l'Architecture et du Patrimoine (STAP) ont succédé aux Services Départementaux de l'Architecture et du Patrimoine (SDAP) en 2010. Ce sont des unités territoriales des Directions Régionales des Affaires Culturelles (DRAC) qui « *assurent le relais de l'ensemble des politiques relatives au patrimoine et à la promotion de la qualité architecturale, urbaine et paysagère au niveau départemental* »[376]. Les STAP contribuent à

[374] Circulaire du Premier ministre du 15 mai 2008, relative à la réorganisation de l'échelon régional du ministère de l'Écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire.
[375] Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer – Quelles sont les missions de la DREAL ? [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 sur http://www.developpement-durable.gouv.fr/Quelles-sont-les-missions-de-la,12611.html
[376] Association Nationale des Architectes des Bâtiments de France – Les Services Territoriaux de l'Architecture et du Patrimoine [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 http://anabf.archi.fr/index.php?option=com_content&view=category&id=45&layout=blog&Itemid=89

l'instruction de projets d'aménagement « *qui intéressent les abords d'un monument historique, un site protégé au titre du Code de l'Environnement, une Aire de mise en valeur de l'architecture et du patrimoine (AVAP) ou un secteur sauvegardé* »[377]. Ils assurent aussi des missions interministérielles portant sur l'aménagement durable du territoire et sur le développement des EnR.

La deuxième composante – « Établissement public » – regroupe six acteurs aux champs de compétences très variées. Parmi ces six acteurs, l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) est un Établissement Public à caractère Industriel et Commercial (EPIC) placé sous la double tutelle du Ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie et du Ministère de l'Éducation nationale, de la Enseignement supérieur et de la Recherche[378]. Elle « *met à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public ses capacités d'expertise et de conseil. Elle aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre, et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit* »[379]. Grâce à son réseau de directions de l'action régionales, l'ADEME est présente dans l'ensemble des régions françaises ce qui fait d'elle une actrice importante de la politique énergétique locale. Ce sont ces directions régionales qui siègent dans les pôles de compétences PV/PVS ou EnR départementaux. L'Office National des Forêts (ONF) est un EPIC qui mène son action dans le cadre d'un contrat pluriannuel d'objectifs et de performance avec l'État et la Fédération nationale des communes forestières. Il assure la gestion durable du domaine forestier public, commercialise du bois pour la filière, effectue des prestations de service pour les acteurs publics et privés, agit pour l'accroissement de la biodiversité des forêts et assure des missions de service public pour la prévention et la gestion des risques[380]. Les Services Départementaux d'Incendie et de Secours (SDIS) est un Établissement Public à caractère Administratif (EPA) qui assure à l'échelon départemental des missions de sécurité civile entendue comme « *la prévention des risques de toute nature, la protection des personnes, des biens et de l'environnement contre les accidents, les sinistres et les catastrophes* »[381]. Les chambres d'agriculture (CA) sont des chambres consulaires, ou Établissement Public à caractère Économique (EPE), qui représentent l'ensemble des acteurs du monde agricole, rural et forestier. La loi d'avenir de l'agriculture du 13 octobre 2014[382] a investi les CA de trois missions principales : « *contribuer à l'amélioration de la performance*

[377] Association Nationale des Architectes des Bâtiments de France – Les Services Territoriaux de l'Architecture et du Patrimoine [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 http://anabf.archi.fr/index.php?option=com_content&view=category&id=45&layout=blog&Itemid=89
[378] Février 2016
[379] Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie – Nous connaître [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 sur http://www.ademe.fr/connaitre
[380] Office National des Forêts – Les missions et l'organisation de l'ONF [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 sur http://www.onf.fr/onf/sommaire/onf_en_bref/ONF_essentiel/20080707-082409-209930/@@index.html
[381] Service Départemental d'Incendie et de Secours du Var – Organisation du SDIS du Var [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 sur http://www.sdis83.fr/internet/organisation.html
[382] Loi n°2014-1170 du 13 octobre 2014 d'avenir pour l'agriculture, l'alimentation et la forêt.

économique, sociale et environnementales des exploitations agricoles et de leurs filières ; accompagner dans les territoires, la démarche entrepreneuriale et responsable des agriculteurs […] *assurer une fonction de représentation auprès des pouvoirs publics et des collectivités territoriales* »[383].

La troisième composante – « Collectivité territoriale et Intercommunalité » – regroupe huit acteurs dont les principales compétences énergie-climat ont été décrites lors de la présentation de la typologie des acteurs-initiateurs PVS sur le territoire d'étude. Bien que de plus en plus impliqués dans l'élaboration et la mise en œuvre de politiques énergie-climat à travers la réalisation obligatoire d'un Plan Climat Énergie Territorial (PCET) départemental, les Conseils généraux intègrent les pôles de compétences PV/PVS ou ENR au seul titre de leurs missions de préservation de la biodiversité et de gestion de leurs Espaces Naturels Sensibles (ENS). Les Parcs Naturels Régionaux (PNR) ont « *pour vocation d'asseoir un développement économique et social du territoire, tout en préservant et valorisant le patrimoine naturel, culturel et paysager* »[384]. Au titre du Code de l'Environnement[385], ils assurent cinq missions transversales : (i) la protection et la gestion du patrimoine naturel, culturel et paysager ; (ii) l'aménagement du territoire ; (iii) le développement économique et social ; (iv) l'accueil, l'éducation et l'information ; et (v) l'expérimentation. Certains PNR du territoire d'étude ont, dans leur charte, promu un développement raisonné des EnR dans leur périmètre.

La quatrième composante – « Société Civile » – regroupe trois acteurs aux compétences très diversifiées. Parmi ces trois acteurs, les Conseils d'Architecture, d'Urbanisme et d'Environnement (CAUE) sont des organismes investis d'une mission d'intérêt public ayant « *pour objectif de promouvoir la qualité de l'architecture, de l'urbanisme et de l'environnement dans le territoire départemental* […] *Conseiller, former et informer/sensibiliser constituent les missions d'intérêt public du CAUE* […] *Le CAUE est engagé dans des enjeux actuels tels que la maîtrise de la consommation foncière, la démocratisation de l'architecture, la gestion des ressources naturelles ou les économies d'énergie* »[386]. À l'exception des départements des Alpes-de-Haute-Provence et de la Loire, l'ensemble des départements constituant le territoire d'étude possède un CAUE.

La cinquième composante – « Entreprise du secteur électrique » – regroupe deux acteurs gestionnaires des réseaux (ENEDIS (ex. ERDF) et RTE) dont le cœur de métier est le transport de l'électricité sur les réseaux et le raccordement d'unités de production d'électricité et un acteur correspondant à l'opérateur-exploitant concerné par le projet PVS.

[383] Chambres d'agriculture – Nous connaître [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 sur http://www.chambres-agriculture.fr/chambres-dagriculture/nous-connaitre/
[384] Fédération des parcs naturels régionaux – Missions [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 sur http://www.parcs-naturels-regionaux.fr/article/missions
[385] Article R-333-4 du Code de l'Environnement
[386] Fédération nationale des Conseils d'Architecture, d'Urbanisme et de l'Environnement – Qu'est-ce qu'un CAUE ? [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 sur http://www.fncaue.com/quest-ce-qu-un-caue/

2- La régulation et le poids respectif des différents acteurs au sein des systèmes de pré-instruction.

Le nombre d'acteurs qui composent les pôles de compétences PV/PVS ou EnR est très variable d'un département à l'autre [cf. tableau 33]. Certains d'entre eux sont constitués par un très petit nombre d'acteurs : un pour le Gard, deux pour les Landes et trois pour la Loire et le Var. D'autres sont constitués par un nombre important d'acteurs : 11 pour l'Aude, la Haute-Garonne, les Alpes-de-Haute-Provence et les Hautes-Alpes, 13 pour le Vaucluse, 14 pour l'Hérault et les Bouches-du-Rhône et 17 pour le Tarn. Si l'on considère les cinq composantes mises en évidence précédemment, seuls les départements de l'Aude, du Tarn et des Hautes-Alpes ont un pôle de compétences les y incluant toutes. Les deux composantes « État et ses services déconcentrés » et « Établissement public » sont systématiquement représentées à l'exception des départements du Gard, du Gers et des Landes où la composante « Établissement public » manque à la composition. La représentation de la composante « État et ses services déconcentrés », qui représente 36,7 % des acteurs, varie d'un pôle à l'autre entre 18,2 % dans les Alpes-de-Haute-Provence et 100 % dans le Gard, les Landes et le Var. Les 17 pôles de compétences intègrent les acteurs de cette composante dans une proportion de 51,7 %, correspondant à une représentation majoritaire de l'État et de ses services déconcentrés.

La préexistence d'un pôle de compétences éolien dans les départements de l'Ardèche, de l'Aude, de la Haute-Garonne, des Pyrénées-Orientales et du Tarn a influencé la composition des pôles de compétences EnR. Dans ces pôles, l'ensemble des cinq composantes est le plus souvent représenté, seule la composante « Société civile » y manque parfois. La composante « Collectivité territoriale et Intercommunalité » y est, en particulier, toujours représentée. La mise en œuvre par les pouvoirs publics de cet instrument de régulation des projets éolien, visant à une meilleure coordination des acteurs territoriaux, s'est inscrit dans les mutations que connaissent l'État et son action. L'État apparaît « *comme un enchevêtrement d'agences, d'organisations, de règles flexibles, de négociations avec des acteurs de plus en plus nombreux. L'action publique se caractérise par du bricolage, de l'enchevêtrement de réseaux, de l'aléatoire, une multiplication d'acteurs, des finalités multiples, de l'hétérogénéité, de la transversalité des problèmes, des changements d'échelles des territoires de référence* » (Lascoumes et Le Galès, 2004, p. 23). Le caractère incomplet et évolutif du régime réglementaire d'encadrement du déploiement spatial éolien, et en particulier sa planification territoriale, ainsi que le caractère conflictuel associé au développement de ce type d'aménagement (Valette, 2005 ; Grijol, 2012), ont conduit les préfectures départementales à donner une composition la plus large possible aux pôles de compétences éolien. La construction de cet instrument de coordination des différents acteurs territoriaux, à l'initiative des préfectures et/ou des services instructeurs déconcentrés de l'État dans les départements, s'inscrit « *dans le contexte historique de l'implication croissante des acteurs locaux – privés, publics, associatifs*

– dans les dynamiques de développement, dans leur capacité à se mobiliser et à se prendre en charge » (Leloup *et alii*, 2005, p. 322).

		Landes	Aude	Gard	Hérault	Pyrénées-Orientales	Ariège	Haute-Garonne	Gers	Hautes-Pyrénées	Tarn	Alpes-de-Haute-Provence	Hautes-Alpes	Alpes-Maritimes	Bouches-du-Rhône	Var	Vaucluse	Ardèche
État et ses services déconcentrés	Préfecture	■				■		■		■	■		■	■			■	■
	Sous-Préfecture		■		■		■					■			■	■		■
	Armée de l'Air										■				■			
	DGAC				■			■			■				■			■
	DREAL		■		■	■		■	■	■	■		■		■		■	■
	DRAC				■													■
	ARS				■						■							■
	DDT/DDTM	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	STAP		■		■	■		■			■		■	■	■			■
	DDPP							■										
	DMD				■													■
Établissement public	ADEME		■		■	■		■		■	■				■			■
	ONF				■						■			■	■			
	Météo France				■													■
	CA		■			■	■	■			■	■	■	■	■		■	
	SAFER						■					■						
	SDIS				■								■	■	■	■	■	■
CT Intercommunalité	Conseil régional										■							
	Conseil général		■		■	■				■	■	■	■				■	■
	Commune				■		■	■			■	■	■	■	■		■	■
	EPCI						■										■	
	SCoT																■	
	PNR										■	■					■	
	SE											■						
	AMFD											■			■		■	
SC	Pôle Energie 11		■															
	LPO		■															
	CAUE								■		■		■					
EE	RTE		■		■	■		■		■	■	■	■	■	■		■	■
	ENEDIS		■		■	■		■		■	■	■	■	■	■		■	■
	Opérateur	■	■		■			■	■			■	■	■	■		■	
Nombre d'acteurs au sein des pôles de compétences		**3**	**12**	**1**	**17**	**9**	**6**	**12**	**4**	**7**	**17**	**12**	**12**	**10**	**15**	**3**	**14**	**16**

Collectivité Territoriale (CT) – Société civile (SC) – Entreprise du secteur électrique (EE)

■ Acteur actif dans le pôle de compétence PV/PVS ou EnR

■ Aquitaine / ■ Languedoc-Roussillon / ■ Midi-Pyrénées

■ Provence-Alpes-Côte-d'Azur / ■ Rhône-Alpes

© Kévin Duruisseau – 2016 / Données personnelles – 2015

Tableau 33 – La composition de 17 pôles de compétences PV/PVS ou EnR sur le territoire d'étude

L'élaboration et la mise en œuvre de cet instrument constituent un processus d'apprentissage visant à l'intégration de multiples acteurs territoriaux, publics et privés, dans la pré-instruction des projets éoliens. La mise en place de cet instrument de régulation du déploiement spatial éolien, transféré au déploiement spatial PVS ou EnR, constitue une avancée vers une forme de gouvernance territoriale multipartenariale et multiscalaire. La notion de gouvernance territoriale a suscité de nombreuses recherches (Le Galès, 1994 ; Bertrand et Moquay, 2004 ; Leloup *et alii*, 2005 ; Pasquier *et alii*, 2007 ; Lardon *et alii*, 2008 ; Rey-Valette *et alii*, 2008 ; Beuret et Cadoret, 2010 ; Michaux, 2011 ; Torre, 2011 ; Torre et Beuret, 2012).

En effet, les pôles de compétences éolien, et plus largement PV/PVS ou EnR répondent, en partie, à la définition de la gouvernance territoriale au sens d'un « *processus dynamique de coordination (hiérarchie, conflits, concertation) entre des acteurs publics et privés aux identités multiples et aux ressources (au sens très large : pouvoirs, relations, savoirs, statuts, capitaux financiers) asymétriques autour d'enjeux territorialisés. Elle vise la construction collective d'objectifs et d'actions en mettant en œuvre des dispositifs (agencement des procédures, des mesures, des connaissances, des savoir-faire et informations) multiples qui reposent sur des apprentissages collectifs et participent des reconfigurations/innovations institutionnelles et organisationnelles au sein des territoires* » (Rey-Valette *et alii*, 2014, p. 68). Cet instrument, historiquement construit au cours du déploiement spatial éolien puis institutionnalisé par l'État central, ayant fait preuve de son efficacité dans la régulation des projets et la gestion des conflits locaux a été dans les départements concernés transposés au PV/PVS au cours des vagues successives de déploiement spatial PVS. Les pôles de compétences EnR ainsi constitués regroupent de ce fait un grand nombre d'acteurs territoriaux appartenant aux différentes composantes.

Ce processus d'apprentissage est également transposable au pôle de compétences PV/PVS des Bouches-du-Rhône, bien que sans réel passé éolien, sa mise en place intervenant sous l'impulsion du sous-préfet d'Aix-en-Provence en 2009 « *originaire de Picardie, où il a acquis une expérience sur les éoliennes, notamment au travers d'une commission accompagnant en amont les porteurs de projets. Pour lui, cette commission* [devait] *être ouverte à l'ensemble des institutions départementales intéressées par la question des énergies renouvelables* » (Baggioni, 2015a, p. 170). La composition du pôle de compétences EnR de l'Hérault, sans passé éolien, pourtant comparable à celle des départements au passé éolien, s'explique par la proximité spatiale des départements de l'Aude et des Pyrénées-Orientales qui avaient mis en place un pôle de compétences éolien.

Pour les autres pôles de compétences PV/PVS ou EnR, sans passé éolien, une très grande variation de leur composition est observable. La composition et le fonctionnement des pôles de compétences du Gard, du Gers, des Landes et du Var s'éloignent de la définition d'une gouvernance territoriale des projets PVS. Dans le Gard, cette situation s'explique par la volonté de centraliser la décision, le déploiement spatial PVS étant considéré ici comme un élément d'aménagement important. Et ce d'autant plus que le département n'a pas participé au tournant éolien bien que situé dans une région dynamique sur ce plan. Cette volonté a primé sur la mise en place d'un pôle de compétences multi-acteurs permettant des prises de décisions concertées[387]. Le pôle gardois est uniquement animé par plusieurs services internes à la DDTM. Comme dans le Gard, le Gers ayant manqué le tournant éolien, la centralisation de la décision découle de la volonté de pré-instruire rapidement les dossiers afin de faciliter le déploiement

[387] Entretien mené auprès du responsable du service urbanisme de la DDTM-Gard, 23 juin 2014.

spatial PVS[388]. Le pôle gersois est ainsi animé par plusieurs services de la DDT, de la DREAL Midi-Pyrénées auxquels est associé le CAUE. Dans le du Var, le pôle est seulement ouvert aux services déconcentrés de l'État concernés et se compose des services internes de la DDTM, des sous-préfectures auxquels est associé le SDIS, le territoire étant particulièrement exposé aux feux de forêt estivaux[389]. « *Ce maintien à distance des élites départementales potentiellement intéressées par ces projets est sans doute à relier avec le contexte de suspicion qui entoure les actions d'aménagement réalisées sur la Côte-d'Azur depuis plus de trente ans* » (Baggioni, 2015a, p. 169). Dans une région où la plupart des pôles de compétences PV/PVS ou EnR ont été constitués pour permettre une coordination large des acteurs publics et privés concernés, le Conseil général déplore son exclusion[390] de la pré-instruction de projets d'aménagement structurant pour un territoire appartenant à une presqu'île électrique. Malgré cette situation, le Conseil général, proactif dans le développement des EnR, a produit un schéma de développement des EnR à l'échelle départementale sur le modèle du schéma produit par le Conseil général des Alpes-de-Haute-Provence, témoignant des regrets laissés par cette mise à l'écart. Dans les Landes, le déploiement spatial PVS se déroule dans un contexte territorial sylvicole atypique. Le massif forestier landais a subi entre 1999 et 2009 deux événements météorologiques destructeurs conduisant à une réduction très importante des surfaces agro-sylvicoles. Cette situation critique a conduit la Préfecture et la DDTM des Landes à mettre en place un plan de sauvegarde incluant la régulation maîtrisée de tous les aménagements EnR. La restriction du pôle landais à la préfecture et aux services internes de la DDTM traduit la volonté de protéger le massif forestier landais contre des intérêts particuliers pouvant accompagner le déploiement spatial PVS dans le département.

L'étude de la composition des pôles de compétences PV/PVS ou EnR départementaux révèle une faible implication des acteurs-initiateurs des projets. Cette faible implication montre que la mise en place de systèmes de régulation ne peut être considérée que comme une étape initiale dans la construction de systèmes de gouvernance territoriale. Seuls cinq sous-ensembles d'acteurs-initiateurs PVS sur les 11 identifiés – « Commune », « Département », « Intercommunalité », « Opérateur historique » et « Opérateur émergent » – sont représentés au moins une fois dans un des pôles de compétences départemental existant sur le territoire d'étude. Quatorze départements du territoire d'étude possèdent au moins une commune comme acteur-initiateur PVS. Sur ces 14 départements, seule la composition de dix pôles de compétences départementaux a pu être analysée. Malgré cette restriction méthodologique, l'analyse de la composition des pôles de compétences montre une faible capacité de participation des communes initiatrices dans la régulation puisque seuls quatre pôles de compétences sur les dix étudiés les y intègrent. Le constat est encore plus négatif pour les sous-ensembles « Département » et « Intercommunalité » puisque qu'aucun de ces deux acteurs-

[388] Entretien mené auprès du responsable des projets EnR pour la DDT-Gers, 17 juin 2014.
[389] Entretien mené auprès du responsable des projets EnR pour la DDTM-Var, 20 mai 2014.
[390] Entretiens menés auprès du directeur du service énergie-climat et d'une chargée de mission énergie-climat du Département du Var, 7 mai 2014.

initiateurs PVS n'est représenté dans un pôle de compétences départemental enquêté. L'implication des sous-ensembles[391] « Opérateur historique » et « Opérateur émergent » est beaucoup plus importante puisqu'ils sont intégrés à dix pôles de compétences départementaux sur les 17 enquêtés. Malgré cette dernière observation, plutôt positive, six sous-ensembles d'acteurs-initiateurs PVS n'ont encore jamais été intégré à un pôle de compétences départemental. Les pratiques institutionnelles observées montrent que la qualité d'initiateur de projet PVS n'est pas un caractère suffisant pour être intégré à cet instrument de régulation.

B- Les systèmes d'instruction des projets PVS pour l'obtention du permis de construire.

1- Les acteurs intervenant dans l'instruction des permis de construire : le rôle central des DDT/DDTM.

L'analyse de la composition des pôles de compétences PV/PVS ou EnR de 17 des 22 départements utilisant cet instrument de régulation a permis de mettre en évidence la grande diversité des acteurs y participant. Une diversité comparable est observable au sein des systèmes d'instruction des projets PVS pour l'obtention des permis de construire [cf. tableau 35]. La recherche documentaire et de terrain a permis de connaître la composition de 17 systèmes d'acteurs départementaux en charge de l'instruction des permis de construire PVS. Parmi ces 17 systèmes d'instruction, seuls 13 d'entre eux appartiennent à des départements ayant mis en place un pôle de compétences[392]. Tous systèmes d'instruction confondus, 26 acteurs ont pu être identifiés. Ces acteurs appartiennent à cinq composantes différentes : (i) « État et ses services déconcentrés », (ii) « Établissement public », (iii) « Collectivité territoriale et Intercommunalité », (iv) « Société civile » et (v) « Gestionnaire de réseau électrique ».

La première composante – « État et ses services déconcentrés » – regroupe 11 acteurs dont les compétences et les prérogatives au cours de l'instruction du permis de construire peuvent être spécifiques ou très générales. Parmi ces acteurs, la DDT/DDTM est l'acteur central de cette instruction. Elle coordonne l'instruction pour le préfet de département, seul signataire du permis de construire, auquel elle soumet son avis ainsi que celui de l'ensemble des acteurs consultés au cours de l'instruction. L'échelon départemental est de ce fait l'échelon-clé de l'instruction des permis de construire PVS. Le décret du 19 novembre 2009[393], assujettissant tous les projets PVS d'une capacité installée supérieure à 0,249 MWc à la délivrance d'un

[391] Dans le tableau de composition des pôles de compétences PV/PVS ou EnR départementaux les sous-ensembles « Opérateur historique » et « Opérateur émergent » sont réunis sous le vocable unique d'opérateur.
[392] L'étude des systèmes d'acteurs d'instruction des permis de construire PVS ne prend pas en compte les départements de l'Aude, des Alpes-Maritimes, de Haute-Garonne et des Hautes-Pyrénées étudiés dans le cadre de l'analyse de la composition des pôles de compétences PVS spécifiques et/ou EnR et pour lesquels les informations n'ont pu être obtenues.
[393] Décret n°2009-1414 relatif aux procédures administratives applicables à certains ouvrages de production d'électricité.

permis de construire lui-même dépendant d'une étude d'impact et d'une enquête publique, a maintenu et renforcé le rôle du préfet de département et des services instructeurs déconcentrés de l'État départementaux (DDT/DDTM). Les compétences larges de la DDT/DDTM sont à mettre en corrélation avec la grande diversité des services qui la composent. Les DDT/DDTM ont progressivement fait le choix de confier la coordination de l'instruction des permis de construire à un de leurs services internes, celui-ci jouant le rôle de guichet unique. Le choix du service sélectionné varie d'un département à l'autre et informe sur la conception des services instructeurs déconcentrés départementaux de l'importance accordée au déploiement spatial PVS dans la dynamique territoriale.

Dans les Alpes-de-Haute-Provence, le choix du service « Développement des Territoires » indique ainsi le rôle de facteur de développement territorial dévolu au PVS. Ce choix apparaît en parfaite cohérence avec la volonté des collectivités territoriales et des acteurs déconcentrés de l'État départementaux de redynamiser leurs territoires par un déploiement spatial EnR massif. Dans les Landes, le choix du service « Nature et Forêt », et plus précisément du sous-service « Forêt », confirme la doctrine départementale d'un déploiement massif PVS borné par la préservation de la ressource sylvicole offerte par le massif forestier des Landes de Gascogne. Dans le Var, le choix du service « Environnement et Forêt » indique des préoccupations liées aux risques d'incendies estivaux auxquels est soumis le massif forestier varois, les projets dans ce département concernant pour une grande majorité des parcelles naturelles. Dans le Lot-et-Garonne, le choix du service « Urbanisme-Habitat », et plus précisément du sous-service « Application du droit des sols », traduit que la problématique de diffusion spatiale PVS est appréhendée dans sa dimension potentiellement conflictuelle d'usages des sols. Malgré des différences de doctrines traduites par la variabilité dans le choix du service d'entrée pour les porteurs de projets PVS, ce service ouvre le plus souvent l'instruction à la presque totalité des autres services internes des DDT/DDTM. Le service « Urbanisme-Habitat » de la DDT du Lot-et-Garonne a ainsi opté pour une consultation exhaustive des quatre autres services constituant la DDT. Le service « Habitat-Urbanisme » de la DDTM de l'Hérault, et son sous-service « Animation, coordination des politiques d'aménagement », a ouvert la consultation à cinq des sept autres services internes de la DDTM.

Avec la DDT/DDTM, la DREAL occupe une position majeure dans l'instruction des permis de construire PVS. Elle est en charge, par délégation du préfet de Région, de formuler l'avis de l'Autorité Environnementale à partir de l'étude d'impact fournie par les porteurs de projets. Elle formule également un avis plus général sur les projets à partir des observations fournies par ses services internes. Depuis la mise en place du système national d'appel d'offres PV/PVS, avec l'arrêté du 4 mars 2011, le préfet de Région est chargé d'évaluer les impacts environnementaux des projets présentés. Pour ce faire, celui-ci s'appuie au sein de la DREAL sur les évaluateurs de l'Autorité Environnementale. Pour cette évaluation, la DREAL s'appuie sur des informations fournies par les DDT/DDTM. Elle est aussi chargée du traitement de la

demande de certificats ouvrant droit à l'obligation d'achat, formulée par les porteurs de projets, conformément aux décrets du 10 mai 2001 et du 19 novembre 2009.

La Direction Générale de l'Aviation Civile (DGAC) et l'Armée de l'Air émettent des avis tenant compte des servitudes aéronautiques, de la gêne visuelle potentielle générée par les modules PV et de la gêne potentielle à la navigation. La note d'information technique de la DGAC du 27 juillet 2011 impose d'ailleurs un critère géographique très précis indiquant que tous projets PVS situés « *à moins de 3 km de tout point d'une piste d'aérodrome et d'une tour de contrôle devraient faire l'objet d'une analyse préalable spécifique* » (DGAC, 2011, p. 5).

La Direction Régionale des Affaires Culturelles (DRAC) et ses STAP veillent à la préservation des monuments historiques, des espaces protégés du patrimoine architectural, urbain et paysager. Ils mettent en œuvre la réglementation relative au patrimoine monumentale, à l'archéologie et à l'architecture. Ils contribuent aussi à l'application de la réglementation concernant l'environnement et l'urbanisme.

L'Agence Régionale de Santé (ARS) émet un avis relatif aux nuisances potentielles causées dans la phase de construction et d'exploitation des projets PVS pouvant atteindre les sols et les nappes phréatiques. Elle veille en particulier à la préservation des périmètres de protection rapprochée de captages d'eau destinée à la consommation humaine.

La Commission Départementale Nature, Paysages et Sites (CDNPS), mise en place dans tous les départements du territoire d'étude, conformément à l'article 20 du décret du 7 juin 2006[394] et présidée par le préfet de département, peut être saisie pour deux raisons distinctes. La première est relative à sa compétence dite « Nature » et la seconde est relative à sa compétence dite « Site et Paysages ». Dans le premier cas, elle émet « *un avis sur les projets d'actes réglementaires et individuels portant sur les réserves naturelles, les biotopes, la faune et la flore et le patrimoine géographique* »[395]. Dans le second cas, elle émet un avis sur tout projet de travaux en site classé ainsi que « *les avis prévus par le code de l'urbanisme, pour ce qui concerne notamment l'application des lois littoral et montagne* »[396].

La Commission Départementale de la Consommation des Espaces Agricoles (CDCEA), conformément à l'article 51 de la loi du 27 juillet 2010[397] et présidée par le préfet de

[394] Décret n°2006-665 du 7 juin 2006 relatif à la réduction du nombre et à la simplification de la composition de diverses commissions administratives.
[395] Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement-Languedoc-Roussillon/Midi-Pyrénées – Les CDNPS (formation Nature) [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 sur http://www.languedoc-roussillon-midi-pyrenees.developpement-durable.gouv.fr/les-cdnps-formation-nature-r5944.html
[396] Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement-Languedoc-Roussillon/Midi-Pyrénées – Les CDNPS (formation Nature) [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 sur http://www.languedoc-roussillon-midi-pyrenees.developpement-durable.gouv.fr/les-cdnps-formation-nature-r5944.html
[397] Loi n°2010-874 de Modernisation de l'Agriculture et de la Pêche.

département, doit être saisie, obligatoirement, dans le cas où un projet PVS conduit, conjointement, à la modification des documents d'urbanisme et à une réduction des surfaces agricoles communales. La CDCEA peut également « *se saisir de projets d'urbanisme que ceux-ci aient ou non pour conséquence une réduction des zones agricoles* »[398] au cours de la révision d'un PLU et/ou d'un SCoT.

La deuxième composante – « Établissement public » – regroupe cinq acteurs dont le rôle au sein des systèmes d'instruction est variable. Conjointement à la DDT/DDTM, le SDIS émet un avis sur le respect par les projets PVS des dispositions du Code de l'Urbanisme relatives à la sécurité publique et en particulier à la sécurité incendie[399]. La Chambre d'Agriculture Départementale (CAD), en tant que personne publique associée, est systématiquement consultée par la DDT/DDTM dans le cadre de l'élaboration ou de la révision des documents d'urbanisme locaux (PLU et SCoT), procédure de révision qui a été nécessaire dans de nombreuses communes du territoire d'étude pour permettre un déploiement spatial PVS. La CAD peut éventuellement émettre un avis sur les projets PVS si ces derniers concernent des parcelles agricoles ou susceptibles de l'être. Son avis reste toutefois un avis simple.

La troisième composante – « Collectivité territoriale et Intercommunalité » – regroupe six acteurs. Le Conseil général peut être consulté, dans le cadre de l'instruction des permis de construire, eu égard à ses compétences en matière d'environnement et d'infrastructures routières. Il veille à la préservation des Espaces Naturels Sensibles (ENS) départementaux et au respect des servitudes d'infrastructures routières lui appartenant. Que le projet PVS soit public ou privé et bien que la délivrance de son permis de construire relève de la compétence du préfet de département, l'avis positif du maire de la commune d'implantation reste une condition *sine qua none* de sa réalisation. La Commune est également responsable du lancement de la procédure d'élaboration et/ou de révision de son document d'urbanisme. À ces titres, la Commune est un acteur-clé du déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude. Pour les projets situés sur un territoire appartenant au périmètre d'un Parc Naturel Régional (PNR), celui-ci est un acteur obligatoire des systèmes d'instruction donnant un avis simple.

La quatrième composante – « Société civile » – regroupe seulement deux acteurs. Cette faible représentation, en tant qu'acteur indépendant, est à moduler si l'on tient compte du fait que nombre de ses représentants sont membres associés de la CDCEA, de la CDNPS et de la CAD. Le commissaire-enquêteur a intégré les systèmes d'instruction conformément au décret du 19 novembre 2009 et est en charge de l'enquête publique. Cette enquête publique « *a pour objet d'assurer l'information et la participation du public ainsi que la prise en compte des*

[398] Préfecture de Savoie – CDCEA de la Savoie du 13 juillet 2011 [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 sur www.savoie.gouv.fr/content/download/8334/60148/file/Présentation de la CDCEA.pdf
[399] Articles R111-2 et R111-5 du Code de l'Urbanisme.

intérêts des tiers, et de recueillir l'avis du public sur ces opérations afin de permettre à la personne publique, dans le cas d'espèce la commune, de disposer des éléments nécessaires à son information »[400]. Le commissaire-enquêteur, nommé par le président du Tribunal Administratif sur demande du préfet de département, « *transmet à l'issue de l'enquête, à l'autorité organisatrice de la procédure, ainsi qu'au maître d'ouvrage, un document relatant les événements de l'enquête (rapport d'enquête) et donne son avis sur le projet (conclusions motivées)* »[401].

La cinquième et dernière composante – « Gestionnaire du réseau électrique » – regroupe deux acteurs industriels dont une des spécialités est le raccordement d'unités PVS au réseau de transport ou de distribution d'électricité. Le gestionnaire du réseau de transport public d'électricité, RTE, et le gestionnaire des réseaux de distribution publics d'électricité, ENEDIS (ex. ERDF), sont des acteurs consultatifs dans le cadre de l'instruction des permis de construire PVS. En consultant ces gestionnaires des réseaux d'électricité, la DDT/DDTM s'assure de la faisabilité technique du raccordement du projet soumis à instruction. ENEDIS et RTE deviennent des acteurs-clés au moment de l'instruction de la demande de raccordement formulée par les porteurs de projets, instruction débouchant pour ce qui les concerne sur une Proposition Technique et Financière (PTF). La demande de raccordement une fois traitée est ensuite directement envoyée à l'acheteur obligé de la production d'électricité, EDF OBLIGATION D'ACHAT (EDF OA). La demande de raccordement est la procédure centrale pour les porteurs de projets afin de bénéficier du régime de l'obligation d'achat.

2- La régulation et le poids respectif des différents acteurs au sein des systèmes d'instruction des permis de construire.

L'observation de la composition des systèmes d'instruction des permis de construire PVS montre que l'ensemble des cinq composantes est toujours représenté par au moins un acteur [cf. tableau 34]. Le nombre d'acteurs représentés au sein de ces systèmes varie entre neuf, dans les départements de l'Isère, des Landes et de la Loire, et 16, dans les départements des Alpes-de-Haute-Provence, de l'Hérault et du Vaucluse. Les acteurs de la composante « État et ses services déconcentrés » sont toujours représentés majoritairement à l'exception des départements des Alpes-de-Haute-Provence, des Pyrénées-Orientales et du Vaucluse. Cette représentation varie entre 37,5 % dans les départements des Alpes-de-Haute-Provence et du Vaucluse et 72,7 % dans le département des Hautes-Alpes. Indépendamment de cette variabilité, il existe des acteurs obligatoirement consultés dans tous les départements. Ces acteurs appartiennent aux composantes « État et ses services déconcentrés » (préfet de région, préfet de département, DREAL, DDT/DDTM, DRAC et/ou STAP), « Collectivité territoriale

[400] Collectivités locales – Les enquêtes publiques [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 sur http://www.collectivites-locales.gouv.fr/enquetes-publiques

[401] Compagnie Nationale des Commissaires Enquêteurs – Les enquêtes publiques [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 sur http://www.cnce.fr/enquetes-publiques

et intercommunalité » (Commune) et « Société civile » (commissaire-enquêteur). L'absence du SDIS dans les seuls départements de l'Ardèche et de l'Isère semble résulter d'un oubli des techniciens des DDT enquêtés, ce qui ferait de cet acteur, un acteur obligatoirement consulté.

La variabilité observée peut s'apparenter à une pratique territoriale puisque, dans tous les cas, c'est la DDT/DDTM, en tant que coordinatrice de l'instruction des permis de construire pour le préfet de département, qui choisit les acteurs consultés. Dans les Landes, le choix opéré par le service « Nature et Forêt » de la DDTM restreint le nombre d'acteurs consultés à neuf dont huit systématiquement obligatoires (préfet de région, préfet de département, DREAL, DDT/DDTM, STAP, SDIS, Commune et commissaire-enquêteur). Seule l'ARS s'ajoute à ces huit acteurs. Ce choix a été motivé par la volonté de préservation du massif forestier des Landes de Gascogne jugée par la préfecture et les services instructeurs déconcentrés landais comme primordiale pour l'intérêt général. Cette volonté de maîtrise va même jusqu'à exclure, paradoxalement, les établissements publics ONF et CAD. À ce cas extrême de volonté de maîtrise, on peut opposer le choix d'une large ouverture opérée par certaines DDT/DDTM. Dans le Vaucluse, le choix opéré par le service « Urbanisme et Risques naturels » de la DDT ouvre, à l'opposé, la consultation à 18 acteurs parmi lesquels figurent donc neuf acteurs non obligatoires (Armée de l'Air, DGAC, ONF, CA, Chambre du Commerce et de l'Artisanat, Conseil général, PNR, RTE et ENEDIS). Cette volonté d'ouverture peut être associée aux dynamiques territoriales vauclusiennes complexes caractérisées par une pression forte du monde agricole globalement opposé au déploiement spatial PVS dans le département[402]. Dans un contexte de concurrence économique européenne très défavorable aux maraîchers et aux horticulteurs du département, le développement d'unités PVS est perçu comme une concurrence d'usages des sols, soumettant le monde agricole vauclusien à une nouvelle pression négative. L'ouverture large de l'instruction des permis de construire à de nombreux acteurs non obligatoires poursuit donc l'objectif de minimiser les conflits potentiels associés à ce type d'infrastructure et de maximiser les chances de concrétisation de ce type de projets EnR, dans un département ayant globalement raté son tournant éolien.

Le choix des services instructeurs des DDT/DDTM de restreindre ou d'élargir la consultation aux acteurs non obligatoires ne se trouve pas dans tous les cas en cohérence avec la composition observée des pôles de compétences PV/PVS ou EnR. Cette cohérence est observable par exemple dans le département des Landes et dans les départements au passé éolien (Pyrénées-Orientales et Tarn). Dans les Landes, le choix d'un pôle de compétences PV/PVS réunissant exclusivement les services internes de la préfecture départementale et de la DDTM se trouve traduit parfaitement dans la consultation restreinte aux acteurs obligatoires dans le cadre de l'instruction des permis de construire. Dans les Pyrénées-Orientales et le Tarn, la large composition des pôles de compétences EnR, hérités des pôles de compétences éolien,

[402] Entretien mené auprès du responsable des projets EnR pour la DDT-Vaucluse, le 28 avril 2014.

se traduit par un nombre important d'acteurs non obligatoires consultés au cours de l'instruction.

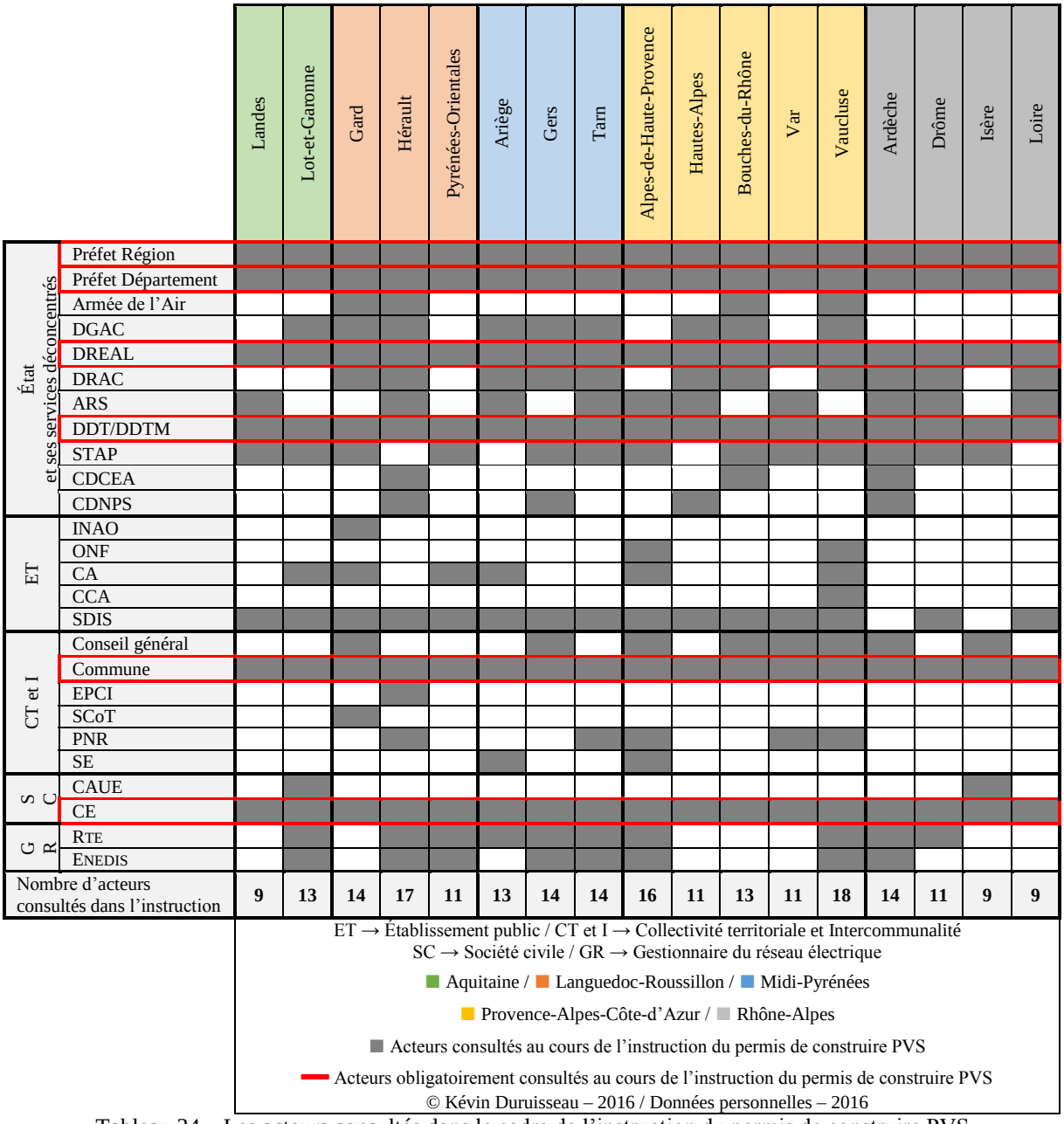


Tableau 34 – Les acteurs consultés dans le cadre de l'instruction du permis de construire PVS dans les départements du territoire d'étude

Cependant, cette corrélation n'est pas généralisable comme le montre le cas du Gard. Alors que ce département possède un pôle de compétences PV/PVS minimal, le nombre d'acteurs non obligatoires consultés au cours de l'instruction s'élève au contraire à six (Armée de l'Air, DGAC, Institut National des Appellations d'Origine (INAO), CAD, Conseil général et SCoT), soit 40 % de l'ensemble des acteurs consultés. Ce choix du service « Observation Territoriale, Urbanisme et Risques », et plus particulièrement de son sous-service « Urbanisme », d'une ouverture large de la consultation est associé à une volonté de favoriser le plus possible le déploiement spatial PVS dans le département. Le contexte territorial agricole

et naturel gardois complexe justifie le « rôle de facilitateur »[403] que souhaite jouer le service instructeur de la DDTM, le département étant déjà resté à l'écart du tournant éolien. Dans un département en recomposition viticole, et plus particulièrement en réorganisation de ses appellations d'origines protégées (AOP), la sollicitation de l'INAO traduit par exemple cette volonté de concertation.

Les systèmes d'instruction des permis de construire ne laisse aucune place aux acteurs-initiateurs *ès qualité*, bien que les Communes fassent partie des acteurs obligatoirement consultés et que les Conseils généraux y soient parfois intégrés. En effet, ceux-ci n'y participent qu'au titre du Code de l'Urbanisme et du Code de l'Environnement, et non comme initiateurs d'un projet comme cela peut être le cas parfois. Cette situation ambigüe ouvre, malgré tout, la possibilité à des collectivités territoriales de jouer un rôle proactif dans la diffusion spatiale PVS.

IV- Jeux d'acteurs publics et privés au sein des territoires : cas d'étude.

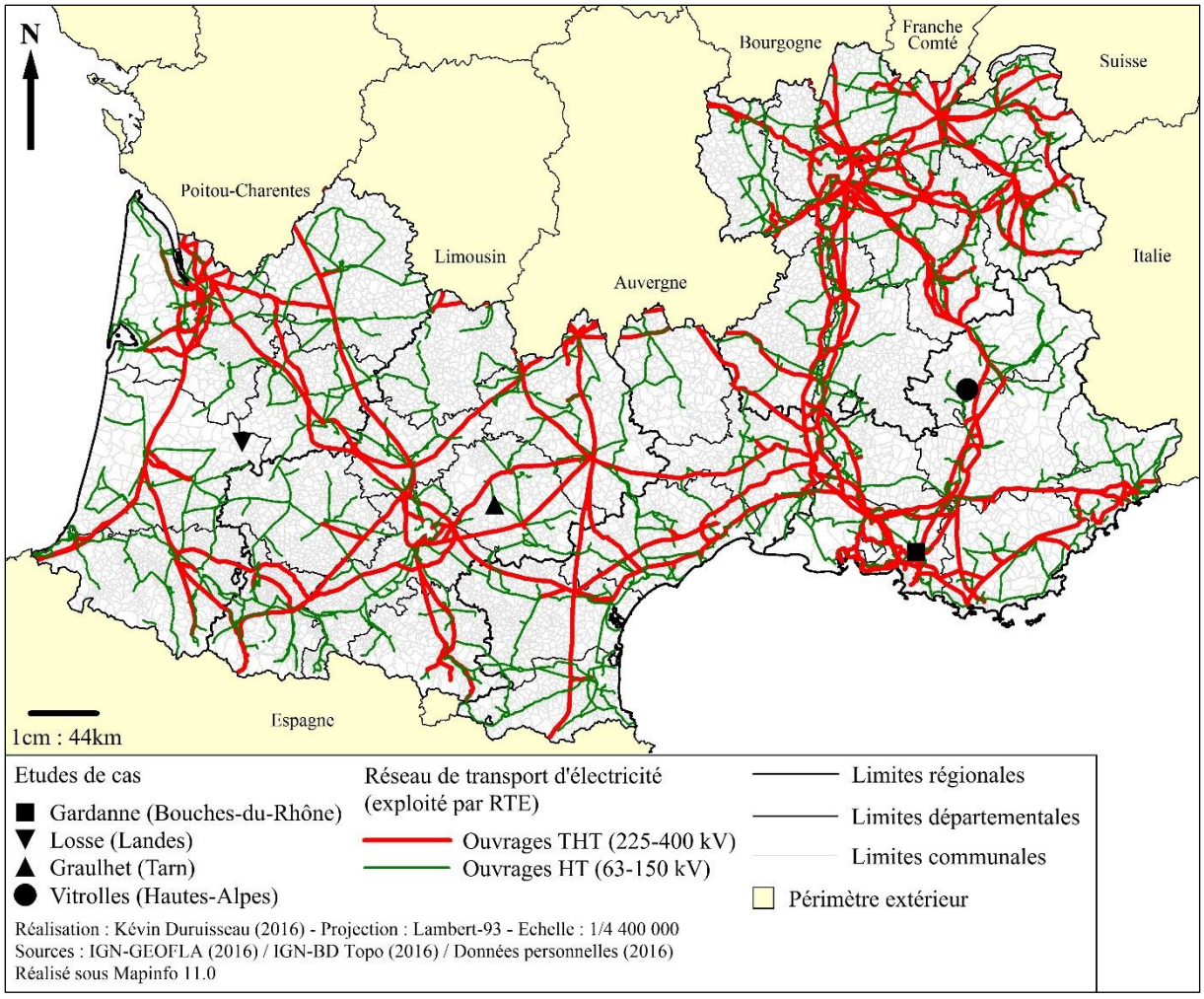
L'analyse actorielle des processus de pré-instruction et d'instruction des projets PVS sur le territoire d'étude a permis de mettre en évidence la multiplicité des acteurs publics et privés intervenant au cours de ces processus au sein de systèmes de régulation. Les services instructeurs déconcentrés départementaux – DDT ou DDTM – sont les coordinateurs majeurs de ces systèmes d'acteurs formés autour des projets PVS qui constituent des interfaces relationnelles entre acteurs publics et privés. Malgré l'absence ou le rôle mineur joué par l'acteur-initiateur au sein des systèmes de régulation, c'est autour de l'interface que constitue son projet que se forment les systèmes d'acteurs. La concrétisation d'un projet PVS nécessite alors de multiples interactions entre acteurs publics et privés au sein du territoire constituant des jeux d'acteurs complexes. L'étude des projets PVS de Gardanne, Losse, Vitrolles et Graulhet permet d'éclairer et de caractériser ces jeux d'acteurs complexes en mettant en évidence le rôle et l'influence particuliers des principaux acteurs agissant dans la concrétisation des projets. La sélection de ces quatre projets PVS résulte d'une volonté de croiser les critères de nature de l'acteur-initiateur et de contexte électrique territorial [cf. tableau 35]. Le choix de Gardanne permet d'étudier les interactions actorielles formées autour d'un projet initié par la commune au sein d'un territoire électrique historique dans un contexte de promotion municipale d'une autonomie énergétique (A). Le choix de Losse permet l'étude de ces mêmes interactions formées autour d'un projet initié par la Communauté de Communes du Gabardan au sein d'un territoire électrique nouveau dans un contexte de revitalisation démographique et économique d'un espace désertique (B). Le choix de Vitrolles permet cette étude autour d'un projet initié par la société autoroutière ESCOTA au sein d'un territoire électrique historique dans un contexte de proactivité des acteurs publics locaux (C). Le choix de Graulhet permet l'étude des jeux d'acteurs existants autour d'un projet initié par l'opérateur-exploitant espagnol EOSOL

[403] Entretien mené auprès du responsable du service urbanisme de la DDTM-Gard, 26 juin 2014.

ÉNERGIES NOUVELLES au sein d'un territoire électrique nouveau dans un contexte de revalorisation de l'image d'un bassin industriel en crise (D) [cf. carte 24].

	Territoire électrique historique	**Territoire électrique nouveau**
Acteur-initiateur relevant de la sphère « publique »	Gardanne (Bouches-du-Rhône) *Acteur-initiateur* *« Commune »*	Losse (Landes) *Acteur-initiateur* *« Intercommunalité »*
Acteur-initiateur relevant de la sphère « privée »	Vitrolles (Hautes-Alpes) *Acteur-initiateur* *« Autre entreprise »*	Graulhet (Tarn) *Acteur-initiateur* *« Opérateur émergent »*
	© Kévin Duruisseau – 2016	

Tableau 35 – Les quatre études de cas et les critères retenus



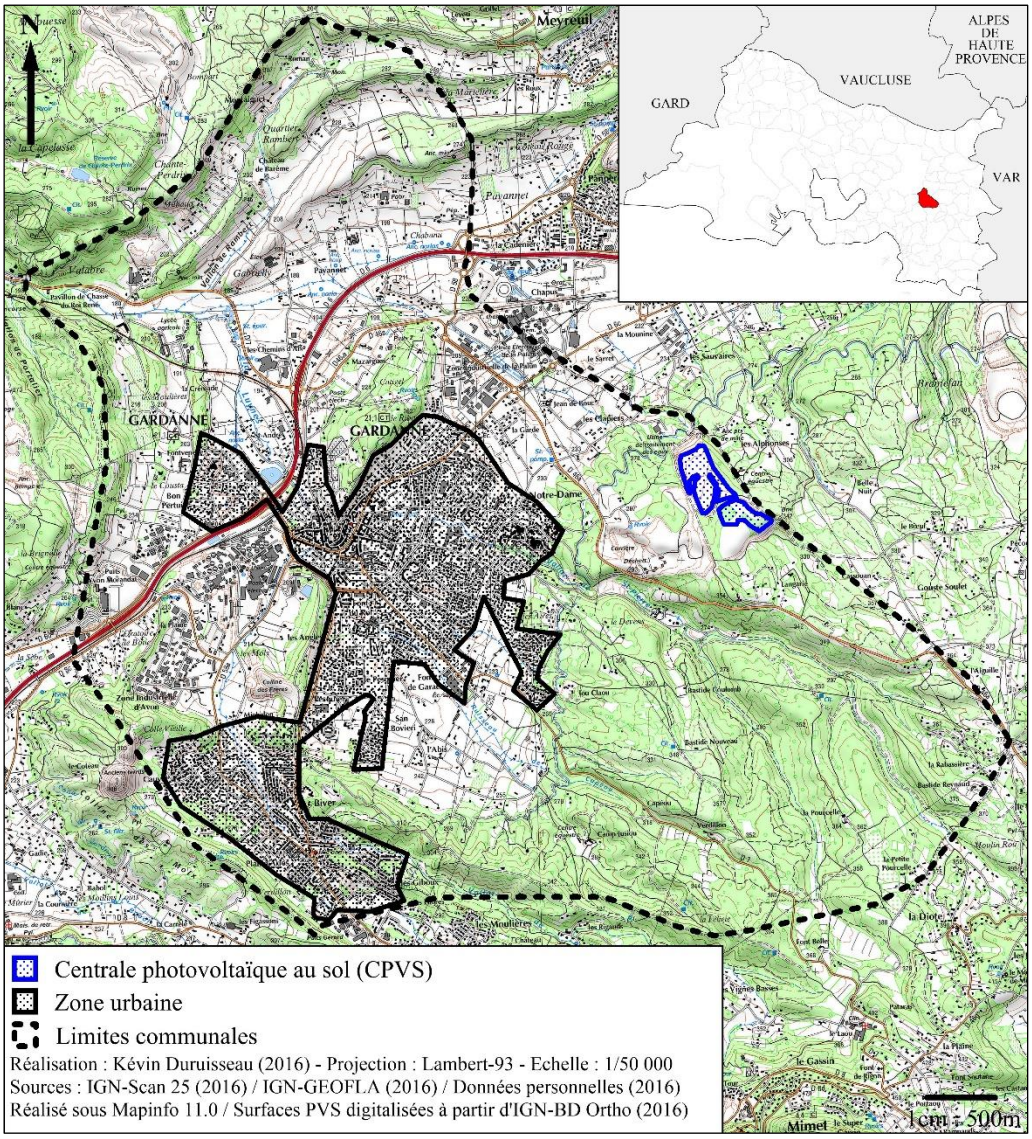
Carte 24 – Les unités PVS de Gardanne, Losse, Vitrolles et Graulhet

A- Gardanne, le mythe de l'autonomie énergétique dans un territoire électrique historique en bifurcation.

1- Un contexte territorial à forte empreinte énergétique.

Gardanne, située dans le département des Bouches-du-Rhône en Provence-Alpes-Côte-d'Azur (PACA), est une commune appartenant à l'aire urbaine d'Aix-Marseille comptant

20 616 habitants en 2013[404] et présentant une forte densité de population de 763 hab/km² [cf. carte 25]. Elle a formé avec 16 autres communes attenantes[405] l'ensemble territorial du Bassin Minier de Provence spécialisé dans l'extraction du lignite jusqu'à la fermeture des mines gardannaises en 2003.



Carte 25 – Situation de l'unité PVS, exploitée par URBASOLAR, sur le territoire de Gardanne (Bouches-du-Rhône)

Les activités productives du Bassin Minier de Provence « *étaient avant-guerre distribuées sur l'ensemble du territoire, elles se sont par la suite concentrées sur la zone de Gardanne-Meyreuil autour de l'industrie lourde* » (Garnier et Lanciano-Morandat, 2006, p. 228). Jusqu'à la Seconde Guerre mondiale, le barycentre de ce territoire énergétique se situe dans un triangle formé des communes de Saint-Savournin, Fuveau et Peypin. La loi du 17 mai

[404] INSEE – Commune de Gardanne (13041) [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 sur http://www.insee.fr/fr/themes/comparateur.asp?codgeo=com-13041#resume

[405] Belcodène, Châteauneuf-le-Rouge, Cadolive, Simiane-Collongue, Saint-Savournin, Mimet, Peypin, La Bouilladisse, Gréasque, La Destrousse, Meyreuil, Rousset, Peynier, Trets, Fuveau et Bouc-Bel-Air.

1946[406] décrète la nationalisation des trois compagnies minières actives sur le bassin et donne naissance aux HOUILLERES DU BASSIN DE PROVENCE qui sont intégrées au groupe CHARBONNAGES DE FRANCE. La nationalisation marque le début de la concentration de la production charbonnière dans la partie ouest du territoire autour de l'arc formé des communes de Gréasque, Meyreuil, Gardanne et Mimet (Domenichino et Guillon, 2006). Jusqu'aux années 1980, ces communes font l'objet d'investissements massifs pour la modernisation et/ou la création d'infrastructures d'extraction du minerai. Cette politique de modernisation combinée à une politique de rationalisation des effectifs conduira le Bassin Minier de Provence à être à plusieurs reprises le bassin minier français à la productivité la plus élevée (Daumalin *et alii*, 2006 ; Mioche, 2006). Gardanne bénéficie des derniers investissements faits par le groupe Charbonnages de France dans le cadre de la relance charbonnière conséquence des chocs pétroliers et de l'arrivée au pouvoir de François Mitterrand en 1981 : le puits Z et le puits Yvon Morandat sont ainsi respectivement mis en activité en 1986 et 1987. À partir de 1989, Gardanne devient l'unique lieu d'extraction de charbon dans le Bassin Minier de Provence. Le contre-choc pétrolier de 1986 et la dégradation de la compétitivité économique du charbon français face au pétrole accélèrent la mise en place d'une politique publique nationale de reconversion industrielle de l'ensemble des bassins miniers français. La nouvelle majorité gouvernementale de droite renforce « *une politique de réduction des aides budgétaires aux secteurs publics ou « protégés » soumis à une forte concurrence internationale* […] *Elle est soutenue par l'Europe qui développe le concept de « zone industrielle en déclin » et prévoit une série de dispositions financières destinées à faciliter la reconversion des hommes et des territoires* » (Domenichino et Guillon, 2006, p. 198-199). Le Pacte Charbonnier (1994) puis le Plan Strauss-Kahn (1998) entérinent le principe d'une fermeture définitive de la mine en 2005 qui interviendra en réalité en 2003.

Le développement de l'activité minière dans le Bassin Minier de Provence s'est accompagné d'un déploiement spatial d'activités induites, principalement sur le territoire gardannais : une usine de production d'alumine encore en activité, dont la production a reposé initialement sur la bauxite extraite dans le Bassin Minier de Brignoles (Var), et une centrale de production d'électricité thermique implantée partiellement sur la commune de Meyreuil. Cette centrale thermique, mise en activité en 1954, a constitué progressivement le débouché majeur puis unique du lignite du Bassin Minier de Provence (Mioche, 2005). L'implantation d'une première tranche de 50 MW de la centrale thermique de Gardanne-Meyreuil en 1954 institue le Bassin Minier de Provence comme un territoire électrique historique. Exploitée par les HOUILLERES DU BASSIN DE PROVENCE, cette nouvelle infrastructure électrique « *ne fonctionne pas en continu, elle est destinée à combler les moments de forte demande d'électricité sur le réseau d'EDF* » (Mioche, 2005, p. 40). Après la fermeture de la mine, la centrale thermique de

[406] Loi n°46-1072 relative à la nationalisation des combustibles minéraux.

Gardanne-Meyreuil (850 MW puis 750 MW[407]) reste exploitée en utilisant du charbon d'importation. Les changements d'exploitants de cette centrale illustrent une facette de l'ouverture à la concurrence et de la libéralisation des marchés européens et nationaux : la SOCIETE NATIONALE D'ÉLECTRICITE THERMIQUE (SNET), fondée en 1995 par le groupe Charbonnages de France, exploitante de la centrale thermique de Gardanne-Meyreuil, est successivement rachetée par le groupe espagnol ENDESA en 2004, puis le groupe allemand EON AG en 2008 et enfin le groupe allemand UNIPER en 2016.

L'usine de production d'alumine et la centrale thermique de production d'électricité constituent deux héritages productifs de l'activité minière passée qui font de Gardanne une ville industrielle (Edelblutte, 2009). À ces héritages productifs sont associés des héritages improductifs matériels et immatériels. L'exploitation charbonnière séculaire a profondément modifié la géomorphologie du Bassin Minier de Provence, principalement dans sa partie ouest, ainsi que la morphologie urbaine des communes le composant. « *Le fonctionnement du système minier génère des accumulations de déblais entassés à proximité plus ou moins immédiate des mines* [terrils] *; des infrastructures de transport (routes, voies ferrées, ports) sont construites pour l'évacuation des minerais, des usines ou des centrales transformant les ressources extraites du sous-sol sont créées, des ensembles de logements sont bâtis pour les ouvriers des mines* » (Deshaies, 2007a, p. 76).

La constitution du Bassin Minier de Provence comme territoire énergétique et électrique historique s'est accompagnée de la diffusion d'une culture énergéticienne chez les acteurs politiques et syndicaux locaux. Cette culture participe de l'acceptabilité importante de nouvelles infrastructures industrielles sur le territoire gardannais. La proportion importante d'ouvriers dans la population de cette ville industrielle fait de Gardanne un bastion historique de la gauche française. La Commune est administrée depuis 1977 par une municipalité communiste qui a progressivement bâti un projet politique d'isolement local par rapport aux communes voisines paradoxalement associé à des politiques visant une reconnaissance au niveau régional. Gardanne n'a intégré un EPCI à fiscalité propre qu'au 1er janvier 2014 sous l'injonction de l'État. Cette intégration à la Communauté d'Agglomération du Pays d'Aix n'a abouti qu'après d'âpres négociations, la municipalité gardannaise se montrant très réticente à transférer d'importantes recettes fiscales locales à l'intercommunalité. Cette double politique municipale d'isolement local et de volonté de rayonnement régional nourrit le mythe de « l'autonomie énergétique » (Scheer, 2007) du territoire gardannais dont la survie reposerait sur l'utilisation de l'ensemble des ressources énergétiques territoriales (Courlet et Pecqueur, 2014).

[407] La tranche 4 de la centrale thermique de Gardanne-Meyreuil a été convertie en 2016 à la biomasse faisant passer sa capacité installée de 250 à 150 MW.

2- Le projet gardannais : un projet emblématique de la politique énergétique municipale.

Le mythe de l'autonomie énergétique porté par la municipalité gardannaise se traduit dans une politique énergétique locale ambitieuse. Cet investissement en faveur de l'énergie est d'autant plus important que durant de longues années la reconversion industrielle du bassin au profit de la microélectronique a échappé à Gardanne pour se concentrer sur la commune proche de Rousset (Daviet, 1999 ; Daumalin *et alii*, 2006). À l'issue de la fermeture des mines, Gardanne entend conserver son image énergétique illustrée par le slogan municipal, « Gardanne, terre d'énergies ». Intégrée à la politique environnementale communale jusqu'aux élections municipales de 2008, la politique énergétique « *se déconnecte progressivement du thème de l'environnement pour être constituée en une politique autonome* […] *avec la nomination d'un adjoint à l'énergie et aux économies d'énergie* » (Cacciari, 2014, p. 6). Cette déconnexion résulte en partie du remplacement progressif des acteurs politiques et des fonctionnaires territoriaux municipaux par des acteurs étrangers au système minier : l'adjoint à l'énergie et aux économies d'énergie est issu du milieu éducatif et son pendant administratif est un ingénieur économiste de flux. La politique énergétique de Gardanne combine alors des actions dans le domaine de l'offre énergétique et des actions dans le domaine de la demande énergétique. Le projet PVS gardannais des Sauvaires s'inscrit dans une politique globale de déploiement spatial d'infrastructures électriques et énergétique (centrale biogaz de La Malespine[408], éolienne à axe vertical du puits Yvon Morandat, géothermie entre le puits Z et le puits Yvon Morandat) devant conduire à une autonomie énergétique de la commune[409]. Pour ce faire, à ces projets structurants s'adjoint une politique de maîtrise de la demande énergétique qui se traduit par la mise en œuvre d'un Programme annuel d'Action Globale sur les Énergies (PAGE)[410] en 2010 considéré par l'équipe municipale comme l'équivalent d'un Agenda 21 local. Cet engagement pour une transition énergétique locale et la recherche d'une reconnaissance régionale de sa politique énergétique ont conduit la municipalité de Gardanne à répondre à différents appels à projets régionaux. Gardanne participe au programme AGIR – Action Globale Innovante pour la Région –, coordonné par la Région PACA, qui vise à maîtriser les consommations énergétiques et à promouvoir les EnR. Elle participe également au projet PREMIO – Production Répartie, Énergies renouvelables et Maîtrise de la demande en électricité Intégrées et Optimisées –, coordonné par le pôle de compétitivité Capénergies, dont elle a été lauréate en 2008.

Le projet PVS gardannais s'inscrit donc dans la politique énergétique pro-active de cette ville-pilote dont le territoire combine plusieurs facteurs de localisation très favorables au déploiement spatial de ce type d'infrastructure électrique. La municipalité dispose de *parcelles*

[408] La centrale biogaz de La Malespine, en activité depuis 2011, est exploitée par la filiale du groupe EDF, VERDESIS.
[409] Entretien mené auprès de l'adjoint en charge de l'énergie de Gardanne, 24 avril 2014.
[410] Le PAGE est devenu pluriannuel en 2012.

artificialisées et dégradées, quasi-planes, sur le terril des Sauvaires. Cet héritage improductif de l'activité minière et électrique passée[411], de 43 ha, est acheté en 2007 par la commune au groupe CHARBONNAGES DE FRANCE après réhabilitation[412]. Dans un contexte local d'extrême pression foncière le changement de vocation de ce terril constitue une extraordinaire opportunité. Le terril des Sauvaires, situé en face de la centrale thermique de Gardanne-Meyreuil, offre une proximité au réseau électrique permettant un raccordement aisé. Son caractère artificialisé et dégradé qui limite les conflits d'usage et sa non-inscription dans un périmètre de protection de l'environnement (ZNIEFF 1-2, Natura 2000, Réserves naturelles, etc) font de ce terril un lieu d'implantation PVS *a priori* optimal. Le choix de ce site d'implantation conférera de manière inédite un caractère productif à cet espace improductif.

© Kévin Duruisseau – 2015

Photo 32 – La CPVS de Gardanne (Bouches-du-Rhône), exploitée par URBASOLAR, avec ses modules PV silicium posés sur des plots de béton (en arrière-plan la montagne de la Sainte-Victoire)

Consciente de ces caractéristiques favorables, l'équipe municipale gardannaise initie un projet PVS sur le terril des Sauvaires en 2008. Ce projet se heurte, dans un premier temps, au scepticisme du responsable des services techniques municipaux en charge des études préalables et de la rédaction du cahier des charges soumis à appel à projets. Le terril des Sauvaires est concerné par une servitude au profit du Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM) qui y assure des missions de surveillance et de protection des risques miniers résiduels. Les caractéristiques géologiques et structurelles du terril des Sauvaires imposent des contraintes techniques importantes, la mise en place des structures fixes de la CPVS devant préserver l'intégrité du sarcophage du terril. Le responsable des services techniques municipaux

[411] Le terril des Sauvaires est constitué de remblais de mines et d'une majorité de cendres de la centrale thermique de Gardanne-Meyreuil.

[412] En même temps que le terril des Sauvaires, la commune Gardanne achète les terrils de Saint-Pierre (9 ha) et de Molx (9 ha). Ce rachat pour un euro symbolique est un transfert d'actif sans valeur entre Charbonnages de France et la commune.

s'inquiète également des conséquences paysagères et environnementales qui pèsent sur la réalisation d'une unité PVS sur le terril et s'interroge sur le manque de retour d'expérience concernant ce type d'infrastructure[413]. Ces réticences seront levées par l'avis favorable du BRGM qui exigera seulement que les structures fixes de la CPVS soient posées sur le terril et non fixées [cf. photo 32]. Par ailleurs, des exemples régionaux témoignant de la possibilité d'une intégration paysagère et environnementale satisfaisante de ce type d'infrastructure électrique sauront convaincre les services techniques municipaux gardannais de la faisabilité du projet.

En 2009, les réticences levées, les services techniques municipaux rédigent un cahier des charges et lancent un appel à projets européen. Le cahier des charges, qui présente des dimensions techniques, environnementales, financières et sociales, prévient du caractère atypique des parcelles d'implantation. Les critères de classification des offres donnent une importance particulière aux retombées financières attendues par la commune. Cette pratique d'appel d'offres pour la réalisation d'une unité PVS n'est pas une obligation légale, ce type de projet échappant au Code des marchés publics, il constitue une particularité sur le territoire d'étude. Sur les 19 propositions reçues en février 2010, cinq seront présélectionnées parmi lesquelles celle d'EDF EN (groupe EDF), de SOLAIRE DIRECT et d'EON CLIMATE & RENEWABLES FRANCE (EON C&R FRANCE) (groupe EON AG). En septembre 2010, la municipalité retient finalement la proposition d'EON C&R FRANCE, jugée comme la meilleure offre financière. Ce choix d'EON C&R FRANCE, filiale d'EON FRANCE qui exploite la centrale thermique de Gardanne-Meyreuil, n'est pas sans soulever des oppositions au sein du conseil municipal. L'attribution de ce marché à ce groupe allemand est perçue par une partie de l'opposition comme un manque d'audace politique qui renforce l'influence déjà considérable de cet acteur sur le territoire gardannais[414]. Le recours à une entreprise privée plutôt qu'à la SOCIETE D'ÉCONOMIE MIXTE D'AMENAGEMENT DE GARDANNE (SEMAG) nourrit également cette opposition au choix d'EON C&R FRANCE[415].

La participation d'EON C&R FRANCE à l'appel d'offres organisé par la municipalité gardannaise s'inscrit dans la stratégie industrielle du groupe allemand EON AG. Dans un contexte de promotion du développement durable, de conscientisation énergie-climat et d'intégration du secteur électrique au marché européen du carbone, le groupe EON AG s'engage au cours de la seconde moitié des années 2000 dans une stratégie globale de verdissement de son mix-électrique jusqu'alors fortement orienté vers les énergies fossiles. Cette politique

[413] Entretien mené auprès du directeur des services techniques municipaux de Gardanne, 3 mars 2011.
[414] Procès-verbal du Conseil municipal de Gardanne du 11 juillet 2011 – Ordre du jour n°6 : Approbation de la modification du Plan Local d'Urbanisme (PLU) portant sur la création d'un sous-secteur Énergies (NE) au sein de la Zone Naturelle « Terril des Sauvaires » afin de permettre l'implantation d'une centrale photovoltaïque (Rapporteur M. Peltier).
[415] Procès-verbal du Conseil municipal de Gardanne du 7 octobre 2010 – Installation d'un parc photovoltaïque au Terril des Sauvaires – Autoriser Monsieur Le Maire à signer une promesse de bail emphytéotique administratif avec la société EON (Rapport M. Pontet).

industrielle conduit cet acteur à racheter le développeur EnR CONILHAC ÉNERGIES et à doter sa filiale française EON FRANCE d'une branche de sa filiale spécialisée dans le déploiement spatial EnR, EON C&R FRANCE. La recherche d'un ensoleillement optimal amène EON C&R FRANCE à centrer le développement de ses capacités PVS sur la région PACA[416]. Le projet de Gardanne participe avec les projets de Puimichel (Alpes-de-Haute-Provence), du Lauzet-Ubaye (Alpes-de-Haute-Provence) et de Fuveau (Bouches-du-Rhône) à la construction d'un ancrage territorial dans un système électrique français métropolitain alors en plein processus d'ouverture à la concurrence. La présence d'EON AG en France métropolitaine, due jusqu'alors à des fusions-acquisitions et des fusions-absorptions, prend ainsi une forme nouvelle avec le montage de projets en propre dans les territoires. Cette nouvelle étape était à même de favoriser l'accès d'EON AG au processus de renégociation à venir des concessions hydrauliques duranciennes et alpines et au marché de l'électronucléaire français. La proposition financière extrêmement élevée formulée par EON C&R FRANCE en réponse à l'appel d'offres gardannais prouve la volonté d'EON FRANCE de ne pas voir ce projet lui échapper et de demeurer l'opérateur-exploitant dominant sur ce territoire. Ce gage d'engagement sur le territoire gardannais était susceptible de compenser pour la municipalité la possible fermeture de la tranche 3 de la centrale thermique de Gardanne-Meyreuil qui sera finalement reconvertie en unité de production biomasse.

Entre septembre 2010, date du choix d'EON C&R FRANCE par la municipalité, et septembre 2013, date de la mise en activité de la CPVS gardannaise, le projet connaît plusieurs rebondissements. En mars 2011, la modification du régime financier d'encadrement du déploiement spatial PVS en France retarde le bon déroulement du développement du projet en remettant en cause sa viabilité économique. Ce même mois, la catastrophe nucléaire de Fukushima conduit les pouvoirs publics allemands à décréter un moratoire nucléaire mettant à mal la santé financière du groupe EON AG déjà fortement endetté par des investissements massifs à l'étranger. C'est ce contexte qui contraint EON FRANCE à céder son projet de Gardanne au cours du premier semestre 2012 au groupe français montpelliérain URBASOLAR. La cession de la société de projet MCE ÉNERGIES par EON FRANCE à URBASOLAR cristallise de nouvelles oppositions au sein du conseil municipal concernant la solidité financière de cette société de projet et plus largement du groupe URBASOLAR[417].

Le « retard » pris par le projet gardannais est révélateur des effets négatifs de l'évolution du régime financier d'encadrement du déploiement spatial PVS sur les dynamiques de développement de ce nouveau type d'infrastructure électrique. Toutefois, le retard est limité car la nature *artificialisée et dégradée* est privilégiée par le régime réglementaire d'encadrement

[416] Entretien mené auprès du responsable du développement PVS à EON CLIMATE & RENEWABLES FRANCE, 4 mars 2011.
[417] Procès-verbal du Conseil municipal de Gardanne du 12 mars 2012 – Installation d'un parc photovoltaïque au Terril des Sauvaires – Autoriser Monsieur Le Maire à signer une promesse de bail emphytéotique administratif avec la société EON (Rapport M. Pontet).

du déploiement spatial PVS introduit par la circulaire du 19 novembre 2009. Le site d'implantation du projet gardannais répond en tout point aux recommandations formulées par la DDTM des Bouches-du-Rhône (DDTM-13) dans son document-cadre « Implantation de parcs photovoltaïques dans le département des Bouches-du-Rhône : préconisations et cadrage réglementaire » (2010) qui appelle les porteurs de projets « *à privilégier les sites déjà anthropisés (friches industrielles, anciennes carrières, décharges, délaissés d'autoroute ou de voie SNCF, sols pollués, etc)* [et précise que] *l'implantation dans les espaces agricoles ou naturels ne pourra être envisagée qu'à condition d'avoir examiné toutes les autres possibilités d'implantation en espaces anthropisés et sous réserve du faible impact du projet* » (DDTM-13, 2015, p. 5). L'évidence de ce choix pour la DREAL-PACA semble l'avoir conduit à laisser passer le délai légal de deux mois d'émission de son avis en tant qu'autorité environnementale, cette procédure correspondant à un avis tacite ne s'opposant pas à la réalisation du projet PVS gardannais.

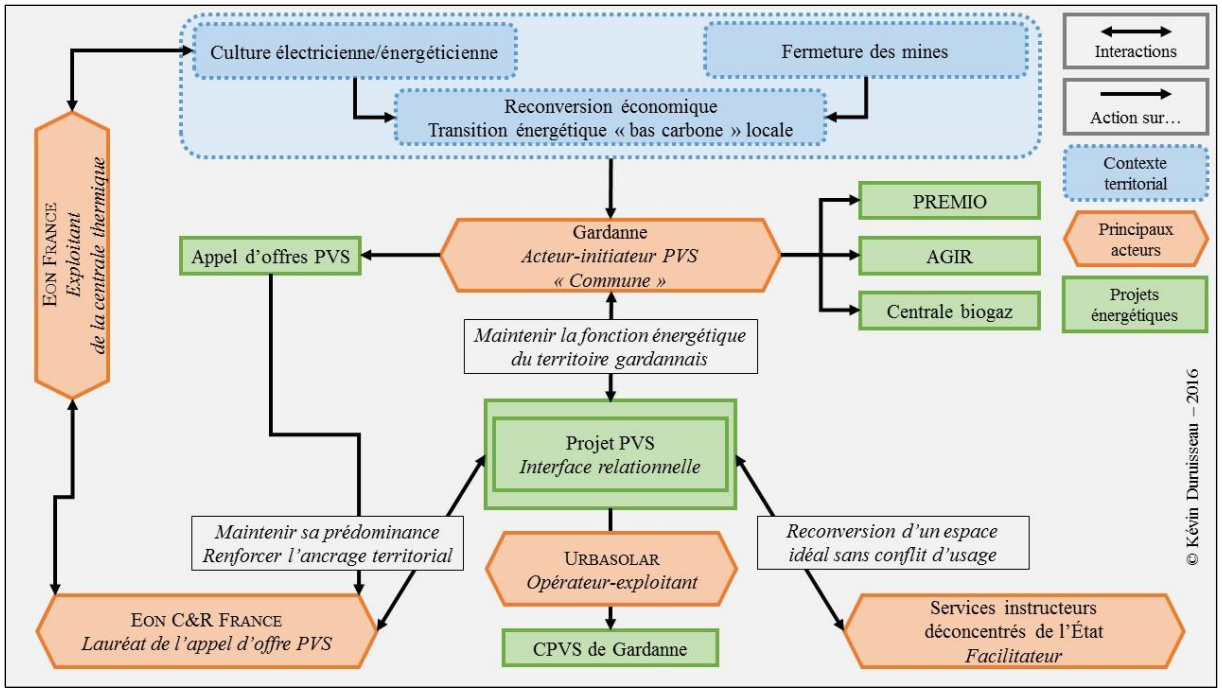


Figure 21 – Les jeux d'acteurs à l'œuvre dans la concrétisation du projet PVS de Gardanne

Cette posture de la DREAL-PACA associant terril et faible intérêt écologique va à l'encontre de travaux récents sur les *parcelles artificialisées et dégradées* issues des activités d'extraction (Frochot et Godreau, 1995 ; Frochot, 2002 ; Bétard, 2011) et des observations faites par la DREAL-Nord-Pas-de-Calais-Picardie qui considère les terrils comme « *des refuges pour la faune et la flore sauvage* […] [qui sont] *des « poumons verts » dans un espace souvent fortement urbanisé* […] [et qui présentent] *par leur diversité floristique et faunistique et par leur spécificité* […] [toutes les caractéristiques de] *terrains d'études et de conservation*[418] ». Le

[418] DREAL Nord-Pas-de-Calais/Picardie – Les terrils, un milieu original issu de l'activité humaine [en ligne], consulté le 11 septembre 2016 sur https://www.nord-pas-de-calais-picardie.developpement-durable.gouv.fr/?Les-terrils-un-milieu-original-issu-de-l-activite-humaine

laissé faire de la DREAL-PACA se combinera au choix d'EON Climate & Renewables France de ne pas présenter le projet PVS gardannais devant la Commission Technique Départementale des Énergies Nouvelles des Bouches-du-Rhône (CTDEN-13), pôle de compétences EnR organisé par la DDTM-13, supprimant tous délais de pré-instruction. C'est ainsi que le préfet des Bouches-du-Rhône délivrera le permis de construire le 23 septembre 2011, seulement neuf mois après le dépôt de sa demande.

La CPVS de Gardanne est finalement mise en activité en septembre 2013. D'une capacité installée de 9,3 MWc réparties sur 17 ha, cette unité PVS est exploitée par le groupe français URBASOLAR [cf. photo 33]. Le développement de cette nouvelle infrastructure a conduit à une augmentation de +2,2 % de la surface artificialisée du territoire gardannais. Elle génère directement pour la municipalité un revenu annuel foncier de 195 500 €, soit 11 500 €/ha/an, revenu à l'hectare le plus important sur tout le territoire d'étude.

© Kévin Duruisseau – 2015
Photo 31 – La CPVS de Gardanne (Bouches-du-Rhône), exploitée par URBASOLAR, avec en arrière-plan la centrale thermique de Gardanne-Meyreuil exploitée par EON FRANCE

Le déploiement spatial PVS gardannais sur le terril des Sauvaires a directement inspiré les projets menés par les municipalités des communes limitrophes de Fuveau (trois projets – EON C&R FRANCE puis URBASOLAR) et de Meyreuil (un projet – SOLAIRE DIRECT). Le cas de Gardanne et plus largement les cas de Fuveau et de Meyreuil montrent la capacité d'adaptation de ce territoire dont la production électrique repose très majoritairement sur l'exploitation de la centrale thermique de Gardanne-Meyreuil née des activités charbonnières passées. La proactivité des acteurs publics et privés territoriaux permet à ce jour d'endiguer un déclin de ce territoire électrique historique amorcé en 2003 avec la fermeture des mines dans le Bassin Minier de Provence. L'important déploiement spatial PVS, biogaz et biomasse sur ces trois communes révèle une forte réceptivité de ce territoire aux injonctions de transition énergétique (variable forçante). Même si ce n'est finalement pas ce groupe qui exploitera finalement les

unités de Gardanne et de Fuveau, le choix d'EON C&R FRANCE qui suit les appels à projets montre l'influence importante des acteurs déjà présents sur ce territoire électrique historique dans ce processus de transition énergétique locale.

B- Losse, la ressource solaire comme moyen de développement local dans un territoire électrique nouveau.

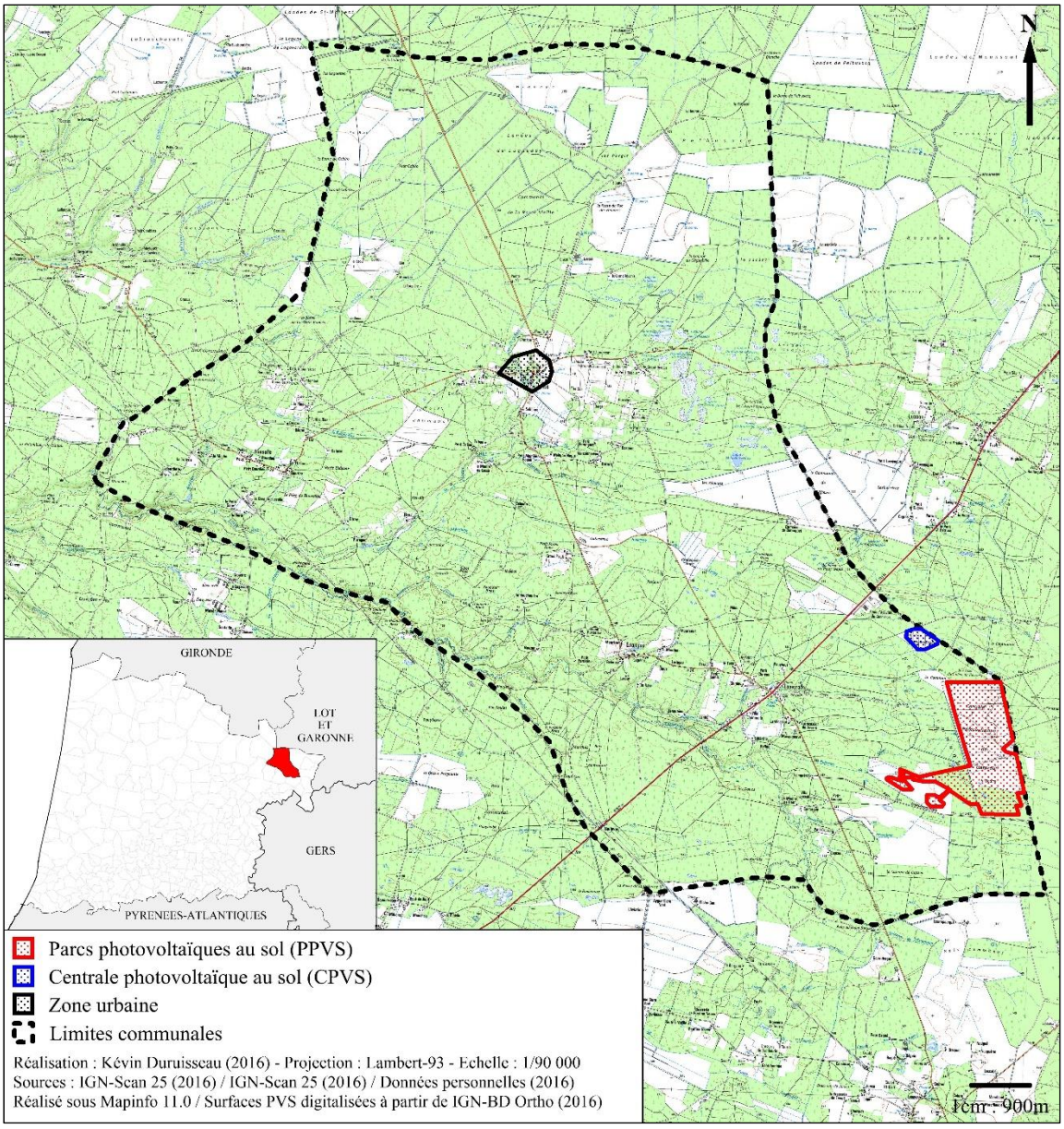
1- Un espace à très faible densité de population dans un contexte territorial sylvicole.

La Communauté de Communes du Gabardan, située dans le département des Landes en Aquitaine, est un EPCI à fiscalité propre rural limitrophe des départements du Lot-et-Garonne (Nord/Nord-Est) et du Gers (Sud/Sud-Est) comptant 3 882 habitants en 2013[419] et présentant une très faible densité de 8,8 hab/km² [cf. carte 26]. Cette intercommunalité, intégrée depuis le 1er janvier 2013 à la Communauté de Communes des Landes d'Armagnac, comptait 15 communes dont celle de Losse sur laquelle se sont implantées les unités PVS initiées par la Communauté de Communes du Gabardan. Elle se situe dans le massif forestier des Landes de Gascogne et plus précisément dans les Landes de Roquefort.

Jusqu'à la fin du 18e siècle, les Landes de Gascogne ont été perçues comme une plaine non cultivée assimilée à un espace désertique (Ozouf, 1984 ; Traimond, 1986 ; Sargos, 1997 ; Aldhuy, 2004). Elles sont perçues comme un mauvais pays (Ozouf-Marignier, 2000 ; Aldhuy, 2010). « *La contrée est ainsi considérée comme un néant agricole et un marécage abandonnés à une frustre peuplade de nomades* » (Mora et Banos, 2014). Les Landes de Gascogne font l'objet d'une première « opération d'aménagement du territoire » d'envergure en 1786. Nicolas Brémontier [1738-1809], ingénieur en chef issu de l'École des Ponts et Chaussées, fait « *planter des oyats et du pin maritime pour stabiliser les dunes abritant localement des chênes pédonculés et tauzins, des arbousiers et des bruyères* » (Husson, 1995, p. 151). Malgré cette première « opération d'aménagement du territoire » d'envergure, l'intérieur des Landes de Gascogne demeure marécageux et malsain. C'est un « *immense espace plat entièrement couvert de sable déposé à la fin de la dernière époque glaciaire* » (Ibid, p. 151-152). Cet espace désertique n'en demeure pas moins dorénavant un espace à conquérir, « *un défi qui suscite l'enthousiasme de toutes sortes d'entrepreneurs et d'aventuriers, aristocrates issus des plus grandes familles françaises, mais aussi ingénieurs et intellectuels inspirés par les doctrines de la physiocratique et du saint-simonisme* » (Mora et Banos, 2014, p. 4). Sous le Second Empire, une seconde « opération d'aménagement du territoire » d'envergure est amorcée par l'empereur Napoléon III qui fait édicter en 1857 une loi visant à l'assainissement des Landes de Gascogne par le drainage et le boisement systématique en pins maritimes. Cette opération, menée par

[419] INSEE – Commune de Losse (40158) [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 sur http://www.insee.fr/fr/themes/comparateur.asp?codgeo=COM-40158

l'ingénieur polytechnicien agronome François Jules Hilaire Chambrelent [1817-1893], transforme cet espace désertique en une immense pinède de 900 000 ha. Il ne s'agit plus alors simplement d'endiguer l'avancée de la dune mais de répondre à des besoins économiques dans une France en pleine Révolution Industrielle. Le massif forestier des Landes de Gascogne répond ainsi « *aux besoins du moment, fournissant des poteaux télégraphiques, des étais de mine, des bois de trituration et surtout de la résine* » (Husson, 1995, p. 152). Les essences retenues (pin maritime) et son organisation spatiale (parcelles géométriques) l'inscrivent dans un modèle agro-industriel. L'extension du massif forestier des Landes de Gascogne connaît un âge d'or dans l'Entre-Deux-Guerre avant de devoir être morcelé suite à d'immenses incendies de forêt au cours de la Seconde Guerre mondiale.



Carte 26 – Situation des unités PVS, exploitées par EDF EN, sur le territoire de Losse (Landes)

L'exploitation du massif forestier des Landes de Gascogne demeure actuellement une source de revenus majeure pour les acteurs territoriaux publics et privés qui possèdent

d'importantes surfaces sylvicoles. Cette exploitation séculaire s'est accompagnée de la diffusion « d'une culture publique de valorisation foncière » parmi les élus et les fonctionnaires territoriaux attachés aux communes du massif. Cette culture a joué un rôle essentiel dans le déploiement spatial PVS rapide observé en Aquitaine entre 2008 et 2015. Cet héritage immatériel de l'exploitation forestière s'accompagne d'un retard dans la patrimonialisation et l'écologisation du massif forestier des Landes de Gascogne qui ne se sont amorcées qu'au cours des années 1970 (Deuffic *et alii*, 2010). « *Les arrêtés de biotope et les réserves naturelles comprennent rarement une zone forestière importante, hormis la réserve naturelle de Cousseau. De même un seul espace forestier est protégé au titre des sites classés : la forêt usagère de la Teste* » (Deuffic *et alii*, 2010, p. 119). Le nombre réduit de périmètres de protection au titre du patrimoine naturel est un facteur favorable au déploiement spatial PVS dans ce massif forestier. Malgré une tendance à la division des parcelles conduisant à l'émiettement des propriétés (Cazals *et alii*, 2013), l'organisation spatiale du massif forestier des Landes de Gascogne offre des surfaces PVS exploitables moyennes sans commune mesure par rapport aux potentialités foncières du reste du territoire d'étude.

Le territoire de la Communauté de Communes du Gabardan est, par la place importante de la sylviculture dans son économie locale, un archétype de territoire appartenant au massif forestier des Landes de Gascogne. Ce territoire est également un archétype au regard de sa très faible densité (8,8 hab/km²) et constitue le cœur de ce désert forestier (Aldhuy, 2004). Depuis le début des années 2000, la Communauté de Communes du Gabardan a endigué un dépeuplement rural qui était jusqu'alors une des caractéristiques des zones de faible densité (Clarimont *et alii*, 2006). Cette inversion de tendance résulte d'un solde migratoire positif compensant un solde naturel qui demeure faiblement négatif. Le territoire de la Communauté de Communes du Gabardan combine deux facteurs de localisation particulièrement favorables au déploiement spatial PVS : une disponibilité foncière quasi-plane et un vide démographique.

2- Le projet gabardannais : des infrastructures électriques au centre d'un projet économique de développement territorial.

« *Gérer la faible densité, enrayer l'érosion démographique des campagnes dites profondes, y maintenir les services, soutenir les activités économiques existantes et encourager leur diversification constituent de longue date des préoccupations majeures pour les décideurs* » (Clarimont *et alii*, 2006, p. 27). En 2005, la Communauté de Communes du Gabardan a réalisé un diagnostic territorial dégageant les forces et faiblesses de ce territoire sylvicole rural. Ce diagnostic territorial montre un déclin démographique considérable depuis les années 1950 que la faible inversion observée depuis le début des années 2000 ne fait que stabiliser. La préoccupation majeure des acteurs publics territoriaux est donc de mettre en œuvre des politiques publiques socio-économiques permettant de revitaliser démographiquement cet espace désertique. Pour ce faire, la Communauté de Communes du Gabardan décide de renforcer les services à destination de la population locale – politique sociale de santé et

politique de la petite enfance –, de rendre constructible de nouvelles parcelles tout en dotant les communes membres d'un Plan Local d'Urbanisme (PLU) et d'accroître l'attractivité économique en créant une Zone d'Activité communautaire bénéficiant d'aides résultant de son classement en Zone de Revitalisation Rurale (ZRR) – permettant aux entreprises de bénéficier d'avantages fiscaux lors de leur création – ainsi qu'en Zone d'Aides à Finalité Régionale (AFR) – permettant de subventionner l'investissement productif ou la création d'emplois liés à l'investissement. Ce premier projet socio-économique de revitalisation démographique a été intégré, à la fin des années 2000, à un projet économique global de développement territorial structuré autour de trois axes : socio-économique, touristique et formation. Ces projets successifs de la Communauté de Communes du Gabardan se sont rapidement confrontés à la difficulté de leur financement, les revenus fiscaux générés par la Zone d'Activité communautaire ne pouvant à eux seuls assurer la faisabilité de ces projets territoriaux ambitieux. Le projet PVS de la Communauté de Communes du Gabardan s'est donc inscrit dans la recherche de nouveaux moyens de financement des politiques publiques communautaires.

La genèse du projet PVS remonte à l'année 2006 au cours de laquelle Serge Jourdan, maire de Losse et président de la Communauté de Communes du Gabardan, assiste, lors du Congrès annuel des Maires de France, à une conférence organisée par la CAISSE DES DEPOTS ET CONSIGNATIONS (CDC) sur le rôle des communes et des intercommunalités dans le déploiement spatial PVS. Cette conférence convainc Serge Jourdan de l'importance des retombées économiques que la Communauté de Communes du Gabardan pourrait tirer du développement d'unités PVS sur son territoire. En tant que président de l'intercommunalité, il informe, au cours de l'été 2006, les élus de l'assemblée communautaire de l'intérêt de ce type de projet pour le développement économique du territoire. Sensibles à cette information, les élus de l'assemblée communautaire décident de rentrer en contact avec la CDC, et non directement avec un opérateur-exploitant, pour réaliser une unité PVS, la CDC s'étant présentée comme un intermédiaire possible pour ce type d'opération d'aménagement du territoire au cours du Congrès annuel des Maires de France. Malgré la position favorable adoptée par les élus de l'assemblée communautaire, individuellement les élus de chaque commune se montrent réticents à accueillir l'unité PVS sur leur territoire. Pour lever ce frein important, Serge Jourdan propose d'utiliser des *parcelles sylvicoles* publiques sises sur sa commune de Losse. Forte de la mise à disposition de ces parcelles, la CDC met alors en concurrence trois opérateurs-exploitants, dont le groupe EDF EN, pour la réalisation d'une unité PVS à l'emprise spatiale de 20 ha puis de 40 ha. La prise en main du projet PVS de la Communauté de Communes du Gabardan au début de l'année 2007 par le groupe EDF EN est concomitante au retrait de la CDC qui n'apparaît plus dans les documents relatant la genèse du projet. Le retrait de la CDC n'a pu être explicité ni par les entretiens menés avec le responsable du projet à la Communauté de Communes du Gabardan et le responsable du projet à EDF EN ni par le corpus documentaire disponible. Malgré les nombreuses sollicitations, la CDC n'a pas souhaité communiquer à ce sujet. L'hypothèse la plus probable est que la CDC a jugé qu'EDF EN, filiale du groupe EDF,

possédait une envergure économique suffisante pour financer ce type d'infrastructure électrique par elle-même sans qu'elle ait à soutenir financièrement la société de projet. La prise en main du projet par le groupe EDF EN s'accompagne d'un changement de dimension, celui-ci passant d'une unité PVS à l'emprise spatiale de 40 ha à huit unités PVS à l'emprise spatiale cumulée de 300 ha correspondant à 2,4 % de la surface communale de Losse. Pour le groupe EDF EN, ce projet PVS constitue une vitrine de son savoir-faire auprès des collectivités territoriales et des intercommunalités[420]. Il constitue aussi un vecteur d'accroissement de la demande de modules PV en France métropolitaine favorable à son projet industriel, mené en association avec l'américain FIRST SOLAR, d'implantation d'une usine de production de modules à couche mince à Blanquefort (Gironde).

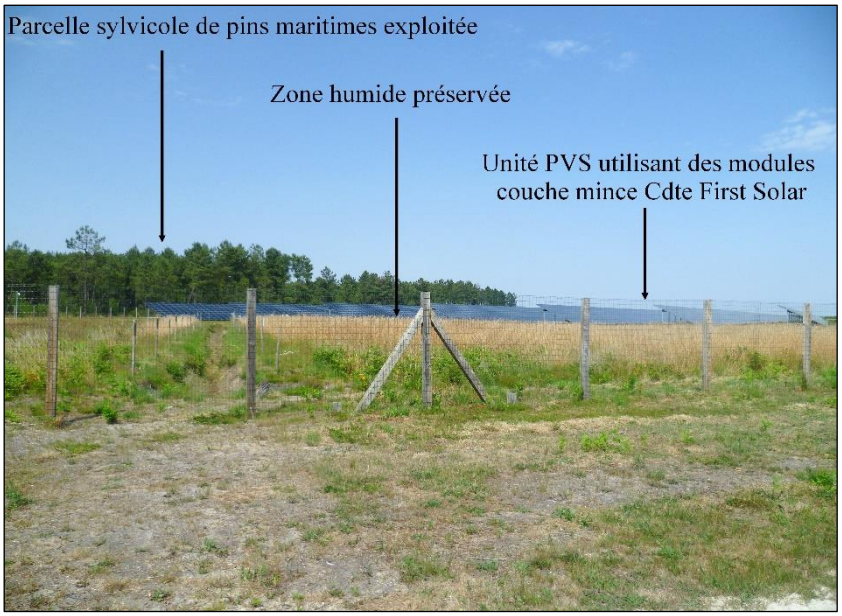


Photo 34 – Une des zones humides intégrées au site PVS de Losse (Landes)

Le territoire de Losse combine plusieurs facteurs de localisation très favorables au déploiement spatial PVS en général ainsi que des facteurs de localisation spécifiques favorables au développement d'infrastructures géantes. La situation de Losse au cœur du désert du massif forestier des Landes de Gascogne et la disponibilité de parcelles communales de très grande taille constituent deux facteurs majeurs favorables à ce type de projet. Ces premiers facteurs ont été amplifiés par les caractéristiques des *parcelles sylvicoles* retenues. Touchées par l'invasion du champignon Fomès et dégradées par la tempête de 1999, ces parcelles sont alors vouées à la destruction et à la stérilisation par l'ONF même dans une optique de conservation d'activités sylvicoles. L'isolement de ces parcelles, lié à leur caractère plane et à l'environnement forestier, permet de dissimuler à la vue les unités PVS, même de grande taille, minorant ainsi les enjeux paysagers. Autre facteur d'importance, les parcelles retenues ne sont pas intégrées à des périmètres de protection environnementale. La ZNIEFF-2 « Vallée de la Douze » et le site Natura 2000 « La Gélise » sont situés à environ six kilomètres du site. La

[420] Entretien mené auprès d'un chargé de projets PVS à EDF EN, le 9 juillet 2014.

présence de plusieurs mares qui constituaient un enjeu environnemental local n'a pas constituée une contrainte rédhibitoire car celles-ci ont pu être intégrées au projet [cf. photo 34]. La commune de Losse ne possédait pas de document d'urbanisme – elle était donc soumise au Règlement National d'Urbanisme (RNU) – et n'était pas intégré à un périmètre SCoT, ce qui aurait accru le temps de la procédure de mise en conformité du règlement de la zone d'implantation PVS. Ces facteurs de localisation favorables, les tarifs de rachat de l'électricité PVS élevés au moment de la constitution du projet et la taille du projet géant de la Communauté de Communes du Gabardan ont permis de contrebalancer un facteur de localisation très négatif : la distance de la zone d'implantation au poste source de raccordement au réseau électrique RTE est situé à 20 kilomètres.

La signature en octobre 2007 de la promesse de bail emphytéotique entre la Communauté de Communes du Gabardan et le groupe EDF EN constitue la première étape de la procédure d'obtention de l'ensemble des autorisations nécessaires pour la réalisation des huit unités PVS de Losse qui s'inscrit dans le cadre de la première phase de territorialisation PVS en France (Phase I). L'absence de nécessité d'un permis de construire au titre de l'urbanisme ne dispensait pas le projet de l'obtention d'autorisations au titre de la loi sur l'eau et au titre du défrichement, ces deux procédures nécessitant la réalisation d'une étude d'impact et d'une enquête publique. Lancées en avril 2008, elles aboutissent à l'obtention en décembre 2008 de l'ensemble de ces autorisations. L'obtention de la totalité des permis de construire survient en janvier 2009. Ce délai de neuf mois d'instruction relativement court masque que ce projet fut pour les services instructeurs déconcentrés de l'État un support à l'élaboration d'une procédure unique d'instruction PVS et à la rédaction d'un document-cadre départemental et régional.

La pré-instruction et l'instruction du projet PVS de la Communauté de Communes du Gabardan ont fait l'objet d'une forte implication des services instructeurs déconcentrés de l'État landais et aquitains ainsi que de plusieurs autres acteurs territoriaux publics[421]. Le préfet des Landes a été un élément moteur du bon déroulement de ces deux processus en mettant à disposition son secrétariat général et en organisant des réunions de concertation réunissant les services actuels de la DDTM-Landes, de la DREAL-Aquitaine, de l'ONF, de la DGAC, de l'ARS, du SDIS et de la Fédération Départementale des Chasseurs mais excluant le Département et la Région. Le projet reçoit également le soutien de Jean-Louis Borloo alors Ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement et de l'Aménagement durables dans le contexte du Grenelle de l'environnement. La forte implication des services déconcentrés de l'État dans la pré-instruction et l'instruction du projet PVS de la Communauté de Communes du Gabardan ont permis l'élaboration d'un document-cadre PV/PVS pour le département des Landes puis pour la région Aquitaine. « Éléments pour une charte sur le développement de l'énergie photovoltaïque au sol dans le département des Landes » (2009) et « Document de cadrage des services de l'État pour l'instruction des projets photovoltaïques en Aquitaine »

[421] Entretien mené auprès du responsable du service forêt de la DDTM-Landes, 20 juin 2014.

(2009) mettent en exergue la nécessaire préservation de la ressource sylvicole du massif forestier des Landes de Gascogne et assujettissent tout déploiement spatial PVS sur des parcelles forestières à un reboisement compensatoire. L'importance du projet PVS de Losse et sa consommation importante de *parcelles sylvicoles* ont constitué un signal très négatif pour le développement du parc PVS dans le massif forestier des Landes de Gascogne. L'absence d'une loi prohibant *stricto sensu* le recours à l'utilisation de *parcelles agricoles* et *sylvicoles* pour l'implantation de ce type d'infrastructure électrique institue le projet PVS de Losse comme un précédent mettant à mal les tentatives de régulation locale et régionale futures. Cette réalisation renforce une conception combattue depuis plusieurs décennies qui associe aux surfaces sylvicoles plantées de pins maritimes une faible valeur environnementale et patrimoniale.

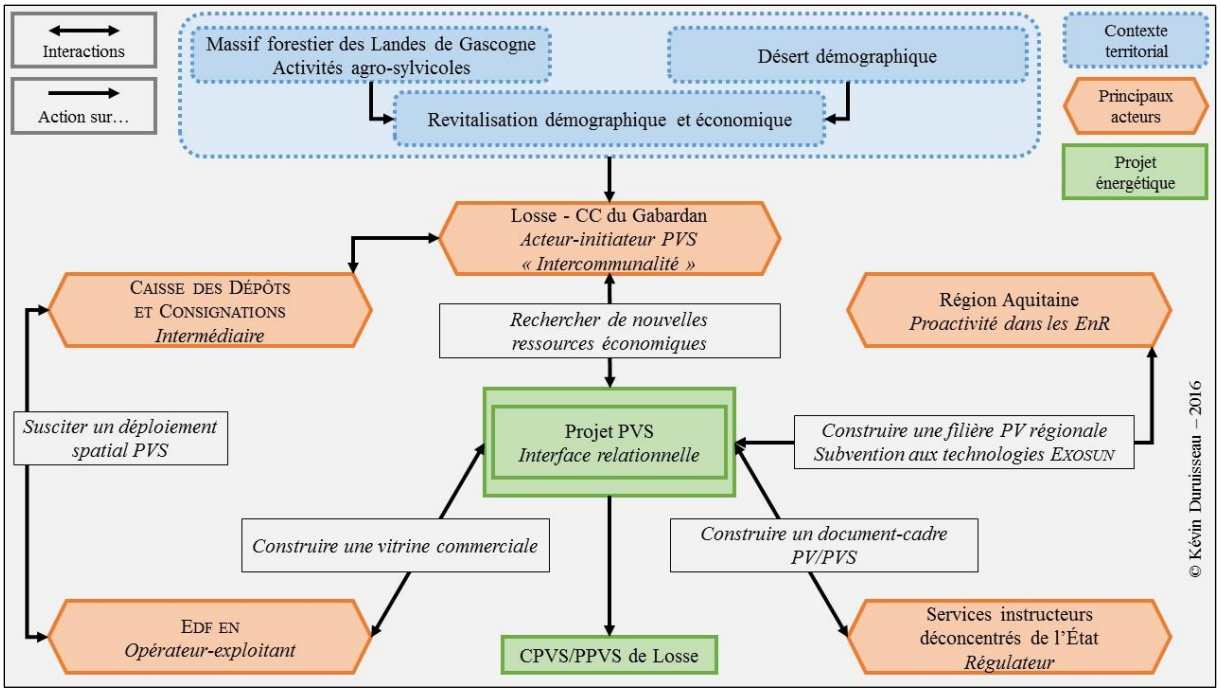
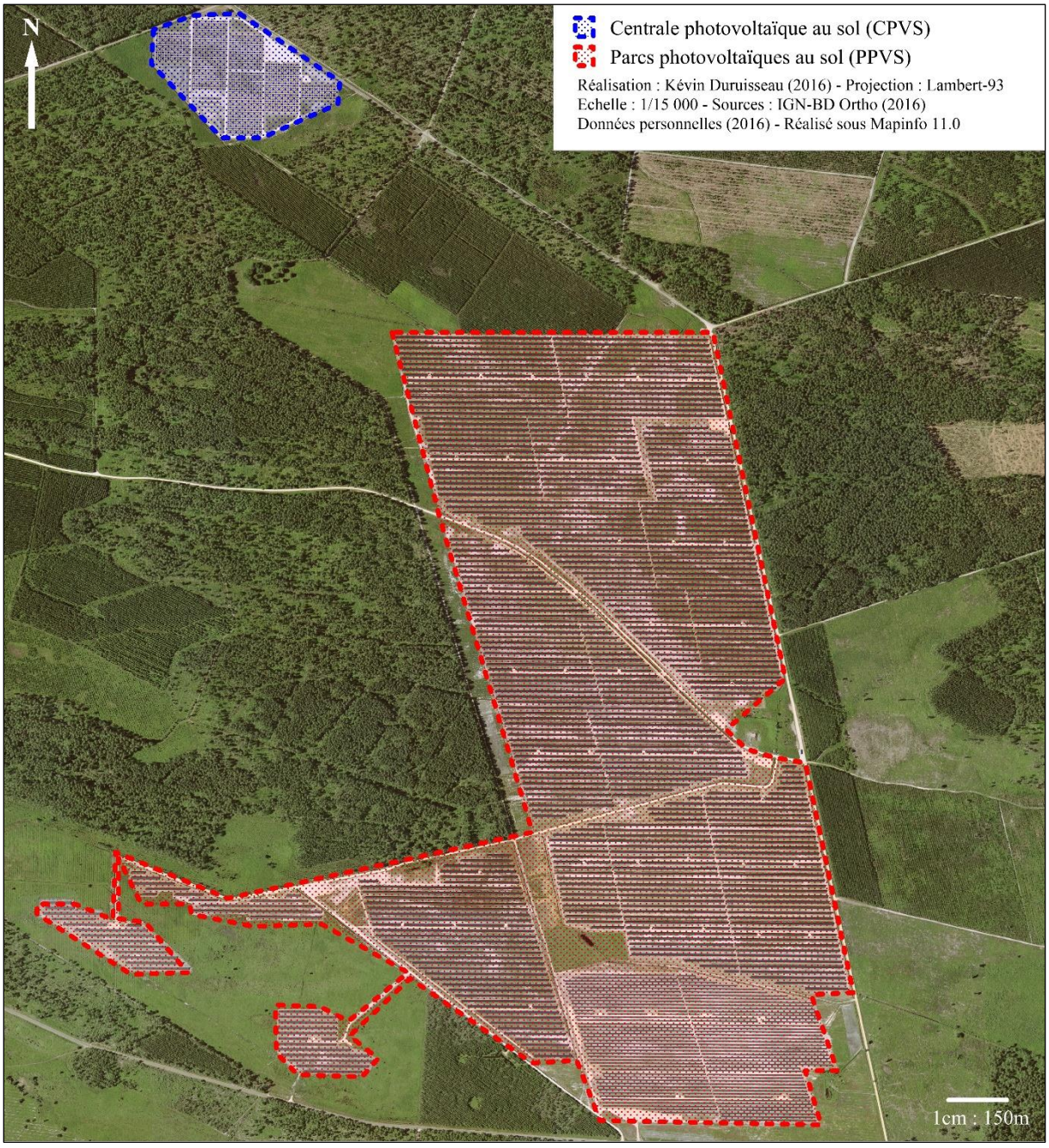


Figure 22 – Les jeux d'acteurs à l'œuvre dans la concrétisation du projet PVS de Losse

Les huit unités PVS de Losse ont été finalement mises en activité entre juin 2010 et septembre 2011, cet ensemble se composant d'une CPVS et deux PPVS [cf. ortho-image 3]. La CPVS correspond à un projet pilote de 2 MWc réparties sur 13,3 ha utilisant la technologie trackers (Exotrack) développée par l'entreprise girondine EXOSUN. Ce projet pilote a bénéficié d'aides publiques de la Région (1 100 000 €), de l'ADEME (750 000 €) et du FEDER (2 200 000 €) au titre de l'accompagnement des éco-technologies en Aquitaine. Le premier PPVS, constitué de quatre unités, possède une capacité installée de 38,5 MWc réparties sur 140,6 ha. Le second PPVS, constitué de trois unités, possède une capacité installée de 26,6 MWc réparties sur 97,4 ha. Ces deux PPVS mettent en œuvre la technologie couche mince CdTe développée par le fabricant américain de modules PV FIRST SOLAR. Malgré l'abandon de deux projets d'unités PVS supplémentaires (9,5 MWc et 12 MWc) faute d'un potentiel de raccordement suffisant, l'ensemble PVS de Losse, exploité par le groupe EDF EN, présente finalement une capacité installée cumulée de 67,1 MWc réparties sur 251,3 ha pour une

production estimée à 75,7 millions de kWh/an. Cet ensemble PVS de Losse génère actuellement pour la Communauté de Communes des Landes d'Armagnac[422] entre 500 et 2 500 €/ha/an. Il génère également pour cet EPCI à fiscalité propre près de 242 000 €/an d'Impôts Forfaitaires sur les Industries de Réseau (IFER). L'ensemble des revenus générés par les huit unités PVS de Losse représente à lui seul 50 % du budget de fonctionnement de la Communauté de Communes des Landes d'Armagnac[423].



Ortho-image 3 – Les unités PVS de Losse (Landes), exploitée par EDF EN, sur des *parcelles sylvicoles*

[422] Au 1er janvier 2013, la Communauté de Communes du Gabardan a fusionné avec la Communauté de Communes du Pays de Roquefort pour former la Communauté de Communes des Landes d'Armagnac.
[423] Entretien mené auprès d'un technicien de la Communauté de Communes des Landes d'Armagnac, 18 juin 2014.

3- La naissance d'un territoire électrique.

L'ensemble PVS de Losse ne correspond pas à la mise en œuvre d'une politique publique énergie-climat par la Communauté de Communes du Gabardan. Il est un outil économique permettant de financier sa politique socio-économique ambitieuse visant à une revitalisation de son territoire. Les retombées médiatiques, économiques et politiques de ce projet aux échelles locale, régionale et nationale ont donné une dimension particulière à ce territoire rural lui conférant un caractère de dynamisme économique et technologique. La réalisation a cependant conduit *a posteriori* à l'émergence d'une politique publique de transition énergétique « bas carbone » au sein de la Communauté de Communes du Gabardan puis de la Communauté de Communes des Landes d'Armagnac. Cette politique induite se trouve actuellement renforcée par la sélection, en février 2015, de la Communauté de Communes des Landes d'Armagnac et de la Communauté d'Agglomération Le Marsan Agglomération dans le cadre de l'appel à projet national « Territoires à énergie positive pour la croissance verte » (TEPOS). Le projet présenté repose « *sur la sensibilisation et l'accompagnement de tous les secteurs d'activité, de l'industrie aux artisans, de l'agriculture aux transports, à la recherche et à l'innovation* […] *et surtout des citoyens, pour réduire leurs consommations et rénover leurs habitations*[424] ». Ce projet inclut un développement des EnR et en particulier la valorisation de l'énergie-bois et des déchets (méthanisation). Il inclut également l'installation de modules PV sur des bâtiments communaux, communautaires et agricoles dans une logique d'auto-consommation. Les politiques induites par la réalisation de l'ensemble PVS de Losse ont définitivement conféré un statut de territoire électrique nouveau à la Communauté de Communes des Landes d'Armagnac.

Les études de cas de Gardanne et de la Communauté de Communes du Gabardan mettent en évidence le rôle central que peut jouer un acteur-initiateur de la sphère « publique » dans le développement d'un projet PVS sur son territoire. Gardanne montre l'exemple d'une collectivité territoriale fortement impliquée dans le développement d'un projet PVS dont il veut garder le contrôle et pour lequel elle organise un appel à projet européen. La Communauté de Communes du Gabardan montre l'exemple d'une intercommunalité opportuniste mettant tout en œuvre pour le développement d'un projet PVS considéré comme une source de revenus indispensable à la revitalisation de son territoire mais qui « délègue » largement à la CDC puis à EDF EN la définition du périmètre du projet. Les études des projets PVS de Gardanne et de Losse mettent en évidence des jeux d'acteurs au sein desquels les finalités poursuivies par chacune des parties divergent tout en poursuivant l'objectif commun d'une concrétisation du projet. Dans le cas de Gardanne, la commune, initiatrice du projet, poursuit une politique énergétique locale visant à l'autonomie énergétique et à la transition énergétique de son territoire électrique historique quand l'opérateur-exploitant allemand EON CLIMATE &

[424] Le Marsan Agglomération – Territoires à énergie positive pour la croissance verte [en ligne], consulté le 10 septembre 2016. Disponible sur www.montdemarsan-agglo.fr/agglo/document?id=1242&id_attribute=48

RENEWABLES FRANCE (EON FRANCE) cherche à renforcer son emprise sur la commune et à construire un ancrage territorial effectif. Dans le cas de Losse, la communauté de communes, initiatrice du projet, recherche dans son projet de nouvelles ressources économiques pour la revitalisation de son territoire quand l'opérateur-exploitant français EDF EN (EDF) y voit une vitrine commerciale et un vecteur de concrétisation d'un projet industriel d'envergure. Ce projet constitue pour les services instructeurs déconcentrés de l'État l'opportunité et le moyen d'élaborer une procédure de pré-instruction et d'instruction unique pour l'ensemble de la région Aquitaine. L'implication initiale de la CDC a été motivée par le projet plus global de cet EPIC de favoriser un déploiement spatial PVS en France.

C- Vitrolles, l'agrégation d'un projet communal à un projet initialement privé dans un territoire électrique historique.

1- Un contexte territorial à forte empreinte agricole et électrique.

Vitrolles, située dans le département des Hautes-Alpes en PACA, est une commune périurbaine comptant 206 habitants en 2013[425] et présentant une densité de population de 14,6 hab/km² [cf. carte 27]. Elle est intégrée à la Communauté de Communes de Tallard-Barcilonnette depuis le 30 décembre 1992. L'agglomération vitrolienne est sise sur une terrasse alluviale de la Durance au pied de la Montagne de Crigne.

Vitrolles, située dans l'*ensemble Durancien*, appartient donc à un territoire électrique historique spécialisé dans la production hydroélectrique même si elle ne possède pas de centrale en activité sur son territoire. La centrale hydroélectrique la plus proche est implantée sur le canal de la Durance dans la commune limitrophe de Curbans (Alpes-de-Haute-Provence). La commune bénéficie de la proximité des infrastructures de transport d'électricité dimensionnées pour l'évacuation de la production hydroélectrique de la vallée vers le littoral méditerranéen. Elle est également traversée par le canal de la Durance qui lui a offert la possibilité de développer des cultures irriguées.

L'aménagement du canal de la Durance intégrait les projets de développement d'une production hydroélectrique importante et de développement d'une production agricole irriguée. Le déploiement spatial d'infrastructures d'irrigation dans les Hautes-Alpes a constitué un vecteur de mutation et de modernisation majeur des activités agricoles dans ce département (Gabert, 2006). Amorcé au cours des années 1960, le développement de ces infrastructures d'irrigation a ainsi permis au département de s'imposer comme un département arboricole à la production fruitière (pommes et poires) importante à l'échelle nationale (De Réparaz, 2004) [cf. photo 35]. Le déploiement spatial de cultures en vergers témoigne de la capacité des

[425] INSEE – Commune de Vitrolles (05184) [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 sur http://www.insee.fr/fr/themes/comparateur.asp?codgeo=COM-05184

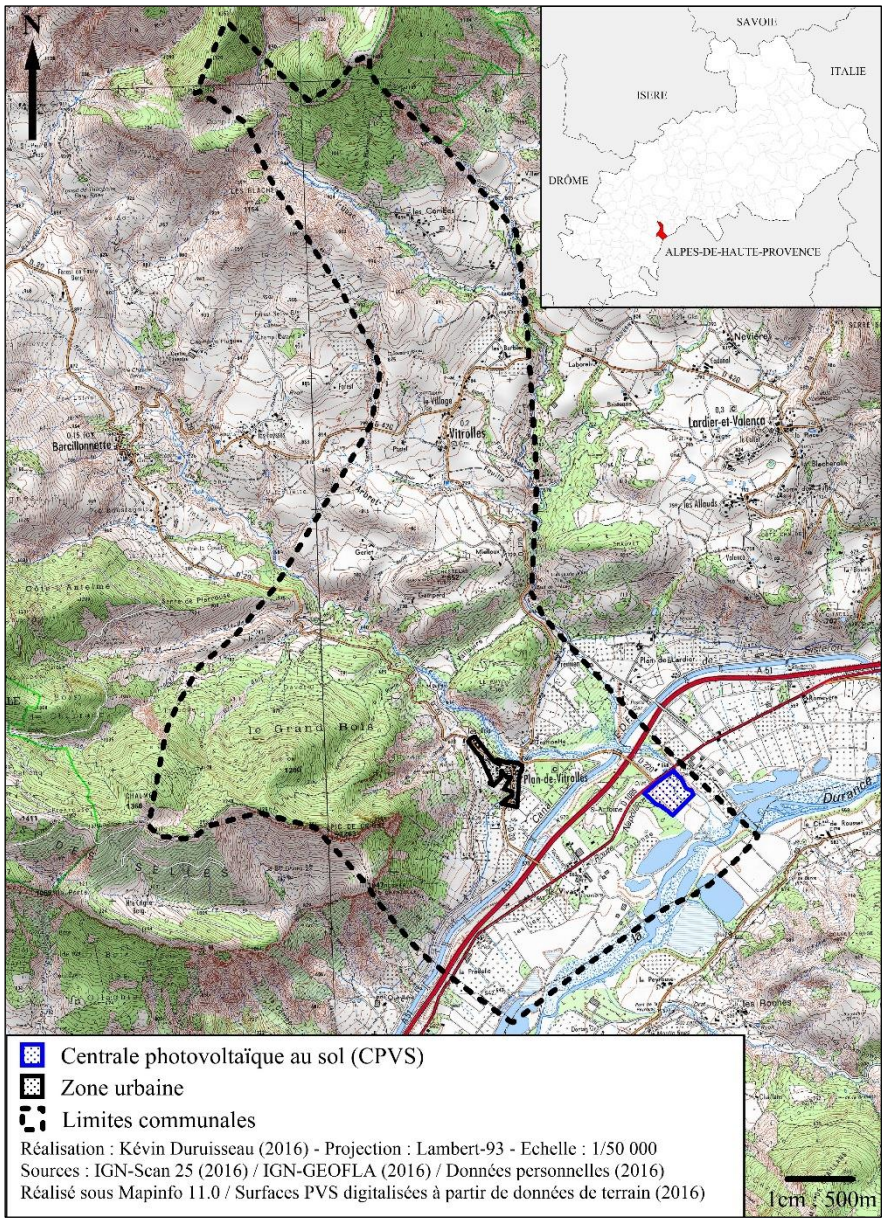
agriculteurs de ce territoire à s'adapter et à surmonter des crises agricoles importantes. Cette capacité d'adaptation leur a déjà « *permis à plusieurs reprises d'adopter des cultures, des techniques, des marchés entièrement nouveaux et de créer aussi des structures, voire des moyens de production inconnus auparavant dans la région* […] *Les agriculteurs* [de ce territoire] *ont montré qu'ils savaient s'ouvrir à des spéculations qui se jouent à l'échelle internationale, voire planétaire : de la soie au mouton et des fruits à la lavande* » (De Réparaz, 2003, p. 33). Les terroirs agricoles de la vallée de la Durance s'organisent en bandes parallèles des flancs de colline au fleuve : « *la partie haute accueille les cultures en terrasse, ou l'olivier l'emporte sur la vigne. La partie moyenne est* […] *la plus anciennement mise en valeur, où dominent les cultures céréalières : c'est le « thor ». La partie basse est le « plan »* [qui] *est jalonné de quelques grosses fermes qui marquent les avancées successives de la conquête agricole, au milieu de grandes parcelles abondamment irriguées* » (Courtot, 2004, p. 116).

© Kévin Duruisseau – 2016
Photo 35 – Culture en vergers (pommiers) irriguée dans la vallée de la Durance près de Vitrolles (Hautes-Alpes)

2- Le projet vitrollien : la participation décisive des acteurs territoriaux publics.

Initialement entièrement privé et relevant de la politique de développement durable de la société autoroutière ESCOTA (Groupe VINCI), le projet PVS de Vitrolles a muté en un projet associant à cet acteur-initiateur de la sphère « privée » la Commune de Vitrolles. Dans le contexte du Grenelle de l'environnement, l'État en tant que propriétaire et autorité concédante des réseaux autoroutiers a progressivement imposé aux sociétés exploitantes (COFIROUTE, SANOFI, ASF, ESCOTA, etc), pour la plupart détenue par le groupe VINCI, la prise en compte d'une dimension environnementale dans la gestion et l'exploitation de leurs réseaux. Cette injonction a conduit ESCOTA à adopter dès fin 2007 des pratiques visant à la réduction de son empreinte anthropique et en particulier de son empreinte carbone. ESCOTA s'est ainsi dotée d'un

plan de maîtrise de l'énergie comprenant notamment un déploiement spatial PVS sur les *parcelles artificialisées et dégradées* de son domaine concédé.



Carte 27 – Situation de l'unité PVS, exploitée par la CNR, sur le territoire de Vitrolles (Hautes-Alpes)

En 2008, ESCOTA a identifié sur la commune de Vitrolles une parcelle de 4 ha ayant servi de zone de dépôt au cours de la construction de l'autoroute A51 comme pouvant accueillir une unité PVS. Informée du projet, la municipalité a fait part en janvier 2009, à l'occasion d'une présentation de celui-ci par ESCOTA, de sa volonté de s'agréger au projet en y apportant 3,5 ha de terrains limitrophes à celui retenu initialement. Il s'est agi pour la municipalité de valoriser des *parcelles industrielles* en friche. La société autoroutière ESCOTA et la municipalité de Vitrolles se sont alors tournées vers la COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR). Cet opérateur-exploitant historique a rapidement accepté cette proposition voyant, dans ce projet, une occasion de « sortir » de son ancrage territorial rhodanien historique et une opportunité de se

positionner auprès des collectivités territoriales de la vallée de la Durance en prévision de la renégociation des contrats de concession des centrales hydroélectriques duranciennes.

Les procédures de pré-instruction et d'instruction du projet PVS de Vitrolles se sont déroulées selon la norme dans un délai classique pour ce type de projet dans le cadre du régime réglementaire national entré en vigueur le 1er décembre 2009. Le permis de construire a été instruit par la DDT des Hautes-Alpes en 12 mois entre le 21 décembre 2010 et le 13 décembre 2011. L'évolution du régime financier d'encadrement intervenant pendant cette année d'instruction, la *territorialisation bimodale* (Phase III) succédant à la *territoriale normalisée* (Phase II), a conduit la CNR à présenter le projet PVS de Vitrolles au premier appel d'offres national PV/PVS organisé en septembre 2011. Le rejet de la candidature à cet appel d'offres en juillet 2012 remet en cause le projet et retarde sa réalisation. Faute de rentabilité en passant par le tarif de rachat T5, à cause de la taille modeste du projet, la CNR n'a pas d'autre alternative que d'attendre l'appel d'offres national PV/PVS suivant. C'est à l'occasion de cet échec que l'influence de la municipalité de Vitrolles et de sa maire, Claudie Joubert, va se montrer décisif.

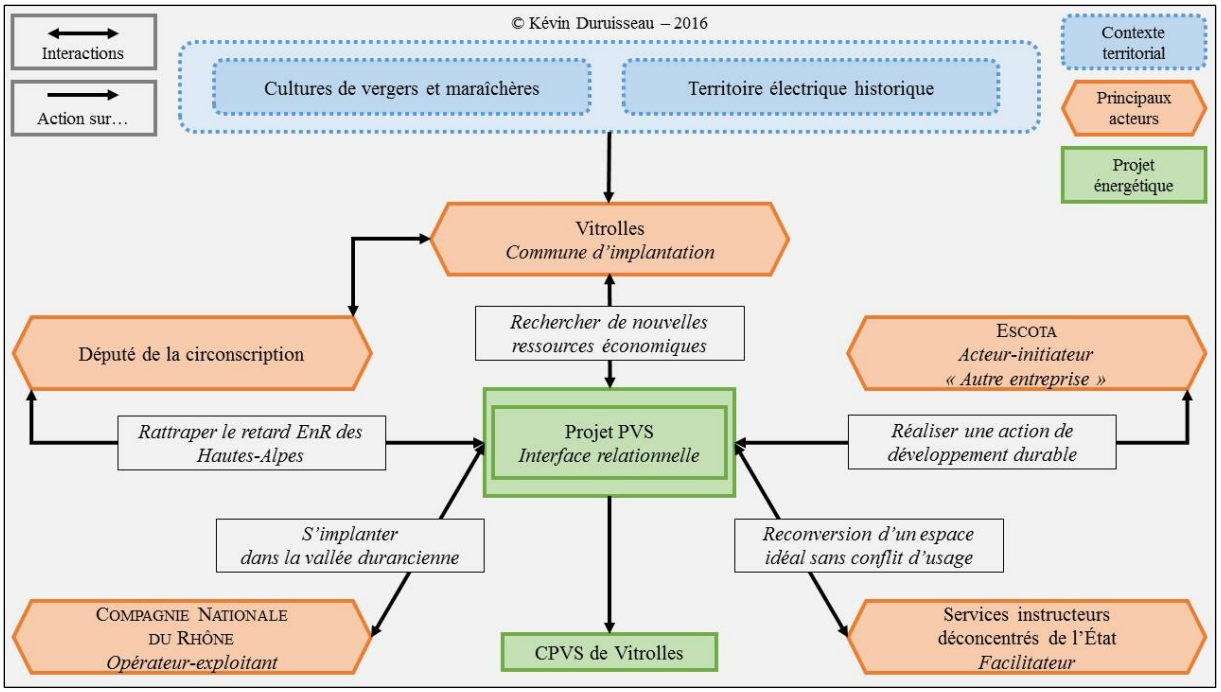


Figure 23 – Les jeux d'acteurs à l'œuvre dans la concrétisation du projet PVS de Vitrolles

À la proactivité de la maire s'est combinée celle de Karine Berger, députée socialiste de la première circonscription des Hautes-Alpes, consciente du retard de son département dans le déploiement spatial EnR[426]. Celle-ci est intervenue auprès Delphine Batho, alors Ministre en charge de l'énergie, afin que le projet PVS de Vitrolles soit « repêché », ce dernier répondant en tout point à la circulaire du 10 décembre 2009 et au cahier des charges de l'appel d'offres appelant à un déploiement spatial PVS sur des *parcelles artificialisées et dégradées*. La prise

[426] Entretien mené auprès du Maire de Vitrolles, 16 mai 2014.

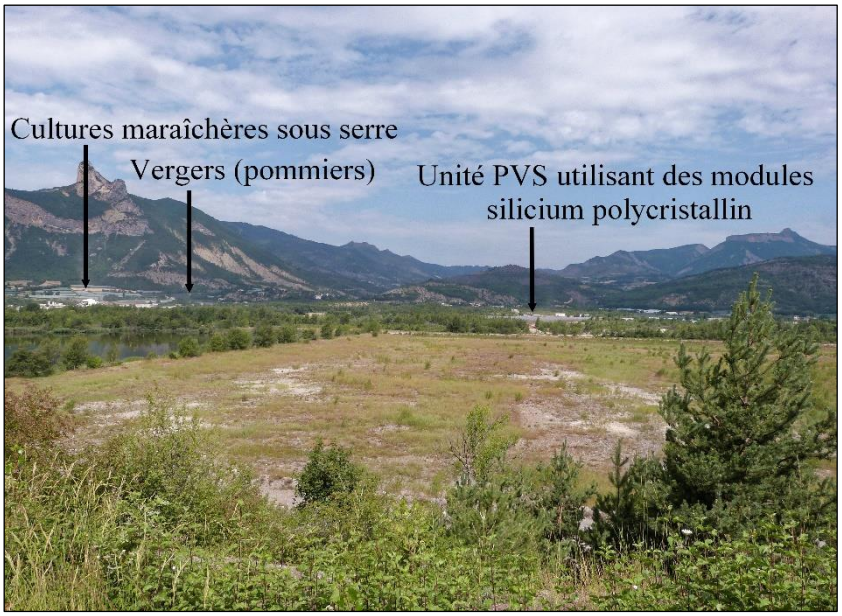
en compte de la situation électrique du territoire, très excédentaire, qui avait sans doute contribué au rejet du projet PVS de Vitrolles par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a été évacuée grâce à un important « lobbying public territorial » qui a conduit au repêchage de celui-ci le 1er janvier 2013. Le cas de Vitrolles met donc en exergue le rôle décisif d'acteurs territoriaux publics dans la concrétisation d'un projet PVS initié par un acteur de la sphère « privée » qui n'aurait pu se réaliser sans la proactivité de ces acteurs de la sphère « publique ». Il met en évidence un « système de régulation croisée » (Grémion, 1976) entre la filière élective (Maire – Députée – Ministre) et la filière bureaucratique (préfets – DDT – DREAL – CRE) et constitue pour le territoire d'étude un archétype de système d'interactions entre fonctionnaires et politiques.

© Kévin Duruisseau – 2016
Photos 36 & 37 – La CPVS de Vitrolles (Hautes-Alpes), exploitée par la CNR,
est implantée sur des *parcelles industrielles* correspondant en partie à un ancien site de stockage de matériaux pour la construction de l'autoroute A51

La CPVS de Vitrolles est finalement mise en activité en mai 2014. D'une capacité installée de 2,9 MWc répartis sur 7 ha, cette unité PVS, exploitée par l'opérateur-exploitant CNR, est implantée sur une terrasse alluviale de la vallée de la Durance entre la route départementale D 1085 et la Durance [cf. photos 36 & 37]. Pour le projet de Vitrolles, le caractère artificialisé et dégradé des parcelles retenues ainsi que les surfaces planes offertes par les terrasses alluviales de la Durance ont constitué des facteurs spécifiques favorables au déploiement spatial PVS dans une région où le niveau de radiation solaire est optimal. À ces caractéristiques s'ajoutait la proximité d'une ligne HT de 63 kV.

Ce caractère plane des parcelles d'implantation et l'environnement arboricole et maraîcher sous serres offrent à l'unité PVS de Vitrolles une bonne insertion paysagère [cf. photo 38]. De dimension modeste, l'emprise spatiale de cette CPVS ne représente que 0,5 % de la surface communale et n'a pas conduit, grâce à l'utilisation de *parcelles artificialisées et dégradées*, à un conflit d'usage dans un contexte agricole dynamique.Bailleur de quatre hectares sur les sept hectares du projet, Vitrolles en tire des revenus modestes qu'elle utilise pour améliorer les équipements collectifs de son territoire. Même si ce projet apparaît comme une opportunité de valorisation foncière pour la municipalité, éloignée d'une politique de

transition énergétique locale, le cas du projet vitrollien met à nouveau en évidence la capacité d'adaptation et de bifurcation des territoires électriques historiques.



© Kévin Duruisseau – 2016
Photo 36 – La CPVS de Vitrolles (Hautes-Alpes) est insérée dans un environnement marqué par les cultures en verger et maraîchères sous serres

D- Graulhet, une unité PVS vecteur de l'amélioration de l'image d'un territoire industriel abimé.

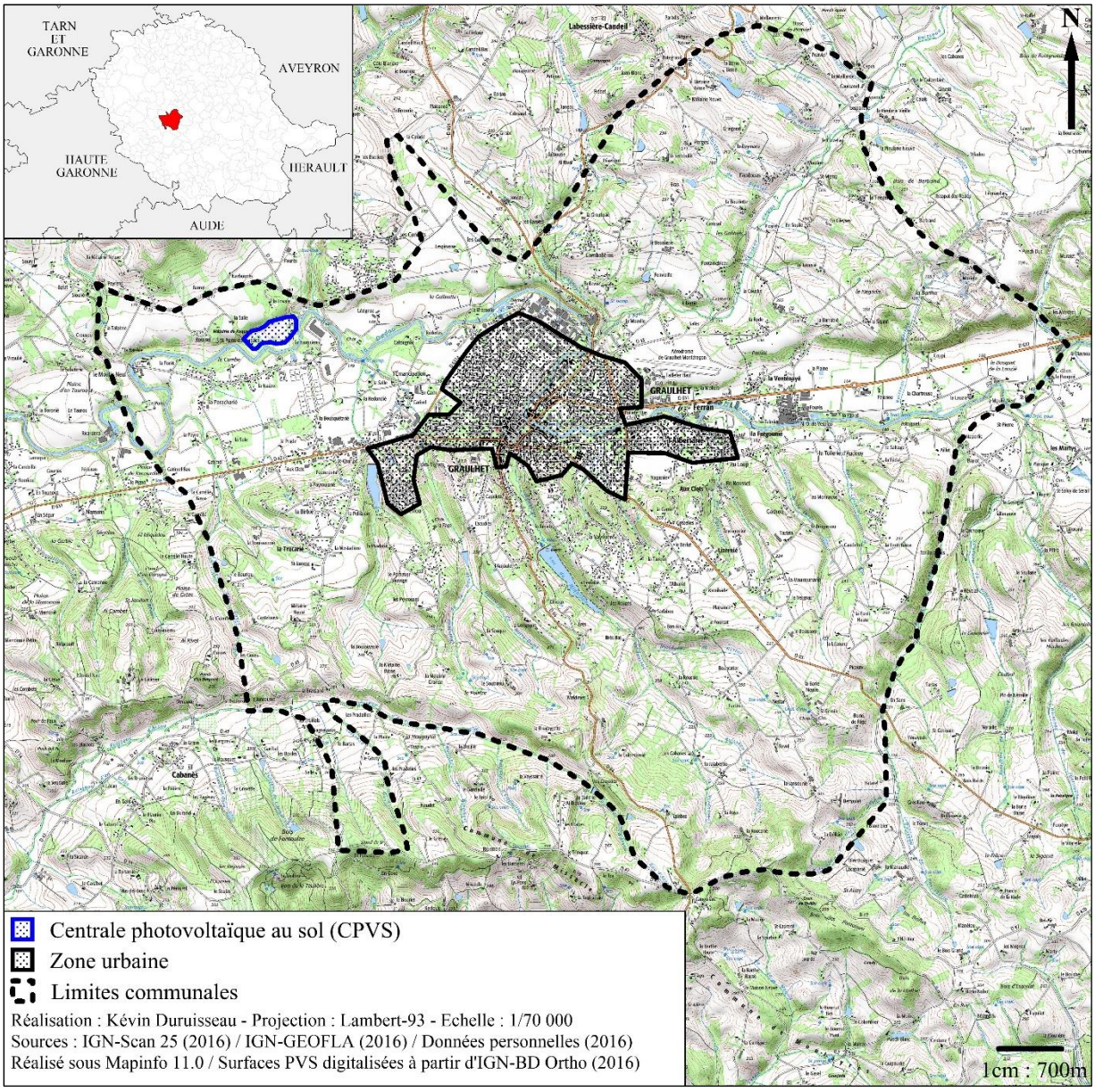
1- Un bassin industriel historique de la mégisserie française en crise.

Graulhet, située dans le département du Tarn en Midi-Pyrénées, est une commune appartenant à la Communauté de Communes Tarn et Dadou comptant 11 807 habitants[427] en 2013 et présentant une densité de population relativement importante de 208,1 hab/km² [cf. carte 28]. Caractérisée dans les années 1970 comme « *petite ville industrielle en milieu rural* » (Laborie, 1974), ce qualificatif peut lui être encore appliqué aujourd'hui (Férérol, 2014).

Les petites villes industrielles en milieu rural constituent « *des sites privilégiés pour la localisation d'industries à faible valeur ajoutée employant une main d'œuvre peu qualifiée, leur industrie y étant fréquemment en position de mono-industrie, soit avec un seul établissement régnant sur le marché local de l'emploi, soit avec de multiples établissements de petite taille spécialisés dans une industrie* » (Laborie, 2008, p. 245). Active dans le secteur de la tannerie depuis le Moyen Âge, Graulhet s'est progressivement spécialisée dans la mégisserie – activité de tannage de peaux d'ovins, de caprins ou de vachettes pour le secteur de la chaussure

[427] INSEE – Commune de Graulhet (81105) [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 sur http://www.insee.fr/fr/themes/comparateur.asp?codgeo=com-81105

et de la ganterie – avec les Révolutions Industrielles. Le développement de cette activité de tannage spécialisé s'est précocement mondialisé, les industries graulhétoises utilisant dès le 19e siècle des peaux d'agneaux en provenance d'Amérique du Sud. Ces peaux, une fois transformées, étaient réexportées (Perrin, 2014).



Carte 28 – Situation de l'unité PVS, exploitée par EOSOL EN, sur le territoire de la commune de Graulhet (Tarn)

La fin des Trente Glorieuses marque l'apogée de cette mono-industrie graulhétoise qui est alors le premier centre européen de la mégisserie. Cependant, dès la fin des années 1960, le secteur de la tannerie graulhétois présente des faiblesses structurelles ne lui permettant pas de répondre de manière adaptée aux nouvelles concurrences qui apparaissent alors dans les Pays Émergents et des Suds (PES). « *L'atomisation des entreprises graulhétoises est frappante : 106 établissements dans la mégisserie, 110 dans la maroquinerie qui, il est vrai, s'accommode mieux d'un éparpillement des entreprises pour une fabrication de luxe. Représentatives d'une époque industrielle révolue, ces structures* […] *accentuent la fragilité de* [cette] *industrie* »

(Laborie, 1974, p. 118). Cette atomisation du système productif graulhétois a constitué un facteur limitant à sa modernisation. L'instabilité du marché international du cuir, la volatilité des prix des peaux brutes et la très forte concurrence des PES sur ce segment de marché ont concouru au déclin des activités de tannerie à Graulhet. Comptant encore 160 établissements spécialisés dans ce secteur d'activité en 1993, seule une petite dizaine d'établissements subsistent encore dans le bassin industriel graulhétois en 2015.

La subsistance de ces établissements spécialisés dans le travail du cuir et le maintien d'activités liées à la mégisserie comme la production de colles fortes à partir de peaux qui a évolué aujourd'hui vers la production de gélatines à destination des industries alimentaires, pharmaceutiques et photographiques (Férérol, 2014) concourent à maintenir le caractère industriel de cette petite ville rurale. Le déclin du système productif du cuir a fait émerger pour le bassin industriel graulhétois trois enjeux majeurs : (i) un enjeu de requalification des friches industrielles mégissières ; (ii) un enjeu d'évaluation et de gestion des pollutions et déchets résiduels susceptibles d'impacter l'environnement ; et (iii) un enjeu de reconversion économique du tissu productif local. La fermeture de plusieurs dizaines d'établissements a laissé 167 friches industrielles à travers la ville de Graulhet dont une grande partie se concentre dans le centre-ville le long de la rivière Dadou [cf. photo 39].

© La Dépêche – 2011
Photo 39 – L'ancienne mégisserie de la Bourdariès à Graulhet (Tarn)

Face à la nécessaire gestion de l'importante présence de friches industrielles, situées au cœur même de la ville, et de la reconversion économique du bassin industriel graulhétois, la municipalité a lancé en 2009, avec le soutien de la Communauté de Communes Tarn et Dadou, du Conseil général du Tarn et du Conseil régional de Midi-Pyrénées, le Programme de Redynamisation du Bassin Graulhétois (PRBG). « *Ce programme vise à renforcer l'attractivité globale de la ville en articulant trois volets d'actions complémentaires. Le premier, urbain,*

vise à définir un schéma d'aménagement à l'échelle de la commune. Le deuxième se concentre sur le traitement des friches industrielles […] *Le troisième volet concerne les zones d'aménagement prioritaires*[428] ». Dans le cadre du PRBG, la municipalité s'est engagée en 2009 dans un Programme de Redynamisation Urbaine (PRU), axé sur la requalification des friches industrielles mégissières présentes dans son cœur urbain. La réalisation de ce programme nécessitant un inventaire exhaustif des anciens sites industriels et des pollutions connexes, la municipalité a signé une convention de recherche et de développement avec le BRGM, chargé de cet inventaire, le 12 avril 2010. La mise en œuvre du PRBG vise aussi à modifier l'image dégradée du territoire graulhétois. Le recul des industries mégissières a fait perdre à la commune son principal élément identitaire depuis les Révolutions Industrielles laissant à Graulhet l'image d'un « *territoire abimé*[429] ».

2- Le projet graulhétois : entre volonté de verdissement de la commune de Graulhet et point d'ancrage régional pour EOSOL ÉNERGIES NOUVELLES.

Le projet PVS graulhétois est initié en 2009 par l'opérateur-exploitant émergent EOSOL ÉNERGIES NOUVELLES (EOSOL EN), filiale du groupe espagnol EOSOL ENERGY. Implanté au Barp (Gironde) depuis 2008, cet opérateur-exploitant a initialement axé sa stratégie territoriale sur un déploiement spatial PVS en Aquitaine où plusieurs de ses projets ont été mis en activité entre 2009 et 2015. Connaissant une dynamique de développement importante de projets dès son implantation au Barp, EOSOL EN a souhaité rapidement étendre ses activités à d'autres régions françaises. Le projet de Graulhet s'inscrit avec celui de La Génétouze (Charente-Maritime) dans la nouvelle stratégie territoriale de cet opérateur-exploitant. La société envisageait même de créer une antenne tarnaise à Graulhet pour soutenir son développement dans la région Midi-Pyrénées[430]. Le projet PVS graulhétois devait donc constituer un nouveau point d'ancrage majeur dans le développement d'EOSOL EN sur le territoire d'étude. Si le projet PVS a bien été mis en activité en septembre 2013, celle-ci n'a pas été suivie par un développement des activités de l'opérateur-exploitant en Midi-Pyrénées, la modification du régime financier d'encadrement et la baisse des tarifs de rachat PVS ayant conduit à un changement de stratégie du groupe espagnol EOSOL ENERGY concernant ses activités en France.

Bien qu'initié par l'opérateur-exploitant EOSOL EN et implanté sur des parcelles privées, situant le projet PVS graulhétois en dehors de la sphère publique, la municipalité de Graulhet a immédiatement apporté un soutien important au projet. La réalisation d'une unité PVS dans ce bassin industriel en déclin est perçue par la municipalité, et en particulier par son maire socialiste Claude Fita, comme un vecteur de verdissement de l'image dégradée de la commune et comme un moyen d'associer le nom de Graulhet au développement durable et au

[428] Graulhet – Économie [en ligne], consulté le 10 septembre 2016 sur http://www.ville-graulhet.fr/ECONOMIE/Economie.php
[429] Entretien mené auprès du Maire de Graulhet, 26 juin 2014.
[430] Entretien mené auprès du responsable du développement PVS à EOSOL EN, 23 juillet 2014.

développement EnR pour que la commune devienne une « *ville à énergie positive*[431] ». L'expérience acquise par Claude Fita au cours de réunions portant sur les établissements mégissiers, au titre du régime des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE), associant préfecture départementale, services déconcentrés de l'État et acteurs privés a constitué un atout garantissant le bon déroulement du processus de pré-instruction et d'instruction du projet PVS. Cette expérience s'est avérée utile, l'instruction de ce projet rencontrant de nombreuses difficultés.

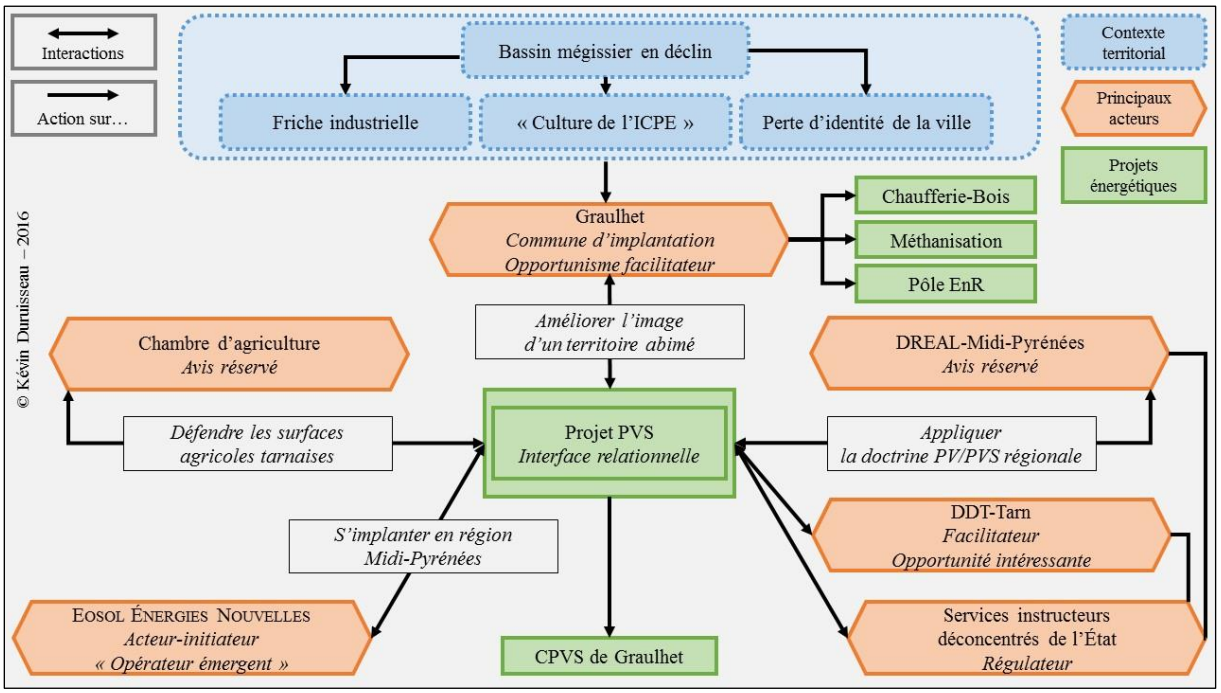
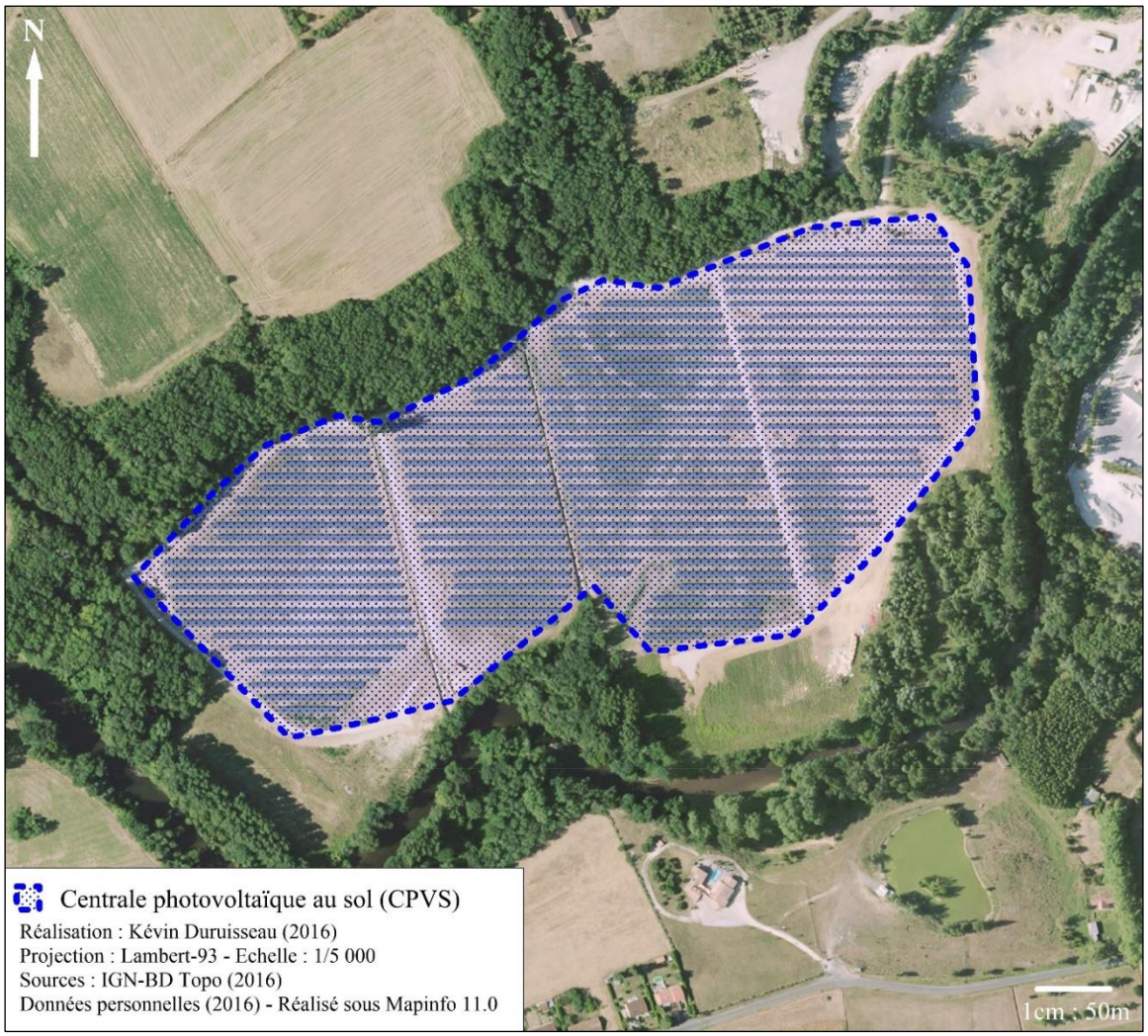


Figure 24 – Les jeux d'acteurs à l'œuvre dans la concrétisation du projet PVS de Graulhet

Les parcelles retenues par EOSOL EN pour son projet PVS graulhétois apparaissaient *de prime* abord comme des *parcelles artificialisées et dégradées* – ancienne gravière remblayée située entre la rivière Dadou et la route départementale 39 – parfaitement adaptées à un déploiement spatial PVS. Malgré l'aspect de friche industrielle des parcelles retenues, celles-ci étaient demeurées dans le Plan Local d'Urbanisme de Graulhet, approuvé en mai 2004, classées comme zone agricole (A) dont le règlement interdit toute construction entravant sa fonction agricole. La révision du règlement régissant les parcelles agricoles retenues n'ayant pas été demandée par le porteur de projet, EOSOL EN s'est vu refuser sa première demande de permis de construire en juin 2009 au motif précédemment exposé. Le préfet du Tarn a motivé sa décision de refus sur les avis défavorables émis par la Direction Départementale de l'Équipement et de l'Agriculture (DDEA), la DREAL, la chambre d'agriculture départementale (CAD) et le Service Départemental de l'Architecture et du Patrimoine (SDAP). Cet oubli a conduit à un report de la mise en activité de l'unité de Graulhet de près de quatre années. Ce report important s'explique par le délai nécessaire à la révision simplifié du PLU – une année

[431] Entretien mené auprès du Maire de Graulhet, 26 juin 2014.

–, qui n'a été amorcée qu'en septembre 2009, inscrivant le projet PVS graulhétois dans un nouveau régime réglementaire d'encadrement. Entré en vigueur le 1er décembre 2009, le nouveau régime réglementaire d'encadrement soumet dorénavant le déploiement spatial PVS à permis de construire, étude d'impact et enquête publique rallongeant considérablement le délai de concrétisation des projets PVS.



© Kévin Duruisseau – 2014
Ortho-image 4 – La CPVS de Graulhet (Tarn), exploitée par EOSOL EN,
est implantée sur des *parcelles agricoles* déclassées dans une clairière en contre-bas d'une carrière

La révision simplifiée du PLU, approuvée en septembre 2010, a été conditionnée par la CAD à une compensation : les 15 hectares de *parcelles agricoles* déclassés pour la réalisation de l'unité PVS devaient être compensés par le reclassement en zone agricole (A) de 15 hectares de parcelles à urbaniser. Évalué par les membres du pôle de compétences EnR du Tarn – à la composition large évoquée précédemment –, le projet PVS graulhétois a reçu un avis favorable. La DDT a soutenu le projet au cours de sa pré-instruction et de son instruction le jugeant comme une « *bonne opportunité*[432] » pour ce bassin industriel en déclin. Malgré l'avis réservé de la

[432] Entretien mené auprès du responsable des projets EnR pour la DDT-Tarn, 26 juin 2014.

DREAL-Midi-Pyrénées, concernant notamment la qualité de l'étude d'impact, EOSOL EN a obtenu son permis de construire le 18 juillet 2011. L'obtention du permis de construire n'a pas débouché immédiatement sur la construction du projet, le moratoire photovoltaïque (de décembre 2010 à mars 2011) puis les nouvelles conditions du régime financier d'encadrement du déploiement spatiale PVS – mise en place du système national d'appel d'offres combinée à la forte baisse des tarifs de rachat – intervenus dans l'intervalle d'instruction du permis de construire[433] ayant fragilisé la rentabilité économique du projet. Après ces multiples rebondissements, l'unité PVS de Graulhet est finalement mise en activité en septembre 2013. Elle présente une capacité installée de 6,2 MWc pour une emprise spatiale de 13 hectares, soit deux hectares de moins que la surface initialement prévue [cf. ortho-image 4].

3- La construction d'un territoire électrique nouveau : un processus de territorialisation des EnR associant acteurs publics et acteurs privés.

La réalisation de l'unité PVS graulhétoise s'inscrit dans la politique communale de redéfinition de l'image de la commune. Cette politique vise à la fois à valoriser l'histoire mégissière de la commune, en favorisant la réorientation du tissu productif local vers une production à plus forte valeur ajoutée destinée au secteur du luxe, et à insuffler l'idée de progrès par l'amélioration du cadre de vie en réhabilitant les friches industrielles [cf. photo 40], en développant des éco-quartiers, des espaces verts et en soutenant tous les projets EnR.

© www.ville-graulhet.fr
Photo 40 – La médiathèque de Graulhet occupe une ancienne mégisserie réhabilitée

Le développement de la CPVS de Graulhet s'inscrit dans cette dynamique de développement EnR sur le territoire communal. Depuis janvier 2007, le syndicat mixte départemental pour la valorisation des déchets ménagers et assimilés du Tarn, TRIFYL,

[433] Le permis de construire a été déposé le 19 août 2010 par Eosol EN et obtenu le 18 juillet 2011.

exploite un bioréacteur situé sur le centre de traitement et de valorisation des déchets ménagers de la commune. Ce bioréacteur appuie le développement de trois filières énergétiques : la cogénération, le biométhane-carburant et l'hydrogène. La mise en activité de cette infrastructure énergétique s'est également accompagnée du développement d'un Pôle des Énergies Renouvelables regroupant TRIFYL, l'École des Mines Albi-Carmaux et l'ADEME Midi-Pyrénées qui amorce une activité de Recherche et Développement sur ce site. Depuis septembre 2013, la commune de Graulhet accueille une chaufferie-bois également exploitée par TRIFYL. Cette même année a vu se concrétiser un projet de micro-hydroélectricité avec la mise en service d'une usine hydroélectrique sur la rivière Dadou exploitée par la SOCIETE HYDROELECTRIQUE DU MOULIN NEUF (SHMN).

Le développement de l'unité PVS s'inscrit lui-même dans une dynamique de déploiement spatial PV sur le territoire graulhétois et plus largement sur le territoire intercommunal. Antérieurement au projet porté par EOSOL EN, la municipalité avait fait l'objet d'un démarchage par un porteur de projet en vue de développer une unité PVS sur des parcelles publiques communales. La surface insuffisante de ces parcelles, situées sur une ancienne décharge, pour en assurer la rentabilité avait alors conduit à l'abandon du projet. Le projet PVS d'EOSOL EN a bénéficié de cet abandon, la municipalité souhaitant effacer cet échec en en facilitant la réalisation. Un projet d'ombrières sur le parking du forum de la ville, porté par Tenchaussy, fait actuellement l'objet d'une étude par l'équipe municipale. Le territoire de la Communauté de Communes Tarn et Dadou participe également à cette dynamique de déploiement spatial PV avec la mise en activité d'ombrières de parking et de toitures industrielles à Gaillac concentrant 2,6 MWc. La territorialisation EnR observée sur la commune de Graulhet et plus largement sur le territoire intercommunal Tarn et Dadou, associant acteurs territoriaux publics et acteurs territoriaux privés, signe l'émergence d'un possible territoire électrique nouveau en Midi-Pyrénées. Si la politique communale graulhétoise dans le domaine des EnR ne fait pas l'objet d'une réelle planification comme observée sur le territoire gardannais, la municipalité de Graulhet fait preuve d'un « opportunisme facilitateur » de tous les projets EnR souhaitant se développer sur son territoire.

L'étude de cas des projets PVS de Gardanne, Losse/Communauté de Commune du Gabardan, Vitrolles et Graulhet a mis en évidence des jeux d'acteurs complexes, territorialement marqués, aux configurations propres à chacun des projets. Si les principaux acteurs publics et privés réunis autour de l'interface relationnelle que constitue un projet PVS poursuivent tous le but de concrétiser celui-ci, chacun de ces acteurs est guidé par un objectif propre. La complexité des jeux d'acteurs entourant la concrétisation de ce type de projet industriel conduit à l'existence d'une multiplicité de voies de territorialisation PVS. La genèse d'un nouveau territoire électrique n'est pas nécessairement induite par les activités exclusives des acteurs de la sphère publique. L'activité territorialisante que constitue le déploiement spatial

PVS concerne aussi bien les acteurs de la sphère publique que les acteurs de la sphère privée. Quelle que soit la sphère d'origine du projet, celui-ci nécessite un processus complexe d'appropriation par les acteurs territoriaux. De la complexité de ce processus peut découler la réalisation d'un projet PVS sans que l'appropriation de celui-ci par les acteurs territoriaux soit effective. La réalisation d'un projet ne conduit donc pas systématiquement à l'émergence ou au renforcement d'un territoire électrique.

Les systèmes de régulation du déploiement spatial PVS – qui normalisent partiellement les interactions actorielles autour de l'interface relationnelle que constitue le projet PVS – mis en place par l'État et ses acteurs déconcentrés – préfets et services instructeurs déconcentrés départementaux et régionaux – ne concourent qu'imparfaitement à la territorialisation de ce type de projet industriel. Les systèmes d'acteurs de pré-instruction et d'instruction des permis de construire n'incluent qu'un nombre restreint d'acteurs territoriaux publics et privés donnant une place très importante aux acteurs déconcentrés de l'État. Les pôles de compétences PV/PVS ou EnR départementaux – dont la mise en place est révélatrice de « *l'instrumentation de l'action publique* » (Lascoumes et Le Galès, 2004, p. 27) – excluent nombre de collectivités territoriales et d'intercommunalités et ne laissent que peu de place à la société civile, acteurs territoriaux pourtant indispensables à l'appropriation de projets d'aménagement du territoire de cette envergure. L'absence ou la place mineure accordée à ces acteurs territoriaux publics et privés empêchent de définir les systèmes de régulation des projets PVS comme des systèmes de gouvernance territoriale. L'État et ses acteurs déconcentrés conservant une position centrale au sein des systèmes de régulation, il y a lieu de considérer ceux-ci uniquement comme des dispositifs de gouvernance. Les pôles de compétences PV/PVS ou EnR départementaux peuvent être considérés comme des dispositifs de « gouvernance instrumentale » – visant « *à l'efficacité de l'action publique : prenant acte des limites de son action, l'État accepte de discuter avec d'autres protagonistes* » (Chevalier, 2003, p. 215) – quand les procédures d'instruction des permis de construire, incluant étude d'impact et enquête publique, peuvent être considérés comme des dispositifs de « gouvernance procédurale » – tendant « *à ouvrir l'action publique aux citoyens, aux groupes, aux communautés* » (Ibid, p. 215).

Chapitre 8
Les opérateurs-exploitants historiques et émergents des unités photovoltaïques au sol : l'ouverture du système électrique français métropolitain

La prédominance des opérateurs-exploitants dans l'initiation des unités photovoltaïques au sol (PVS), mis en évidence précédemment, motive leur étude approfondie. Au 31 décembre 2015, les 287 unités PVS en activité sur le territoire d'étude étaient exploitées par 53 opérateurs-exploitants correspondants à près de 90 % des opérateurs-exploitants PVS actifs en France métropolitaine. Le territoire d'étude apparaît donc comme représentatif et les données qui y ont été recueillies pertinentes pour l'analyse de ce segment de marché de niche comme entendu dans le modèle du *Multi-Level Perspective* (MLP). L'étude de la géographie des opérateurs-exploitants des unités PVS en activité dans les territoires du sud de la France permet une analyse de l'ouverture du système électrique français métropolitain. Les opérateurs-exploitants sont des entreprises industrielles appartenant à la famille des industries de réseau (Crozet, 2003). Considérée comme un objet géographique complexe (Daviet, 2004), l'entreprise industrielle peut être définie comme « *une unité décisionnelle, une unité administrative de gestion et une unité de planification économique coordonnant la mise en œuvre des facteurs de production* [s'inscrivant] *simultanément dans l'espace économique et dans l'espace géographique* » (Mérenne-Schoumaker, 2002, p. 37). Les unités PVS exploitées par ces entreprises industrielles constituent des établissements, longtemps considérés comme objet « emblématique » de la géographie de l'entreprise (Brunet *et alii*, 1993 ; Géneau de Lamarlière et Staszak, 2000). Cette recherche fait sienne la définition proposée par A. Fischer selon laquelle : « *le territoire de l'entreprise se construit et fluctue en permanence au gré de la conjoncture et des opportunités. Il n'est pas inscrit dans des limites rigides. Il est discontinu et marqué par des lieux (les implantations* [ou les établissements]) *et des relations entre ces lieux (les flux d'échanges). Il s'agit donc d'un espace mobile, structuré par des flux et des réseaux et marqué par la logique d'adaptation permanente au changement des conditions de la production industrielle* » (Fischer, 1994, p. 2).

Ce chapitre vise à mesurer l'ouverture du système électrique français métropolitain à travers le segment de marché de niche PVS. Le degré d'ouverture pourra s'apprécier par la multiplication et la diversification des opérateurs-exploitants, conduisant à une déconcentration du marché, mais également à son internationalisation. Il vise aussi à caractériser les rapports de force existant sur ce marché de niche. La première partie prépare la mesure de ce degré d'ouverture et la caractérisation de ces rapports de force en recensant de manière exhaustive la totalité des opérateurs-exploitants PVS actifs au 31 décembre 2015 et en créant une typologie

des opérateurs-exploitants (I). La deuxième partie met en perspective l'évolution, en capacités exploitées, des différentes catégories d'opérateurs-exploitants au cours de l'intervalle d'étude (II). La troisième partie vise à caractériser le degré d'ouverture du segment de marché PVS et à décrire la structure de ce marché de niche en s'intéressant à la stratégie territoriale des opérateurs-exploitants dominants (III).

I- La variété des opérateurs-exploitants PVS dans une double dichotomie français/étranger et historique/émergent.

Un opérateur-exploitant peut être défini comme un acteur industriel soumis au droit des sociétés, de capital public et/ou privé, il exploite une ou plusieurs unités de production d'électricité classique[434], renouvelable[435] et/ou photovoltaïque (PV)[436]. Cette définition n'implique pas que l'opérateur-exploitant soit propriétaire de l'unité de production d'électricité qu'il exploite. Cette dévolution d'exploitation peut provenir d'un autre opérateur-exploitant, d'un fond d'investissement spécialisé dans l'économie verte, d'un fond d'investissement spéculatif, etc. L'objet d'étude est ici représenté par les opérateurs-exploitants qui exploitent effectivement une ou plusieurs unités PVS dans les territoires du sud de la France au 31 décembre 2015. Après avoir sélectionné et justifié le choix des critères pertinents (A), notre travail présentera une typologie des opérateurs-exploitants (B).

A- La sélection des critères pour une typologie des opérateurs-exploitants.

1- La nationalité de l'opérateur-exploitant.

La nationalité de l'opérateur-exploitant constitue un indicateur pour évaluer la diversification des opérateurs-exploitants sur le segment de marché PVS dans le système électrique français métropolitain, dans le cadre de la transition énergétique « bas carbone ». La nationalité renseigne sur le degré d'ouverture et le degré d'internationalisation de ce segment de marché. Nous établissons un bilan de cette diversification au 31 décembre 2015, c'est donc à cette date que la nationalité des opérateurs-exploitants est considérée. La prise en compte de la nationalité de l'opérateur-exploitant permet de distinguer opérateur-exploitant « français » et opérateur-exploitant « étranger », critère retenu dans notre typologie.

- Dans le cas d'une entreprise-indépendante, la nationalité retenue est de manière évidente la nationalité de cet acteur industriel.

---

[434] Le mix-électrique classique inclut les unités de production d'électricité d'origine thermique charbon, gaz naturel, pétrole et thermique nucléaire.
[435] Le mix-électrique renouvelable inclut les unités de production d'électricité d'origine thermique biomasse, hydraulique, éolien, photovoltaïque, géothermique et marines.
[436] Le mix-électrique photovoltaïque inclut les unités de production d'électricité d'origine photovoltaïque au sol, photovoltaïque en toitures (particuliers, agricoles, industrielles, collectives et ombrières) et photovoltaïque sur eau.

— Dans le cas d'une entreprise-filiale, la nationalité retenue est celle du groupe auquel appartient cet acteur industriel. À titre d'exemple, l'opérateur-exploitant BELECTRIC FRANCE, fondée en 2009 à Vendres (Hérault), appartenant au groupe allemand BELECTRIC est considéré comme un opérateur-exploitant allemand et donc étranger.

Au 31 décembre 2015, les 287 unités PVS en activité sur le territoire d'étude étaient exploitées par 53 opérateurs-exploitants. Sur ces 53 opérateurs-exploitants, 41 étaient de nationalité française, sept de nationalité allemande, deux de nationalité états-unienne, un de nationalité anglaise, un de nationalité espagnole et un de nationalité canadienne [cf. tableau 36]. Sur les 12 opérateurs-exploitants de nationalité étrangère, neuf relevaient de nationalités communautaires.

	Opérateurs-exploitants	
Opérateurs-exploitants français	→ AKUO SOLAR → ALBIOMA → ALTUS ENERGY → ARKOLIA ÉNERGIES → CAM ÉNERGIE SERVICE → CEGELEC → CIEL ET TERRE → COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE → DELTA SOLAR → EDF ÉNERGIES NOUVELLES → ENGIE → LA COMPAGNIE DU VENT → EMERAUDE SOLAR → ENERYO → EOLES-VIMORY → EXOSUN → FONROCHE → GENERALE DU SOLAIRE → HANAU ÉNERGIES CONCEPT → JP ÉNERGIE ENVIRONNEMENT → LA PLANQUE SOLAIRE	→ LANGA → LUXEL → MAÏA POWER → NEOEN → PHOTEÏS → PHOTOSOL → QUADRAN ÉNERGIES LIBRES → SERGIES → SOITEC SOLAR → SOLAIRE DIRECT → SOLEIL DU MIDI → SUNALP → TENERGIE → UEM METZ → URBASOLAR → VALECO → VALOREM → VOLTALIA → VOL-V SOLAR → WATT GROUP
Opérateurs-exploitants « français »	**41 opérateurs-exploitants – 77,4 %**	
Opérateurs-exploitants allemands	→ BELECTRIC FRANCE → COLEXON FRANCE → GEHRLICHER SOLAR SERVICES → GP JOULE FRANCE	→ PHOENIX SOLAR FRANCE → UNIPER FRANCE → VSB ÉNERGIES NOUVELLES
Opérateurs-exploitants espagnols	→ EOSOL ÉNERGIES NOUVELLES	
Opérateurs-exploitants états-uniens	→ ENFINITY	→ SONNEDIX FRANCE
Opérateurs-exploitants anglais	→ RES	
Opérateurs-exploitants canadiens	→ BORALEX SAS	
Opérateurs-exploitants « étranger »	**12 opérateurs-exploitants – 22,6 %**	
	© Kévin Duruisseau – 2016 / Données personnelles – 2016	

Tableau 36 – Répartition des 53 opérateurs-exploitants actifs sur le territoire d'étude en fonction de leur nationalité au 31 décembre 2015

2- L'ancienneté de l'opérateur-exploitant.

L'ancienneté de l'opérateur-exploitant constitue également un indicateur pour évaluer la diversification des opérateurs-exploitants sur le segment de marché PVS dans le système électrique français métropolitain, dans le cadre de la transition énergétique « bas carbone ». L'ancienneté renseigne donc également sur le degré d'ouverture de ce segment de marché. Elle permet d'apprécier le caractère historique ou émergent des opérateurs-exploitants considérés. La prise en compte de l'ancienneté de l'opérateur-exploitant permet de distinguer opérateur-

exploitant « historique » et opérateur-exploitant « émergent », critère retenu dans notre typologie. Cette dichotomie s'articule autour de la date du 19 décembre 1996[437], date à laquelle a été prise la directive européenne visant à la construction d'un marché électrique communautaire par l'ouverture des marchés nationaux de ses membres. Les opérateurs-exploitants dont l'ancienneté est antérieure à cette date sont considérés comme « historique » alors que les opérateurs-exploitants dont l'ancienneté est postérieure à cette date sont considérés comme « émergent ». La difficulté de cette caractérisation tient à la possibilité que l'opérateur-exploitant au 31 décembre 2015 soit le fruit soit d'une fusion, soit d'une filialisation par croissance externe ou d'une filialisation par croissance interne.

— Dans le cas d'une entreprise-indépendante, c'est l'année d'entrée de celle-ci sur le segment de la production d'électricité qui est évidemment retenue [cas 1].

— Dans le cas d'une entreprise-indépendante, fruit de la fusion de deux ou plusieurs entreprises indépendantes, c'est l'année la plus ancienne d'entrée sur le segment de la production d'électricité des entreprises fusionnées qui est retenue. À titre d'exemple, l'opérateur-exploitant QUADRAN ÉNERGIES LIBRES résulte de la fusion en 2013 des entreprises-indépendantes JMB ÉNERGIE – entrée sur le segment de la production d'électricité au cours de la seconde moitié des années 2000 – et AEROWATT – entrée sur le segment de la production d'électricité en 1983. AEROWATT ayant connecté au réseau électrique métropolitain son premier parc éolien en 1983, c'est cette année qui est retenue et qui fixe à 1983 l'année retenue pour QUADRAN ÉNERGIES LIBRES concernant le critère ancienneté [cas 2].

— Dans le cas d'une entreprise-filiale, qui a connu une filialisation par croissance externe d'une entreprise électricienne, c'est l'année d'entrée sur le segment de la production d'électricité de cette entreprise-filiale qui est retenue. À titre d'exemple, l'opérateur-exploitant SOLAIRE DIRECT – entré sur le segment de la production d'électricité en 2008 – est devenu une entreprise-filiale du groupe ENGIE en 2015. SOLAIRE DIRECT ayant connecté au réseau électrique métropolitain sa première unité PVS en 2008, c'est l'année 2008 qui est retenue concernant le critère ancienneté [cas 3].

— Dans le cas d'une entreprise-filiale, qui a connu une filialisation par croissance interne d'une entreprise-indépendante électricienne, c'est l'année d'entrée sur le segment de la production d'électricité de l'entreprise-indépendante électricienne qui est retenue. À titre d'exemple, l'opérateur-exploitant SUNALP – entré sur le segment de la production d'électricité en 2012 – est une entreprise-filiale du groupe SOREA – entré sur le segment de la production d'électricité en 1986. SOREA ayant connecté au réseau électrique métropolitain sa première unité hydroélectrique en 1986, c'est l'année 1986 qui est retenue concernant le critère ancienneté [cas n°4].

— Dans le cas d'une entreprise-filiale étrangère, qui a connu une filialisation par croissance interne d'une entreprise-indépendante électricienne, c'est l'année d'entrée

[437] Directive 96/92/CE concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

sur le segment de la production d'électricité de l'entreprise-indépendante électricienne étrangère qui est retenue. À titre d'exemple, l'opérateur-exploitant BORALEX SAS – entré sur le segment de la production d'électricité en 1998 en France – est une entreprise-filiale du groupe canadien BORALEX – entré sur le segment de la production d'électricité en 1989 au Canada. BORALEX ayant connecté au réseau électrique canadien sa première unité de cogénération en 1989, c'est l'année 1989 qui retenue concernant le critère ancienneté [cas n°5].

▬ Dans le cas d'une entreprise-filiale électricienne, qui est issue d'une filialisation par croissance interne d'une entreprise non-électricienne, c'est l'année d'entrée sur le segment de la production d'électricité de l'entreprise-filiale électricienne qui est évidemment retenue. À titre d'exemple, l'opérateur-exploitant MAÏA ÉNERGIE – entré sur le segment de la production d'électricité en 2008 – est une entreprise-filiale du groupe de BTP MAÏA. MAÏA ÉNERGIE ayant connecté au réseau électrique sa première unité éolienne en 2008, c'est l'année 2008 qui est retenue concernant le critère ancienneté [cas n°6].

Au 31 décembre 2015, les 287 unités PVS en activité dans les territoires du sud de la France étaient exploitées par 11 opérateurs-exploitants « historique » et 42 opérateurs-exploitants « émergent » [cf. tableau 37].

	Opérateurs-exploitants « historique » [année retenue]	**Opérateurs-exploitants « émergent » [année retenue]**
Cas 1	→ ALBIOMA [1982] → COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE [1933] → UEM METZ [1901] → VALECO [1989]	→ AKUO ENERGY [2007] → ALTUS ENERGY [2008] → ARKOLIA ÉNERGIES [2008] → CIEL ET TERRE [2006] → EMERAUDE ENERGY [2006] → EOLES-VIMORY [2010] → EXOSUN [2007] → FONROCHE [2008] → LANGA [2008] → LUXEL [2008] → NEOEN [2008] → PHOTEÏS [2009] → PHOTOSOL [2008] → SERGIES [2001] → SOLEIL DU MIDI [2008] → TENERGIE [2008] → URBASOLAR [2006] → VOLTALIA [2004] → WATT-GROUP [2007] → GENERALE DU SOLAIRE [2008] → LA PLANQUE SOLAIRE [2010]
Cas 2	→ ENGIE [1901] → QUADRAN ÉNERGIES LIBRES [1983]	
Cas 3	→ EDF ÉNERGIES NOUVELLES [1993] → LA COMPAGNIE DU VENT [1991]	→ CEGELEC [2006] → DELTA SOLAR [2010] → SOLAIRE DIRECT [2008]
Cas 4	→ SUNALP [1986]	→ HANAU ÉNERGIES CONCEPT [2010] → VOL-V SOLAR [2008]
Cas 5	→ BORALEX SAS [1989] → EON CLIMATE & RENEWABLES FRANCE [1946] → RES [1992]	→ BELECTRIC FRANCE [2002] → COLEXON FRANCE [2005] → ENFINITY [2005] → GP JOULE FRANCE [2009] → SONNEDIX FRANCE [2010] → EOSOL ÉNERGIES NOUVELLES [2008] → GEHRLICHER SOLAR SERVICE [1994] → VSB ÉNERGIES NOUVELLES [2001] → PHOENIX SOLAR FRANCE [1999]
Cas 6		→ CAM ÉNERGIE [2008] → ENERYO [2008] → MAÏA ÉNERGIE [2006] → SOITEC SOLAR [2010] → VALOREM [2008]
		→ JP ÉNERGIE ENVIRONNEMENT [2004]
	11 opérateurs-exploitants « historique » – 20,8 %	**42 opérateurs-exploitants « émergent » – 79,2 %**

© Kévin Duruisseau – 2016 / Données personnelles – 2016

Tableau 37 – Répartition des 53 opérateurs-exploitants actifs sur le territoire d'étude en fonction de leur l'ancienneté au 31 décembre 2015

3- L'ancrage électrique de l'opérateur-exploitant.

L'ancrage électrique de l'opérateur-exploitant constitue un indicateur pour évaluer la nature des opérateurs-exploitants actifs sur le segment de marché PVS dans le système électrique français métropolitain, dans le cadre de la transition énergétique « bas carbone ». L'ancrage électrique offre une lecture de la stratégie de développement de ces opérateurs-exploitants. La prise en compte de l'ancrage électrique de l'opérateur-exploitant permet de distinguer opérateur-exploitant au « mix-classique-renouvelable », opérateur-exploitant au « mix-renouvelable » et opérateur-exploitant « au mix-photovoltaïque[438] ». La difficulté à définir le mix-électrique de l'opérateur-exploitant au 31 décembre 2015 tient à la possibilité que celui-ci soit le fruit d'une filialisation par croissance externe ou d'une filialisation par croissance interne.

- Dans le cas d'une entreprise-indépendante électricienne, c'est le mix-électrique de celle-ci qui est évidemment retenu [cas 1].
- Dans le cas d'une entreprise-filiale, qui a connu une filialisation par croissance externe d'une entreprise électricienne, c'est le mix-électrique de l'entreprise-filiale qui est retenu. À titre d'exemple, l'opérateur-exploitant LA COMPAGNIE DU VENT, fondé en 1989, est devenu une entreprise-filiale du groupe ENGIE en 2007. Continuant à exister sous le nom de LA COMPAGNIE DU VENT et élaborant lui-même sa stratégie de développement basé sur l'éolien et le PV, c'est le « mix-renouvelable » de LA COMPAGNIE DU VENT qui est retenue et non celui du groupe ENGIE qui possède un « mix-classique-renouvelable » [cas 2]
- Dans le cas d'une entreprise-filiale, qui a connu une filialisation par croissance interne d'une entreprise électricienne, c'est le mix-électrique de l'entreprise électricienne qui est retenu. À titre d'exemple, l'opérateur-exploitant VOL-V SOLAR, fondé en 2008, est une entreprise-filiale du groupe VOL-V. Participant à la stratégie de diversification électrique de ce groupe, c'est le « mix-renouvelable » de VOL-V qui est retenue [cas n°3].
- Dans le cas d'une entreprise-filiale électricienne, qui est issue d'une filialisation par croissance interne d'une entreprise non-électricienne, c'est évidemment le mix-électrique de l'entreprise-filiale électricienne qui est retenu [cas 4].

Au 31 décembre 2015, les 287 unités PVS en activité dans les territoires du sud de la France étaient exploitées par cinq opérateurs-exploitants au « mix-classique-renouvelable », 27 opérateurs-exploitants au « mix-renouvelable » et 21 opérateurs-exploitants au « mix-photovoltaïque » [cf. tableau 38].

[438] L'expression de « mix-photovoltaïque » a été retenue pour caractériser le mix-électrique exploité par les opérateurs spécialisés sur ce segment de marché émergent dans la mesure où ces opérateurs exploitent plusieurs types d'infrastructures photovoltaïques.

	Opérateurs-exploitants « mix-classique-renouvelable »	Opérateurs-exploitants « mix-renouvelable »	Opérateurs-exploitants « mix-photovoltaïque »
Cas 1	→ Albioma → ENGIE → UEM Metz	→ Arkolia Énergies → Compagnie Nationale du Rhone → Quadran Énergies Libres → Akuo Energy → Fonroche → Langa → Neoen → Sergies → Sunalp → Tenergie → Valeco → Voltalia → Watt-Group	→ Ciel et Terre → Delta Solar → Exosun → Luxel → Photeïs → Photosol → Urbasolar → Altus Energy → Emeraude Energy → Eoles-Vimory → Generale du Solaire → Soleil du Midi → La Planque Solaire
Cas 2		→ Cegelec → EDF Énergies Nouvelles → La Compagnie du Vent	→ Solaire Direct
Cas 3	→ Boralex SAS → EON Climate & Renewables	→ Enfinity → Eosol Énergies Nouvelles → GP Joule France → Res → Vol-V Solar → Vsb Énergies Nouvelles	→ Belectric France → Colexon France → Gehrlicher Solar Service → Hanau Énergies Concept → Phoenix Solar France → Sonnedix France
Cas 4		→ JP Énergie Environnement → Cam Énergie → Eneryo → Maïa Énergie → Valorem	→ Soitec Solar
	5 opérateurs-exploitants au « mix-classique-renouvelable » 9,5 %	**27 opérateurs-exploitants au « mix-renouvelable » 50,9 %**	**21 opérateurs-exploitants au « mix-photovoltaïque » 39,6 %**

© Kévin Duruisseau – 2016 / Données personnelles – 2016

Tableau 38 – Répartition des 53 opérateurs-exploitants actifs sur le territoire d'étude en fonction de leur ancrage électrique au 31 décembre 2015

Les trois critères – nationalité, ancienneté et ancrage électrique – permettent de mesurer le degré d'ouverture, par la diversification et la multiplication des opérateurs-exploitants, et le degré d'internationalisation du segment de marché de niche PVS dans le système électrique français métropolitain dans un contexte d'ouverture à la concurrence associée à la libéralisation des marchés européens et nationaux de l'électricité et de la transition énergétique « bas carbone ». L'ancrage sectoriel de l'opérateur-exploitant est un critère de diversification qui aurait pu être retenu pour élaborer la typologie. Celui-ci a d'ailleurs été identifié dans le cas de la bifurcation d'une entreprise non-électricienne. Notre choix a été de ne pas retenir ce critère typologique considérant qu'il s'agissait d'un critère d'affinage exclusif de l'émergence des nouveaux opérateurs-exploitants.

B- La typologie des opérateurs-exploitants PVS sur le territoire d'étude.

1- L'arborescence typologique : le croisement des critères nationalité, ancienneté et ancrage électrique.

Le croisement des trois critères retenus – nationalité, ancienneté et ancrage électrique – a permis d'élaborer notre typologie des opérateurs-exploitants des unités PVS en activité en 2015 sur le territoire d'étude [cf. figure 25]. Les opérateurs-exploitants PVS s'opposent dans une double dichotomie français/étranger et historique/émergent.

Au sein de la catégorie opérateur-exploitant « français », on distingue les opérateurs-exploitants « français historique au mix-classique-renouvelable » des opérateurs-exploitants

« français historique au mix-renouvelable », des opérateurs-exploitants « français émergent au mix-renouvelable » et des opérateurs-exploitants « français émergent au mix-photovoltaïque ». Au sein de la catégorie opérateur-exploitant « étranger », on distingue les opérateurs-exploitants « étranger historique au mix-classique-renouvelable » des opérateurs-exploitants « étranger historique au mix-renouvelable », des opérateurs-exploitants « étranger émergent au mix-renouvelable » et des opérateurs-exploitants « étranger émergent au mix-photovoltaïque ».

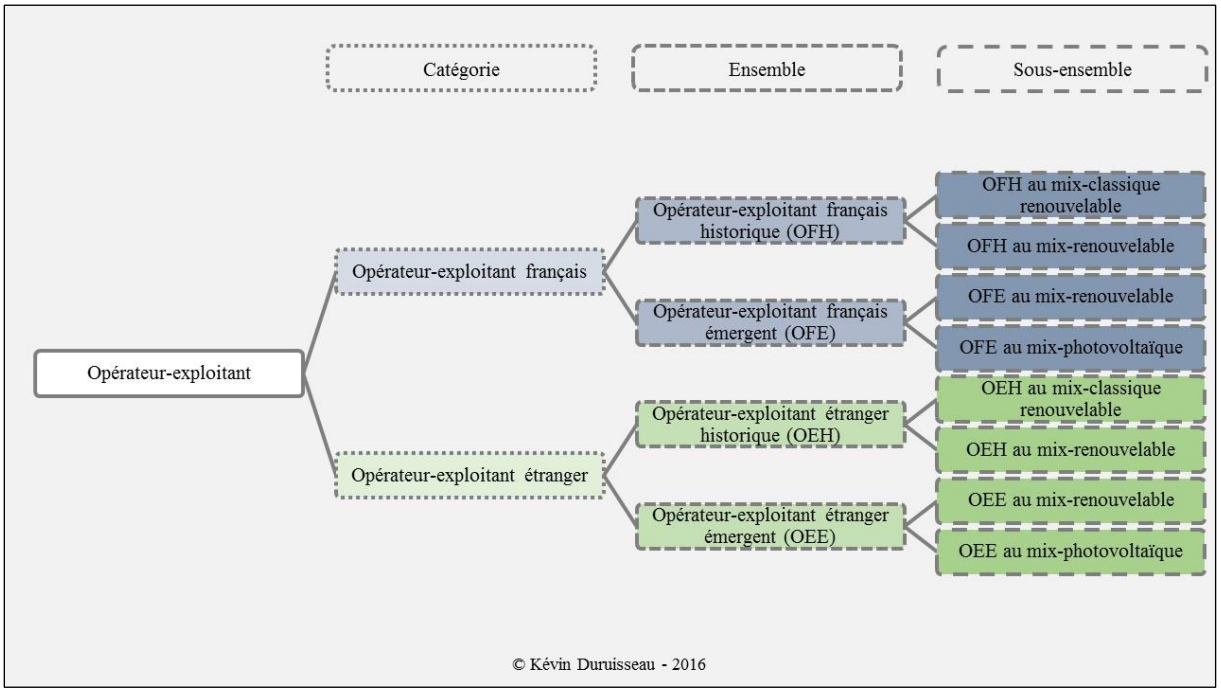


Figure 25 – Typologie des opérateurs-exploitants des unités PVS en activité sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015

2- La caractérisation des sous-ensembles de la typologie.

Les opérateurs-exploitants « français historique au mix-classique-renouvelable » et les opérateurs-exploitants « étranger historique au mix-classique-renouvelable » ont tous mis en œuvre une stratégie de diversification de leur mix-électrique par l'introduction d'EnR. Depuis le Sommet de la Terre de Rio de Janeiro de 1992, la pression étatique et sociétale sur les entreprises industrielles s'est accrue. Leur implication dans la dégradation environnementale, et plus particulièrement dans le dérèglement climatique, est mise en avant à toutes les échelles géographiques, les industries de production d'électricité à partir de sources d'énergies fossiles étant particulièrement visées. Dans ce contexte de promotion d'un développement plus durable, la diversification de leur mix-électrique relève à la fois d'une stratégie environnementale et d'une stratégie purement économique (Newell et Paterson, 1998 ; Lefèvre, 2004). La diversification de leur mix-électrique répond alors à la nécessité de mise en conformité face aux réglementations de plus en plus contraignantes pesant sur leurs activités traditionnelles fortement émettrices de gaz nocifs pour la santé et l'environnement et de gaz à effet de serre (GES). Elle apparaît également comme un vecteur de réduction des coûts de production, leur production classique étant soumises au marché carbone (Bontems et Rotillon, 2013). Elle

permet aussi une différenciation des biens et services proposés (Schaltegger *et alii*, 2003). « *Les stratégies environnementales de différenciation permettent d'adapter les produits aux enjeux environnementaux. L'objectif visé est l'augmentation du chiffre d'affaires en ciblant des marchés existants mais également potentiels* » (Richard et Plot, 2014, p. 57). Cette diversification apparaît donc comme un relais de croissance, traduisant parfois leur adhésion à l'idée possible d'une croissance verte[439] (Chevalier *et alii*, 2013 ; Crifo *et alii*, 2012 ; Crifo, 2013). Avec la loi du 15 mai 2001[440], faisant écho à la notion de la responsabilité sociale et environnementale (RSE) des entreprises, les pouvoirs publics français ont imposé aux entreprises françaises cotées en bourse la publication annuelle d'informations sur les dimensions sociales et environnementales de leurs activités. La diversification de leur mix-électrique relève en partie d'un exercice de communication visant à la légitimation de leur cœur de métier (Martinet et Reynaud, 2004) qui conduit même parfois certaines d'entre elles à mettre en place une communication sur-dimensionnant le poids des moyens de production EnR dans leur mix-électrique global.

Les opérateurs-exploitants « français historique au mix-renouvelable » et les opérateurs-exploitants « étranger historique au mix-renouvelable » ont tous mis en œuvre une stratégie de diversification de leur mix-électrique par l'introduction de nouvelles EnR à leur mix-électrique déjà renouvelable. Le cœur de métier de ces opérateurs-exploitants était initialement basé sur la production d'électricité d'origine hydroélectrique ou éolienne. L'introduction du PVS constitue pour eux une première ou une seconde diversification de leur mix-électrique renouvelable. Par exemple, la COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR) exploitait initialement des unités hydroélectriques. La mise en place des tarifs de rachat de l'électricité d'origine éolienne en 2001 a favorisé une première diversification de son mix-électrique. La hausse des tarifs de rachat de l'électricité d'origine PV en 2006 l'a conduit à inclure le PV sur toiture et au sol à son mix-électrique, seconde diversification de son mix-électrique renouvelable.

Les opérateurs-exploitants « français émergent au mix-renouvelable » et les opérateurs-exploitants « étranger émergent au mix-renouvelable » ont pour la plupart mis en œuvre une stratégie de diversification de leur mix-électrique par l'introduction de nouvelles EnR à leur mix-électrique déjà renouvelable. Leur entrée sur le segment de marché PVS constitue pour eux une première ou une seconde diversification de leur mix-électrique renouvelable. ECO DELTA exploitait initialement des unités éoliennes. La hausse des tarifs de rachat de l'électricité d'origine PV en 2006 l'a conduit à inclure le PVS à son mix-électrique, première diversification de son mix-électrique renouvelable, et à fonder DELTA SOLAR.

---

[439] « *La notion d'économie verte combine deux dimensions en apparence contradictoires : la contrainte réglementaire en faveur de l'environnement d'une part, et les opportunités économiques et le potentiel de croissance générés par ces nouvelles activités d'autre part. Le terme de croissance verte suggère de fait explicitement que la contrainte environnementale devient une opportunité économique, à travers notamment le développement de nouvelles filières d'activités* » (Crifo, 2013, p. 21).

[440] Loi n°2001-420 du 15 mai 2001 relative aux nouvelles régulations économiques.

Pour les opérateurs-exploitants « français historique au mix-renouvelable », « français émergent au mix-renouvelable », « étranger historique au mix-renouvelable » et « étranger émergent au mix-renouvelable », la diversification par l'introduction du PV/PVS s'est effectuée dans le cadre de la recherche de relais de croissance (Defeuilley, 2009 ; Schächter, 2012). La baisse des tarifs de rachat éoliens combinée à la difficulté croissante du déploiement spatial de ce type d'infrastructures, liée à la complexification du régime réglementaire d'encadrement et à la baisse de leur acceptabilité sociale, a conduit ces opérateurs-exploitants à diversifier leurs activités électriques grâce au PV/PVS. Ils ont retrouvé dans cette activité un environnement très favorable proche de celui existant à l'origine du déploiement spatial éolien. Pour la plupart d'entre eux, l'internationalisation précoce de leurs activités a également constitué un relais de croissance, processus qui s'intensifie avec la baisse des tarifs de rachat PV et les difficultés croissantes du déploiement spatial PVS (Aspelund et Moen, 2005 ; Rialp *et alii*, 2005 ; Zahra, 2005 ; Aspelund *et alii*, 2007 ; Cabrol et Nlemvo, 2012).

	Mix-classique-renouvelable	**Mix-renouvelable**	**Mix-photovoltaïque**
Opérateur exploitant français historique **9 opérateurs (17 %)**	→ Albioma → Engie → Uem Metz	→ Cnr → Edf Énergies Nouvelles → La Compagnie du Vent → Quadran Énergies Libres → Sunalp → Valeco	
Opérateur exploitant étranger historique **3 opérateurs (5,6 %)**	→ Boralex sas → Eon Climate & Renewables	→ Res	
Opérateur exploitant français émergent **32 opérateurs (60,4 %)**		→ Akuo Energy → Arkolia Énergies → Cam Énergie → JP Énergie Environnement → Maïa Énergie → Cegelec → Neoen → Sergies → Watt-Group → Vol-V Solar → Eneryo → Tenergie → Fonroche → Valorem → Langa → Voltalia	→ Altus Energy → Ciel et Terre → Delta Solar → Emeraude Energy → Eoles-Vimory → Generale du Solaire → Hanau Énergies Concept → La Planque Solaire → Solaire Direct → Soleil du Midi → Soitec Solar → Exosun → Photeïs → Urbasolar → Photosol → Luxel
Opérateur exploitant étranger émergent **9 opérateurs (17 %)**		→ Enfinity → Eosol Énergies Nouvelles → GP Joule France → Vsb Énergies Nouvelles	→ Belectric France → Colexon France → Gehrlicher Solar Service → Phoenix Solar France → Sonnedix France
	5 opérateurs-exploitants au mix-classique-renouvelable 9,5 %	**27 opérateurs-exploitants au mix-renouvelable 50,9 %**	**21 opérateurs-exploitants au mix-photovoltaïque 39,6 %**

© Kévin Duruisseau – 2016 / Données personnelles – 2016

Tableau 39 – Répartition des 53 opérateurs-exploitants actifs sur le territoire d'étude en fonction des critères nationalité, ancienneté et ancrage électrique au 31 décembre 2015

L'arrivée sur le segment de marché PVS dans le système électrique français métropolitain d'opérateurs-exploitants spécialisés dans le PV est la conséquence directe de la hausse des tarifs de rachat PV en 2006. L'arrivée sur ce segment de marché correspond pour les opérateurs-exploitants français à des créations d'entreprises alors que pour les opérateurs-

exploitants étrangers, il s'agit d'une internationalisation d'entreprises nées avec la mise en place de tarifs de rachat PV dans leur propre pays.

II- La domination des opérateurs-exploitants français sur le segment de marché de niche PVS.

La présentation de la typologie des opérateurs-exploitants PVS a mis en évidence l'existence d'une diversité actorielle. Évaluer cette diversité actorielle et quantifier l'influence respective des différents opérateurs-exploitants PVS constituent une première partie de cette analyse quantitative (A). Cette diversité actorielle et le poids respectif des différents opérateurs-exploitants PVS fluctuent selon les trois phases de territorialisation considérées (B).

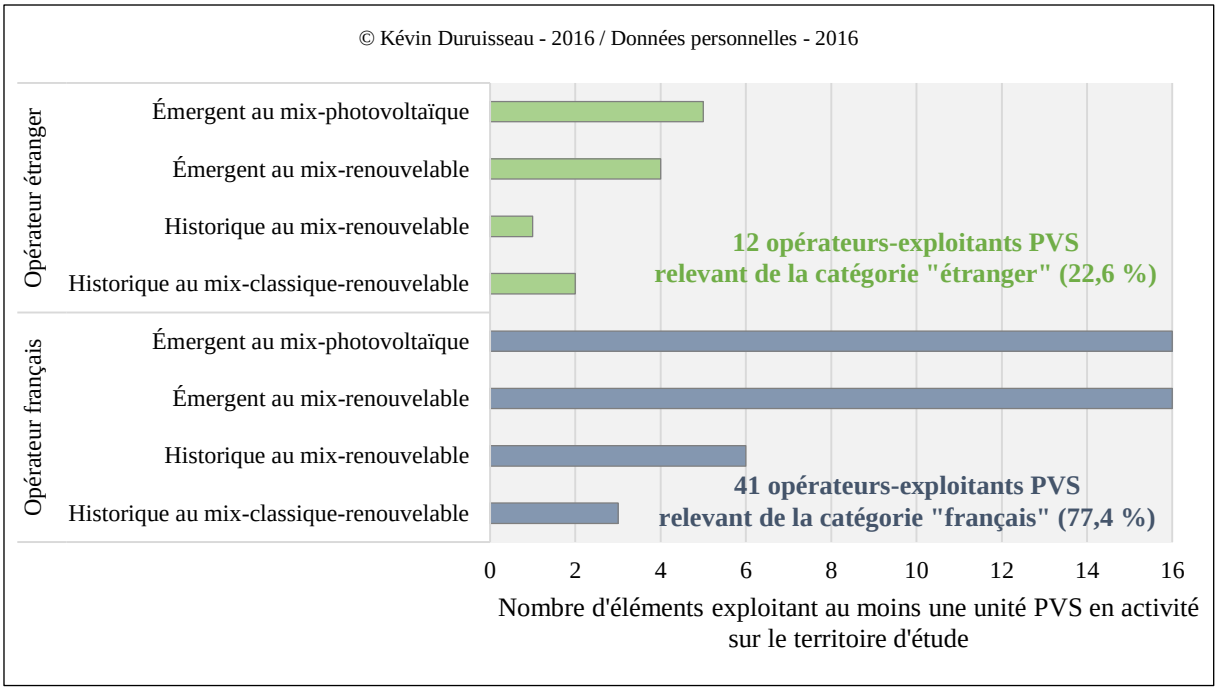
A- La domination des opérateurs-exploitants français émergents.

1- Les opérateurs-exploitants français émergents au mix-renouvelable et les opérateurs-exploitants français émergents au mix-photovoltaïque : des opérateurs-exploitants PVS dominants.

Au 31 décembre 2015, 53 opérateurs-exploitants se partageaient l'exploitation des 287 unités PVS en activité dans les territoires du sud de la France [cf. graphique 64]. Les éléments de la catégorie des opérateurs-exploitants « français » représentent 77,4 % des opérateurs-exploitants actifs alors que les éléments de la catégorie des opérateurs-exploitants « étranger » n'en représentent que 22,6 %.

Parmi ces 53 opérateurs-exploitants PVS, deux sous-ensembles dominent : l'opérateur-exploitant « français émergent au mix-renouvelable » – avec 16 éléments – et l'opérateur-exploitant « français émergent au mix-photovoltaïque » – avec également 16 éléments. Cette situation traduit la domination des opérateurs-exploitants français émergents sur le segment de marché PVS. La place importante prise par les opérateurs-exploitants français émergents, auxquels s'ajoutent les 12 opérateurs-exploitants « étranger », reflète une réelle ouverture du système électrique français métropolitain amorcée la directive du 19 décembre 1996 par la loi du 12 février 2000[441]. L'arrivée sur le segment de marché PVS de ces nouveaux opérateurs-exploitants reflète également l'attractivité économique de cette niche due au renforcement du régime financier d'encadrement du déploiement spatial PVS instauré par l'arrêté du 10 juillet 2006[442].

[441] Loi n°2000-108 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.
[442] Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.



Graphique 64 – Répartition des 53 opérateurs-exploitants actifs sur le territoire d'étude entre les huit sous-ensembles typologiques au 31 décembre 2015 (en nombre d'éléments)

2- L'évaluation de l'influence des différents opérateurs-exploitants PVS : la prédominance des capacités installées des opérateurs-exploitants français émergents au mix-photovoltaïque.

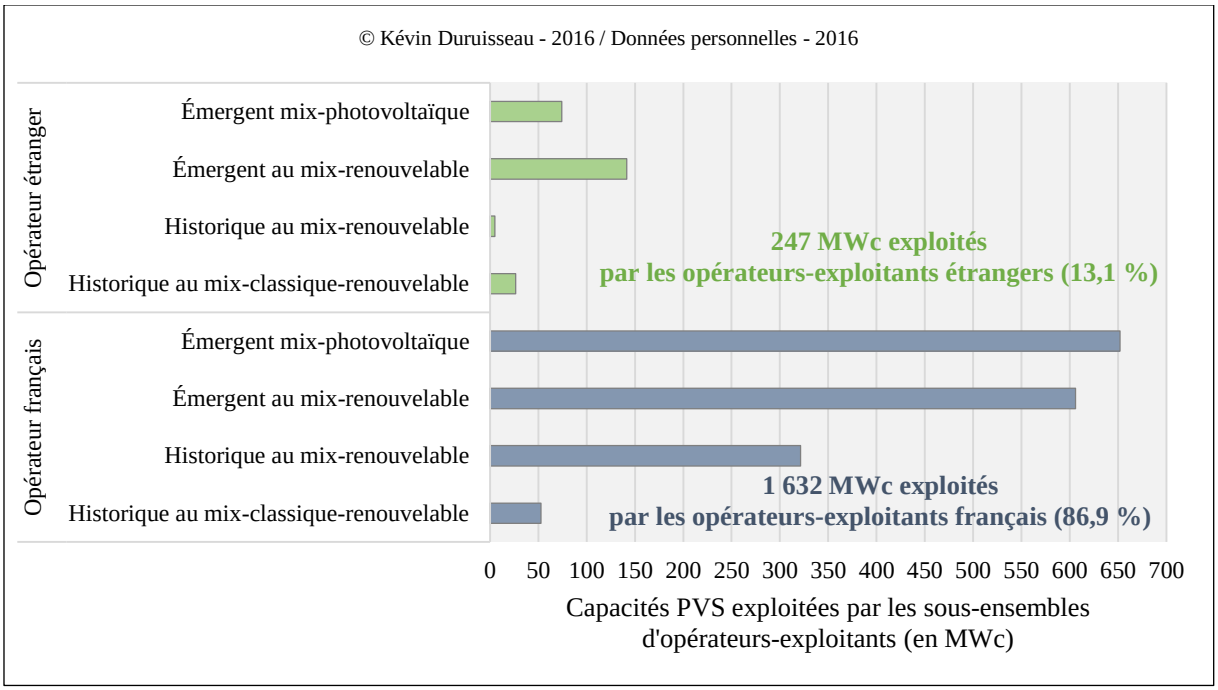
Si l'analyse élémentaire permet le recensement des opérateurs-exploitants PVS actifs appartenant aux différentes catégories typologiques, seul le recours à l'analyse de la distribution des capacités installées permet une réelle évaluation de l'influence respective des différents sous-ensembles. Ce changement de variable confirme la domination effective de l'opérateur-exploitant « français émergent » dans les territoires du sud de la France au 31 décembre 2015 [cf. graphique 65].

Les opérateurs « français émergent au mix-photovoltaïque » exploitaient, au 31 décembre 2015, 652 MWc, répartis entre 112 unités PVS, avec une capacité installée moyenne de 5,8 MWc/unité. La répartition des capacités exploitées entre les huit sous-ensembles est très hétérogène, les opérateurs « français émergent au mix-photovoltaïque », « français émergent au mix-renouvelable » et « français historique au mix-renouvelable » concentrant l'exploitation de 84,1 %[443] des capacités installées pour 83,6 %[444] des unités. La prédominance des opérateurs

[443] Les opérateurs « français émergent au mix-photovoltaïque » exploitaient, au 31 décembre 2015, 652 MWc contre 606 pour les opérateurs « français émergent au mix-renouvelable », 322 pour les opérateurs « français historique au mix-renouvelable », 141 pour les opérateurs « étranger émergent au mix-renouvelable », 74 pour les opérateurs « étranger émergent au mix-photovoltaïque », 53 pour les opérateurs « français historique au mix-classique-renouvelable », 27 pour les opérateurs « étranger historique au mix-classique-renouvelable » et 5 pour l'opérateur « étranger historique au mix-renouvelable ».

[444] Les opérateurs « français émergent au mix-photovoltaïque » exploitaient, au 31 décembre 2015, 112 unités PVS contre 72 pour les opérateurs « français émergent au mix-renouvelable », 56 pour les opérateurs « français

« français émergent au mix-photovoltaïque » résulte de la stratégie agressive mise en œuvre par les opérateurs-exploitants de ce sous-ensemble – DELTA SOLAR, SOLAIRE DIRECT, LUXEL, etc – afin de conquérir rapidement des parts de marché dans le système électrique français métropolitain et atteindre une taille critique en vue d'attirer de nouveaux investisseurs pour financer leur portefeuille de projets ou d'inciter un groupe plus important à les filialiser par croissance externe. Cette stratégie agressive s'est traduite sur le territoire d'étude par une activité importante de ce sous-ensemble dans l'initiation de projets PVS.



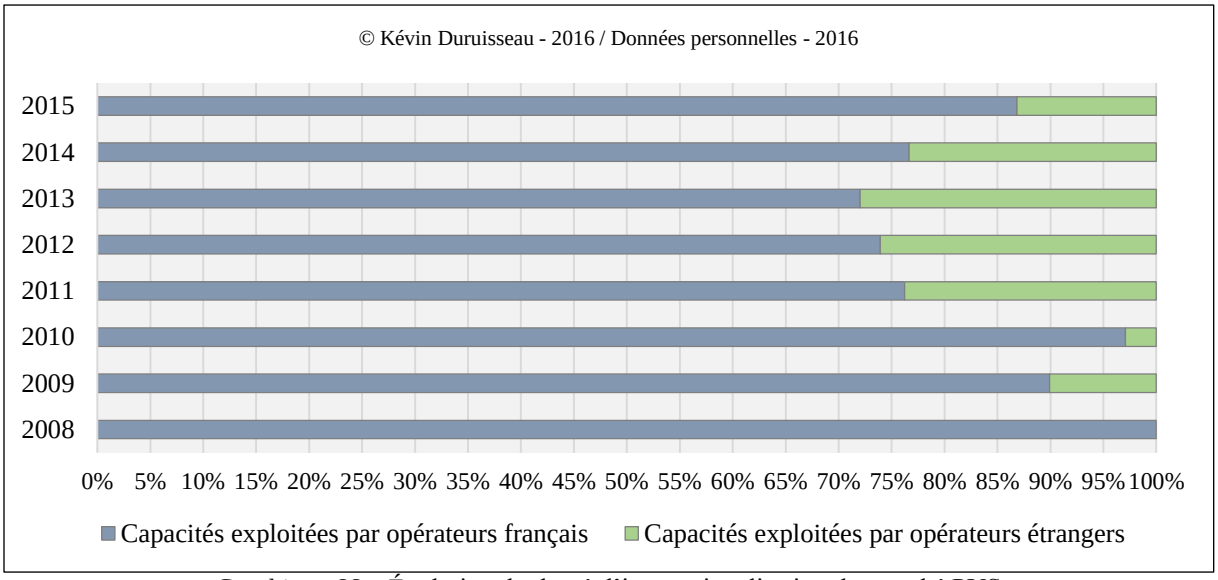
Graphique 65 – Répartition des capacités PVS installées sur le territoire d'étude entre les huit sous-ensembles typologiques au 31 décembre 2015 (en MWc)

Cette prédominance traduit l'attractivité économique de ce marché de niche qui n'interdit pas à des entreprises uniquement spécialisées dans le PV un développement sur un segment concentrant des entreprises de plus grande taille et au mix-électrique plus large. Le deuxième rang de la hiérarchie occupé par les opérateurs « français émergent au mix-renouvelable » – qui exploitaient 606 MWc répartis entre 72 unités PVS – conforte l'analyse de l'attractivité de ce segment de marché au sein du système électrique français métropolitain. La domination des opérateurs-exploitants « français émergent » est à opposer à la faible activité des opérateurs-exploitants « français historique ».

Avec 86,9 % des capacités PVS exploitées, la catégorie opérateur-exploitant « français » domine très majoritairement la catégorie opérateur-exploitant « étranger ». Les opérateurs « français » exploitaient 1 632 MWc répartis entre 248 unités PVS pour une capacité

historique au mix-renouvelable », 18 pour les opérateurs « étranger émergent au mix-renouvelable », 15 pour les opérateurs « étranger émergent au mix-photovoltaïque », 8 pour les opérateurs « français historique au mix-classique-renouvelable », 5 pour les opérateurs « étranger historique au mix-classique-renouvelable » et 1 pour l'opérateur « étranger historique au mix-renouvelable ».

installée moyenne de 6,6 MWc/unité. Les opérateurs « étrangers » n'exploitaient que 13,1 %[445] des capacités PVS installées au 31 décembre 2015. Les processus d'ouverture à la concurrence et de libéralisation des marchés européens et nationaux de l'électricité ont bien conduit à une internationalisation du système électrique français métropolitain sur le segment de marché PVS. Amorcée en 2009 avec la mise en activité de l'unité PVS du Lauzet-Ubaye (Alpes-de-Haute-Provence) exploitée par EON CLIMATE & RENEWABLES FRANCE, l'internationalisation de ce marché a atteint 28 % des capacités PVS exploitées en 2013 pour régresser depuis jusqu'à ne plus occuper que 13,2 % des capacités PVS installées au 31 décembre 2015 [cf. graphique 66]. Cette régression du degré d'internationalisation résulte d'une moins bonne adaptation des opérateurs-exploitants « étranger » aux nouvelles conditions sociotechniques de développement PVS en France. L'ancrage et le maillage territorial de plus en plus important des opérateurs « français émergent » laissent de moins en moins de place sur le marché aux opérateurs « étranger ». L'accentuation de la régression du degré d'internationalisation en 2015 est mécaniquement due à l'opération de fusion-absorption réalisée par le groupe français NEOEN de JUWI ENR, filiale du groupe allemand JUWI AG[446].



Graphique 66 – Évolution du degré d'internationalisation du marché PVS sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015 (en %)

L'ouverture à la concurrence associée à la libéralisation des marchés européens et nationaux de l'électricité a conduit à la multiplication des opérateurs-exploitants intervenant dans le système électrique français métropolitain au sein du segment de marché PVS. Cette multiplication s'est accompagnée d'une diversification actorielle qui s'exprime par l'arrivée de nouveaux opérateurs nationaux et étrangers. L'apparition d'opérateurs-exploitants spécialisés dans le PV est directement attribuable à la mise en place et au renforcement d'un régime financier incitatif et attractif. La référence au caractère historique ou émergent comme défini

[445] Les opérateurs « étranger » exploitaient 247 MWc répartis entre 39 unités PVS au 31 décembre 2015.
[446] L'absorption du JUWI ENR au sein du groupe NEOEN a conduit au transfert de 64 MWc de la catégorie opérateur-exploitant « étranger » à la catégorie opérateur-exploitant « français ».

dans notre typologie permet d'exprimer un degré d'ouverture qui serait encore plus important en différenciant les opérateurs-exploitants actifs et non-actifs dans le système électrique français métropolitain avant son ouverture amorcée avec la loi du 12 février 2000, portant celui-ci à 89,9 % au 31 décembre 2015.

B- Le poids respectif des opérateurs-exploitants PVS dans le cadre des trois phases de territorialisation.

1- La diversité des opérateurs-exploitants et le déploiement spatial PVS dans le cadre des trois phases de territorialisation.

L'arrêté du 13 mars 2002 instaure les premiers tarifs de rachat de l'électricité PVS en France et marque l'ouverture de la première phase de territorialisation PVS, qualifiée de *territorialisation anarchique*. Jusqu'au décret du 19 novembre 2009, qui met fin à cette phase, la diffusion spatiale PVS s'effectue dans un quasi-vide juridique lié à l'absence d'un régime réglementaire national d'encadrement du déploiement spatial PVS. L'analyse de la diversité typologique des opérateurs-initiateurs des unités PVS mises en activité dans le cadre de la *territorialisation anarchique* montre l'existence précoce, dès cette première phase, d'une grande diversité actorielle comprenant l'ensemble des huit sous-ensembles de la typologie [cf. tableau 40].

	Opérateur-exploitant au mix-classique-renouvelable	**Opérateur-exploitant au mix-renouvelable**	**Opérateur-exploitant au mix-photovoltaïque**
Opérateur-exploitant français historique	→ ALBIOMA → GDF SUEZ	→ CNR → EDF ÉNERGIES NOUVELLES → VALECO	*Sous-ensemble théorique de la typologie jamais observé*
Opérateur-exploitant français émergent	*Sous-ensemble théorique de la typologie jamais observé*	→ DELTA SOLAR → ENERYO → POWEO ENR → QUADRAN ÉNERGIES LIBRES	→ CIEL ET TERRE → EOLES-VIMORY → LA PLANQUE SOLAIRE → SOLAIRE DIRECT → SOLEIL DU MIDI → SOITEC SOLAR → EXOSUN → SOLAREZO → ADEVA → LUXEL
Opérateur-exploitant étranger historique	→ BORALEX SAS → EON CLIMATE & RENEWABLES	→ EOLE-RES	*Sous-ensemble théorique de la typologie jamais observé*
Opérateur-exploitant étranger émergent	*Sous-ensemble théorique de la typologie jamais observé*	→ JUWI ENR → ENFINITY → EOSOL ÉNERGIES NOUVELLES	→ BELECTRIC FRANCE → COLEXON FRANCE → GEHRLICHER SOLAR FRANCE → ELEMENT POWER FRANCE
	© Kévin Duruisseau – 2016 / Données personnelles – 2016		

Tableau 40 – Répartition des 29 opérateurs-exploitants des unités PVS mises en activité dans le cadre de la *territorialisation anarchique* sur le territoire d'étude

Dans le cadre de cette phase, 29 opérateurs exploitaient les 81 unités PVS mises en activité sur le territoire d'étude. La majorité de ces mises en activité revient aux trois opérateurs « français historique au mix-renouvelable », aux dix opérateurs « français émergent au mix-photovoltaïque » et aux quatre opérateurs « français émergent au mix-renouvelable » actifs qui exploitaient 63 des 81 unités PVS mises en activité. La création de ce marché de niche a suscité

logiquement l'ouverture d'une fenêtre d'opportunité pour l'entrée de nouveaux acteurs industriels spécialisés sur ce segment émergent du système électrique français métropolitain.

Le décret du 19 novembre 2009 met en place un régime réglementaire national d'encadrement du déploiement spatial PVS et marque l'ouverture de la deuxième phase de territorialisation PVS, qualifiée de *territorialisation normalisée*. Ce décret soumet toute unité PVS présentant une capacité installée supérieure à 0,249 MWc à permis de construire, étude d'impact et enquête publique. Cette évolution du régime réglementaire d'encadrement constitue un premier tournant marquant une reprise en main par l'État central de la régulation de la diffusion spatiale PVS. L'analyse de la diversité typologique des opérateurs-exploitants des unités PVS mises en activité dans le cadre de la *territorialisation normalisée* montre un affaiblissement de la diversité actorielle ne comprenant que cinq des huit sous-ensembles de la typologie [cf. tableau 41]. Aucun des opérateurs appartenant aux sous-ensembles « français historique au mix-classique-renouvelable », « étranger historique au mix-classique-renouvelable » et « étranger historique au mix-renouvelable » n'est actif.

	Opérateur-exploitant au mix-classique-renouvelable	**Opérateur-exploitant au mix-renouvelable**	**Opérateur-exploitant au mix-photovoltaïque**
Opérateur-exploitant français historique		→ CNR → EDF ÉNERGIES NOUVELLES → **SUNALP**	*Sous-ensemble théorique de la typologie jamais observé*
Opérateur-exploitant français émergent	*Sous-ensemble théorique de la typologie jamais observé*	→ **AKUO ENERGY** → **CEGELEC** → DELTA SOLAR → **FONROCHE** → **VOL-V SOLAR** → **WATT GROUP**	→ **EMERAUDE ENERGY** → **HANAU ÉNERGIES CONCEPT** → LUXEL → **PHOTEÏS** → **PHOTOSOL** → SOITEC SOLAR → SOLAIRE DIRECT → SOLEIL DU MIDI
Opérateur-exploitant étranger historique			*Sous-ensemble théorique de la typologie jamais observé*
Opérateur-exploitant étranger émergent	*Sous-ensemble théorique de la typologie jamais observé*	→ ENFINITY → EOSOL ÉNERGIES NOUVELLES → **GP JOULE FRANCE** → JUWI ENR	→ BELECTRIC FRANCE → **PHOENIX SOLAR FRANCE**

XXX → Opérateur-exploitant déjà actif en Phase I sur le segment de marché PVS sur le territoire d'étude
XXX → Opérateur-exploitant entrant en Phase II sur le segment de marché PVS sur le territoire d'étude
© Kévin Duruisseau – 2016 / Données personnelles – 2016

Tableau 41 – Répartition des 23 opérateurs des unités PVS mises en activité dans le cadre de la *territorialisation normalisée* sur le territoire d'étude

Les 42 unités PVS mises en activité sur le territoire d'étude dans le cadre de cette phase étaient exploitées par 23 opérateurs. La majorité de ces mises en activité revient aux huit opérateurs « français émergent au mix-photovoltaïque » et aux six opérateurs « français émergent au mix-renouvelable » actifs qui exploitaient 26 des 42 unités PVS mises en activité. Sur les 23 opérateurs actifs dans le cadre de cette phase, 12 sont entrants confirmant le maintien de l'attractivité de ce marché de niche du système électrique français métropolitain grâce aux tarifs de rachat élevés.

L'arrêté du 4 mars 2011 modifie le régime financier d'encadrement du déploiement spatial PVS et marque l'ouverture de la troisième phase de territorialisation PVS, qualifiée de

territorialisation bimodale. Cet arrêté met en place un système national d'appel d'offres PV/PVS mais n'abolit pas pour autant le système des tarifs de rachat PV/PVS faisant coexister deux processus de territorialisation distincts : la *territorialisation amoindrie* – caractérisée par le système national d'appel d'offres – marquant un second tournant dans la reprise en main par l'État central de la régulation du déploiement spatial PVS et la *territorialisation régulée* – caractérisée par le système des tarifs de rachat PVS – s'inscrivant en continuité de la *territorialisation normalisée*. L'analyse de la diversité typologique des opérateurs-exploitants des unités PVS mises en activité dans le cadre de la *territorialisation bimodale* montre la présence de sept des huit sous-ensembles de la typologie. Le sous-ensemble « étranger historique au mix-renouvelable » n'est pas actif [cf. tableau 42].

	Opérateur-exploitant au mix-classique-renouvelable	**Opérateur-exploitant au mix-renouvelable**	**Opérateur-exploitant au mix-photovoltaïque**
Opérateur-exploitant français historique	→ ENGIE → **UEM METZ**	→ CNR → LA COMPAGNIE DU VENT → VALECO	*Sous-ensemble théorique de la typologie jamais observé*
Opérateur-exploitant français émergent	*Sous-ensemble théorique de la typologie jamais observé*	→ **ARKOLIA ÉNERGIES** → **CAM ÉNERGIE** → DELTA SOLAR → **JPEE** → **MAÏA POWER** → QUADRAN ÉNERGIES LIBRES → **LANGA** → **SERGIES** → **NEOEN** → **TENERGIE** → **VOLTALIA** → **VALOREM**	→ **ALTUS ENERGY** → EMERAUDE ENERGY → **GENERALE DU SOLAIRE** → HANAU ÉNERGIES CONCEPT → LUXEL → PHOTOSOL → SOLAIRE DIRECT → **URBASOLAR**
Opérateur-exploitant étranger historique	→ BORALEX SAS		*Sous-ensemble théorique de la typologie jamais observé*
Opérateur-exploitant étranger émergent	*Sous-ensemble théorique de la typologie jamais observé*	→ EOSOL ÉNERGIES NOUVELLES → JUWI ENR → **VSB ÉNERGIES NOUVELLES**	→ BELECTRIC FRANCE → COLEXON FRANCE
	XXX → Opérateur-exploitant déjà actif en Phase I et/ou en Phase II sur le segment de marché PVS sur le territoire d'étude **XXX → Opérateur-exploitant entrant en Phase III sur le segment de marché PVS sur le territoire d'étude** © Kévin Duruisseau – 2016 / Données personnelles – 2016		

Tableau 42 – Répartition des 31 opérateurs des unités PVS mises en activité dans le cadre de la *territorialisation bimodale* sur le territoire d'étude

Les 164 unités PVS mises en activité sur le territoire d'étude dans le cadre de cette phase étaient exploitées par 31 opérateurs. La majorité de ces mises en activité revient aux huit opérateurs « français émergent au mix-photovoltaïque », aux 12 opérateurs « français émergent au mix-renouvelable » et aux trois opérateurs « français historique au mix-renouvelable » qui exploitaient 147 des 164 unités PVS mises en activité. Sur les 31 opérateurs actifs dans le cadre de cette phase, 15 sont entrants marquant le maintien de l'attractivité de ce marché de niche malgré les évolutions profondes du régime financier d'encadrement ayant conduit à une forte baisse des tarifs de rachat PVS. Malgré cette attractivité, la territorialisation bimodale voit un tarissement de l'internationalisation du marché PVS, l'opérateur allemand VSB ÉNERGIES NOUVELLES étant le seul opérateur « étranger » entrant.

Les 118 unités PVS mises en activité sur le territoire d'étude dans le cadre de la *territorialisation régulée* étaient exploitées par 23 opérateurs. La majorité de ces mises en activité revient aux sept opérateurs « français émergent au mix-photovoltaïque » et aux huit

opérateurs « français émergent au mix-renouvelable » qui exploitaient 96 des 118 unités PVS mises en activité.

Les 46 unités PVS mises en activité sur le territoire d'étude dans le cadre de la territorialisation amoindrie étaient exploitées par 20 opérateurs. La majorité de ces mises en activité revient aux trois opérateurs « français historique au mix-renouvelable », aux sept opérateurs « français émergent au mix-renouvelable » et aux cinq opérateurs « français émergent au mix-photovoltaïque » qui exploitaient 41 des 46 unités PVS mises en activité.

	Phase I [2002-2009]	**Phase II [2009-2011]**	**Phase III [2011-2015]**	**Phase III-1**	**Phase III-2**
Historique mix-classique-renouvelable	2	0	2	1	1
Historique mix-renouvelable	3	3	3	2	3
Émergent mix-renouvelable	4	6	12	8	7
Émergent mix-photovoltaïque	10	8	8	8	5
Opérateur-exploitant français	**19**	**17**	**25**	**19**	**16**
Historique mix-classique-renouvelable	2	0	1	1	0
Historique mix-renouvelable	1	0	0	0	0
Émergent mix-renouvelable	3	4	3	3	3
Émergent mix-photovoltaïque	4	2	2	1	1
Opérateur-exploitant étranger	**10**	**6**	**6**	**5**	**4**

Phase I → Territorialisation anarchique / Phase II → Territorialisation normalisée
Phase III → Territorialisation bimodale
Phase III-1 → Territorialisation régulée / Phase III-2 → Territorialisation amoindrie
© Kévin Duruisseau – 2016 / Données personnelles – 2016

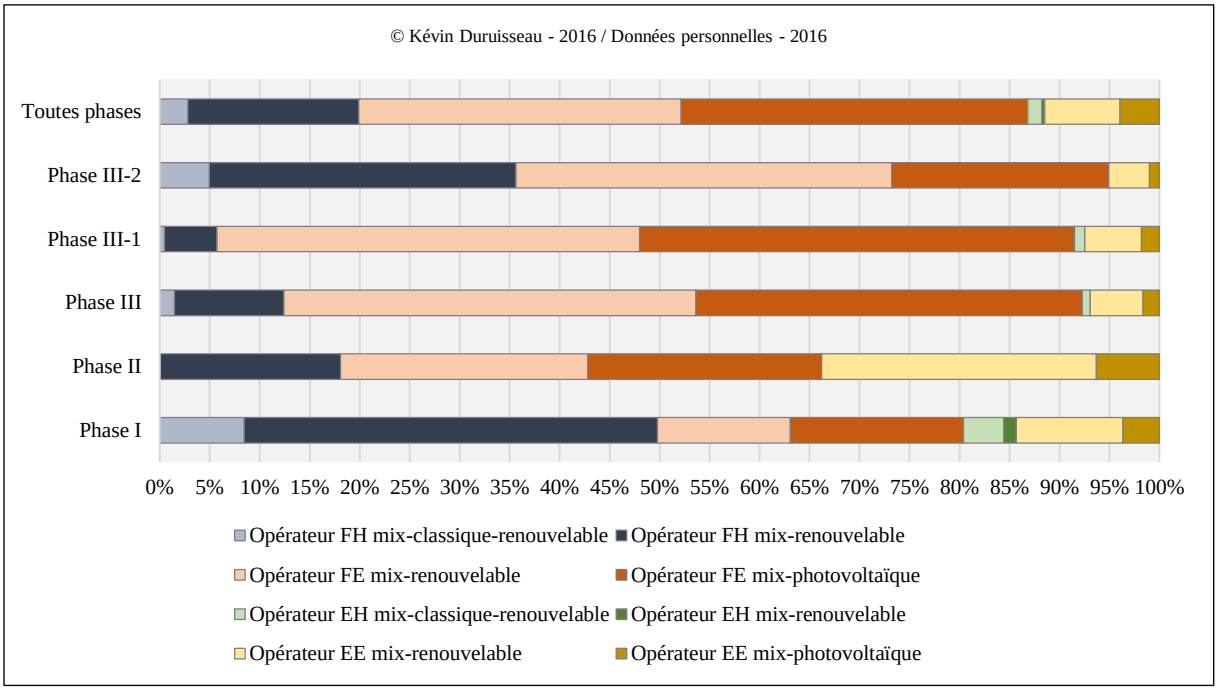
Tableau 43 – Nombre d'opérateurs-exploitants PVS actifs dans chaque sous-ensemble typologique dans le cadre des trois phases de territorialisation sur le territoire d'étude

L'analyse actorielle comparée de la *territorialisation régulée* et de la *territorialisation amoindrie* permet de mettre en évidence que 38,7 % des opérateurs actifs ont recouru aux deux régimes financiers d'encadrement pour la mise en activité de leurs unités PVS. Elle permet également de mettre en évidence que 33,3 % des opérateurs entrants – ALTUS ENERGY, NEOEN, URBASOLAR, VOLTALIA et VSB ÉNERGIES NOUVELLES – ont recouru aux deux régimes financier d'encadrement. Cette analyse comparée fait apparaître les stratégies de développement de certains opérateurs. Le groupe ENGIE, et sa filiale LA COMPAGNIE DU VENT, se sont clairement positionnés dans le cadre de la *territorialisation amoindrie* alors que le groupe SOLAIRE DIRECT s'est clairement positionné dans le cadre de la *territorialisation régulée*, si l'on exclut le projet PVS de Méounes-lès-Montrieux (Var) racheté au groupe VEOLIA. La *territorialisation bimodale* est marquée par l'absence d'activité du groupe EDF EN, acteur pionnier et majeur dans le déploiement spatial PVS dans le cadre de la *territorialisation anarchique* et la *territorialisation normalisée*.

2- L'influence de l'évolution des régimes réglementaire et financier d'encadrement du déploiement spatial PVS sur les capacités exploitées par les différents opérateurs.

L'ensemble des opérateurs « français émergent » dominent l'exploitation des unités PVS sur le territoire d'étude avec 1 258 MWc exploités. Au 31 décembre 2015, les opérateurs

« français émergent au mix-photovoltaïque » et les opérateurs « français émergent au mix-renouvelable » exploitaient respectivement 652 MWc et 606 MWc. Cette situation résulte de la montée en puissance au cours des trois phases de territorialisation PVS de ces deux sous-ensembles d'opérateurs-exploitants au détriment du sous-ensemble « français historique au mix-renouvelable » [cf. graphique 67].



Graphique 67 – Répartition, entre les huit sous-ensembles typologiques, des capacités PVS installées dans le cadre des trois phases de territorialisation et toutes phases confondues sur le territoire d'étude (en %)

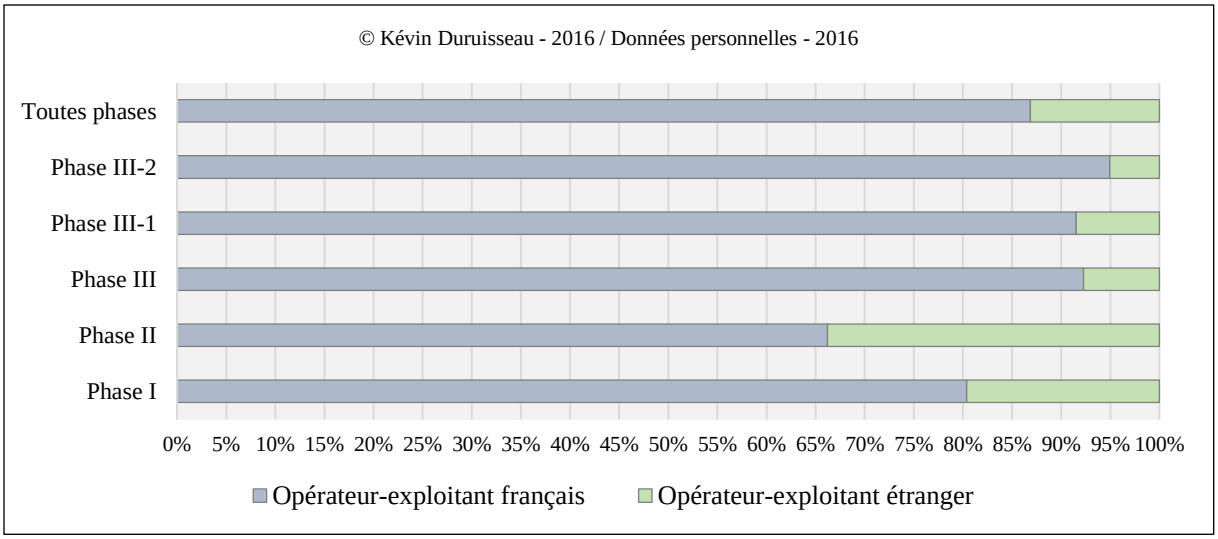
Dans le cadre de la *territorialisation anarchique* (Phase I), ce sous-ensemble « français historique au mix-renouvelable » prédominait avec l'exploitation de 41,4 % des capacités PVS mises en activité contre 17,3 % pour le sous-ensemble « français émergent au mix-photovoltaïque » et 13,3 % pour le sous-ensemble « français émergent au mix-renouvelable ». Dans le cadre de la *territorialisation normalisée* (Phase II), les trois sous-ensembles « étranger émergent au mix-renouvelable », « français émergent au mix-renouvelable » et « français émergent au mix-photovoltaïque » se partageaient presque équitablement la grande majorité des mises en exploitation avec une prédominance du sous-ensemble « étranger émergent au mix-renouvelable » (27,5 %). Dans le cadre de la *territorialisation bimodale* (Phase III), la baisse concomitante des mises en activité d'unités PVS par les opérateurs « français historique » et « étranger émergent au mix-renouvelable » a laissé la grande majorité de l'activité aux opérateurs « français émergent » avec respectivement 41,2 % des capacités exploitées pour le sous-ensemble « français émergent au mix-renouvelable » et 38,6 % pour le sous-ensemble « français émergent au mix-photovoltaïque ». Le fait saillant de l'analyse comparée des deux versants de la territorialisation bimodale est une préférence marquée pour les opérateurs « français historique au mix-renouvelable » pour le système national d'appel

d'offres. Ce sous-ensemble exploitait 30,7 % des capacités PVS mises en activité dans le cadre de la *territorialisation amoindrie* contre 5,3 % dans le cadre de la *territorialisation régulée*.

La montée en puissance de l'ensemble des opérateurs « français émergent » au cours des trois phases de territorialisation PVS successives résulte de la multiplication des opérateurs-exploitants appartenant à cet ensemble, elle-même due aux processus d'ouverture à la concurrence et de libéralisation des marchés européens et nationaux ainsi qu'à la mise en place de régimes financier d'encadrement du déploiement spatial EnR en France. La mise en place successive d'un système de tarifs de rachat pour le déploiement spatial éolien puis PV a permis de rendre économiquement assez attractif ces segments de marché de niche pour générer la création d'entreprises électriciennes spécialisées. Cette montée en puissance traduit également leur forte capacité d'adaptation aux évolutions des régimes réglementaire et financier d'encadrement du déploiement spatial PVS. Cette faculté est à mettre au crédit de leur taille plus modeste, offrant une plus flexibilité, et de l'expérience directe ou indirecte acquise par nombre d'entre eux dans le déploiement spatial éolien qui avait lui-même connu des évolutions réglementaires et financières successives comparables.

La baisse observée tout au long des trois phases de territorialisation PVS des mises en activité relevant des opérateurs « français historique au mix-renouvelable » est un effet mécanique du à la multiplication des opérateurs « français émergent » analysée précédemment alors que leur activité de mises en exploitation s'effectue à un rythme qui reste régulier. Cette baisse résulte également de la désaffection d'EDF EN pour le segment PVS en France métropolitaine. Parmi tous les sous-ensembles d'opérateurs-exploitants, ce sous-ensemble a la particularité d'avoir privilégier le cadre de la territorialisation amoindrie dans la troisième et dernière phase de territorialisation PVS. Leur importante envergure financière leur a permis de supporter l'allongement des procédures caractérisant la *territorialisation amoindrie* à laquelle sont associés de meilleurs rendements économiques.

La catégorie des opérateurs « français » domine très largement l'exploitation des capacités PVS installées sur le territoire d'étude. Au 31 décembre 2015, les opérateurs « français » exploitaient 86,8 % des capacités PVS installées. Dans le cadre de la *territorialisation anarchique* (Phase I), ceux-ci exploitaient 80,4 % des capacités PVS installées contre 19,6 % pour les opérateurs « étranger ». Dans le cadre de la *territorialisation normalisée* (Phase II), une forte poussée de l'activité des opérateurs « étranger » abaisse cette domination à 66,2 % des capacités PVS installées. Dans le cadre de la *territorialisation bimodale* (Phase III), les opérateurs « français » exploitaient plus de 90 % des capacités PVS mises en exploitation au cours de cette phase. Dans cette troisième et dernière phase, cette domination est plus marquée dans le cadre de la *territorialisation amoindrie* avec près de 95 % des mises en activité [cf. graphique 68].



Graphique 68 – Répartition, entre catégorie « français » et catégorie « étranger », des capacités PVS installées dans le cadre des trois phases de territorialisation et toutes phases confondues sur le territoire d'étude (en %)

La domination des opérateurs « français » révèle la faiblesse de l'activité des opérateurs « étranger » et par la même la faible internationalisation du segment de marché PVS au sein du système électrique français métropolitain. Si ces opérateurs arrivent à mettre en exploitation des infrastructures aux fortes capacités installées à l'occasion de leur entrée sur ce segment de marché, ils ne parviennent cependant pas – à l'exception de JUWI ENR jusqu'en 2015 – à pérenniser leurs activités en France métropolitaine. Malgré leur nombre important – 13 sur 54 opérateurs-exploitants actifs au 31 décembre 2015 – et la présence de groupes énergéticiens de dimension mondiale comme EON AG, les capacités PVS exploitées restent en deçà de ce qu'on pouvait attendre. Leur perte d'influence observée sur l'intervalle d'étude ne serait être contredite par leur pic d'influence dans le cadre de la *territorialisation normalisée*, cette phase n'ayant connu qu'un faible nombre de mises en activité tous opérateurs confondus. Il s'ajoute ce biais statistique que 18,4 % des capacités PVS mises en activité au cours de cette phase l'ont été par l'unique opérateur allemand GP JOULE FRANCE à Barbaste, Fargues-sur-Ourbise et Pompogne (Lot-et-Garonne). Cette faible activité des opérateurs « étranger » ne résulte pas d'un manque d'expérience puisque la grande majorité d'entre eux a développé antérieurement des activités PVS dans leur propre pays et doit plutôt être attribuée aux changements de régime réglementaire et financier d'encadrement du déploiement spatial PVS en France et à la tendance des acteurs territoriaux français à favoriser les opérateurs nationaux.

L'analyse actorielle des opérateurs-exploitants montre un important degré d'ouverture du segment de marché PVS au sein du système électrique français métropolitain par une multiplication et une diversification importantes des entreprises actives. L'étude de la répartition des capacités PVS installées au 31 décembre 2015 entre les huit sous-ensembles de la typologie confirme ce processus d'ouverture, le segment étant majoritairement occupé par des opérateurs émergents. Ces deux dimensions de l'ouverture du marché sont à opposer au faible degré d'internationalisation du système productif PVS sur le territoire d'étude. Cette

faiblesse tempère le degré d'ouverture du système électrique français métropolitain au cours de l'intervalle d'étude.

III- Concentration, géographie et stratégies territoriales des opérateurs-exploitants PVS.

L'analyse de l'ouverture et de l'internationalisation restreinte à notre typologie des opérateurs-exploitants PVS montre logiquement des limites. Une analyse des opérateurs, comme entreprise industrielle, permet d'apprécier la distribution des capacités PVS exploitées entre ces opérateurs et de caractériser les principales entreprises de ce segment de marché (A). L'étude croisée entre cette distribution des capacités PVS exploitées et leur déploiement spatial conduit à saisir la géographie de ces entreprises via leur stratégie territoriale (B).

A- Le segment de marché PVS : une déconcentration soumise à une résistance croissante.

1- Un marché de niche dominé par les petites et moyennes entreprises.

Les 287 unités PVS en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude étaient exploitées par 53 opérateurs-exploitants aux profils variés allant de la Très Petite Entreprise à la Grande Entreprise [cf. tableau 44]. La classification élaborée par la Commission Européenne en 2011, basée sur le nombre de salariés et le chiffre d'affaire, distingue quatre catégories d'entreprises : la Très Petite Entreprise, la Petite Entreprise, la Moyenne Entreprise et la Grande Entreprise. Une Très Petite Entreprise (TPE) est une entreprise comprenant moins de 10 salariés et présentant un chiffre d'affaire inférieur à deux millions d'euros. Une Petite Entreprise (PE) est une entreprise comprenant entre 10 et 49 salariés et présentant un chiffre d'affaire inférieur à 10 millions d'euros. Une Moyenne Entreprise (ME) est une entreprise comprenant entre 50 et 249 salariés et présentant un chiffre d'affaire inférieur à 50 millions d'euros. Une Grande Entreprise (GE) est une entreprise comprenant plus de 250 salariés et présentant un chiffre d'affaire supérieur à 50 millions d'euros.

Les 54 opérateurs-exploitants comptaient 11 TPE, 15 PE, 17 ME et 10 GE. Les Petites et Moyennes Entreprises (PME) représentaient à elles seules 60,4 %[447] des opérateurs-exploitants actifs sur le territoire d'étude parmi lesquelles 32,1 % étaient des Moyennes Entreprises (ME). Les opérateurs-exploitants PME exploitaient à eux seuls 77,1 %[448] des capacités PVS installées dans les territoires du sud de la France, dont 51,9 % pour les opérateurs-exploitants ME.

[447] Les PME représentaient 32 opérateurs-exploitants.
[448] Au 31 décembre 2015, les opérateurs-exploitants PME exploitaient 1 449 MWc sur le territoire d'étude.

	Opérateurs-exploitants "français"		Opérateurs-exploitants "étranger"
Très Petite Entreprise [TPE]	→ Emeraude Energy → Eneryo → Eoles-Vimory → La Planque Solaire	→ Photeïs → Soleil du Midi → **Vol-V Solar** → Watt-Group	→ **GP Joule France** → **Phoenix Solar France** → **Sonnedix France**
Petite Entreprise [PE]	→ **Hanau Énergies Concept** → **JP Énergie Environnement** → Quadran Énergies Libres → Generale du Solaire → Altus Energy → Ciel et Terre → **Delta Solar** → Luxel → Photosol	→ **Sergies** → **Sunalp**/Sorea → Tenergie → Valeco	→ **Belectric France** → **Eosol Énergies Nouvelles** → **Vsb Énergies Nouvelles**
Moyenne Entreprise [ME]	→ **La Compagnie du Vent** → Akuo Energy → Arkolia Énergies → **Cam Énergie** → Exosun → Fonroche → Langa	→ Neoen → **Res** → Solaire Direct → Urbasolar → Valorem → Voltalia	→ **Colexon France** → **Enfinity** → **Gehrlicher Solar Service**
Grande Entreprise [GE]	→ Compagnie Nationale du Rhone → **Edf Énergies Nouvelles** → **Soitec Solar**/Soitec → Albioma → **Cegelec** → ENGIE	→ **Maïa Power**/Maïa → UEM Metz	→ **Boralex SAS** → **Eon C&R France/EON France**

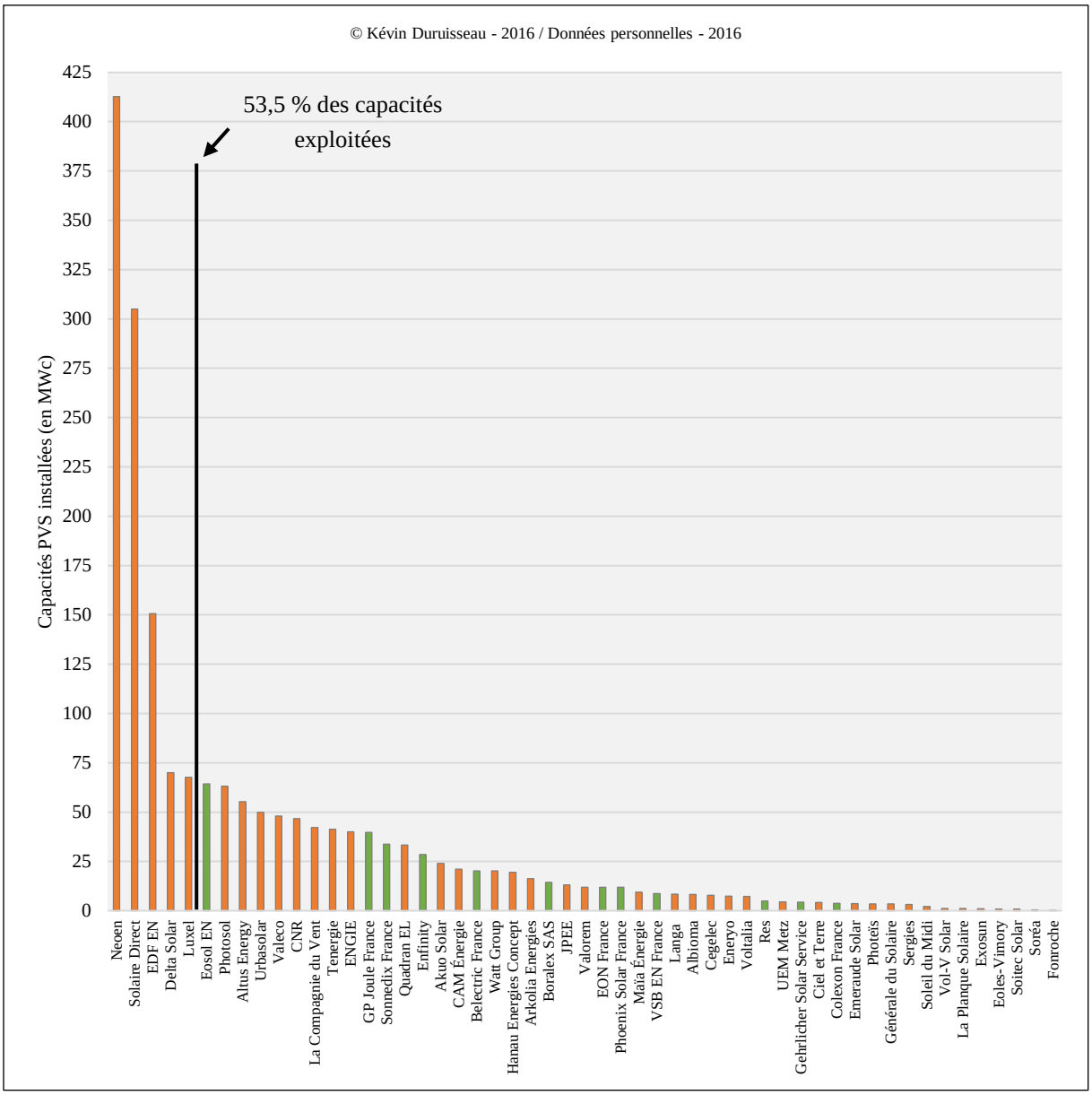
XXX → Opérateur-exploitant indépendant
XXX → Opérateur-exploitant filiale d'un groupe électricien
XXX → Opérateur-exploitant filiale d'un groupe non-électricien
© Kévin Duruisseau – 2016 / Données personnelles – 2016

Tableau 44 – Répartition des 53 opérateurs-exploitants actifs sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015 selon la classification des entreprises de la Commission Européenne

2- Les freins à la déconcentration du segment de marché PVS : des dynamiques de concentration productive.

La déconcentration du segment de marché PVS observée par la multiplication et la diversification des opérateurs-exploitants sur le territoire d'étude est de plus en plus freinée par des dynamiques de concentration productive. Ce type de concentration industrielle se distingue de formes de concentration au niveau technique, commercial et financier (Hairy *et alii*, 1967 ; Amar et Crépon, 1990). Elle correspond à un processus de concentration de la majorité des capacités de production d'électricité PVS entre un nombre réduit d'opérateurs-exploitants. La particularité de l'étude de ce processus tient au fait que les opérateurs-exploitants considérés ne sont pas nécessairement propriétaires de leur appareil productif et peuvent donc exercer la fonction de producteur d'électricité PVS pour le compte d'un tiers. Les dynamiques de concentration productive, qui apparaissent inhérentes au développement de l'économie de marché (Schumpeter, 1935, 1947 ; Sobel, 1984 ; Huchet, 1999), correspondent soit à un phénomène de croissance interne à l'entreprise conduisant à l'exercice de production d'électricité à travers un nombre croissant d'unités PVS soit à un phénomène de croissance externe de l'entreprise conduisant à l'acquisition d'établissements (une ou plusieurs unités PVS) ou à la fusion avec une entreprise exploitant des unités PVS (Gorgé et Tandé, 1975). L'ensemble de ces processus de concentration explique qu'un nombre réduit d'opérateurs

puisse voir s'accroître la part de leur capacités exploitées et ainsi dominer le segment de marché PVS sur le territoire d'étude.

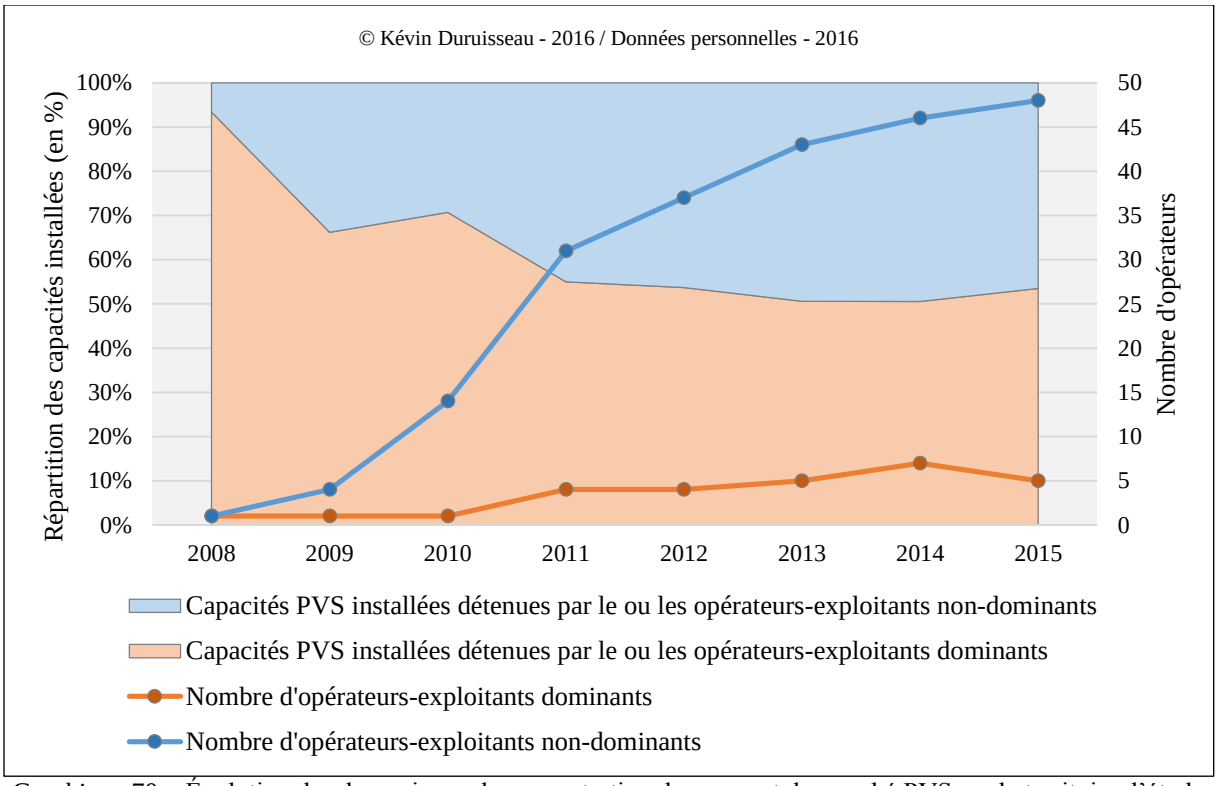


Graphique 69 – Distribution des capacités PVS installées entre les 53 opérateurs-exploitants actifs sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015 (en MWc)

Au 31 décembre 2015, un nombre très restreint d'opérateurs français exploitaient la majorité des capacités installées dans les territoires du sud de la France [cf. graphique 69]. L'opérateur « français historique au mix-renouvelable » EDF EN, l'opérateur « français émergent au mix-renouvelable » NEOEN, et les trois opérateurs « français émergent au mix-photovoltaïque » SOLAIRE DIRECT, DELTA SOLAR et LUXEL exploitaient à eux seuls 53,5 %[449] des capacités PVS installées au 31 décembre 2015. NEOEN exploitait à lui seul plus d'un cinquième des capacités installées. Cet acteur industriel était également le premier exploitant

[449] Les six opérateurs-exploitants dominants exploitaient 1 006 MWc sur les 1 879 exploités par la totalité des 53 opérateurs-exploitants sur le territoire d'étude.

de capacités PVS installées dans le système électrique français métropolitain. La prise en compte cumulée des capacités exploitées par le groupe ENGIE et ses deux filiales – LA COMPAGNIE DU VENT et SOLAIRE DIRECT – renforce le phénomène de concentration productive sur le segment de marché PVS, les cinq opérateurs dominants exploitant alors 57,8 % des capacités installées avec 20,6 %[450] pour le seul groupe ENGIE qui talonne NEOEN. Les 48 autres opérateurs-exploitants actifs dans les territoires du sud de la France exploitaient les 46,5 % de capacités installées restantes, soit une capacité exploitée moyenne de 18 MWc/opérateur-exploitant contre 168 MWc/opérateur-exploitant pour les cinq opérateurs dominants. L'analyse de la distribution des capacités PVS installées entre les 53 opérateurs-exploitants au 31 décembre 2015 dévoile une mise en tension de forces de déconcentration et de forces de concentration du segment de marché PVS [cf. graphique 70].



Graphique 70 – Évolution des dynamiques de concentration du segment de marché PVS sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015 (en nombre d'opérateurs-exploitants et en %)

Une lecture de ces deux processus montre que la multiplication du nombre d'opérateurs-exploitants agit dans le sens d'une déconcentration productive, le nombre d'acteurs industriels passant de deux en 2008 à 53 en 2015. Ce constat est tempéré par l'existence d'une répartition très inégale des capacités installées entre les opérateurs, un petit nombre d'opérateurs dominants concentrant systématiquement plus de la moitié des capacités installées et agissant ainsi dans le sens d'une concentration productive. Depuis 2011, cette concentration productive entre un petit nombre d'opérateurs dominants a donc contrebalancé le processus de

[450] Au 31 décembre 2015, les opérateurs ENGIE, LA COMPAGNIE DU VENT et SOLAIRE DIRECT exploitaient 387 MWc sur le territoire d'étude.

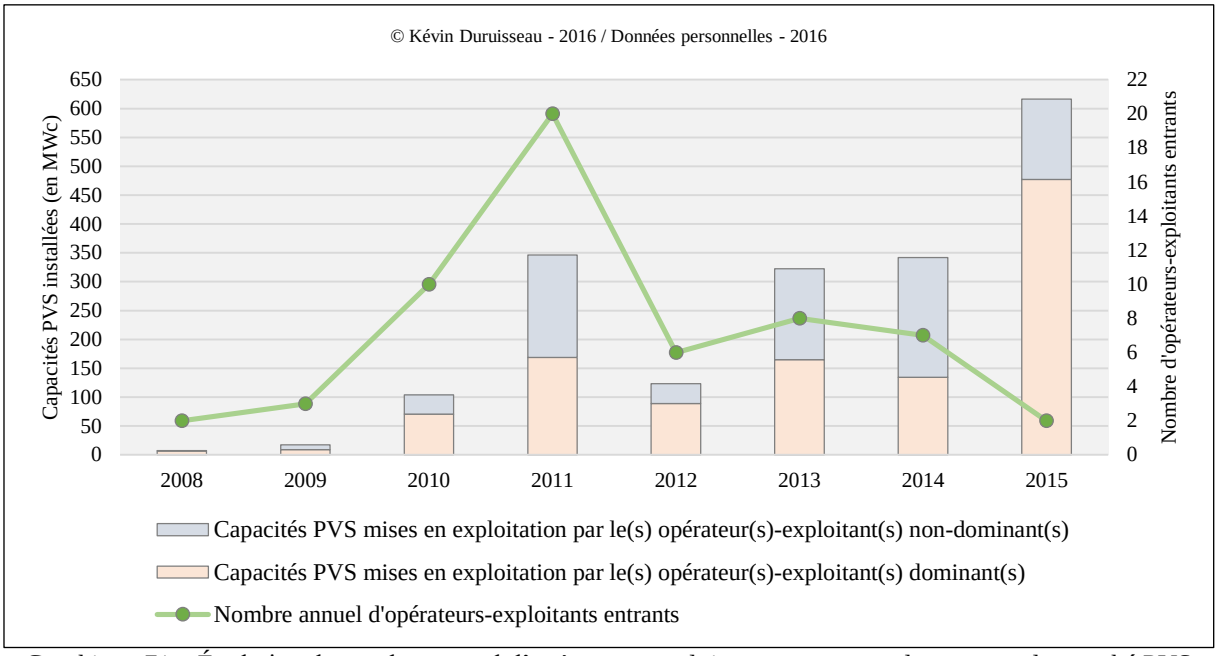
déconcentration par multiplication des acteurs industriels faisant entrer ce segment de marché naissant dans une situation de quasi-stabilité. La composition du groupe des opérateurs dominants a varié en nombre et en diversité sur l'intervalle d'étude [cf. tableau 45]. Depuis 2011, ce groupe est constitué autour d'un noyau dur composé d'EDF EN, SOLAIRE DIRECT et DELTA SOLAR, les autres opérateurs variant et pouvant inclure jusqu'à deux opérateurs-exploitants étrangers – EOSOL ÉNERGIES NOUVELLES (EOSOL EN) (Espagne) et JUWI ENR (Allemagne) en 2014. Le faible nombre d'acteurs industriels composant le groupe des opérateurs-exploitants dominants observé fait apparaître l'existence d'un plafond de verre pour la déconcentration du segment de marché PVS sur le territoire d'étude

	2008	2009	2010	2011
Opérateurs dominants	→ EDF EN ╠ **93,4 %**	→ EDF EN ╠ **66,2 %**	→ EDF EN → SOLAIRE DIRECT ╠ **70,7 %**	→ EDF EN → SOLAIRE DIRECT → DELTA SOLAR → **ENFINITY** ╠ **55 %**
	2012	**2013**	**2014**	**2015**
Opérateurs dominants	→ EDF EN → SOLAIRE DIRECT → DELTA SOLAR → **GP JOULE** ╠ **53,7 %**	→ SOLAIRE DIRECT → EDF EN → **JUWI ENR** → DELTA SOLAR → GDF SUEZ ╠ **50,6 %**	→ SOLAIRE DIRECT → EDF EN → DELTA SOLAR → **JUWI ENR** → LUXEL → **EOSOL EN** → NEOEN ╠ **50,9 %**	→ NEOEN → SOLAIRE DIRECT → EDF EN → DELTA SOLAR → LUXEL ╠ **53,5 %**
	XXX → Opérateur-exploitant français **XXX → Opérateur-exploitant étranger** ╠ **XX % → Poids du groupe des opérateurs-exploitants dominants sur le segment de marché PVS** © Kévin Duruisseau – 2016 / Données personnelles – 2016			

Tableau 45 – Évolution de la composition du groupe des opérateurs-exploitants dominants le marché PVS sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015 (en %)

Le double processus observé sur le segment de marché PVS dans les territoires du sud de la France, concourant à la stabilisation de la concentration productive, tient d'une part au tarissement des opérateurs-exploitants entrants sur ce marché et d'autre part à l'activité croissante des opérateurs-exploitants dominants comparée à l'activité très irrégulière des opérateurs-exploitants non-dominants [cf. graphique 71]. Le déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude s'est accompagné entre 2008 et 2011 d'une augmentation très importante du nombre d'opérateurs-exploitants entrants, 2011 constituant le pic des entrants avec 20 nouveaux acteurs industriels sur ce segment de marché. La baisse vertigineuse observée en 2012, avec six opérateurs-exploitants entrants, s'est poursuivie de manière irrégulière pour atteindre un plus bas en 2015 avec seulement deux opérateurs-exploitants entrants. Un processus de concentration industrielle s'ajoute au processus de concentration productive constituant un frein supplémentaire au processus de déconcentration du segment de marché PVS dans le système électrique français métropolitain sur le territoire d'étude. En effet, entre 2008 et 2015, plusieurs opérations de fusion-acquisition et de fusion-absorption ont concerné plusieurs opérateurs-exploitants actifs. L'opérateur « français émergent au mix-photovoltaïque » SOLAIRE DIRECT a été acquis par le groupe ENGIE en 2015. Cette fusion-acquisition fait suite à celle réalisée par ENGIE (GDF SUEZ) en 2007 de l'opérateur « français

historique au mix-renouvelable » LA COMPAGNIE DU VENT. Les opérateurs-exploitants émergents JUWI ENR et POWEO ENR ont été intégrés au groupe NEOEN par fusion-absorption en 2013 et 2015.



Graphique 71 – Évolution du nombre annuel d'opérateurs-exploitants entrants sur le segment de marché PVS comparée aux capacités PVS mises en exploitation par les opérateurs-exploitants dominants et non-dominants sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015 (en nombre d'opérateurs et en MWc)

B- Concentration productive et stratégie territoriale : géographie des opérateurs-exploitants dominants.

1- NEOEN : la croissance exponentielle d'un opérateur-exploitant français émergent au mix-renouvelable.

NEOEN est un opérateur « français émergent au mix-renouvelable » fondé en 2008 par le groupe DIRECT ÉNERGIE. Ce dernier, spécialisé alors dans la production et la fourniture d'électricité, était apparu en 2003 suite au processus d'ouverture à la concurrence associée à la libéralisation des marchés européens et nationaux de l'électricité (amorcées avec la directive communautaire du 19 décembre 1996 et la loi du 12 février 2000). Dans un contexte de crise économique, la fondation de NEOEN apparaît comme un relais de croissance pour le groupe DIRECT ÉNERGIE, le régime financier d'encadrement du déploiement spatial EnR garantissant des marges plus importantes que celles offertes par la production d'électricité classique. Après de multiples opérations financières NEOEN devient en 2011 une filiale du groupe d'investissement IMPALA SAS lorsque celui-ci rachète les parts de la société détenues depuis 2009 par le groupe LOUIS DREYFUS [cf. figure 26].

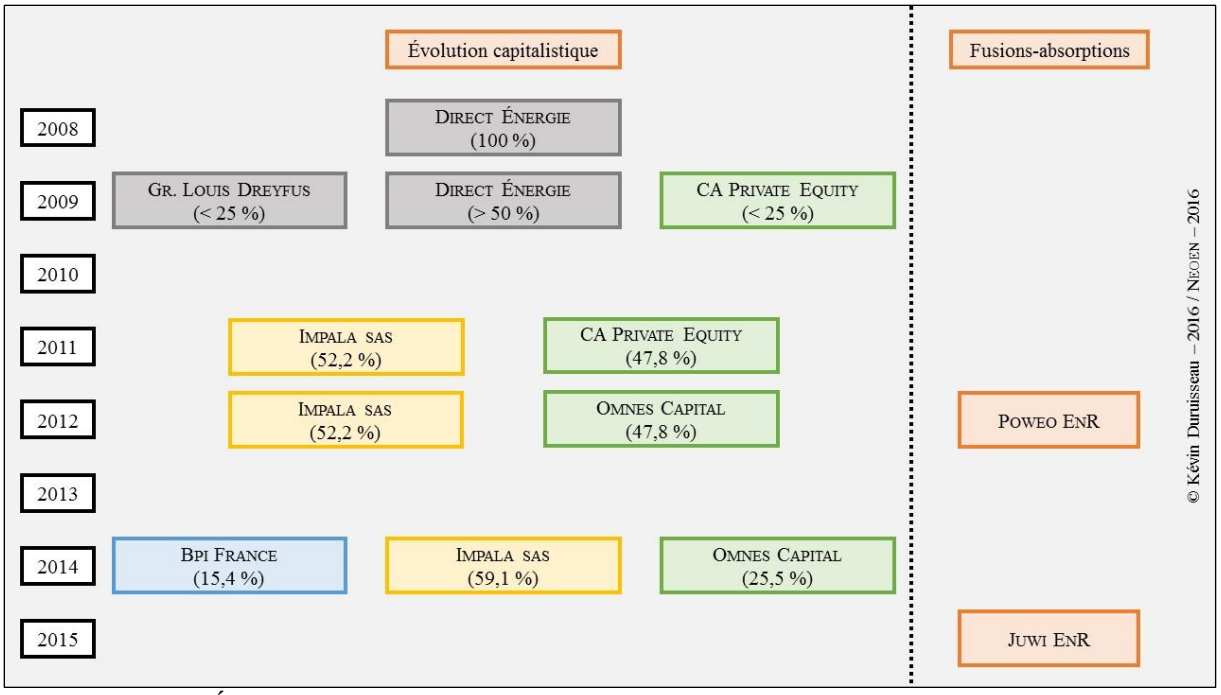


Figure 26 – Évolution de la structure capitalistique et opérations de fusions-absorptions de Neoen entre 2008 et 2015

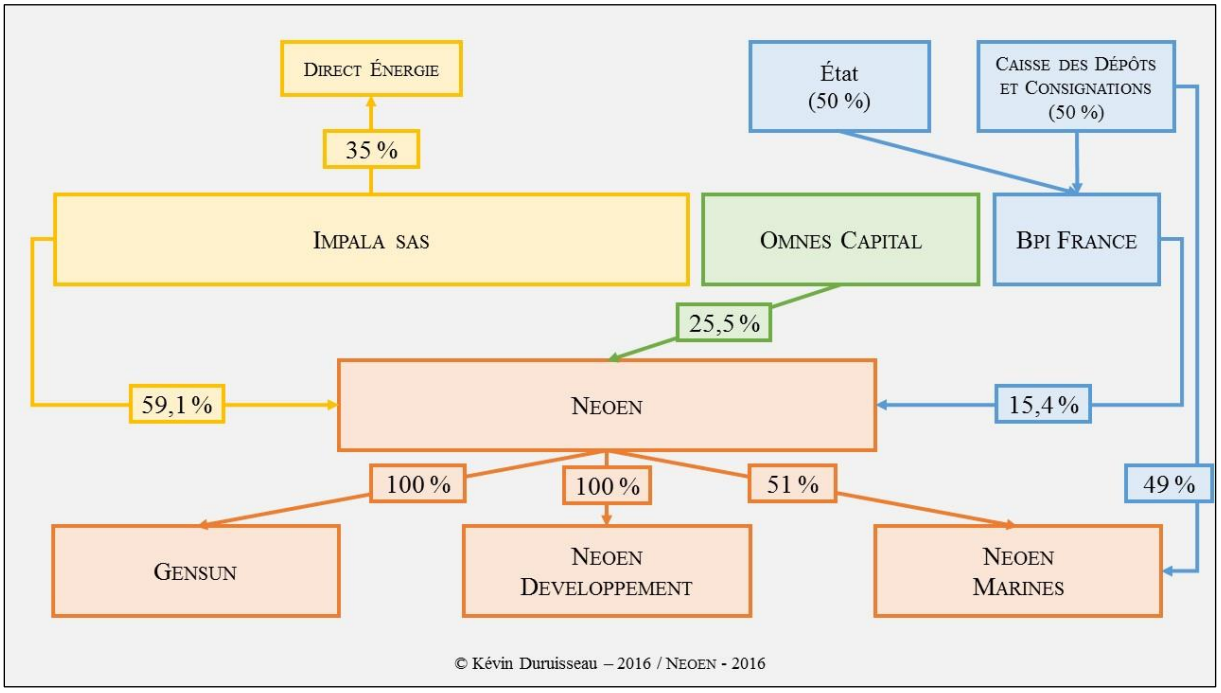
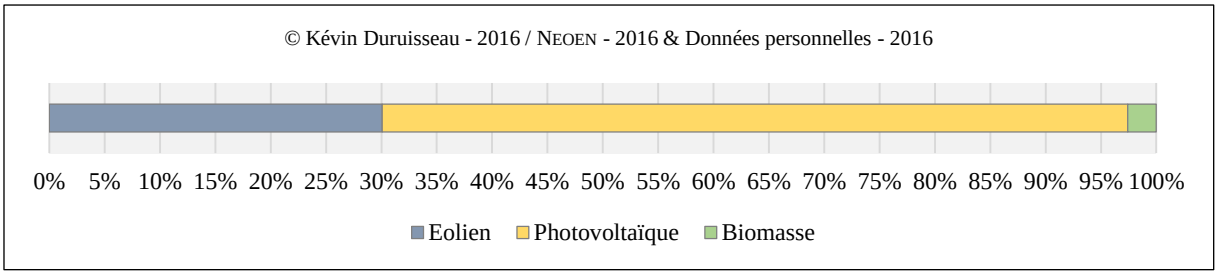


Figure 27 – Structure capitalistique de Neoen au 31 décembre 2015

Le groupe Impala sas est actif dans de multiples secteurs (énergie, gestion d'actifs, industries, textile, sécurité électronique) et a été fondé en 2011 par Jacques Veyrat, président du groupe Louis Dreyfus entre 2009 et 2011. Au cours de cette période, ce groupe d'investissement est également devenu l'actionnaire de référence de Direct Énergie (35 % du capital détenu). Au 31 décembre 2015, Neoen était détenu par Impala sas (59,1 %), Omnes

CAPITAL[451] (ex. CREDIT AGRICOLE PRIVATE EQUITY) (25,5 %) et BPI FRANCE[452] (15,4 %) [cf. figure 27].

Le groupe Neoen est une PME[453] qui possède trois filiales : GENSUN – spécialisée dans la construction d'infrastructures EnR –, NEOEN DEVELOPPEMENT (ex. JUWI EnR) – spécialisée dans le développement de projets éoliens – et NEOEN MARINES (co-détenu avec la CAISSE DES DEPOTS ET CONSIGNATIONS) – spécialisée dans le développement et l'exploitation d'infrastructures EnR en mer. NEOEN est ainsi un opérateur-exploitant intégré maîtrisant l'ensemble de la chaîne de valeur (développement, financement, construction et exploitation) dans les filières biomasse, éolienne, marine (éolien off-shore et hydrolienne) et PV. Les filières éolienne et PV constituent le cœur de métier de cet acteur industriel. Au 31 décembre 2015, NEOEN exploitait 579 MW dont 390 pour le seul PV [cf. graphique 72]. Si l'internationalisation du groupe a été rapide avec un développement au Portugal[454] dès 2010 suivi depuis de projets EnR dans le monde entier (Australie, Mexique, Égypte et Salvador), la France concentre encore 95,8 % des capacités exploitées par NEOEN.

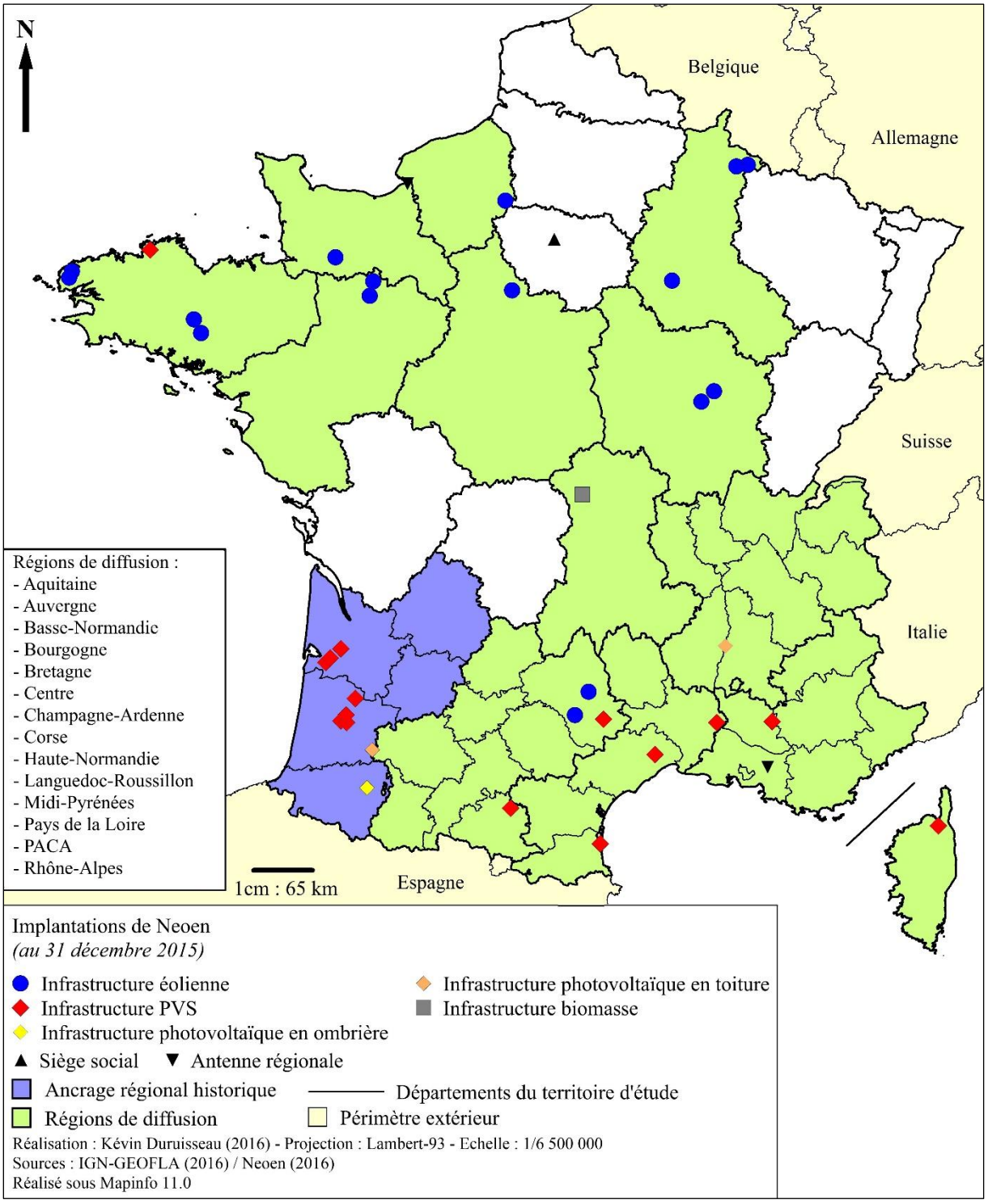


Graphique 72 – Mix-électrique mondial du groupe NEOEN au 31 décembre 2015 (en %)

En France métropolitaine, la géographie des unités EnR du groupe NEOEN présente une dichomie nord/sud marquée [cf. carte 29]. Les 17 parcs éoliens – dont 12 sont issus du rachat de JUWI EnR – sont situés très majoritairement dans la partie septentrionale du territoire métropolitain alors que 14 des 15 sites d'implantations PVS – dont sept sont issus des rachats de JUWI EnR et de POWEO EnR – sont situés dans la partie méridionale du territoire métropolitain. Le territoire d'étude concentre 96,7 % des capacités PVS exploitées par NEOEN en France métropolitaine au 31 décembre 2015, les 3,3 % restants étant concentrées en Bretagne et en Corse. Cet opérateur-exploitant, dont le siège social est situé à Paris, poursuit deux stratégies de développement concomitantes, une recherche de croissance rapide de ses capacités

[451] OMNES CAPITAL (ex. CREDIT AGRICOLE PRIVATE EQUITY), qui a été une filiale du groupe bancaire CREDIT AGRICOLE jusqu'en 2012, est une société de gestion d'actifs dédiée aux prises de participations directs dans des entreprises non cotées.
[452] BPI FRANCE – Banque Publique d'Investissement – est une société anonyme appartenant à l'Établissement Public à caractère Industriel et Commerciel (EPIC) BPI-GROUPE spécialisée dans le financement et le développement d'entreprises, et en particulier les PME, les entreprises de taille intermédiaire et les entreprises innovantes. BPI France est co-détenu par l'État (50 %) et la CAISSE DES DEPOTS ET CONSIGNATIONS (50 %).
[453] En 2015, le groupe NEOEN a réalisé un chiffre d'affaire de 66 000 000 € et présentait un effectif de 100 salariés.
[454] Au 31 décembre 2015, NEOEN exploitait 24,2 MWc de capacités PVS au Portugal.

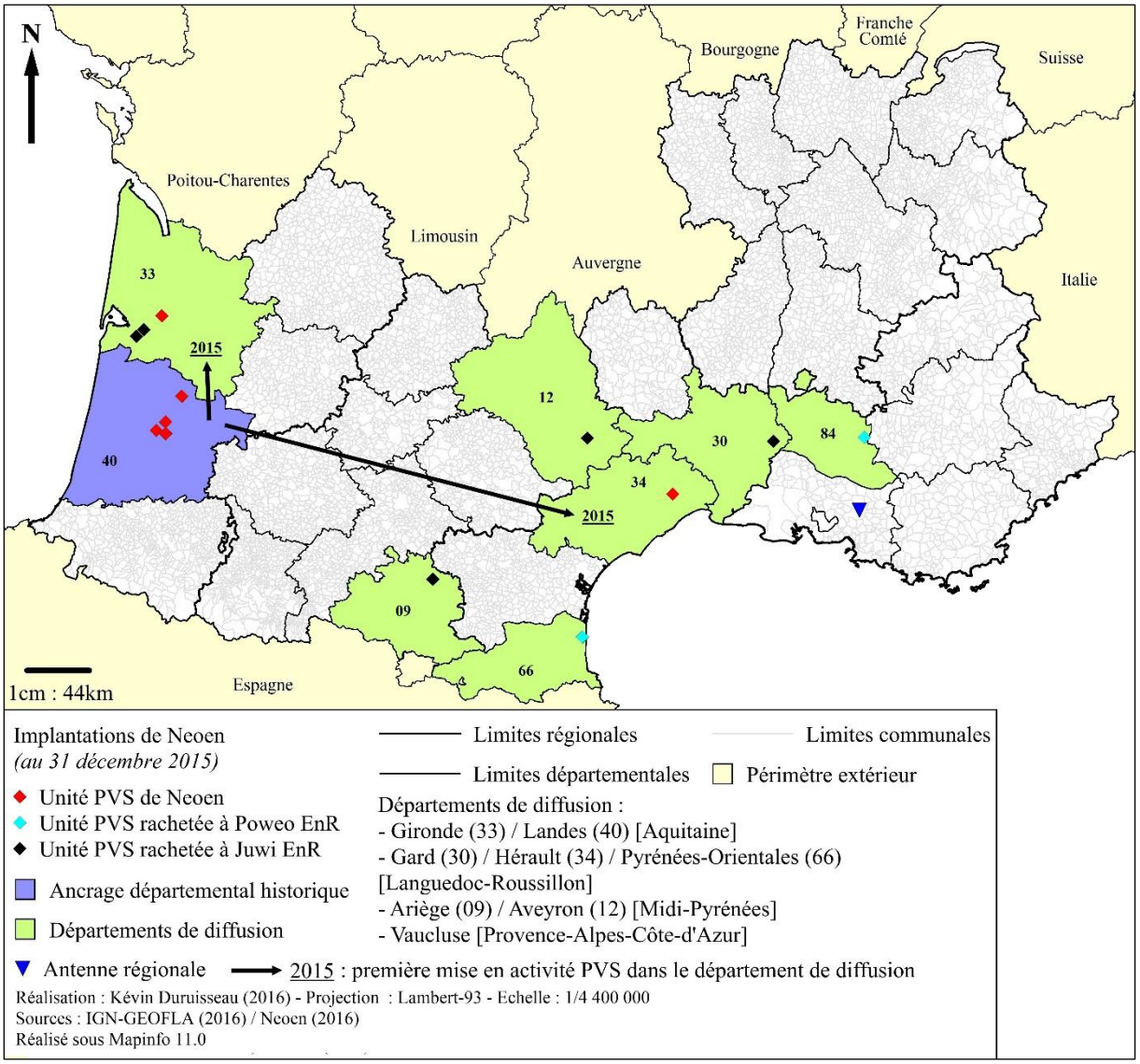
par des opérations de fusions-absorptions d'opérateurs émergents et une stratégie territoriale privilégiant la région Aquitaine [cf. carte 30].



Carte 29 – Les implantations de NEOEN en France métropolitaine (au 31 décembre 2015)

Suite au rachat du groupe POWEO par DIRECT ÉNERGIE en 2011, les activités EnR du groupe POWEO sont cédées à NEOEN au cours d'une restructuration décidée par IMPALA. En 2015, NEOEN a ensuite acquis JUWI ENR, filiale de l'opérateur « étranger émergent au mix-renouvelable » JUWI AG. Ces deux opérations de fusions-absorptions ont permis à NEOEN

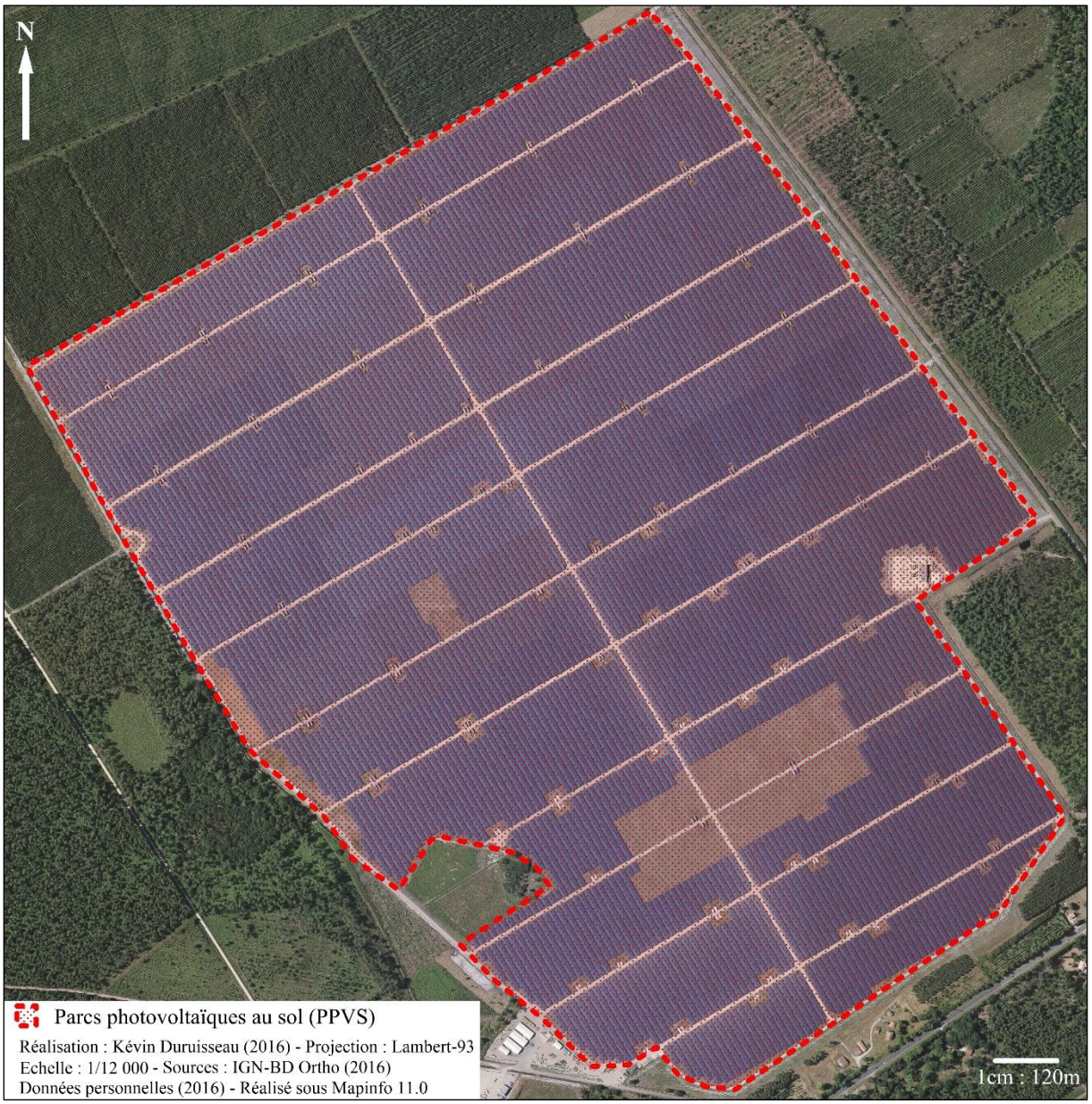
d'accroître rapidement ses capacités PVS de 12,249 MWc (POWEO ENR) et de 63,56 MWc (JUWI ENR). Les deux unités PVS de POWEO ENR étaient implantées en Languedoc-Roussillon et en Provence-Alpes-Côte-d'Azur (PACA) et les huit unités PVS de JUWI ENR en Aquitaine, Languedoc-Roussillon et Midi-Pyrénées.



Carte 30 – Unités PVS et stratégie territoriale de NEOEN sur le territoire d'étude entre 2011 et 2015

La distribution des projets développés en propre et les rachats de projets « prêt à construire » dessinent une stratégie territoriale marquée, centrée sur l'Aquitaine. NEOEN y a racheté le projet géant de Cestas (300 MWc) [cf. ortho-image 5], développé initialement par le fabricant américain de modules PV FIRST SOLAR, et les projets de Garein (10,1 MWc), Geloux (7,2 MWc) et Luxey (8,57 MWc), développés initialement par l'opérateur « français émergent au mix-renouvelable » CEGELEC (Groupe VINCI). Il a également développé dans cette région le projet d'Ygos-Saint-Saturnin (6,7 MWc), situé à proximité des projets de Garein, Geloux et Luxey (Landes). L'acquisition de JUWI ENR a renforcé la présence du groupe dans l'*ensemble Aquitain* avec les unités PVS de Mios (Gironde). C'est, au 31 décembre 2015, l'acteur industriel

le plus important de l'*ensemble Aquitain* avec la moitié des capacités PVS installées. La mise en exploitation en 2015 des unités PVS de Grabels (4,3 MWc) (Hérault), développées en propre par le groupe, est peut-être le signe d'une future diffusion spatiale en Languedoc-Roussillon.



Ortho-image 5 – La PPVS de Cestas (Gironde), exploitée par NEOEN, est implantée sur des *parcelles sylvicoles* appartenant à cet opérateur-exploitant. Avec 300 MWc de capacités PVS installées et une emprise spatiale de 260 ha, ce PPVS est le plus puissant ensemble PVS de France.

2- SOLAIRE DIRECT : un opérateur-exploitant français émergent au mix-photovoltaïque pionnier devenu la filiale PVS du groupe ENGIE.

SOLAIRE DIRECT est un opérateur « français émergent au mix-photovoltaïque » fondé en 2006 par sept associés dont Thierry Lepercq, actuel président du groupe. Après l'échec de l'introduction en bourse de l'entreprise entre 2014 et 2015 et la nécessité de trouver rapidement des fonds permettant le financement de son portefeuille de projets PVS, SOLAIRE DIRECT a été

acquis en 2015 par le groupe ENGIE (ex. GDF SUEZ) dont il est, au 31 décembre 2015, une filiale à hauteur de 95 % [cf. figure 28]. Avant cette opération de fusion-acquisition, Solaire Direct était majoritairement détenue par DEMETER PARTNERS (24,54 %) – société de gestion d'actifs spécialisée dans les entreprises au service de la transition énergétique « bas carbone » – TECHFUND EUROPE (24,3 %) – société d'investissement spécialisée dans le financement des starts-up – et par ses dirigeants (18,88 %) [cf. figure 29].

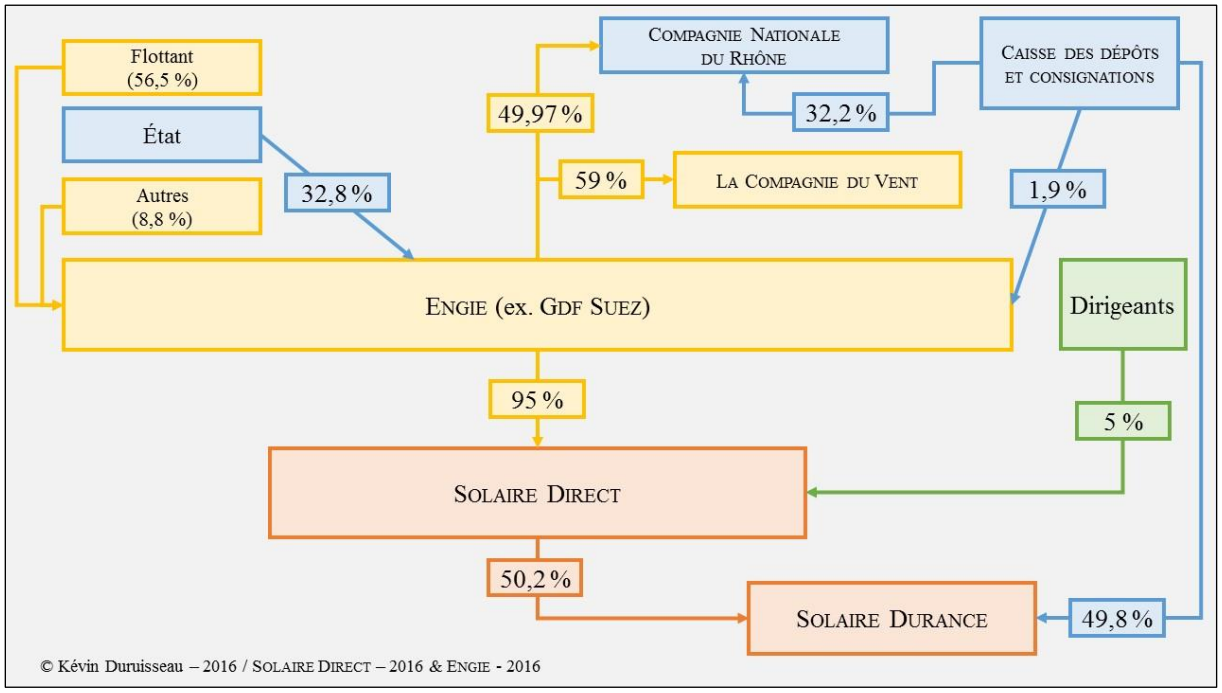


Figure 28 – Structure capitalistique de SOLAIRE DIRECT au 31 décembre 2015

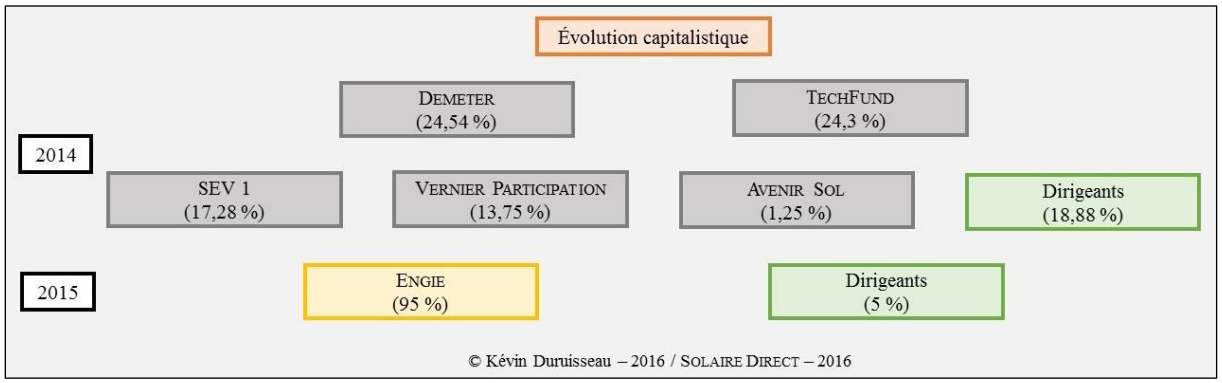
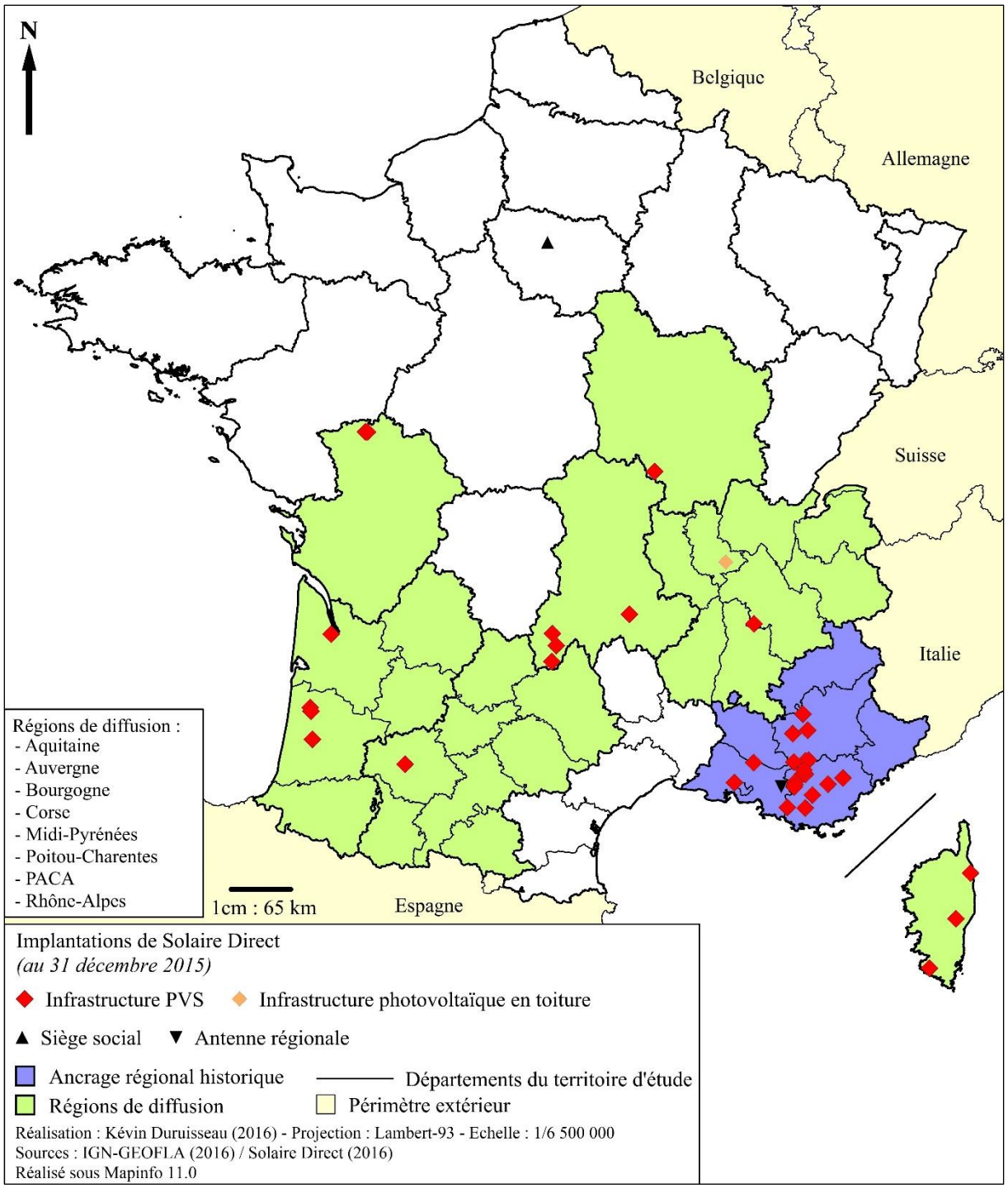


Figure 29 – Évolution de la structure capitalistique de SOLAIRE DIRECT entre 2014 et 2015

L'opération de fusion-acquisition, menée par le groupe ENGIE, s'inscrit dans une dynamique de verdissement de son activité énergéticienne qui reste largement dominée par les énergies carbonées[455]. Cette fusion-acquisition permet également au groupe ENGIE d'acquérir un spécialiste du marché PVS aux fortes capacités en France métropolitaine (392,4 MWc) et à l'internationalisation avancée (Afrique du Sud, Brésil, Chili, Chine, États-Unis, Inde).

[455] Au 31 décembre 2015, les 117,1 GW de capacités installées reposaient à 56,2 % sur le gaz naturel et à 12,8 % sur le charbon (http://www.engie.com/wp-content/uploads/2016/08/chiffres_cles_engie_vf_rvb.jpg, 2016).

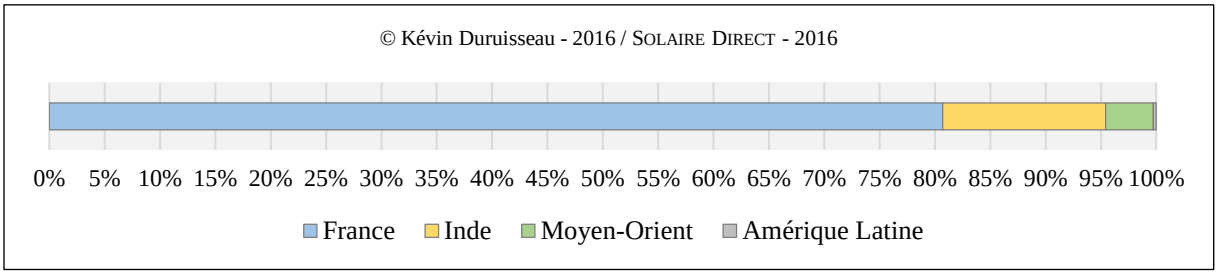


Carte 31 – Les implantations de SOLAIRE DIRECT en France métropolitaine (au 31 décembre 2015)

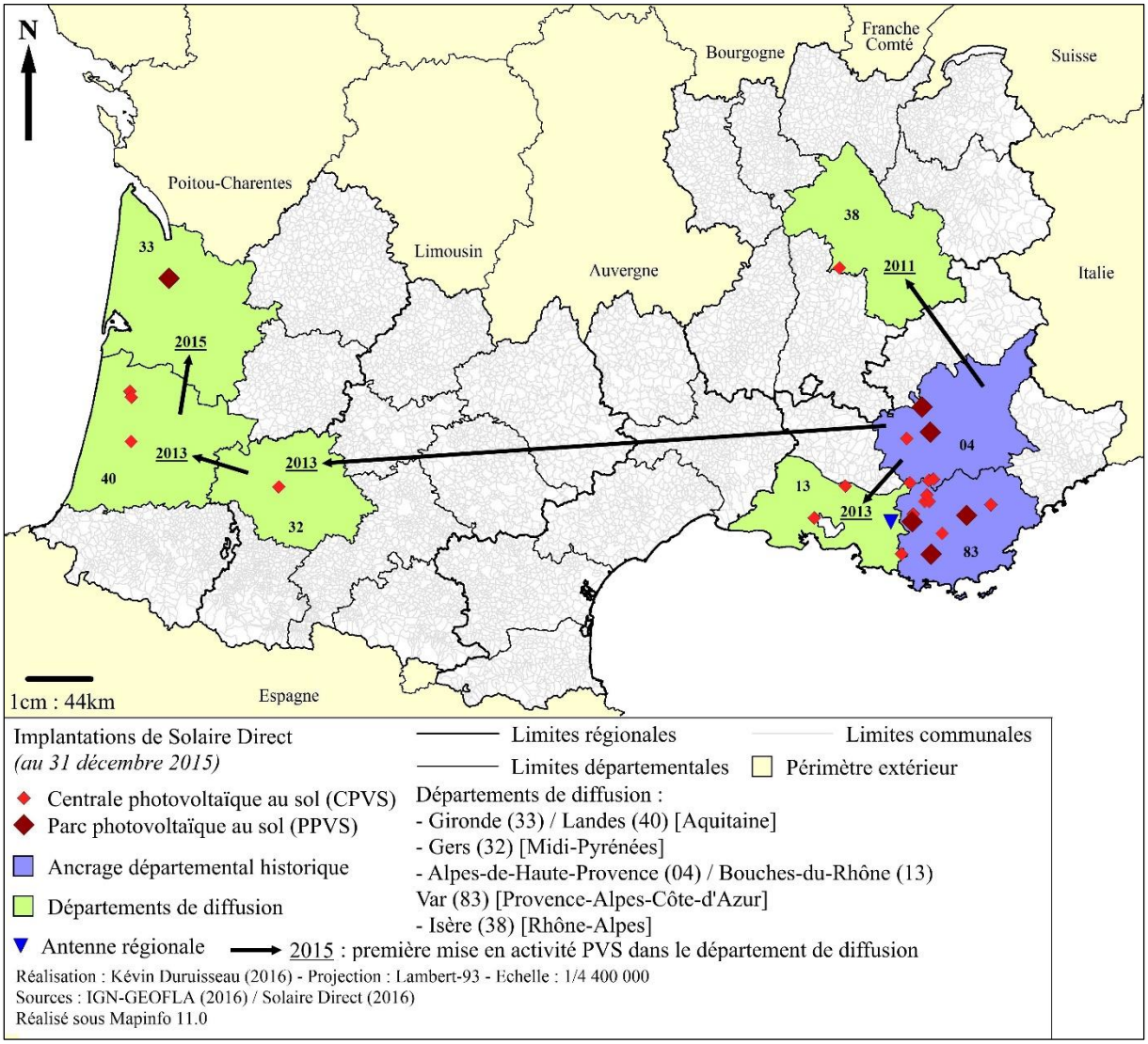
La PME[456], SOLAIRE DIRECT, est un opérateur-exploitant intégré maîtrisant l'ensemble de la chaîne de valeur (développement, financement, construction et exploitation) dans la filière PV. L'internationalisation du groupe a été précoce et s'est inscrite dans sa stratégie économique visant la réduction continue des coûts de production, comme en témoigne l'implantation d'une usine d'assemblage de modules PV en Afrique du Sud dès 2008. Au 31 décembre 2015, le groupe Solaire Direct exploitait 486,3 MWc à travers le monde, dont 80,7 % en France

[456] En 2015, SOLAIRE DIRECT a réalisé un chiffre d'affaire de 166 615 700 € et possédait un effectif de 200 salariés.

métropolitaine [cf. graphique 73]. Sur le territoire métropolitain, la géographie des unités PVS est marquée par un héliotropisme, les implantations se concentrant très majoritairement dans les territoires méridionaux [cf. carte 31].



Graphique 73 – Répartition géographique des capacités PV exploitées par le groupe SOLAIRE DIRECT dans le monde au 31 décembre 2015 (en %)



Carte 32 – Unités PVS et stratégie territoriale de SOLAIRE DIRECT sur le territoire d'étude entre 2009 et 2015

Le territoire d'étude concentre 79,8 % des capacités PVS exploitées par SOLAIRE DIRECT en France métropolitaine au 31 décembre 2015, les 20,2 % restants étant concentrées en Auvergne, Bourgogne, Corse et Poitou-Charentes. Cet opérateur, au siège social situé à Paris

et possédant une antenne de développement à Rousset (Bouches-du-Rhône), poursuit deux stratégies territoriales privilégiant pour l'une, PACA, et pour l'autre, l'Aquitaine [cf. carte 32].

La première s'est territorialement ancrée dès 2009 dans l'*ensemble Durancien* avec la mise en exploitation de l'unité PVS de Vinon-sur-Verdon (4,2 MWc) (Var). La diffusion spatiale dans cet ensemble puis dans l'*ensemble Ouest-Varois* s'est accompagnée de la construction d'un réel ancrage territorial sur le plan institutionnel et économique. Le groupe SOLAIRE DIRECT a très rapidement intégré le pôle de compétitivité Capénergies lui assurant une insertion dans les réseaux économiques et politiques régionaux. Cette intégration lui a ainsi permis d'obtenir une labélisation Capénergies pour son projet de Vinon-sur-Verdon au titre de son caractère innovant. La stratégie territoriale a aussi misé sur une collaboration avec les communes d'implantation PVS afin d'instaurer une relation de confiance utile au déploiement spatial PVS dans les *ensembles Durancien et Ouest-Varois*. Cette diffusion spatiale par le développement en propre de projets PVS a été confortée par le rachat de projets PVS « prêt à construire » dans l'*ensemble Ouest-Varois* (Méounes-lès-Montrieux et Ollières). Cette stratégie territoriale permet à SOLAIRE DIRECT d'exploiter, au 31 décembre 2015, 28,1 % des capacités installées dans l'*ensemble Durancien* et 45,4 % des capacités installées dans l'*ensemble Ouest-Varois*.

© Kévin Duruisseau – 2014

Photo 41 – La CPVS de Charleval (Bouches-du-Rhône), exploitée par SOLAIRE DIRECT, est implantée sur des *parcelles industrielles* correspondant à une ancienne carrière (en arrière-plan le massif du Luberon)

La deuxième stratégie territoriale du groupe, centrée sur la région Aquitaine, a émergé en 2013 avec la mise en exploitation des unités PVS landaises de Lüe (23 MWc) et de Rion-des-Landes (11 MWc). Dans cette région, la diffusion spatiale de SOLAIRE DIRECT s'est uniquement appuyée sur des rachats de projets PVS « prêt à construire », ce qui n'a pas permis la construction par le groupe d'un réel ancrage territorial. Cette stratégie régionale permet à

SOLAIRE DIRECT d'exploiter, au 31 décembre 2015, 13,8 % des capacités installées en région Aquitaine et 4,8 % des capacités installées dans l'*ensemble Aquitain*.

3- EDF ÉNERGIES NOUVELLES : un opérateur-exploitant français historique au mix-renouvelable en régression.

Fondé en 1990 sous le nom de SIIF ÉNERGIES par Pâris Mouratoglou, EDF ÉNERGIES NOUVELLES (EDF EN) est un opérateur « français historique au mix-renouvelable ». Entre 2000 et 2012, EDF l'a progressivement filialisé jusqu'à en détenir 100 % des parts [cf. figure 30]. Cette fusion-acquisition, par le groupe EDF, s'inscrit dans une dynamique de verdissement de son activité électricienne qui reste largement dominée par l'énergie nucléaire[457]. Cette fusion-acquisition permet également à EDF d'acquérir un spécialiste des segments de marché éolien et PV aux activités productives déjà internationalisées (États-Unis).

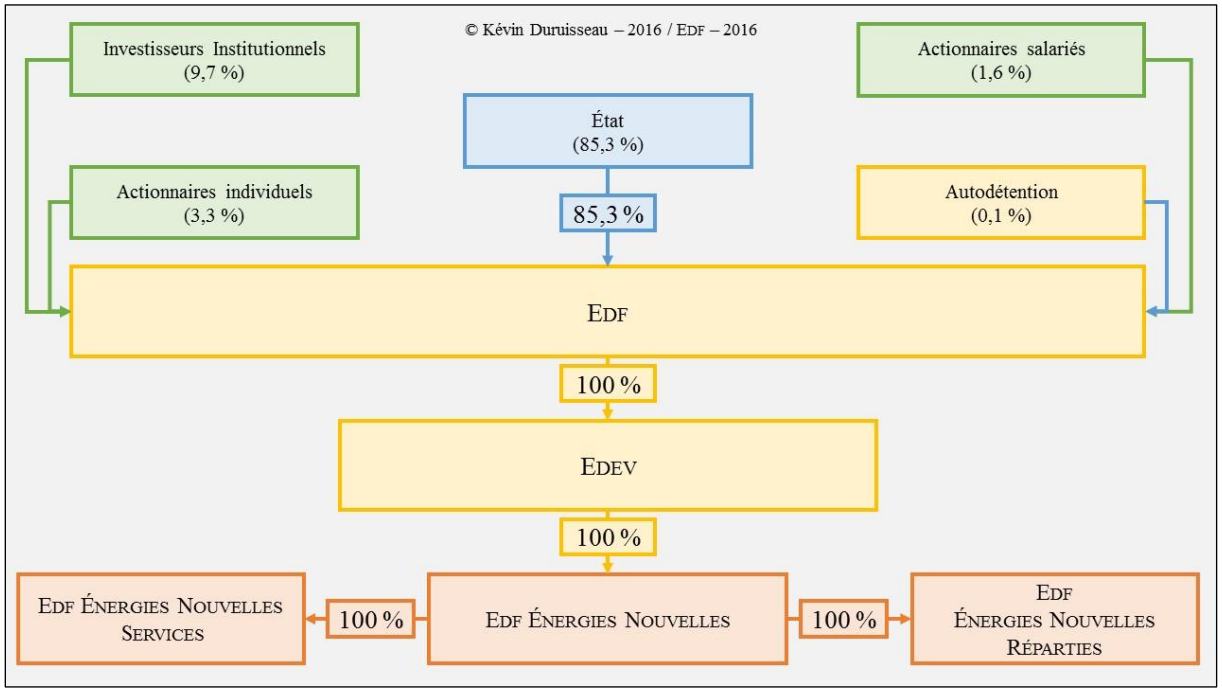
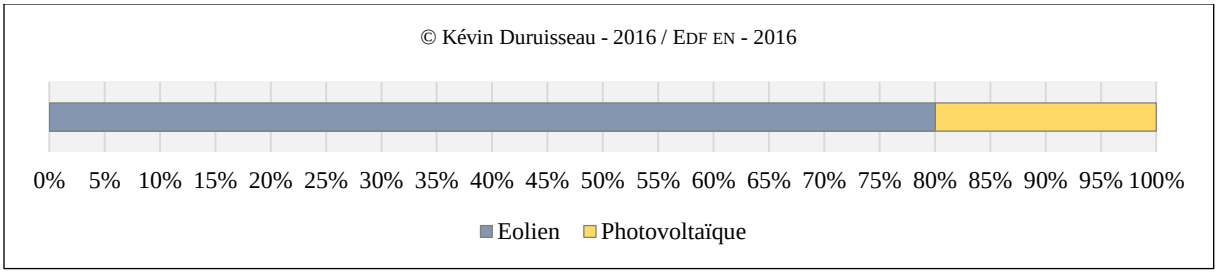


Figure 30 – Structure capitalistique d'EDF EN au 31 décembre 2015

Le groupe EDF EN, qui est une grande entreprise[458], est un opérateur-exploitant intégré, maîtrisant l'ensemble de la chaîne de valeur (développement, financement, construction et exploitation) dans les filières éolienne, PV, biomasse, hydroélectrique et marine. L'éolien constitue le cœur de métier de l'entreprise et représentait 87 % des capacités installées du groupe dans le monde au 31 décembre 2015. Les 989 MW de capacités PV installées étaient très minoritaires au sein des 8 989 MW exploités par EDF EN dans le monde. Dans un marché français ne représentant que 15 % des activités du groupe, la domination de l'éolien dans le

[457] Au 31 décembre 2015, le mix-électrique du groupe EDF reposait à 78 % sur l'électronucléaire (https://www.edf.fr/groupe-edf/producteur-industriel/mix-energetique, 2016)
[458] En 2015, EDF EN a réalisé un chiffre d'affaire de 1,1 milliards d'euros et possédait un effectif de 3 029 salariés.

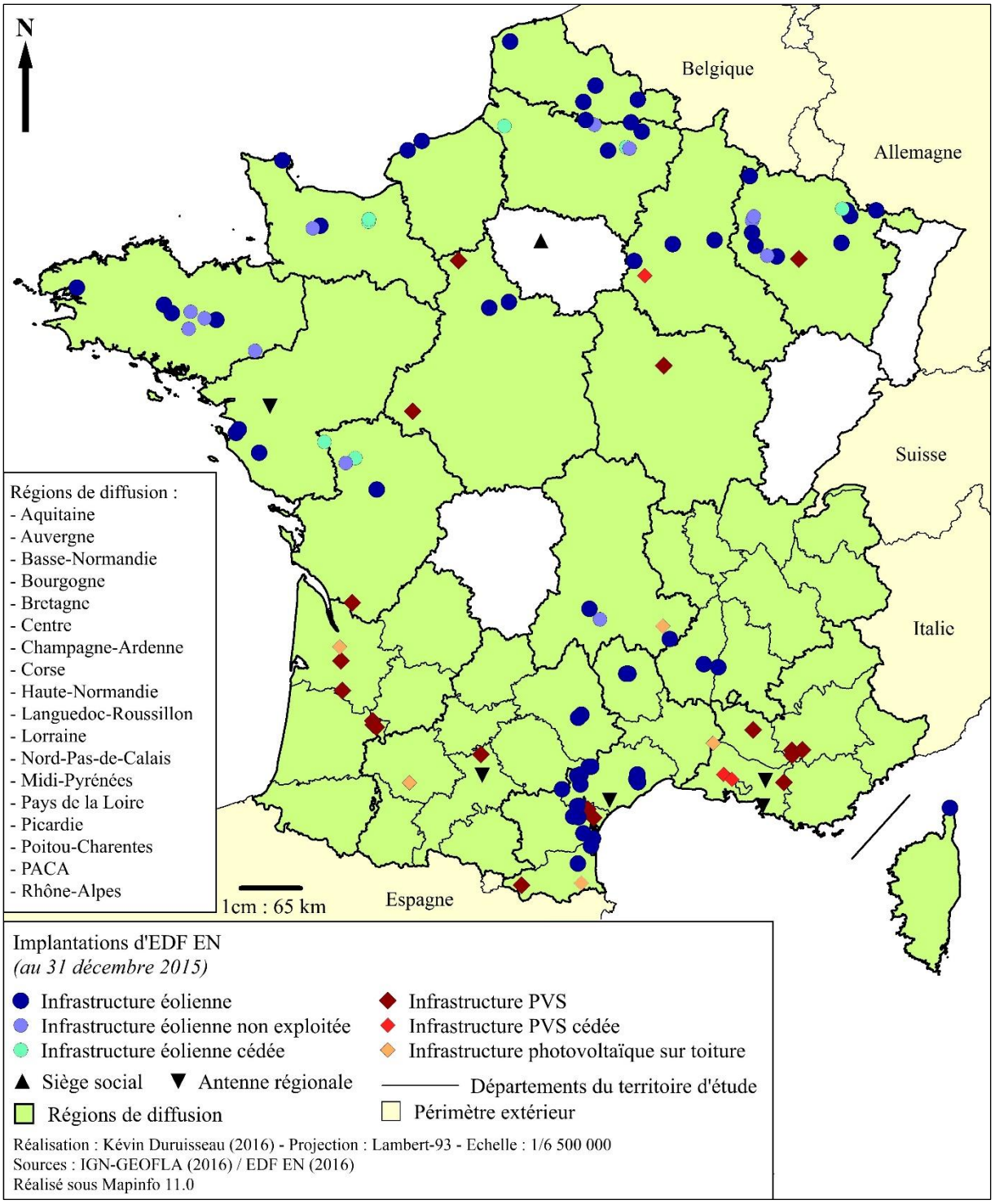
mix-électrique mondial d'EDF EN se retrouve dans la structure du mix-électrique français métropolitain, les capacités éoliennes représentant 80 % des capacités installées [cf. graphique 74]. Opérateur-exploitant pionnier d'unités PVS sur le territoire d'étude, avec la mise en exploitation dès 2008 des unités PVS de Martillac (Gironde) et de Narbonne (Aude), cet acteur industriel a stoppé le développement de nouveaux projets PVS en France métropolitaine suite à la mutation du régime financier d'encadrement instauré par l'arrêté du 4 mars 2011, jugeant l'activité PVS moins lucrative. Cette décision a été renforcée par la condamnation du groupe EDF, le 17 décembre 2013, par l'Autorité de la concurrence, pour abus de position dominante sur le segment de marché PV dans le système électrique français métropolitain, à la suite d'une plainte de SOLAIRE DIRECT.



Graphique 74 – Mix-électrique français métropolitain d'EDF EN au 31 décembre 2015 (en %)

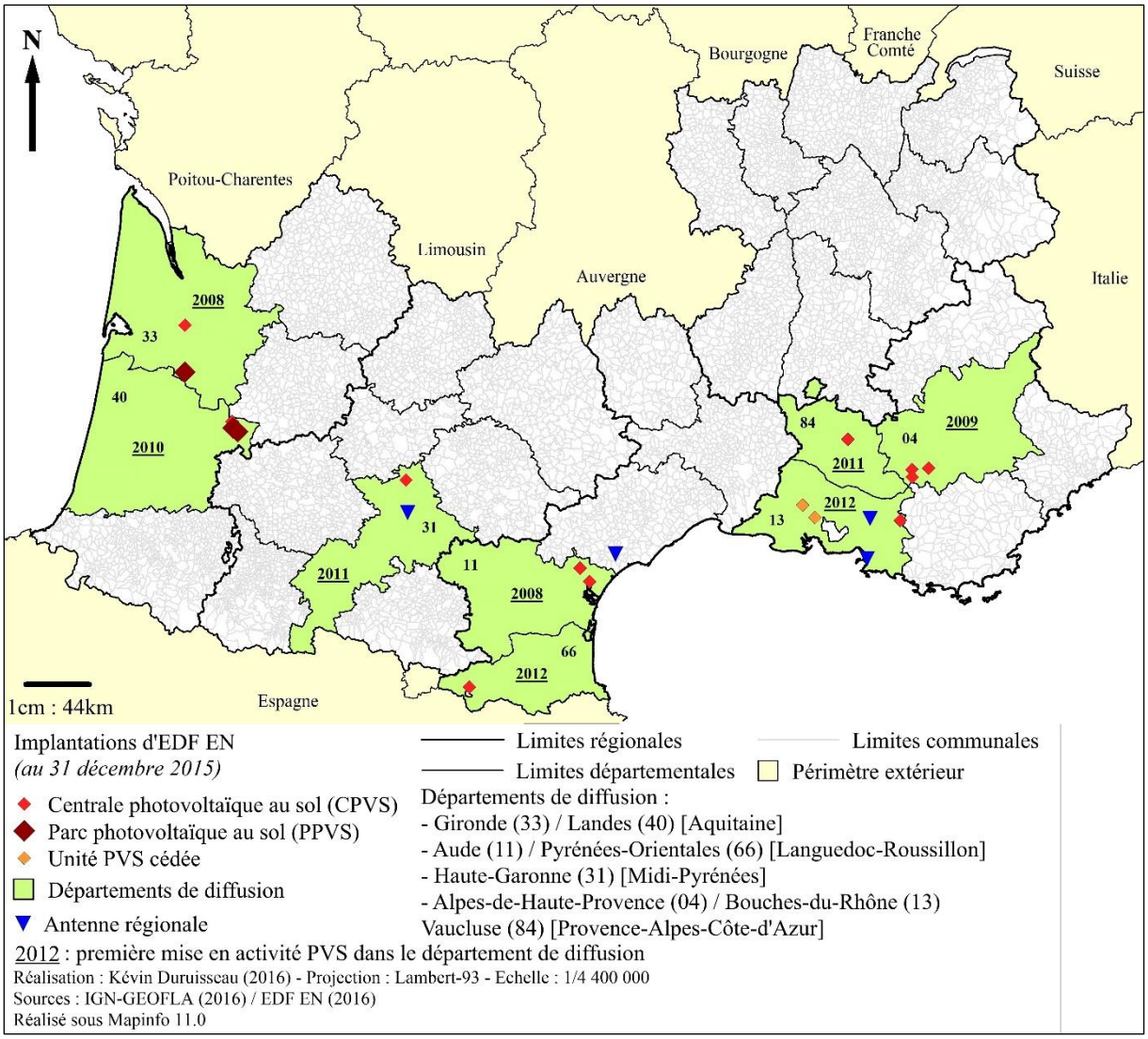
Sur le territoire métropolitain, la géographie des unités EnR du groupe EDF EN apparaît comme diffuse. Les parcs éoliens se répartissent dans la majorité des territoires présentant des gisements de vent optimaux (Bretagne, Picardie, Champagne-Ardenne et Languedoc-Roussillon). La répartition des sites PVS apparaît tout autant diffuse expliquant que le territoire d'étude ne concentre que 36,8 % des capacités PVS exploitées par EDF EN [cf. carte 33].

Entre 2008 et 2012, le déploiement spatial PVS du parc d'EDF EN dans les territoires du sud de la France ne présente pas de stratégie territoriale géographiquement identifiable [cf. carte 34]. À l'inverse des opérateurs émergents, le groupe EDF EN, dont le siège social est situé à Courbevoie (Haute-Seine), a pu s'appuyer sur les relations historiquement construites entre EDF et les collectivités territoriales sur l'ensemble du territoire national, leur offrant ainsi d'innombrables possibilités d'implantations. Cet opérateur-exploitant pouvait aussi tirer un avantage très important du maillage formé par ses antennes régionales – situées à Marseille, Aix-en-Provence, Béziers, Toulouse et Nantes – mises en place au cours du déploiement spatial éolien. La stratégie de développement d' EDF EN sur le territoire d'étude s'est traduite par le déploiement spatial d'unités PVS expérimentales – Martillac et Losse [1] –, d'unités PVS relevant de l'archétype développé en France métropolitaine – Manosque, Sainte-Tulle, Pyloubier [cf. photo 42], Blauvac, Bouloc, Saint-Marcel-sur-Aude – et d'unités PVS géantes – Saint-Symphorien, Losse [2] [3].



Carte 33 – Les implantations d'EDF EN en France métropolitaine (au 31 décembre 2015)

Le désengagement du groupe EDF EN du marché PVS dans le système électrique français métropolitain a été accentué par la cession de projets « prêt à construire » – Daumazan-sur-Arize (Aveyron), Mison (Alpes-de-Haute-Provence) et Valderoure (Alpes-Maritimes) – et d'unités PVS en activité – Istres [1] (Bouches-du-Rhône) et Saint-Martin-de-Crau (Bouches-du-Rhône). Ce désengagement s'est accompagné d'une réorientation de son développement EnR en France métropolitaine vers son cœur de métier éolien.



Carte 34 – Unités PVS et stratégie territoriale d'EDF EN sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015

© Kévin Duruisseau – 2015

Photo 42 - La CPVS de Puyloubier (Bouches-du-Rhône), exploitée par EDF EN, est implantée sur des *parcelles industrielles* accueillant précédemment une carrière

4- DELTA SOLAR : un opérateur-exploitant français émergent au mix-photovoltaïque « refilialisé ».

DELTA SOLAR est un opérateur « français émergent au mix-photovoltaïque » fondé en 2008 par le groupe ECO DELTA, spécialisé alors dans le développement et l'exploitation de projets éoliens. Le groupe ECO DELTA avait été créé en 2002, suite à la mise en place des tarifs de rachat de l'électricité éolienne instaurés par l'arrêté du 13 mars 2001. En 2014, ECO DELTA a vendu sa filiale DELTA SOLAR à des sociétés d'investissements (ARDIAN, DEBIOPHARM INVESTMENT, Nixdorf Foundation et BERNIS ENERGY). Cette opération de cessions a conduit à la création en 2015 d'un nouvel opérateur-exploitant, ALOE ENERGY, au sein duquel DELTA SOLAR est la filiale spécialisée dans le PV. Au 31 décembre 2015, DELTA SOLAR était détenue à 100 % par ALOE ENERGY. ALOE ENERGY était quant à lui détenu par quatre actionnaires : AXA CLEAN ENERGY[459] (31 %) (Groupe AXA), DEBIOPHARM INVESTMENT[460] (31 %), Fondation Heinz Nixdorf[461] (31 %) et BERNIS INVESTISSEMENT[462] (7 %) [cf. figure 31].

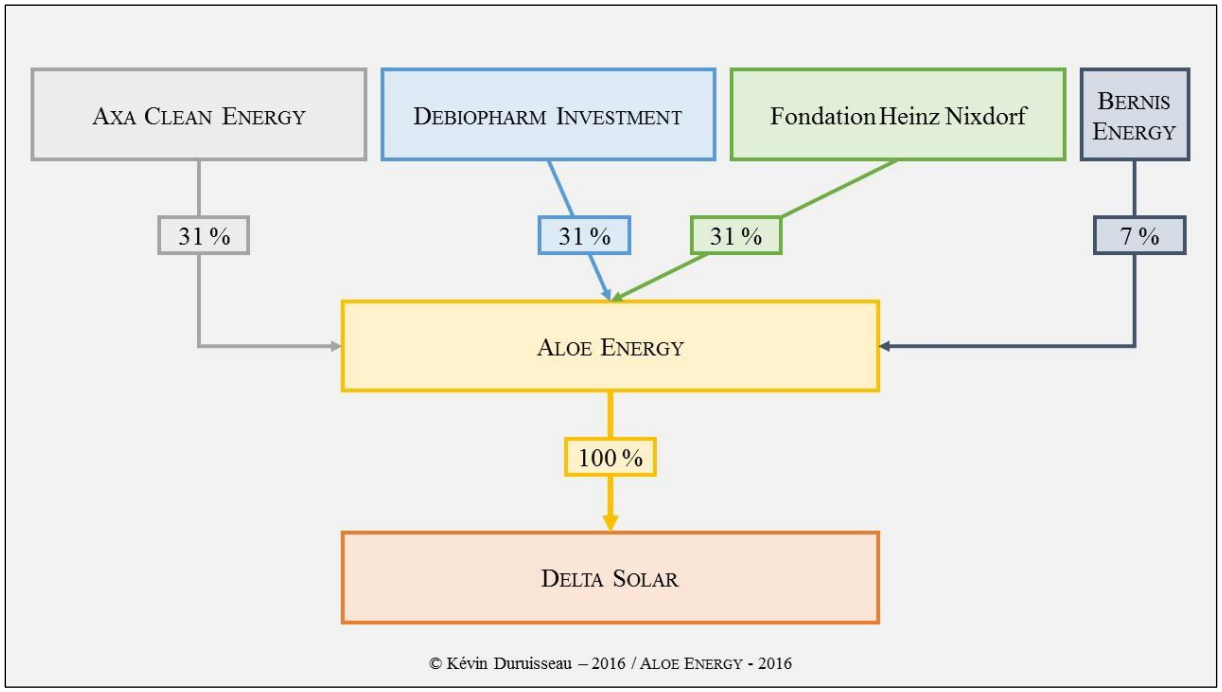
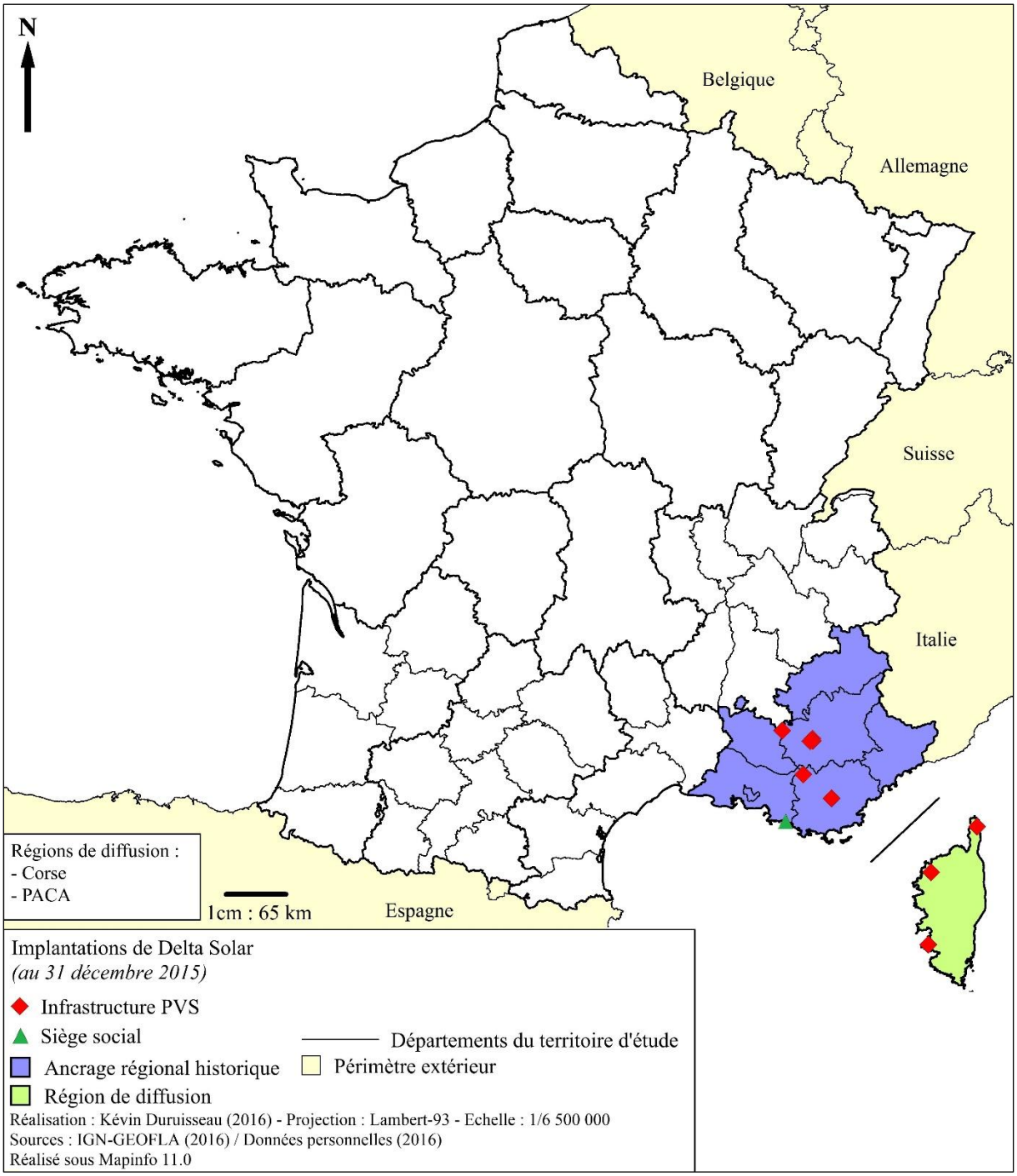


Figure 31 – Structure capitalistique de DELTA SOLAR au 31 décembre 2015

DELTA SOLAR est un opérateur-exploitant intégré, maîtrisant l'ensemble de la chaîne de valeur (développement, financement, construction et exploitation) dans la filière PV. La PME[463] ALOE ENERGY, et sa filiale DELTA SOLAR, exercent exclusivement ses activités en

[459] AXA CLEAN ENERGY est une filiale du groupe d'assurance français AXA gérée par la société d'investissement ARDIAN. AXA CLEAN ENERGY est spécialisée dans le financement d'entreprises EnR.
[460] DEBIOPHARM INVESTMENT est une filiale du groupe pharmaceutique suisse DEBIOPHARM GROUP spécialisée dans les investissements spéculatifs pour financer les activités des différentes filiales du groupe.
[461] La fondation allemande Heinz Nixdorf est issue de la cession de NIXDORF COMPUTERS et réalise des investissements spéculatifs.
[462] BERNIS INVESTISSEMENT est une société d'investissement spécialisée dans le financement de starts-up.
[463] En 2015, Aloe Energy a réalisé un chiffre d'affaire 1 155 300 € et présentait un effectif de 15 salariés.

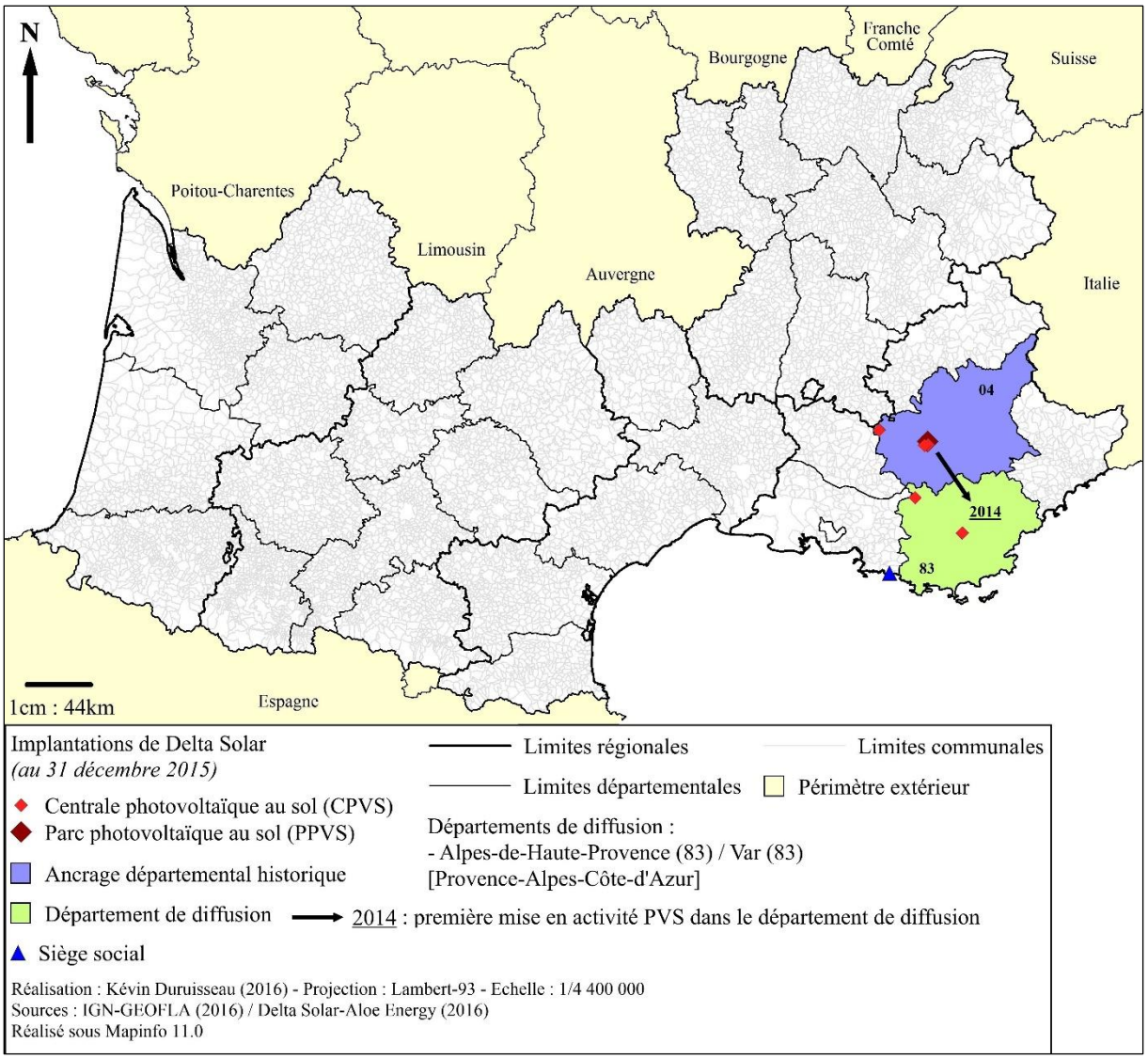
France métropolitaine [cf. carte 35]. Au 31 décembre 2015, DELTA SOLAR exploitait 69 MWc répartis sur sept sites concentrés dans les régions Corse et PACA, faisant cet opérateur-exploitant celui dont la diffusion spatiale est la plus faible parmi les opérateurs-exploitants dominants.



Carte 35 – Les implantations de DELTA SOLAR en France métropolitaine (au 31 décembre 2015)

Le territoire d'étude concentre 88,9 % des capacités PVS exploitées par DELTA SOLAR en France métropolitaine, les 11,1 % restants étant concentrées en Corse. DELTA SOLAR poursuit une stratégie territoriale privilégiant la région PACA. Cet opérateur, dont le siège

social est situé à La Ciotat (Bouches-du-Rhône), a initialement mis en exploitation d'importantes capacités dans les Alpes-de-Haute-Provence [cf. carte 36]. L'ensemble PVS des Mées constitue le barycentre de son déploiement spatial en région PACA. Profitant de l'avantage prospectif éolien du groupe ECO DELTA, DELTA SOLAR avait développé précocement, 75 MWc réparties entre 13 unités PVS sur le plateau de Valensole sur des parcelles agricoles. Conscient des caractéristiques idéales offertes par ce plateau, DELTA SOLAR adopta une stratégie « d'invasion » du site ». Cette stratégie poursuivait trois objectifs : (i) un développement rapide du portefeuille de projet du groupe ; (ii) un verrouillage du site pour les autres porteurs de projets PVS ; et (iii) un accroissement de l'acceptabilité locale par l'intégration au projet de l'ensemble des agriculteurs des Mées concernés par le partage des retombées financières.



Carte 36 – Unités PVS et stratégie territoriale de DELTA SOLAR sur le territoire d'étude entre 2010 et 2015

Souhaitant également démontrer sa volonté d'utiliser des *parcelles artificialisées et dégradées* pour ses projets, DELTA SOLAR a développé concomitamment le projet de Revest-du-Bion situé sur un ancien silo à missile du plateau de Sault (parcelles militaires) [cf. photos

43 & 44]. C'est à partir de cet ancrage territorial durancien que DELTA SOLAR s'est diffusé, de proche en proche, dans le Var à Cabasse, Ginasservis et Ollières. Seules les unités PVS de Cabasse et de Ginasservis ont été mises en exploitation par l'opérateur, les projets d'Ollières ayant été cédés « prêt à construire » au groupe SOLAIRE DIRECT en 2013 pour palier des capacités d'investissement insuffisantes. Ce sont ces insuffisances qui ont conduit DELTA SOLAR à céder des projets sur la commune des Mées « prêt à construire » à ENFINITY, HANAU ÉNERGIES CONCEPT et SONNEDIX FRANCE. Ce sont ces mêmes difficultés qui ont également conduit le groupe ECO DELTA à céder sa filiale DELTA SOLAR aux sociétés d'investissements citées précédemment à l'origine de la création d'ALOE ENERGY.

© Kévin Duruisseau – 2014
Photo 43 – La CPVS de Revest-du-Bion (Alpes-de-Haute-Provence), exploitée par DELTA SOLAR, est implantée sur des *parcelles militaires* (en arrière-plan le Mont Ventoux)

© Kévin Duruisseau – 2014
Photo 44 – La CPVS de Revest-du-Bion (Alpes-de-Haute-Provence), exploitée par DELTA SOLAR, avec au premier-plan les structures en béton de l'ancien silo à missile

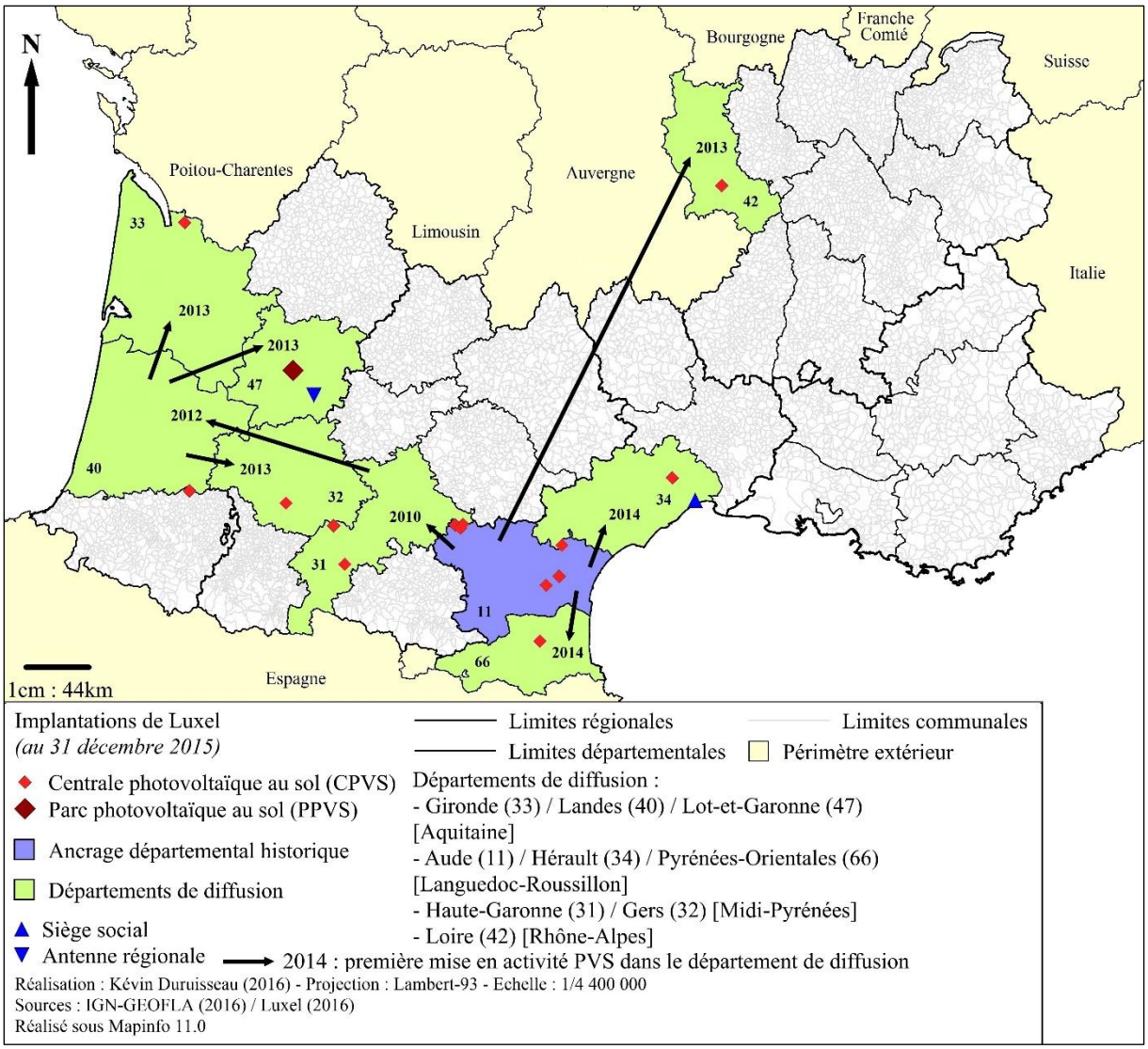
5- LUXEL : un opérateur-exploitant français émergent au mix-photovoltaïque à la stratégie territoriale d'évitement de la région PACA.

LUXEL est un opérateur « français émergent au mix-photovoltaïque » fondé en 2008 par Bruno Spinner. Entreprise indépendante[464], LUXEL est un opérateur-exploitant intégré, maîtrisant l'ensemble de la chaîne de valeur (développement, financement, construction et exploitation) dans la filière PV. Ses projets incluent les toitures industrielles et collectives, les bâtiments agricoles (hangars et serres), les ombrières de parking et les unités PVS. LUXEL exerce exclusivement ses activités en France.

Au 31 décembre 2015, le territoire d'étude concentrait l'ensemble des 92 MWc de capacités PV exploitées par LUXEL en France métropolitaine [cf. carte 37]. La distribution des unités PVS exploitées par cette PME[465] montre une stratégie territoriale d'évitement de la région PACA. Cette stratégie territoriale d'évitement tire son explication d'un foncier considéré

[464] Malgré les entretiens menés auprès d'un responsable de LUXEL et des recherches internet effectuées, il n'a pas été possible de déterminer la structure capitalistique de cette entreprise au 31 décembre 2015.
[465] En 2015, LUXEL a réalisé un chiffre d'affaire de 5 000 000 € et présentait un effectif de 15 salariés.

comme « *hors de prix*[466] » par les dirigeants du groupe. LUXEL, dont le siège social est situé à Pérols (Hérault), a initialement mis en exploitation de faibles capacités dans la partie audoise de l'ensemble territorial Languedocien entre 2010 et 2011. C'est à partir de cet ancrage territorial historique que l'opérateur s'est diffusé, de proche en proche, en Midi-Pyrénées (entre 2010 et 2013) puis en Aquitaine (entre 2012 et 2013). Il a également réalisé une incursion dans la région Rhône-Alpes en 2013 avec la mise en exploitation de la CPVS de Saint-Cyprien (Loire) sur des *parcelles industrielles* polluées [cf. photo 45]. Au fil de son développement, LUXEL a accru la taille de ses unités PVS en Languedoc-Roussillon renforçant son ancrage territorial historique dans cette région.



Carte 37 – Unités PVS et stratégie territoriale de LUXEL sur le territoire d'étude entre 2010 et 2015

Le développement PVS de LUXEL s'est initialement appuyé sur le déploiement spatial d'unités de très faibles capacités alors rentables grâce au niveau des tarifs de rachat de l'électricité PVS en vigueur lors de la *territorialisation anarchique* et de la *territorialisation*

[466] Entretien mené auprès du responsable du développement PVS à Luxel, 23 janvier 2014.

normalisée. Les mutations du régime financier d'encadrement, consécutives à l'arrêté du 4 mars 2011, ont conduit LUXEL à développer des projets aux capacités de plus en plus importantes, condition *sine qua none*, à leur rentabilité. La complexification des procédures légales liées aux évolutions des régimes réglementaire et financier d'encadrement n'ont jamais conduit LUXEL à racheter des projets « prêt à construire », comme ce fut le cas pour certains de ses concurrents (SOLAIRE DIRECT, NEOEN) ; LUXEL ne développe que des projets en propre.

© Kévin Duruisseau – 2014
Photo 45 – La CPVS de Saint-Cyprien (Loire), exploitée par LUXEL, est implantée sur des *parcelles industrielles* ayant subi une pollution importante

6- La COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE : un opérateur-exploitant français historique au mix-renouvelable se développant hors de son territoire d'origine.

La COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR) est un opérateur « français historique au mix-renouvelable », fondé en 1933 suite à la loi du 27 mai 1921 visant à « *aménager les conditions de navigation, permettre l'extension des cultures irriguées dans les plaines les plus méridionales et produire de l'énergie* » (Lerat, 1978, p. 174). En 1934, la CNR se voit concéder par l'État l'aménagement du Rhône de la frontière Suisse à l'entrée du delta rhodanien. Cet opérateur ne devient producteur d'électricité qu'en 1948, avec la mise en activité de l'usine hydroélectrique de Génissiat située dans le Haut-Rhône. Dans le cadre de l'ouverture à la concurrence et de la libéralisation des marchés européens et nationaux de l'électricité, amorcées en France par la loi du 10 février 2000, la CNR devient producteur d'électricité de plein exercice en 2001. La loi MURCEF du 11 décembre 2001[467] dispose néanmoins que la majorité du capital et des droits de vote au sein de la CNR doivent être détenus par des acteurs appartenant à la sphère publique. L'ouverture du capital de la CNR en 2003 a conduit à des tensions importantes dans le système électrique français métropolitain, l'opérateur-exploitant belge historique

[467] Loi n°2001-1168 portant mesures urgentes de réformes à caractère économique et financier (MURCEF)

ELECTRABEL, filiale du groupe SUEZ, acquérant rapidement 49,97 % du capital et suscitant l'inquiétude des autorités françaises et communautaires concernant le respect de la loi MURCEF [cf. figure 32].

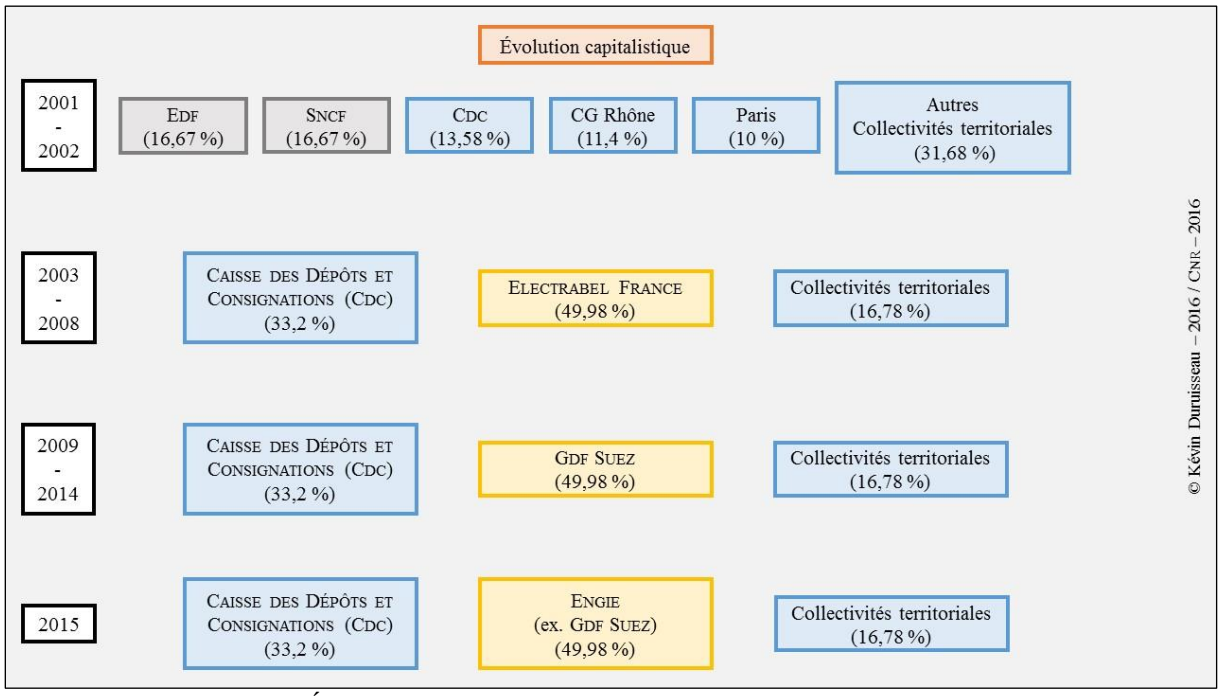


Figure 32 – Évolution de la structure capitalistique de la CNR entre 2001 et 2015

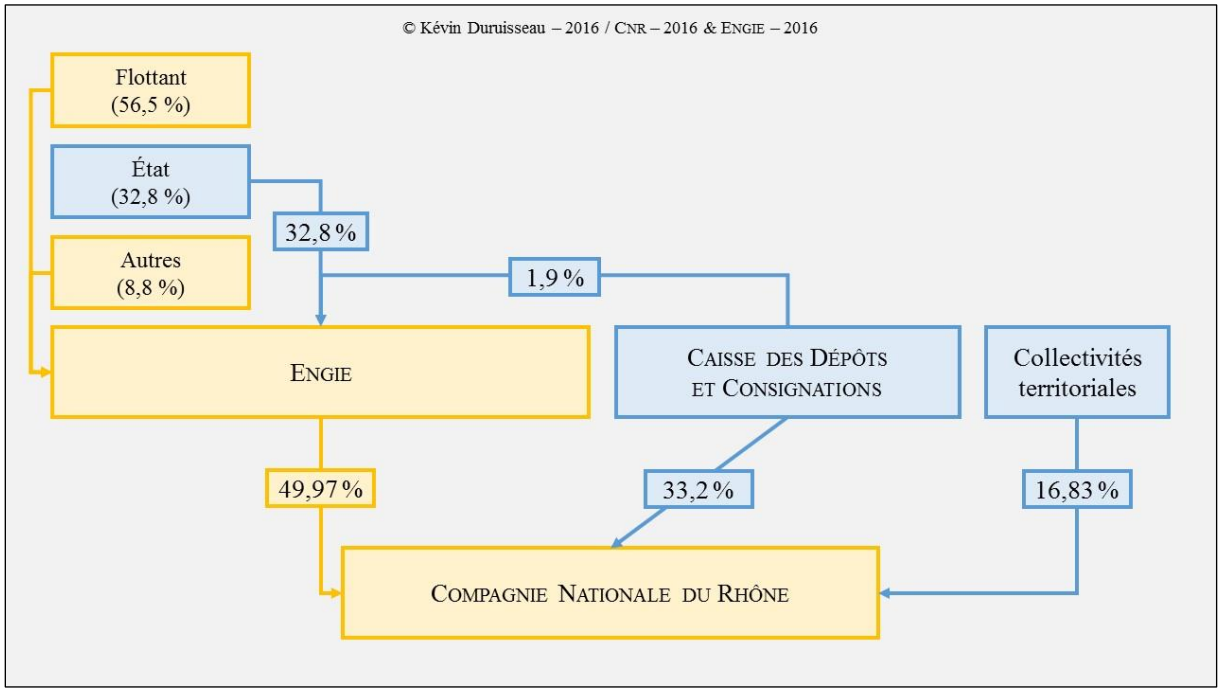
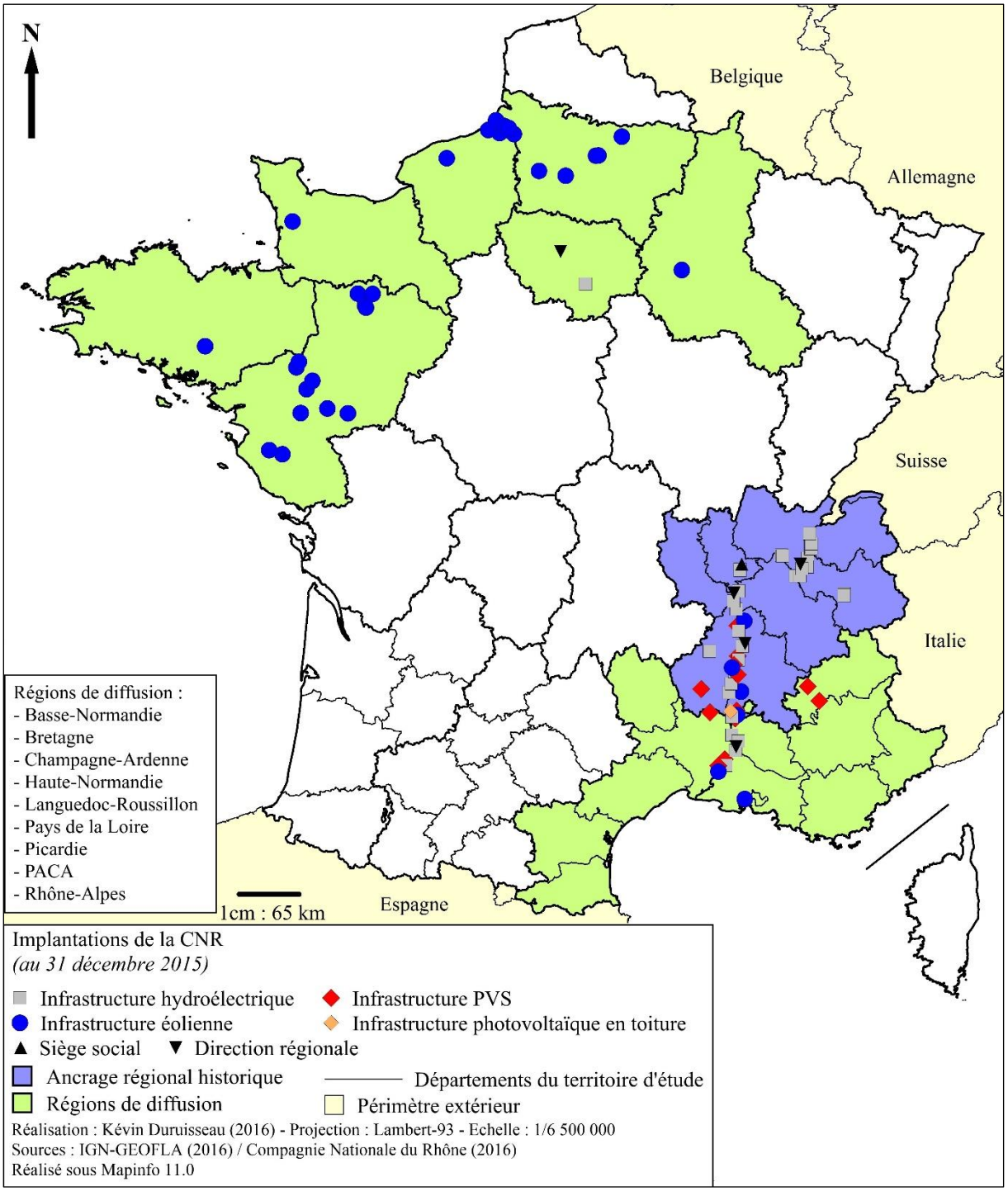


Figure 33 – Structure capitalistique de la CNR au 31 décembre 2015

La fusion des groupes GDF et SUEZ en 2008 explique qu'au 31 décembre 2015 le groupe ENGIE soit l'actionnaire privée de référence (49,97 %) dominant les actionnaires publics composés de la CAISSE DES DEPOTS ET CONSIGNATIONS (CDC) (33,2 %) et des collectivités territoriales (16,83 %) [cf. figure 33]. En 2003, la CNR – alors spécialisée dans la production

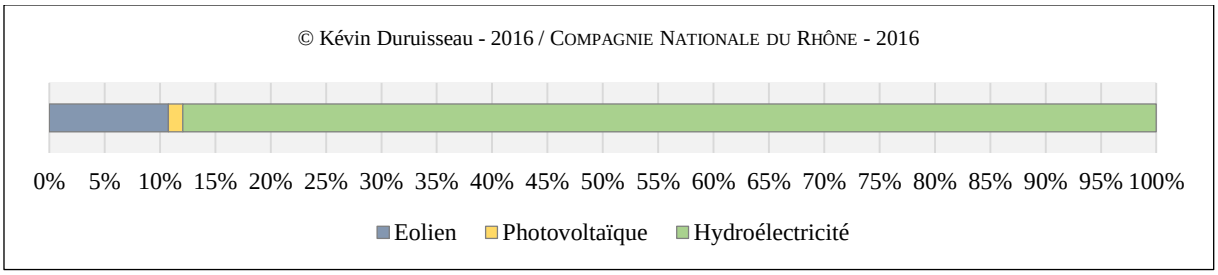
hydroélectrique – entame la diversification de son mix-électrique en développant ses premiers projets éoliens via une filiale dédiée CN'AIR[468]. La hausse des tarifs de rachat de l'électricité PV en 2006 conduit la CNR à entamer une seconde diversification de son mix-électrique orientée principalement vers le PVS.



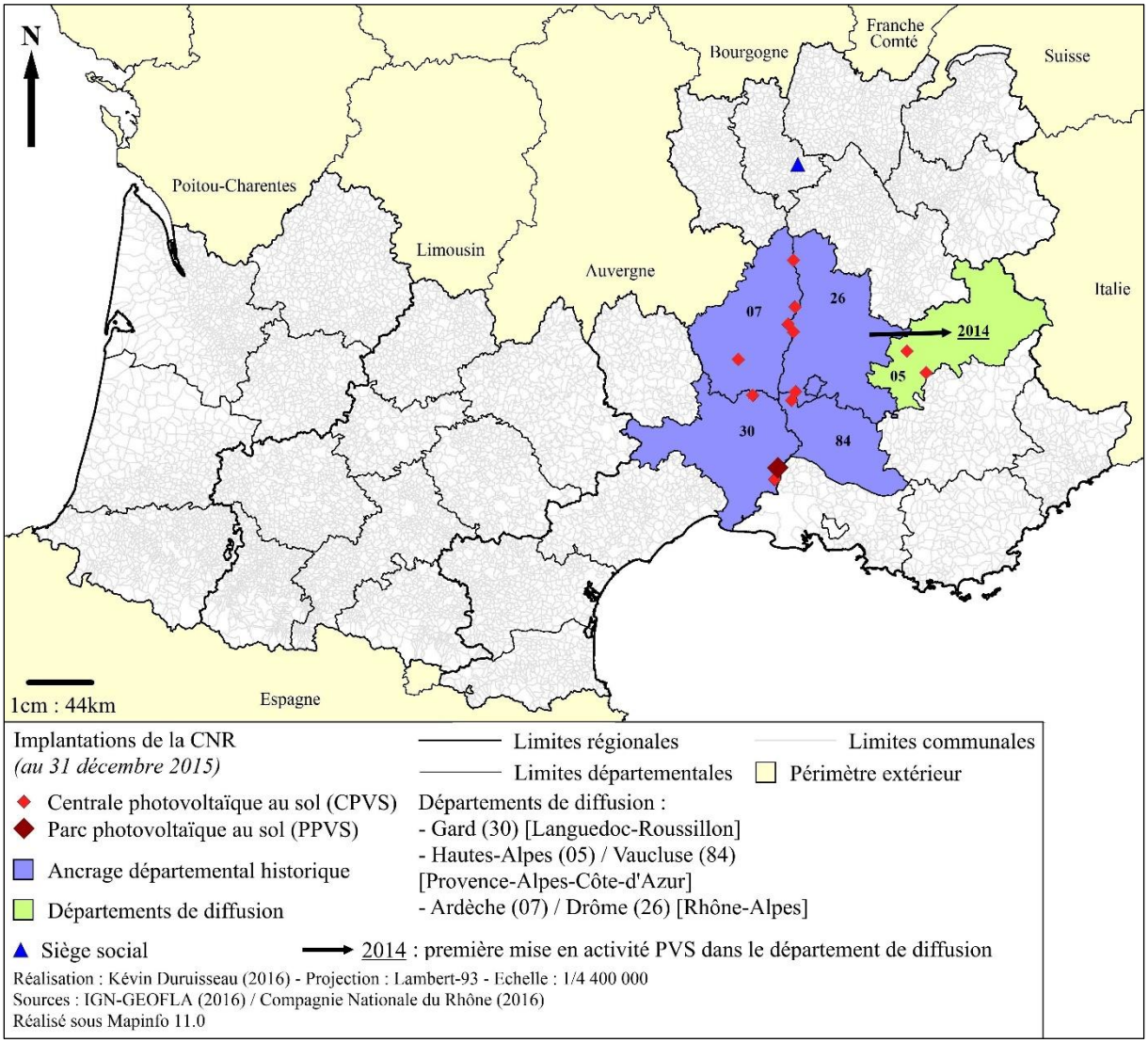
Carte 38 – Les implantations de la CNR en France métropolitaine (au 31 décembre 2015)

[468] La filiale CN'Air est chargée du développement et de la construction des projets éoliens et PV de la CNR.

Au 31 décembre 2015, le mix-électrique français métropolitain de la CNR est logiquement très majoritairement dominé par l'hydroélectricité (87,9 % des capacités exploitées) [cf. graphique 75]. Les 3 035 MW correspondant représentaient à eux seuls 25 % des capacités hydroélectriques françaises métropolitaines ce qui fait de ce groupe un acteur majeur du système électrique national. La faible part du PV dans ce mix-électrique (1,3 % des capacités exploitées) apparaît également logique puisque le déploiement spatial de cette EnR correspondant pour la CNR à une seconde phase de diversification productive.



Graphique 75 – Mix-électrique france métropolitain de la CNR au 31 décembre 2015 (en %)



Carte 39 – Unités PVS et stratégie territoriale de la CNR sur le territoire d'étude entre 2010 et 2015

Pour la CNR, dont le siège social est situé à Lyon (Rhône), le sillon rhodanien et en particulier son domaine concédé ont constitué l'ancrage territorial initial de son déploiement spatial PVS, ce qui n'avait pas été le cas pour le déploiement spatial éolien [cf. carte 38]. Entre 2010 et 2013, la totalité des mises en exploitation s'est effectuée sur son domaine concédé. Les mises en exploitation de l'année 2014 ont marqué la sortie de la CNR de son domaine concédé et du sillon rhodanien [cf. carte 39]. La diffusion spatiale de la CNR dans la vallée de la Durance (Vitrolles) accompagne, comme analysée précédemment, la volonté de la CNR de se positionner dans l'optique des futures négociations concernant la répartition des concessions hydroélectriques de la vallée. Cette diffusion spatiale de la CNR en dehors de son domaine concédé a été également motivée par les limites de son foncier concédé par l'État et par l'attention nouvelle portée par la DREAL-Rhône-Alpes aux *parcelles artificialisées et dégradées* des berges du Rhône, à la biodiversité récemment mise en évidence, qui pourrait complexifier l'instruction des futurs permis de construire des projets PVS de la CNR.

7- EOSOL ÉNERGIES NOUVELLES : un opérateur-exploitant étranger émergent au mix-renouvelable ne développant plus d'unités PVS en France.

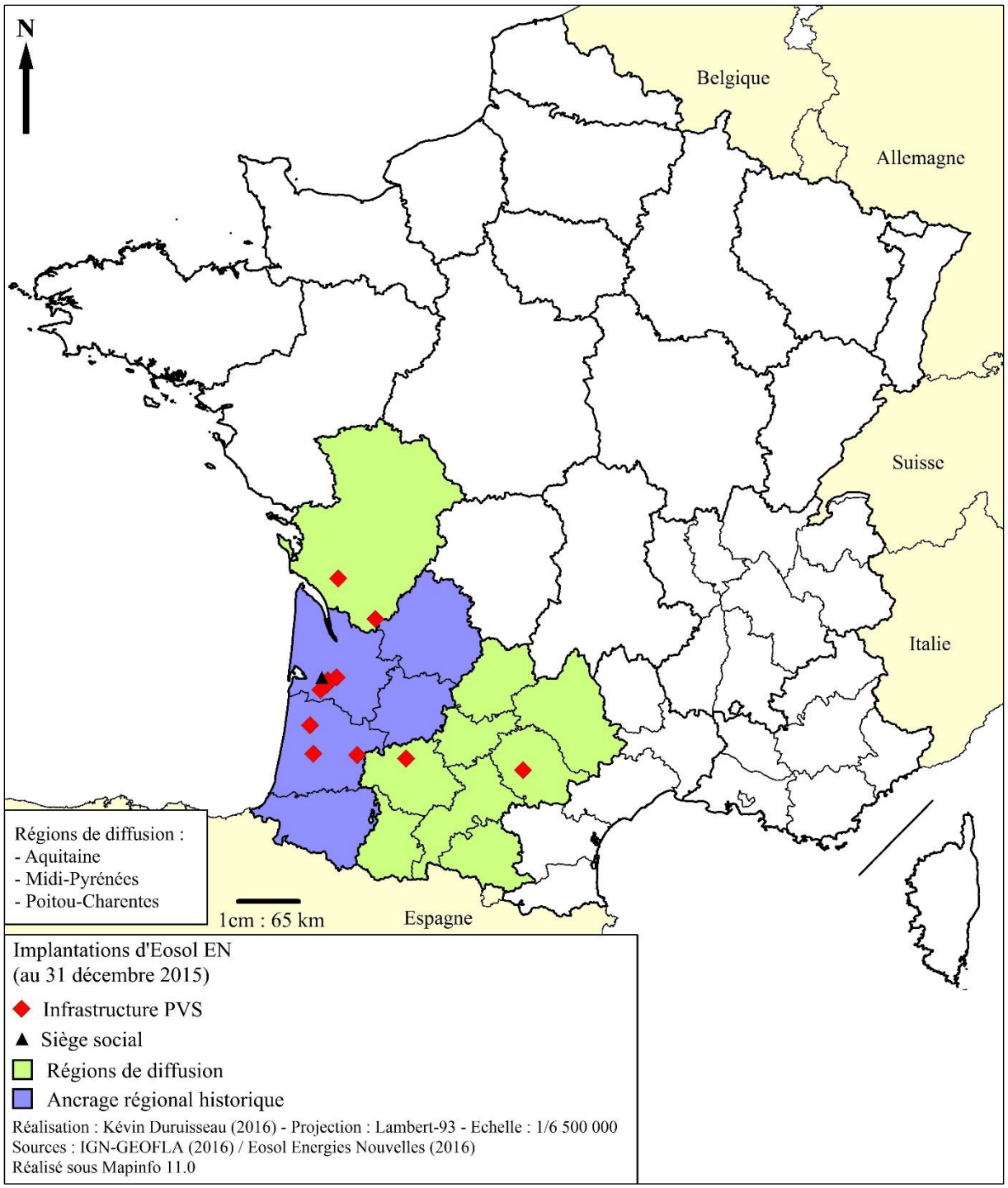
EOSOL ÉNERGIES NOUVELLES (EOSOL EN) est un opérateur « étranger émergent au mix-renouvelable », filiale du groupe espagnol EOSOL ENERGY. Cofondé en 2008 par EOSOL ENERGY et François-Xavier Godfroy, EOSOL EN était détenu, au 31 décembre 2015, à 65 % par le groupe EOSOL ENERGY[469].

EOSOL EN est un opérateur-exploitant intégré, maîtrisant l'ensemble de la chaîne de valeur (développement, financement, construction et exploitation) dans la filière PV[470] [cf. carte 40]. L'internationalisation de cette TPE[471] a été rapide avec un développement au Chili et aux États-Unis dès le début des années 2010 qui s'est révélé être un vecteur de relais de croissance intéressant pour le groupe. Au 31 décembre 2015, EOSOL EN exploitait 80 MWc très majoritairement implantés sur le territoire d'étude. Ce dernier concentrait 80,3 % des capacités PVS exploitées en France métropolitaine par EOSOL EN, les 19,7 % restants étant concentrées en Poitou-Charentes. Cette entreprise, dont le siège social est situé au Barp (Gironde), a initialement axé sa stratégie territoriale sur les départements de la Gironde et des Landes en région Aquitaine tout en « débordant » sur les départements limitrophes du Gers – appartenant à la région Midi-Pyrénées – et de la Charente-Maritime – appartenant à la région Poitou-Charentes [cf. carte 40].

[469] Malgré l'entretien mené auprès d'un responsable d'EOSOL EN et des recherches internet effectuées, il n'a pas été possible de déterminer la structure capitalistique de cette entreprise, ni celle d'EOSOL ENERGY, au 31 décembre 2015.

[470] Le classement d'EOSOL EN dans notre typologie des opérateurs-exploitants PVS dans le sous-ensemble « étranger émergent au mix-renouvelable » masque la réalité des activités d'EOSOL EN sur le territoire d'étude qui n'est présent que sur le segment photovoltaïque. C'est en tant que filiale du groupe espagnol EOSOL ENERGY, exploitant des unités éoliennes, photovoltaïques et biomasses, qu'EOSOL EN est classé dans ce sous-ensemble.

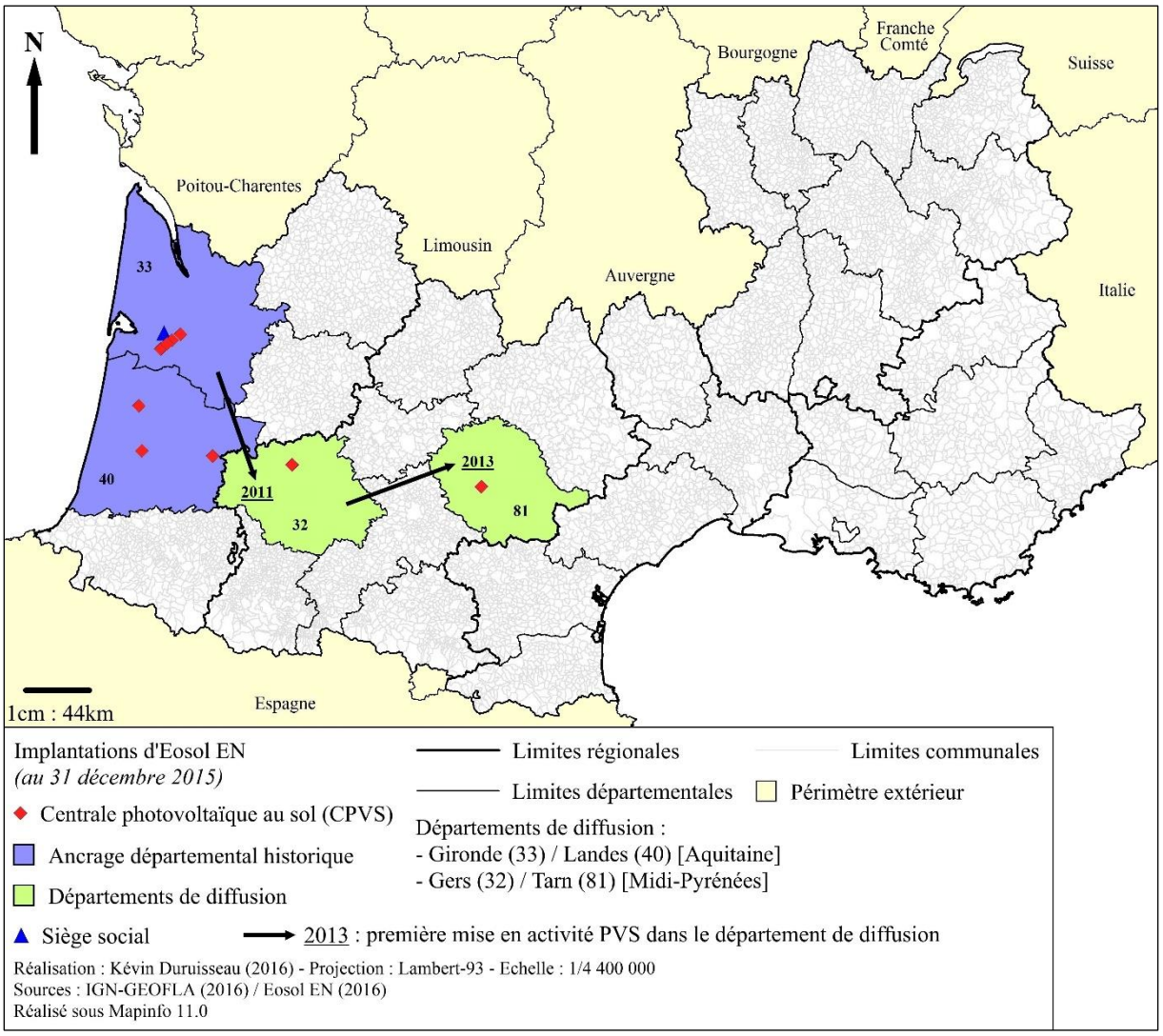
[471] En 2015, EOSOL EN a réalisé un chiffre d'affaire de 2 000 000 € et présentait un effectif de deux salariés.



Carte 40 – Les implantations d'EOSOL EN en France métropolitaine (au 31 décembre 2015)

Cette stratégie territoriale initiale s'est traduite par la mise en activité, dans ces quatre départements, de cinq unités PVS entre 2010 et 2011 [cf. carte 41]. Parmi ces cinq mises en activité, l'unité PVS du Barp a joué pour l'entreprise le rôle de vitrine commerciale dans une commune qui accueille son siège social [cf. photo 46]. Les évolutions du régime financier d'encadrement du déploiement spatial PVS avec l'arrêté du 4 mars 2011 ont conduit EOSOL EN a recentré son activité sur les départements aquitains de Gironde et des Landes modifiant ainsi sa stratégie territoriale initiale. Le système national d'appel d'offres jugé très contraignant par

les responsables de l'entreprise, qui le qualifient de « *système bolchévique*[472] », a amené EOSOL EN à continuer à utiliser le système des tarifs de rachat de l'électricité PVS dont le niveau de rémunération s'est fortement déprécié.



Carte 41 – Unités PVS et stratégie territoriale d'EOSOL EN sur le territoire d'étude entre 2010 et 2015

Cette dépréciation nécessitant un accroissement des capacités installées pour préserver la rentabilité des futures infrastructures, EOSOL EN a logiquement réinvesti les départements girondins et landais qui offrent de vastes *parcelles sylvicoles* peu onéreuses [cf. photo 47]. Le financement de plusieurs de ses projets girondins et landais a également nécessité la cession plusieurs projets aquitains « prêt à construire » au groupe SOLAIRE DIRECT en 2012. La désaffection de l'opérateur-exploitant pour la région Midi-Pyrénées tient aussi à un manque de compétences administratives dans la construction des dossiers de demande de permis de construire et à une mauvaise adaptation aux systèmes de régulation départementaux et régionaux en vigueur dans la région la plus « légaliste » du territoire d'étude. Le cas de Graulhet (Tarn), précédemment analysé, illustre cette inadaptation. Appartenant à la première stratégie

[472] Entretien mené auprès du responsable du développement PVS à EOSOL EN, 23 juillet 2014.

territoriale d'EOSOL EN, le projet de Graulhet a ainsi été retardé de quatre ans par une erreur de procédure commise par l'équipe de développement de l'opérateur et n'a été mise en activité qu'en 2013. La baisse de rentabilité financière des projets PVS et le refus des responsables de l'entreprise de se présenter au système national d'appel d'offres ont conduit EOSOL EN, en 2014, à cesser ses activités de développement en France au profit des marchés outre-Atlantique et à ne conserver que ses activités d'exploitation de son parc PVS.

© Kévin Duruisseau – 2014

Photo 46 – La CPVS [1] du Barp (Gironde), exploitée par EOSOL EN, est implantée sur des *parcelles industrielles* localisées dans la zone d'activité de la Route des Lasers accueillant également le siège social de cet opérateur-exploitant

© Kévin Duruisseau – 2014

Photo 47 – La CPVS de Salles & Belin-Béliet (Gironde), exploitée par EOSOL EN, est implantée sur des *parcelles sylvicoles* appartenant à la communauté de communes du Val de l'Eyre (en arrière-plan une *parcelle sylvicole* de pins maritimes encore exploitée)

L'étude des stratégies territoriales des opérateurs-exploitants dominants – NEOEN, SOLAIRE DIRECT, EDF EN, DELTA SOLAR et LUXEL –, du principal opérateur-exploitant étranger – EOSOL EN – et de la CNR a mis en évidence différentes stratégies de développement, présentant pour certaines d'entre elles un fort ancrage territorial. À l'exception du groupe EDF EN, tous les opérateurs-exploitants étudiés possèdent un cœur d'émergence territorialement marqué ayant généralement constitué le point de départ de leur diffusion spatiale par proximité géographique.

Le processus d'ouverture à la concurrence associée à la libéralisation des marchés européens et nationaux ainsi que les mises en place successives de régimes financiers d'encadrement du déploiement spatial EnR, aux tarifs de rachat de l'électricité EnR incitatifs, ont permis la conquête de parts importantes du segment de marché de niche PVS par de nouveaux opérateurs-exploitants. Sur les cinq opérateurs dominants ce segment, quatre sont des opérateurs émergents dont trois sont spécialisés dans la filière photovoltaïque (SOLAIRE DIRECT, DELTA SOLAR et LUXEL) révélant l'attractivité économique spécifique de ce marché de niche. Le développement rapide des opérateurs émergents NEOEN, SOLAIRE DIRECT, DELTA SOLAR et LUXEL est à mettre au crédit de leur stratégie « agressive » territorialement ciblée et à leur capacité d'adaptation rapide aux évolutions successives des régimes réglementaire et financier d'encadrement du déploiement spatial PVS en France entre 2002 et 2015. Ces entreprises ont

également su attirer des compétences financières et techniques indispensables, leur ayant permis d'accéder facilement aux fonds nécessaires au développement de leur portefeuille de projets.

Le segment de marché PVS au sein du système électrique français métropolitain présente un degré d'ouverture très important caractéristique des marchés de niche. La multiplication et la diversification des opérateurs-exploitants agissant sur ce segment ont provoqué une décontraction du marché PVS. Le degré d'ouverture au regard du nombre important d'opérateurs actifs est cependant à tempérer, une majorité des capacités PVS installées étant exploitées par un nombre réduit d'opérateurs dominants conférant au segment un aspect dual. L'analyse de l'autre dimension de cette ouverture que constitue l'internationalisation modère également le degré d'ouverture du marché PVS au sein du système électrique français métropolitain. En effet, la part minime des capacités installées qui revient aux opérateurs étrangers montre une percée modeste de ces acteurs industriels. Hormis les cas particulier d'EOSOL EN et de JUWI ENR, les opérateurs étrangers ont pâti de la dynamique importante des opérateurs français et d'une tendance des acteurs territoriaux à privilégier les opérateurs nationaux. Les grands opérateurs historiques étrangers – EON AG, ENDESA, etc – n'ont pas dans l'intervalle d'étude effectué la percée que leur envergure financière aurait pu leur permettre. L'opérateur allemand EON AG, pionnier dans le déploiement spatial PVS en France métropolitaine avec sa filiale EON CLIMATE & RENEWABLES FRANCE, n'a pu s'appuyer sur ce développement précoce, une politique d'investissement dispendieuse et l'accélération de la dénucléarisation du système électrique allemand en 2011 ayant conduit le groupe à des difficultés financières majeures.

Conclusion de la troisième partie

Le **chapitre 7** a mis en évidence une multiplication et une diversification des acteurs-initiateurs photovoltaïques au sol (PVS) sur le territoire d'étude. Cette multiplication et cette diversification sont tempérées par une réalité qui voit quelques acteurs traditionnels du système électrique français métropolitain dominer l'initiation de la grande majorité des projets. C'est plutôt au sein des systèmes de régulation et des jeux d'acteurs territoriaux qu'il faut rechercher les nouveaux acteurs du système électrique français métropolitain. Acteurs publics et acteurs privés, intégrant ces nouveaux électriciens, s'y côtoient poursuivant des objectifs propres autour de l'interface que constitue le projet PVS.

Le **chapitre 8**, en quantifiant et en analysant la multiplication et la diversification des opérateurs-exploitants PVS sur le territoire d'étude, a mesuré le degré d'ouverture et d'internationalisation du segment de marché PVS au sein du système électrique français métropolitain. Cette ouverture importante au regard du grand nombre d'opérateurs-exploitants émergents est contrariée par un faible degré d'internationalisation et une dualisation du marché, un petit nombre d'opérateurs-exploitants monopolisant une majorité des capacités PVS installées au 31 décembre 2015 dans les territoires du sud de la France. Ce phénomène de concentration n'est pas le fait des opérateurs historiques mais d'opérateurs émergents ayant fait preuve d'une meilleure capacité d'adaptation aux changements successifs de régimes réglementaire et financier d'encadrement du déploiement spatial PVS, passant par la mise en œuvre de stratégies territorialement ancrées.

Ces deux derniers chapitres ont contribué à penser le versant actoriel de la territorialisation des EnR en France métropolitaine. Ils offrent un socle empirique pour caractériser les nouveaux « électriciens » du système électrique français métropolitain, éléments centraux nécessaires à l'émergence d'une nouvelle géographie de l'électricité. Si le constat y est fait de l'existence d'une action publique territorialisée, ces deux chapitres montrent le caractère inachevé de la territorialisation des EnR en France métropolitaine. La discrétion des acteurs publics locaux dans le déploiement spatial PVS participe à la limitation de ce processus. Hormis la Commune – échelon de base du maillage territorial français – les autres collectivités territoriales et les intercommunalités sont peu impliquées dans le déploiement spatial PVS, nuisant conséquemment au processus d'appropriation de ces nouvelles infrastructures électriques nécessaire à une réelle territorialisation PVS.

Conclusion générale

L'objet de cette thèse était de discuter de l'émergence d'une nouvelle géographie de l'électricité en France métropolitaine et d'analyser la place des territoires dans la transition énergétique « bas carbone », en éclairant le concept de territorialisation de l'énergie. L'étude empirique du déploiement spatial photovoltaïque au sol (PVS) dans les territoires du sud de la France – composés des régions Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, Provence-Alpes-Côte-d'Azur (PACA) et Rhône-Alpes – constituait un moyen privilégié pour mesurer l'implication territoriale des politiques de transition énergétique « bas carbone ». L'étude du déploiement spatial de ce nouveau type d'infrastructure industrielle permettait de mettre en évidence les reconfigurations spatiales en cours du système électrique français métropolitain, en croisant les trois variables forçantes que sont la transition énergétique « bas carbone », l'ouverture à la concurrence et la libéralisation des marchés européens et nationaux de l'électricité, dans un contexte de dévolution croissante des compétences énergie-climat aux collectivités territoriales et aux intercommunalités.

La géographie des unités PVS, une reconfiguration spatiale limitée du système électrique français métropolitain.

Les résultats empiriques intéressent à la fois la distribution des unités PVS, leurs facteurs de localisation et leurs conditions sociotechniques de développement. Ils intéressent également les dynamiques d'acteurs initiant et exploitant ces unités. Ils concernent enfin la régulation locale, régionale et nationale du déploiement spatial PVS.

Les réseaux électriques sont des éléments structurants de la « nouvelle » géographie de l'électricité en France métropolitaine.

L'analyse de la géographie des unités PVS en activité au 31 décembre 2015 dans les territoires du sud de la France a révélé leur inégale distribution spatiale. Leur diffusion s'est accompagnée d'un processus de concentration qui a conduit à la constitution de cinq ensembles territoriaux PVS : (i) l'*ensemble Aquitain*, (ii) l'*ensemble Languedocien*, (iii) l'*ensemble Rhodanien-Est-Gardois*, (iv) l'*ensemble Durancien* et (v) l'*ensemble Ouest-Varois*. Les *ensembles territoriaux Rhodanien-Est-Gardois* et *Durancien* sont des territoires électriques historiques spécialisés pour le premier dans la production électronucléaire et hydroélectrique et pour le second dans la production hydroélectrique. L'*ensemble territorial Languedocien* est un territoire électrique émergent apparu avec le déploiement spatial éolien au début des années 2000. Les *ensembles territoriaux Aquitain et Ouest-Varois* sont des territoires électriques nouveaux apparus avec le déploiement spatial PVS.

La corrélation géographique entre territoires électriques historiques et territoires électriques PVS renvoie à une « atmosphère électrique » singulière, à savoir : l'existence d'une « culture électricienne » chez les acteurs territoriaux et d'un réseau de relations entre acteurs territoriaux publics et acteurs électriciens privés. Cette correlation s'explique par la présence, dans les territoires électriques historiques, d'importantes infrastructures de transport d'électricité. **La recherche a montré que la géographie du réseau électrique constitue le facteur principal de localisation des unités PVS en France métropolitaine**. La présence d'un réseau dense, techniquement performant et apte à accueillir de nouvelles capacités de production caractérise en effet les territoires électriques historiques. Cependant, la mise en réseau de bassins de production d'électricité et de bassins de consommation d'électricité a également irrigué en infrastructures de transport et de distribution des territoires sans aucune production électrique, attirant des unités PVS en raison de ce réseau. L'*ensemble Aquitain* appartient à ce type de territoire, le massif forestier des Landes de Gascogne étant irrigué par des ouvrages Très Haute Tension (THT) et Haute Tension (HT) qui évacuent la production hydroélectrique du massif pyrénéen et de la Dordogne ainsi que la production électronucléaire de l'estuaire de la Gironde vers les agglomérations bordelaise, agenaise, montoise et paloise. Cette caractéristique est une singularité de l'*ensemble territorial Aquitain*, les territoires de faible et très faible densité de population, situés en dehors des territoires électriques historiques et éloignés des aires urbaines, ne possédant généralement pas d'infrastructures de transport et de distribution d'électricité aptes à accueillir une production d'énergies nouvelles renouvelables (EnR). Si on excepte les contraintes géomorphologiques, **les vides de la géographie des unités PVS sur le territoire d'étude sont corrélés à une absence d'un réseau électrique performant indispensable à leur raccordement. C'est cette présence obligatoire d'un réseau électrique performant dans les bassins de population qui fait du déploiement spatial PVS un fait majoritairement urbain et périurbain**. **Le réseau électrique est la « colonne vertébrale » du déploiement spatial PVS**.

Au-delà de ce maillage électrique, le développement des EnR s'inscrit dans un contexte politico-institutionnel et productif relativement défavorable. Cette recherche a montré, en effet, la prégnance du choix historique de l'électronucléaire au sein du personnel politique et des grands corps d'État qui forgent les politiques publiques énergétiques. Ce **choix du tout-nucléaire, décidé avec le Plan Messmer de 1974, a durablement impacté les politiques publiques EnR en France** et corrélativement la stratégie industrielle du groupe EDF dans le domaine. Au moment où une injonction de transition énergétique « bas carbone » s'impose au système énergétique dominant, ce choix historique a permis à la France de disposer d'un système productif électrique excédentaire quasi-décarboné et à faible coût, mettant celui-ci à l'écart de cette injonction. Cette singularité du système productif électrique métropolitain explique le retard et la faiblesse des politiques publiques EnR amorcées à la fin des années

1990. L'insuffisance des tarifs de rachat de l'électricité PVS institués en 2002[473], interdisant tout développement effectif de l'activité, ce n'est qu'avec la hausse de ces tarifs en 2006[474] que la politique publique PVS métropolitaine se met effectivement en place. Cette politique a souffert de carences dans la planification territoriale indispensable à ce type d'opération d'aménagement et d'un manque de performance des mécanismes de régulation des tarifs de rachat, en l'absence d'un régime réglementaire d'encadrement achevé. Cette gestion initiale du déploiement spatial PVS en France métropolitaine traduit un manque de proactivité des pouvoirs publics français, contraints à un développement des EnR par les injonctions internationales, transnationales et locales. Dans ce contexte particulier, le précédent éolien n'a pas constitué un apprentissage pour l'État central, l'accompagnement et la régulation du déploiement spatial PVS se sont ainsi renforcés au fur et à mesure du développement de ce type d'infrastructures électriques dans les territoires. **La recherche a mis en évidence trois phases d'accompagnement et de régulation du déploiement spatial PVS qui correspondent à trois phases de territorialisation PVS. Cette séquence s'articule à la reprise en main par l'État central de ce segment productif émergent** visant à une intégration harmonieuse et progressive des EnR dans son système électrique contrainte par le maintien de l'équilibre du réseau. Par cette reprise en main, l'État central entend maintenir, à un niveau acceptable pour les consommateurs, le coût du déploiement spatial PVS via un contrôle des mises en activité annuelle déterminant l'évolution de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) et prévenir tout risque d'effet d'aubaine qui l'avait conduit à décréter un moratoire photovoltaïque (PV) en 2010.

Les nouveaux « électriciens », des acteurs traditionnels du système électrique français métropolitain.

L'ouverture à la concurrence associée à la libéralisation des marchés européens et nationaux de l'électricité, le fractionnement des moyens de production et la dévolution accrue de compétences « électriciennes » aux collectivités territoriales et aux intercommunalités ont constitué des conditions sociotechniques très favorables à la multiplication et à la diversification des acteurs « électriciens » dans les territoires. La multiplication observée de ces acteurs témoigne de la réalité de ce double processus. **La diversification de ces acteurs « électriciens » est néanmoins limitée par une domination marquée des Communes et des producteurs d'électricité**. Cette domination valide les compétences « électriciennes » de ces acteurs traditionnels du système électrique français métropolitain. L'analyse révèle également une domination importante des acteurs privés dans l'initiation des projets PVS en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude pouvant s'expliquer par la « discrétion » de certains acteurs territoriaux publics – Département, Région et Intercommunalité – qui présentent

[473] Arrêté du 13 mars 2002 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.
[474] Arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

pourtant des atouts comparables à ceux des Communes en matière de planification territoriale, de ressources foncières et de compétences « électriciennes ». Il est paradoxal que les établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) à fiscalité propre – communauté de communes, communauté d'agglomération, communauté urbaine, syndicat d'agglomération nouvelle et métropole – soient aussi peu actifs dans l'initiation de projets PVS, les lois POPE et Grenelle II ayant considérablement étendu leurs compétences « électriciennes » et planificatrices. Depuis le 13 juillet 2005[475], la loi POPE leur donne la compétence d'aménager, exploiter, faire aménager et faire exploiter des unités de production d'électricité EnR ainsi que la compétence de Soutien aux Actions de Maîtrise de l'Énergie (SAMDE). Depuis le 12 juillet 2010[476], la loi Grenelle II, en introduisant la compétence du Plan Local d'Urbanisme Intercommunal (PLUI)[477], leur permet de planifier leurs projets EnR à l'échelle de leur territoire. L'ensemble de ces compétences « électriciennes » et planificatrices fait donc de ces acteurs territoriaux publics des acteurs potentiellement compétents pour organiser un déploiement spatial PVS garantissant les équilibres territoriaux et une redistribution équitable des retombées économiques. La faible implication des EPCI à fiscalité propre montre que ces acteurs territoriaux ont été assez peu sensibilisés au PVS par les pouvoirs publics qui semblent perpétuer la conception partagée d'un système monopolistique exploité par un opérateur historique – groupe EDF – et planifié par l'État et ses services centraux. La petite taille et le caractère rural de la majorité des EPCI à fiscalité propre rendent également plus aléatoires la présence de compétences énergie-climat au sein des personnels administratifs et politiques locaux.

L'ouverture à la concurrence associée à la libéralisation des marchés européens et nationaux de l'électricité ainsi que le fractionnement des moyens de production ont par ailleurs constitué des conditions sociotechniques très favorables à la multiplication et à la diversification des opérateurs-exploitants PVS au sein du système électrique français métropolitain. La diffusion spatiale PVS dans les territoires du sud de la France a vu une multiplication rapide des opérateurs-exploitants actifs traduisant un degré d'ouverture important de ce segment de marché de niche. La multiplication rapide des opérateurs-exploitants s'est accompagnée d'une diversification actorielle. De nouvelles entreprises électriciennes ont été créées dans le contexte favorable que constituent les régimes financiers d'encadrement du déploiement spatial EnR en France. C'est ce même contexte qui a conduit des groupes non-électriciens aux activités variées – Banques, Fonds d'investissements, Producteurs d'équipements PVS, etc – à des bifurcations faisant d'eux des nouveaux « électriciens ». Le nombre important d'opérateurs-exploitants communautaires participant à cette diversification donne une couleur européenne à l'internationalisation de l'activité. Ces acteurs étrangers étaient déjà producteurs d'électricité dans leur propre pays et ont investi le marché EnR national dans une recherche de relais de

[475] Loi n°2005-781 de programme fixant les orientations de la politique énergétique.
[476] Loi n°2010-788 portant engagement national pour l'environnement.
[477] La loi ALUR du 24 mars 2014 a rendu cette compétence obligatoire pour l'ensemble des EPCI à fiscalité propre.

croissance. Cependant, le faible degré d'internationalisation, en termes de capacités exploitées, et la dualisation du marché, se traduisant par l'exploitation de la majorité des capacités installées par un nombre réduit d'opérateurs, tempèrent l'ouverture du segment de marché PVS au sein du système électrique français métropolitain. Cette concentration des capacités exploitées s'effectue au profit d'opérateurs émergents – NEOEN, SOLAIRE DIRECT, DELTA SOLAR et LUXEL – traduisant la faible activité des opérateurs historiques, français et étrangers, sur ce segment de marché de niche. Si EDF ÉNERGIES NOUVELLES (EDF EN) a pu grâce au maillage territorial du groupe EDF se positionner au sein des opérateurs-exploitants dominants, ce n'est pas le cas des autres opérateurs historiques – ALBIOMA (ex. SECHILIENNE-SIDEC, BORALEX SAS, COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE, LA COMPAGNIE DU VENT, ENGIE (ex. GDF SUEZ), EON FRANCE (ex. SNET) – qui ont adopté une stratégie équilibrée de diversification de leur mix-électrique conduisant à une répartition de leurs efforts d'investissements entre plusieurs EnR.

L'analyse des acteurs-initiateurs et des opérateurs-exploitants les unités PVS en activité au 31 décembre 2015 dans les territoires du sud de la France confirme l'émergence de « nouveaux électriciens » au sein du système électrique français métropolitain. L'initiation et l'exploitation des unités PVS ont échappé progressivement aux opérateurs historiques, en particulier au groupe EDF ancienne entreprise publique monopolistique dans la fourniture d'électricité sur le territoire national. Une part très importante de ces deux activités revient aux opérateurs émergents apparus avec la mise en place de régimes financiers d'encadrement du déploiement spatial EnR dans leur pays respectif. Parmi ces opérateurs émergents, ce sont les entreprises électriciennes spécialisées dans le PV qui font montre d'une forte activité révélant la forte attractivité de ce marché de niche. **L'expression « nouveaux électriciens » masque cependant une réalité plus contrastée**. Les principaux acteurs-initiateurs – Communes, opérateurs émergents et opérateurs historiques – des unités PVS en activité sur le territoire d'étude sont des intervenants traditionnels du système électrique français métropolitain. L'exploitation revient également à des acteurs traditionnels de ce système productif, une faible part des capacités PVS installées étant exploitée par des entreprises issues d'une bifurcation ou par des entreprises étrangères.

L'enrichissement des systèmes de régulation des projets PVS.

L'absence d'un régime réglementaire national d'encadrement du déploiement spatial PVS au moment de la hausse des tarifs de rachat de l'électricité PV instaurée par l'arrêté du 10 juillet 2006 a conduit plusieurs acteurs territoriaux publics – collectivités territoriales, intercommunalités, préfets et services instructeurs déconcentrés de l'État départementaux et régionaux, chambres d'agriculture départementales – à élaborer ou à adapter des mécanismes de régulation locaux et régionaux correspondant aux enjeux territoriaux spécifiques posés par ces infrastructures électriques d'un nouveau genre. L'élaboration ou l'adaptation de ces

mécanismes de régulation ont d'emblée constitué un processus de territorialisation de l'action publique PVS nationale. La majorité des services instructeurs déconcentrés de l'État dans les départements du territoire d'étude – Direction Départementale de l'Équipement (DDE) devenue Direction Départementale des Territoires (DDT) – a mis en place des mécanismes de régulation opérants dans le cadre du processus de pré-instruction des projets. Ce processus s'appuie sur deux instruments : (i) un pôle de compétences PV/PVS ou EnR départemental et (ii) un document-cadre PV/PVS compilant les « bonnes pratiques » à suivre par les porteurs de projets. La composition actorielle des pôles de compétences et la nature des « bonnes pratiques » mises en exergue dans les documents-cadres varient d'un département à l'autre, même au sein de la même région, traduisant des préoccupations territoriales spécifiques et des relations spécifiques entre acteurs territoriaux au sein des départements. Dans une majorité des départements, la mise en place de ces deux instruments de régulation constitue un héritage du précédent éolien ou résulte d'un processus de normalisation imposé par l'État central via ses préfets de région. La mise en place de ces instruments n'a, dans aucune région du territoire d'étude, précédé les premières prospections territoriales effectuées par les porteurs de projets ; elle est le plus souvent apparue comme une réponse aux pressions foncières importantes imposées aux communes et aux intercommunalités par le déploiement spatial PVS.

Les processus de pré-instruction et d'instruction des permis de construire PVS tissent un important réseau relationnel entre acteurs publics et acteurs privés dans lequel le projet PVS constitue une interface. **Ces réseaux relationnels font de ces deux processus des systèmes d'acteurs de régulation du déploiement spatial PVS sur le territoire national**. La composition des systèmes d'instruction s'est enrichie au cours des trois phases successives de territorialisation PVS et montre une faible variabilité d'un département à l'autre du fait des contraintes légales imposant la consultation obligatoire d'un nombre important d'acteurs. La composition des systèmes de pré-instruction est comparativement très variable et reflète les caractéristiques territoriales propres à chaque département. Apparus sporadiquement dans quelques départements du territoire d'étude dans le cadre de la *territorialisation anarchique* [2002-2009] pour pallier l'absence d'un régime réglementaire national d'encadrement, les pôles de compétences PV/PVS départementaux se sont généralisés dans le cadre de la *territorialisation normalisée* [2009-2011] et de la *territorialisation bimodale* [2011-2015]. Les systèmes de pré-instruction et d'instruction des permis de construire PVS s'organisent autour des services instructeurs déconcentrés de l'État dans les départements et spécialement autour des DDT. Ils excluent généralement, à l'exception de la Commune, les autres collectivités territoriales et les intercommunalités réduisant ainsi les possibilités d'appropriations des projets PVS par ces acteurs territoriaux publics. Ils excluent également généralement, à l'exception du processus d'enquête publique, les acteurs de la société civile réduisant d'autant les possibilités de territorialisation PVS.

La recherche a permis, à travers l'étude de l'élaboration d'instruments d'une régulation locale et régionale et de l'évolution des régimes réglementaire et financier d'encadrement du déploiement spatial PVS, de montrer la fabrication d'une action publique territorialisée et le caractère inachevé de la territorialisation PVS en France. Les conditions de cette territorialisation restent inféodées au positionnement de l'État central dans le processus de régulation du déploiement spatial PVS en France. Après avoir délégué l'entière responsabilité de cette régulation à ses services instructeurs déconcentrés départementaux (DDT) et régionaux (DREAL) dans le cadre des deux premières phases de territorialisation, l'État central s'est repositionné comme un acteur-clé de la régulation avec la mise en place d'un système national d'appel d'offre instauré par l'arrêté du 4 mars 2011 qui dessine le cadre de la *territorialisation amoindrie*. Ce versant de la *territorialisation bimodale* soumettant à des quotas le déploiement spatial PVS, c'est bien à l'État central que revient la régulation des capacités installées même si leur régulation urbanistique demeure la prérogative du préfet de département qui s'appuie sur les services instructeurs déconcentrés de l'État dans les départements (DDT). La persistance de la position de l'État et de ses services déconcentrés dans la régulation du déploiement spatial PVS est renforcée par la faible implication d'un nombre important de collectivités territoriales et d'intercommunalités dans l'élaboration de politiques publiques énergie-climat territorialisées, scellant l'inachèvement de la territorialisation PVS en France. La conservation par le préfet de département de la compétence de délivrance du permis de construire PVS constitue un verrou qui explique cette « tiède » implication des collectivités territoriales et des intercommunalités, acteurs publics territoriaux détenant pourtant des compétences énergie-climat étendues.

L'étude des systèmes de régulation, de pré-instruction et d'instruction des permis de construire PVS, a permis aussi de mettre en évidence une multiplication et une diversification des acteurs impliqués dans le déploiement spatial PVS au sein du système électrique français métropolitain. La plus grande majorité de ces acteurs ni initiateurs ni exploitants n'en participe pas moins à l'émergence d'une nouvelle géographie de l'électricité en France métropolitaine et peuvent être à ce titre considérés eux aussi comme de « nouveaux acteurs électriciens ». Les relations actorielles au sein des systèmes de régulation s'insèrent dans des jeux d'acteurs plus larges au sein des territoires d'implantation PVS dont la complexité traduit les intérêts particuliers poursuivis par chacun. Ces jeux d'acteurs révèlent différentes facettes de la territorialisation PVS, et plus largement EnR, en œuvre actuellement en France métropolitaine.

Les apports théoriques de la thèse pour la géographie de la transition énergétique « bas carbone » et sa territorialisation.

Les transitions énergétiques passées, la transition énergétique « bas carbone » en cours et la géographie : propositions théoriques.

Cette thèse a montré l'intérêt de la prise en compte des recherches sur les transitions énergétiques passées (Brücher, 2009 ; Fouquet, 2010 ; Smil, 2010 ; Solomon et Krishna, 2011 ; Debeir *et alii*, 2013 ; Desjeux, 2015) pour la conceptualisation de la transition énergétique « bas carbone » en géographie. **Le recours à ces travaux a permis de mettre en évidence deux types de transition énergétique : les transitions énergétiques-ruptures et les transitions énergétiques-substitutions.** Les transitions énergétiques-ruptures correspondent à des transitions énergétiques majeures couplant des substitutions énergétiques multiples à des ruptures de grandes ampleurs du système sociotechnique dominant. Les transitions énergétiques-substitutions se réduisent à des substitutions énergétiques associées à des réajustements mineurs du système sociotechnique qui reste inscrit dans le système énergétique dominant. Ces deux types de transition énergétique se distinguent par l'ampleur des mutations associées, par les échelles concernées et par le temps nécessaire à leur achèvement. Les transitions énergétiques-substitutions qui redessinent le plus souvent une partie du système énergétique à l'échelle nationale nécessitent une période beaucoup plus courte que les transitions énergétiques-ruptures qui redessinent le système énergétique à l'échelle mondiale. La transition énergétique « bas carbone » est une transition énergétique-rupture, la décarbonisation du système énergétique dominant nécessitant un déploiement spatial EnR de grande envergure et des mutations profondes du système sociotechnique dominant incluant des évolutions majeures des technologies, des politiques publiques, des comportements, etc.

L'analyse géographique des transitions énergétiques-ruptures a mis en évidence des modifications spatiales majeures dans l'organisation territoriale des systèmes énergétiques, d'importantes transformations paysagères et l'émergence de nouveaux territoires énergétiques (Deshaies, 2007a ; Deshaies et Baudelle, 2013). Certaines de ces conséquences géographiques des transitions énergétiques-ruptures sont déjà observables dans le contexte de la transition énergétique « bas carbone » en cours justifiant l'intérêt qu'a la géographie de se saisir de ce nouvel objet d'étude (Bridge *et alii*, 2013). Le déploiement spatial PVS a déjà fait émerger de nouveaux territoires électriques dans la géographie du système électrique français métropolitain à l'image des *ensembles territoriaux Aquitain* et *Ouest-Varois*. La conceptualisation de la transition énergétique « bas carbone » mobilise les concepts géographiques de territoire, de paysage, de réseau, d'acteur, de relations homme-milieu permettant une appropriation et une construction de celui-ci par la discipline. **La recherche a montré que la transition énergétique « bas carbone » s'inscrit dans le concept géographique de développement durable justifiant le recours aux mêmes outils conceptuels pour sa construction.** Cette

inscription permet en retour au concept de développement durable de muter profondément faisant passer sa construction à une « seconde étape » (Theys, 2014).

Le choix historique du tout nucléaire : un frein à la diffusion de la transition énergétique « bas carbone » en France métropolitaine s'apparentant à un phénomène de dépendance au sentier.

Les processus de transition des systèmes sociotechniques sont soumis à des forces d'inertie importantes. Les mécanismes de déstabilisation du système électrique français métropolitain que constituent le régime international du climat, les directives européennes énergie-climat et les initiatives locales et régionales se heurtent à un phénomène de dépendance au sentier lié au choix historique du tout nucléaire pour le système productif électrique. L'orientation, dès la fin de la Seconde Guerre mondiale, du système électrique français métropolitain vers l'électronucléaire, confirmée en 1974 par le plan Messmer dans le contexte des chocs pétroliers, se mue en un « paradigme » dans le contexte de contre-choc pétrolier des années 1980.

Ce choix historique détermine et structure alors sans réelle concurrence la politique énergétique nationale et l'électronucléaire devient l'outil de prédilection de l'entreprise publique EDF pour sa production d'électricité dans un modèle monopolistique et centralisé. Le « tout nucléaire » a imprégné progressivement la culture énergético-économique des élites administratives et technologiques influençant ainsi durablement les choix politiques et les choix technologiques français dans le domaine électrique. **La recherche a montré que la persistance structurelle, héritée de ce choix, caractérise un phénomène de dépendance au sentier limitant la diffusion de la transition énergétique « bas carbone » au sein du système électrique français métropolitain.** Ce phénomène de dépendance au sentier s'est traduit par une élaboration tardive et une mise en œuvre « timide » de la politique publique PVS française entre 2002 et 2015 aboutissant à un développement modéré de ces nouvelles infrastructures électriques.

Ce développement modéré du PVS en France métropolitaine s'inscrit dans un déploiement spatial EnR limité comparé à celui observé dans les pays limitrophes, en particulier en Allemagne. Le système électrique allemand recourant majoritairement aux énergies carbonées, les politiques publiques énergétiques allemandes ont été davantage influencées par les conclusions du rapport Brundtland (1987). Elles ont précocement encouragé, avec la loi StrEG du 1 janvier 1991, un déploiement spatial EnR massif (Evrard, 2013). La catastrophe de Tchernobyl (1986), qui a renforcé la défiance de la société civile et d'une partie importante de la classe politique vis-à-vis de l'électronucléaire, a accéléré la mise en œuvre de la politique publique de transition énergétique « bas carbone » allemande. La loi EGG du 1er avril 2000 a mis en place un système de tarifs de rachat de l'électricité EnR attractifs permettant un déploiement spatial EnR massif (Deshaies, 2007b, 2013). **Le caractère quasi-décarboné,**

excédentaire et économiquement compétitif du système électrique français métropolitain et la moindre sensibilité de la société civile et de la classe politique aux risques nucléaires ont inscrit les politiques publiques énergétiques françaises dans un phénomène de dépendance au sentier limitant comparativement, à ses voisins européens, l'intensité du déploiement spatial EnR en France métropolitaine.

Limites et pistes de recherche

Au-delà des résultats de cette thèse, notre recherche présente des limites qu'il s'agit d'identifier et d'analyser. Ces résultats issus de notre travail de recherche mené entre 2011 et 2016 ont fait émerger nombres de questions auxquelles nous ne répondons pas et qui peuvent constituer des perspectives importantes pour la construction de la géographie de la transition énergétique « bas carbone ».

Une temporalité limitée, un territoire d'étude restreint et un type d'infrastructure PV particulier.

La place temporelle de notre recherche dans l'étude de la transition énergétique « bas carbone » est d'emblée une limite pour une transition énergétique définie comme devant s'inscrire dans une longue durée. Si l'intervalle d'étude retenu [2002-2015] présente un intérêt indéniable puisqu'il correspond à l'émergence d'une politique publique énergie-climat en France et à l'élaboration d'une politique publique PVS séquencée en trois phases, cet intervalle présente néanmoins le défaut de son court terme. Rapporté au modèle du *Multi-Level Perspective* (MLP), l'intervalle d'étude ne couvre que deux phases des quatre décrites par F. W. Geels. Cette courte durée situe notre recherche à la fin de cette deuxième phase qui voit une technologie émergente (PV/PVS) devenir un marché de niche au sein du système sociotechnique dominant. Cette situation à un moment précoce de la genèse de la transition énergétique « bas carbone » interdit d'étendre les conclusions de notre analyse à un temps plus long que l'intervalle d'étude lui-même.

Le choix des régions Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes comme territoire d'étude a permis de mesurer l'importance du processus de territorialisation PVS dans une approche comparative et de s'interroger sur l'émergence d'une nouvelle géographie de l'électricité sur une partie importante du territoire métropolitain. Même si ce territoire concentre les trois quarts des capacités PVS en activité au 31 décembre 2015 en France métropolitaine, certaines caractéristiques du déploiement spatial dans les territoires concentrant le dernier quart des capacités PVS installées constituent un « angle mort » dans notre analyse. La forme d'implication majeure de la Région Poitou-Charentes dans le projet Ester (électricité solaire des territoires) n'a pas d'équivalent sur notre territoire d'étude. Si la Région Midi-Pyrénées a mis en place un outil financier d'accompagnement des projets PVS, Midi-Pyrénées Énergies Investissements (MPEI), la Région Poitou-Charentes s'est associée à

SOLAIRE DIRECT dans la société d'économie mixte (SEM) ESTER. Cette SEM est non seulement à l'initiative de projets PVS sur le territoire régional mais également productrice d'électricité faisant apparaître la Région comme un acteur-initiateur absent de notre typologie. Les parcs photovoltaïques au sol (PPVS) géants du territoire d'étude – Losse, Les Mées, Curbans et Cestas – présentent une diversité d'opérateurs-exploitants alors que dans les territoires non-retenus les PPVS géants – Toul et Massangis –, sont tous exploités par EDF EN, modifiant ainsi le poids des opérateurs historiques sur le segment de marché PVS au sein du système électrique français métropolitain. Concernant les territoires non-retenus, une possible implication des collectivités territoriales et des intercommunalités, à l'image de la Région Poitou-Charentes, pourrait tempérer notre conclusion d'une faible participation de ces acteurs territoriaux publics à la territorialisation PVS en France métropolitaine.

La substitution énergétique nécessaire à la transition énergétique « bas carbone » mobilise une diversité de convertisseurs et de ressources énergétiques. Le choix du PV ignore les autres EnR que sont l'éolien, la biomasse, la géothermie, la petite hydroélectricité et les énergies marines conduisant à une vision partielle de la reconfiguration actuelle du système électrique français métropolitain et de la territorialisation des EnR. La restriction de l'étude aux seules infrastructures PVS exclut de plus la prise en compte des projets en grandes toitures ou en ombrières, qui représentent des capacités PV installées non négligeables en France métropolitaine, qui aurait pu modifier de manière importante les analyses actorielles.

Paysage et perception

Les analyses du déploiement spatial éolien en France ont massivement investi le champ du paysage et de l'acceptabilité sociale. L'irruption de parcs éoliens dans les territoires français a généré des conflits locaux croissants au fur et à mesure de leur déploiement spatial. C'est à travers ces conflits que la géographie française s'est saisie du fait éolien. Le concept de paysage a été un outil privilégié et l'inscription des parcs éoliens dans les territoires analysée comme une dégradation paysagère. Cette perception négative du paysage éolien a conduit la géographie à mener des études sur l'acceptabilité sociale de ce nouveau type d'infrastructure industrielle. Cette focalisation des travaux sur le déploiement spatial éolien comme source de conflits locaux s'est faite au détriment d'analyses précises sur les acteurs-initiateurs et les opérateurs-exploitants des parcs éoliens français métropolitains. La recherche, à l'inverse, a exclu la question des conflits locaux et la question de l'insertion paysagère des unités PVS pour privilégier la dimension actorielle. Le travail de terrain mené dans les territoires enquêtés ne témoigne pas a priori d'une problématique conflictuelle liée au déploiement spatial PVS. Faut-il en déduire une perception « neutre » des infrastructures PVS, qui ne sont pas appréhendées comme des infrastructures industrielles ? Nous ne pouvons l'affirmer car cette perception n'a cependant pas été objectivée par un travail d'enquête approfondi.

Perspectives de recherche

On a déjà évoqué l'exclusion de notre périmètre de recherche les infrastructures PV autres que PVS. Or, les installations PV en toitures, en serres et en ombrières représentent près de 99,9 % des infrastructures PV en activité au 31 décembre 2015 en France métropolitaine. Leur exclusion de notre périmètre de recherche prive donc notre analyse de la transition énergétique « bas carbone » et de la territorialisation des EnR d'importantes capacités installées. Le recours aux deux typologies actorielles construites pour notre analyse du déploiement spatial PVS permettrait de caractériser la diversité des acteurs-initiateurs et des opérateurs-exploitants actifs sur ces segments de marché PV permettant d'affiner l'étude des jeux d'acteurs existants dans les territoires autour des projets EnR.

La recherche a montré l'importance des retombées économiques locales générées par l'implantation de fortes capacités PVS pour les Communes et/ou les EPCI à fiscalité propre accueillant ces infrastructures industrielles. Ces retombées économiques qui apparaissent comme une manne pour la plupart de ces acteurs territoriaux publics accroissent leur potentiel d'investissement. Ces capacités économiques accrues et l'effet d'image accompagnant ce type de projet pourraient conférer une influence politique à l'échelle locale susceptible d'orienter les reconfigurations territoriales. L'évaluation de l'influence politique locale et régionale d'une infrastructure énergétique nouvelle permettrait d'interroger les liens existants entre aménagement du territoire et géopolitique locale (Subra, 2008). Cette piste de recherches permettrait de compléter les résultats issus de plusieurs thèses portant sur la géopolitique de la reconfiguration des réseaux de distribution d'électricité dans un contexte d'ouverture à la concurrence associée à la libéralisation des marchés européens et nationaux de l'électricité (Bouvier, 2005 ; Lemêle, 2012).

Les politiques publiques énergie-climat et la politique publique PVS se sont accompagnées du projet d'associer au déploiement spatial des capacités la création d'une filière industrielle compétitive réunissant l'ensemble de la chaîne de valeur. Nous avons recensé au cours de notre recherche un certain nombre de projets associant fabricants de modules PV ou de trackers solaires et producteurs d'électricité. L'échec du projet de Blanquefort (Gironde) associant le fabricant de modules PV américain FIRST SOLAR au producteur d'électricité français EDF EN est représentatif de la difficulté de construire une filière PV industrielle viable dans le contexte d'un marché ultra-concurrentiel dominé par la Chine. Les évolutions successives du régime réglementaire et du régime financier d'encadrement du déploiement spatial PV en France ont considérablement déstabilisé un marché de niche non consolidé. Malgré ce bilan négatif, il persiste une filière industrielle PV organisée autour des fleurons que sont PHOTOWATT, TENESOL, EXOSUN, FONROCHE ÉNERGIES et OPTIMUM TRACKERS. L'étude des systèmes productifs auxquels ils appartiennent et leurs modalités d'inclusion permettraient

d’analyser les effets du déploiement spatial PVS sur le système productif industriel français hors production d’électricité.

Bibliographie

A

Akrich, M. (1989). La construction d'un système socio-technique. Esquisse pour une anthropologie des techniques. *Anthropologie et Sociétés*, 13 (2), 31-54.

Alberola, E. & Fages, E. (2009). De Kyoto à Copenhague, l'expansion des marchés du carbone. *Géoéconomie*, 51, 63-75.

Alazard-Toux, N. (2013). Pétrole et gaz : réserves et évolution du profil mondial de production. In : Mosseri, R. & Jeandel, C. (dir.), *L'énergie à découvert* (p. 98-99). Paris CNRS Éditions.

Aldhuy, J. (2004). Imaginaire géographique, idéologie territoriale et production régionale : réflexions autour des Landes de Gascogne (18e-19e). *Hégoa*, 24, 113-120.

Aldhuy, J. (2010). La transformation des Landes de Gascogne (18e-19e), de la mise en valeur comme colonisation intérieure ? *Confins*, 8, 17 p.

Allemand, R. (2013). Les effets juridiques du schéma régional climat air énergie. In : Marcou, G., Poupeau, F-M. & Staropoli, C. (dir.), *Collectivités territoriales et énergie : ambitions et contradiction* (169-182). Paris : Éditions Le Moniteur.

Allio, C., Waisman, H. & Hourcade, J-C. (2013). Les actions locales dans la transition postcarbone. Une simulation des effets macroéconomiques. *Futuribles*, 392, 61-76.

Alvarez-Hérault, M-C. & Raison, B. (2013). Le transport de l'électricité. In : Mosseri, R. & Jeandel, C. (dir.), *L'énergie à découvert* (p. 74-75). Paris : CNRS Éditions.

Alves, C. M. (2014). Énergies renouvelables et droit de l'Union Européenne : entre marché (intérieur) et intérêt général. *Revue juridique de l'environnement*, 2, 263-276.

Amar, M. & Crépon, B. (1990). Les deux visages de la concentration industrielle : efficacité et rente de situation. *Économie et statistique*, 229, 5-19.

André, Y. (1998). *Enseigner les représentations spatiales*. Paris : Economica.

Angot, S. (2013). Plans climat-énergie territoriaux et Agendas 21. Des outils institutionnels au service de la transition ? *Mouvements*, 75, 125-134.

Arnal, C., Laurens, L. & Soulard, C. (2013). Les mutations paysagères engendrées par l'arrachage viticole, un vecteur de mondialisation des acteurs territoriaux dans l'Hérault. *Méditerranée*, 120, 49-58.

Arnould, P. (1999). Les forêts industrielles (Landes, Sologne). In : Corvol, A. (dir.), *Les sources de l'histoire de l'environnement : le XIXe siècle* (p. 3-9). Paris : L'Harmattan.

Arnould, P., Marty, P. & Simon, L. (2001). Deux siècles d'aménagements forestiers : trois situations en marge méridionales de la France. *Eria*, 58, 251-267.

Arnoux, M. (2013). Quelle histoire pour l'énergie ? In : Mosseri, R. & Jeandel, C. (dir.), *L'énergie à découvert* (p. 29-31). Paris : CNRS Éditions.

Arnsperger, C. & Bourg, D. (2014). Sobriété volontaire et involontaire. *Futuribles*, 403, 43-57.

Arrhenius, S. A. (1896). On the Influence of Carbonic Acid in the Air Upon the Temperature of the Ground. *The London, Edinburgh and Dublin Philosophical Magazine and Journal of Science*, 41 (251), p. 237-276.
Aspelund, A. & Moen, O. (2005). Small International Firms : Typology, Performance and Implications. *Management International Review*, 45 (3), 35-57.
Aspelund, A. & Madsen, T. K. & Moen, O. (2007). A review of the foundation, international marketing strategies, and performance of international new ventures. *European Journal of Marketing*, 41 (11), 1423-1448.
Augé, B. (2014). Le bassin atlantique : une nouvelle géopolitique des hydrocarbures entre les Amériques et l'Afrique. *Hérodote*, 155, 22-42.
Averch, H. & Johnson, L. (1962). Behavior of the Firm under Regulatory Constraints. *American Economic Review*, 52, 1052-1069.
Aykut, S. C. & Dahan, A. (2014). *Gouverner le climat ? 20 ans de négociations internationales*. Paris : SciencesPo. Les Presses.
Ayres, R. U. (2009). *The economic growth engine : How energy and work drive material prosperity*. Cheltenham : Edward Elgar.

B

Baggioni, V. (2015a). La coalition locale des élites comme témoin des rapports territoriaux à la production d'énergie. In : Zélem, M-C & Beslay, C. (dir.), *Sociologie de l'énergie. Gouvernance et pratiques sociales* (p. 167-174). Paris : CNRS Éditions.
Baggioni, V. (2015b). Le développement des parcs solaires en région PACA. L'invention locale d'une action publique territorialisée ? *Rives méditerranéennes*, 51, 31-50.
Banos, V. & Sabatier, B. (2010). Les espaces périurbains non bâtis en France : entre publicisation « urbaine » et privatisation « rurale » ? *Articulo – Journal of Urban Research*, 3, 12 p.
Banzo, M. & Morgado, S. (2006). Les espaces non construits des périphéries métropolitaines. L'Aire Métropolitaine de Lisbonne. In : Crozat, D., Viala, L. & Volle, J-P. (dir.), *Ville méditerranéennes d'Europe et leurs périphéries. Mutations territoriales, innovations sociales* (p. 315-333). Montpellier : Université de Montpellier 2.
Banzo, M. & Valette, E. (2006). Les espaces non bâtis, enjeux de nouvelles pratiques et de nouveaux vécus urbains. *Sud-Ouest Européen*, 22, 27-39.
Banzo, M. & Valette, E. (2007). L'éco-urbanisme face aux espaces non bâtis : l'enjeu de la mixité. *Urbia*, 4, 167-192.
Baratier, J., Beauvais, J-M. & Métais, B. (2013). Le « facteur 4 » dans les territoires. *Futuribles*, 392, 77-94.
Barré, R. & Godet, M. (1982). *Les nouvelles frontières de l'environnement*. Paris : Economica.
Barthélemy, C. & Cloché-Dubois, C. (2011). Le financement. *Droit de l'environnement*, 194, 10-13.

Battiau, M. (2008). *L'énergie. Un enjeu pour les sociétés et les territoires*. Paris : Ellipses.
Bauby, P. (2011). *L'européanisation des services publics*. Paris : SciencesPo. Les Presses.
Bauby, P. (2014). *Les enjeux de la politique européenne de l'énergie*. Paris : Jean Jaurès Fondation.
Baud, P., Bourgeat, S. & Bras, C. (2008). *Dictionnaire de géographie*. Paris : Hatier.
Baudelle, G. (1995). Le système spatial de la mine, l'exemple du bassin houiller du Nord-Pas-de-Calais. Thèse de doctorat, Géographie. Lille : Université de Lille III.
Bauer, G. & Roux, J-M. (1976). *La rurbanisation ou la ville éparpillée*. Paris : Seuil.
Baumol, W., Panzar, J. & Willig, R. (1982). *Contestable Markets and the Theory of Industrial Structure*. New York : Harcourt Brace Jovanovich.
Beaucire, F. (2009). Les projets d'infrastructure confrontés au débat public : la délicate construction des consentements partagés. *L'Information géographique*, 73 (2), 60-67.
Beaumais, O. (2005). Développement durable et économie. In : Veyret, Y. (dir.), *Le développement durable : approches plurielles* (p. 55-82). Paris : Hatier.
Bécet, J-M. (2009a). Les compétences de la commune. In : Bonnard, M. (dir.), *Les collectivités territoriales* (p. 75-83). Paris : La documentation Française.
Bécet, J-M. (2009b). Les compétences du département. In : Bonnard, M. (dir.), *Les collectivités territoriales* (p. 91-97). Paris : La documentation Française.
Benko, G. (2008). La géographie économique : un siècle d'histoire. *Annales de géographie*, 664, 23-49.
Berque, A. (1986). *Le sauvage et l'artifice. Les Japonais devant la nature*. Paris : Gallimard.
Berque, A. (1996). *Être humains sur la terre. Principes d'éthiques de l'écoumène*. Paris : Gallimard.
Bertrand, G. (1968). Paysage et géographie physique globale ; esquisse méthodologie. *Revue géographique des Pyrénées et du Sud-Ouest*, 3, 249-272.
Bertrand, G. (1972). La « science du paysage », une « science diagonale ». *Revue géographique des Pyrénées et du Sud-Ouest*, 43, 127-133.
Bertrand, G. (1982). Construire la géographie physique. *Hérodote*, 26, 90-116.
Bertrand, G. (1984). Les géographes français et leurs paysages. *Annales de géographie*, 218-229.
Bertrand, C. & Bertrand G. (2002). *Une géographie traversière : l'environnement à travers territoires et temporalités*. Paris : Arguments.
Bertrand, N. & Moquay, P. (2004). *La gouvernance locale, retour à la proximité*. Économie Rurale, 280, 77-95.
Besancenot, F. (2009). *Territoire et développement durable. Diagnostic*. Paris : L'Harmattan.
Besancenot, F., Amat, J-P. & Wicherek, S. (2008). Le paysage au service du territoire : l'exemple du Bassin potassique alsacien. *Annales de géographie*, 659, 57-71.
Bétard, F. (2011). Potentialités écologiques des carrières de quartzite après exploitation : l'exemple de la carrière de Cheffois (Vendée, France). Physio-Géo, 5, 75-93.

Beucher, S., Reghezza-Zitt, M. & Ciattoni, A. (2005). *La Géographie : Pourquoi ? Comment ? Objet et démarche de la Géographie d'aujourd'hui*. Paris : Hatier.

Beuret, J. E. & Cadoret, A. (2010). *Gérer ensemble les territoires. Vers une démocratie coopérative*. Paris : Ch. L. Mayer.

Bevir, M. (2010). *Democratic Governance*. Princeton : Princeton University Press.

Bigot, B. (2013). Bien identifier les verrous technologiques pour accélérer la transition énergétique. In : Mosseri, R. & Jeandel, C. (dir.), *L'énergie à découvert* (p. 300-301). Paris : CNRS Éditions.

Bihouix, P. & de Guillebon, B. (2010). *Quel futur pour les métaux ? Raréfaction des métaux : un nouveau défi pour la société*. Paris : EDP Sciences.

Boisivon, F. (2013). Le nouvel âge d'or du gaz naturel. *Problèmes économiques*, 3058, 33-40.

Boisvert, V. & Vivien, F-D. (2006). Le développement durable : une histoire de controverses économiques. In : Aubertin, C. & Vivien, F-D. (dir.), *Le développement durable : enjeux politiques, économiques et sociaux* (p. 15-48). Paris : La documentation Française.

Bolzon, H., Rocher, L. & Verdeil, E. (2013). Transitions énergétiques multiples et contradictoires à Sfax (Tunisie). *Flux*, 93-94, 77-90.

Bonduelle, A., Szuba, M. & Zuindeau, B. (2011). Facteur 4 : le chantier social et politique. *Développement durable et territoires*, 2 (1), 5 p.

Bontems, P. & Rotillon, G. (2013). *L'économie de l'environnement*. Paris : La Découverte.

Borde, A. & Joumni, H. (2007). Le recours au marché dans les politiques de lutte contre le changement climatique. *Revue internationale et stratégique*, 67, 53-66.

Bordes, J-L. (2005). L'hydroélectricité en Provence. *Industries en Provence. Dynamiques d'hier et d'aujourd'hui*, 13, 27-36.

Borraz, O. & Le Gallès, P. (2001). Gouvernement et gouvernance des villes. In : Leresche, J-P. (dir.), *Gouvernance locale, coopération et légitimité. Le cas suisse dans une perspective comparée*. Paris : Pedone.

Boschma, R. (2004). Competitiveness of regions from an evolutionary perspective. *Regional Studies*, 38 (9), 1001-1014.

Bouchard, C. (2009). Transition énergétique dans le contexte des petits États et territoires insulaires. In : Actes de la 15e Journée Sciences et Savoirs (p. 197-211).

Boulding, K. (1966). The economics of the coming spaceship earth.

Bouneau, C. (2004). Les réseaux de transport d'électricité en Europe occidentale depuis la fin du 19e siècle : de la diversité des modèles nationaux à la recherché de la convergence européenne. *Annales historiques de l'électricité*, 2, 23-37.

Bouneau, C., Derdevet, M. & Percebois, J. (2007). *Les réseaux électriques au cœur de la civilisation industrielle*. Paris : Timée-Editions.

Bourez, J., Durand, L., Mao, P. & Senil, N. (2013). Penser le futur énergétique des territoires ruraux. L'exemple d'un projet de prospective collaborative en Ardèche. *Mouvements*, 75, 118-124.

Bourgeois, I. (2011). Sortie du Nucléaire – quelques pistes de réflexion. *Regards sur l'économie allemande*, 101, 33-37.
Bourgeois, I. (2014). La transition énergétique allemande : mission impossible ? *Regards sur l'économie allemande*, 112, 5-16.
Boussaguet, L. (2014). Typologie des politiques européennes. In : Dehousse, R. (dir.), *L'Union européenne* (p. 129-136). Paris : La documentation Française.
Boutaud, B. (2013). Les énergies renouvelables, énergies des collectivités territoriales ? In : Marcou, G., Poupeau, F-M. & Staropoli, C. (dir.), *Collectivités territoriales et énergie : ambitions et contradiction* (195-204). Paris : Éditions Le Moniteur.
Bouvier, G. (2003). Enjeux géopolitiques autour de la distribution d'électricité en France. *Hérodote*, 110, 71-87.
Bouvier, G. (2005). *Les collectivités locales et l'électricité. Territoires, acteurs et enjeux autour du service public local de l'électricité en France*. Thèse de doctorat, Géographie/Géopolitique, Paris : Université de Paris 8.
Boy, D. (2008). Le Grenelle, un mécanisme politique novateur ? *Regards sur l'actualité*, 338, 5-15.
Bradshaw, M. J. (2010). Global energy dilemmas : a geographical perspective. *The Geographical Journal*, 176 (4), 275-290.
Bréchet, T. & Van Brusselen, P. (2007). Le pic pétrolier : un regard d'économiste. *Reflets et perspectives de la vie économique*, XLVI, 63-81.
Bridge, G. (2010). Geographies of peak oil : The other carbon problem. *Geoforum*, 41, 523-530.
Bridge, G., Bouzarovski, S., Bradshaw, M. & Eyre, N. (2013). Geographies of energy transition : Space, place and the low-carbon economy. *Energy Policy*, 53, 331-340.
Brücher, W. (2001). Energy, Geography of. In : Smelser, N. J. & Baltes, P. B. (dir.), *International Encyclopedia of the Social and Behavioral Sciences* (p. 4520-4523). Oxford : Oxford University.
Brücher, W. (2009). *Energiegeographie*. Berlin : Gber. Bortraeger Verlagsbuchhandlund.
Brunel, S. (2004). *Le développement durable*. Paris : PUF.
Brunet, R. (1980). La composition des modèles de l'analyse spatiale. *L'Espace géographique*, 9 (4), 253-265.
Brunet, R. (1990). *Le territoire dans les turbulences*. Montpellier : Reclus.
Brunet, R. (2001a). *Le déchiffrement du monde : théorie et pratique de la géographie*. Paris : Belin.
Brunet, R. (2001b). Désaménagement du territoire : l'énergie en France. *Mappemonde*, 61, 40-41.
Brunet, R., Ferras, R. & Théry, H. (1993). *Les Mots de la géographie*. Montpellier-Paris : Reclus-La documentation Française.
Brunhes, J. (1910). *La Géographie physique. Essai de classification positive*. Paris : Alcan.
Buclet, N. (2011). *Le territoire, entre liberté et durabilité*. Paris : PUF.

C

Cabrol, M. & Nlemvo, F. (2012). Diversité de comportement des entreprises à l'internationalisation précoce et rapide : essai de validation d'une typologie. *Revue de l'Entrepreneuriat*, 11, 111-136.

Cacciari, J. (2014). L'impératif de « transition énergétique » comme double peine pour un territoire de la production énergétique soumis à reconversion. *VertigO – la revue électronique en sciences de l'environnement*, 14 (3), 25 p.

Callendar, G. S. (1938). The Artificial Production of Carbon Dioxide and Its Influence on Temperature. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 64 (275), 223-240.

Calzonetti, G. & Solomon, B. D. (1985). *Geographical Dimensions of Energy*. Dordrecht : D. Reidel Publishing Company.

Cans, C. (2009). Environnement et développement durable. In : Petit, Y. (dir.), *Droit et politiques de l'environnement* (p. 7-18). Paris : La documentation Française.

Carbonnier, G. & Grinevald, J. (2011). Énergie et développement. *Revue internationale de politique de développement*, 2, 9-28.

Carré, F. (2012). *L'essentiel du Développement durable. La loi Grenelle 2 et le verdissement des politiques publiques*. Paris : Gualino – Lextenso Éditions.

Cassoret, B. & Roger, D. (2015a). Les difficultés de la baisse de la consommation d'énergie. In : Scarwell, H-J., Leducq, D. & Groux, A. (dir.), *Réussir la transition énergétique* (p. 37-46). Villeneuve d'Ascq : Presses Universitaires du Septentrion.

Cassoret, B. & Roger, D. (2015b). Les difficultés de la baisse de la consommation d'énergie. In : Scarwell, H-J., Leducq, D. & Groux, A. (dir.), *Transitions énergétiques : quelles dynamiques de changement ?* (p. 197-209). Paris : L'Harmattan.

Cauret, L. (1997). *Dynamique de la maîtrise de la consommation de la demande d'électricité. Jeux d'acteurs et outils en métropole et en outre-mer*. Thèse de doctorat, Économie, Paris : EHESS.

Cazals, C., Deuffic, P., Sergent, A. & Ginelli, L. (2013). La forêt, un patrimoine au prisme de l'écologisation : le cas des Landes de Gascogne. *VertigO – la revue électronique en sciences de l'environnement*, Hors-Série 16, 14 p.

Chabrol, M. & Grasland, L. (2014). Contraintes spatiales et enjeux territoriaux d'une déclinaison régionale de la transition énergétique : l'exemple de la région Provence-Alpes-Côte-d'Azur. *VertigO – la revue électronique en sciences de l'environnement*, 14 (3), 20 p.

Chabrol, M. & Grasland, L. (2015a). Les liens entre forme urbaine et consommation d'énergie. Analyse d'un préalable pour la mise en œuvre de la transition énergétique aux échelles locales et régionales. In : Scarwell, H-J., Leducq, D. & Groux, A. (dir.), *Réussir la transition énergétique* (p. 193-201). Villeneuve d'Ascq : Presses Universitaires du Septentrion.

Chabrol, M. & Grasland, L. (2015b). Consommation énergétique et extension urbaine. Analyse d'une relation préalable à la mise en œuvre de la transition énergétique dans les territoires. In :

Scarwell, H-J., Leducq, D. & Groux, A. (dir.), *Transitions énergétiques : quelles dynamiques de changement ?* (p. 363-374). Paris : L'Harmattan.

Champollion, P. (2006). State of the art about the concept of territory and the process of territorialization. *CAENTI Deliverable*, 26, 10 p.

Chanard, C. (2011). *Territoire et énergie : politiques locales, échelles d'intervention et instruments de mobilisation, de connaissance et d'action*. Thèse de doctorat, Géographie. Besançon : Université de Franche Comté.

Chanard, C., de Sède-Marceau, M-H. & Robert, M. (2011). Politique énergétique et facteur 4 : instruments et outils de régulation à disposition des collectivités. *Développement durable et territoires*, 2 (1), 12 p.

Chapman, J. D. (1989). *Geography and Energy. Commercial Energy Systems and National Policies*. Harlow : Longman Scientific and Technical.

Chardonnet, J. (1962). *Les sources d'énergie*. Paris : Sirey.

Charles, L. (2015). Transition écologique : image ou réalité ? (Penser la transition énergétique). In : Scarwell, H-J., Leducq, D. & Groux, A. (dir.), *Transitions énergétiques : quelles dynamiques de changement ?* (p. 19-32). Paris : L'Harmattan.

Chartier, D. & Rodary, E. (2016). *Manifeste pour une géographie environnementale. Géographie, écologie, politique*. Paris : SciencesPo Les Presses.

Chatterton, P. (2002). Be realistic : demand the impossible. Moving towards strong sustainable development in an old industrial region ? *Regional Studies*, 36 (5), 552-561.

Chenorkian, R. (2012). Les Observatoires Hommes-Milieux : un nouveau dispositif pour une approche intégrante des interactions environnements-sociétés et de leurs dynamiques. *Sud-Ouest européen*, 33, 3-10.

Chevalier, J. (2003). La gouvernance, un nouveau paradigme étatique ? *Revue française d'administration publique*, 105-106, 203-217.

Chevalier, J-M. (2004). *Les grandes batailles de l'énergie. Petit traité d'une économie violente*. Paris : Folio actuel.

Chevalier, J-M. (2008). *Les 100 mots de l'énergie*. Paris : PUF.

Chevalier, J-M. (2009). La nouvelle crise de l'énergie. In : Chevalier, J-M. (dir.), *Les nouveaux défis de l'énergie. Climat-Économie-Géopolitique* (p. 7-62). Paris : Economica.

Chevalier, J-M. (dir.) (2013). *La croissance verte : solution d'avenir ?* Paris : PUF.

Chevalier, J-M., Cruciani, M. & Geoffron, P. (2013). *Transition énergétique : les vrais choix*. Paris : Odile Jacob.

Chevalier, J-M., Derdevet, M. & Geoffron, P. (2012). *L'avenir énergétique : cartes sur table*. Paris : Folio actuel.

Chia, E., Torre, A. & Rey-Valette, H. (2008). Conclusion : vers une « technologie » de la gouvernance territoriale ! Plaidoyer pour un programme de recherche sur les instruments et dispositifs de la gouvernance des territoires. *Norois*, 2009, 167-177.

Cholley, A. (1951). *La Géographie (Guide de l'étudiant)*. Paris : PUF.

Ciattoni, A. & Veyret, Y. (2013). *Les fondamentaux de la géographie*. Paris : Armand Colin.

Ciattoni, A., Holz, J-M. & Veyret, Y. (2007). Énergie, source de développement. In : Ciattoni, A. & Veyret, Y. (dir.), *Géographie et géopolitique des énergies* (p. 9-24). Paris : Hatier.

Cipolla, C. M. (1962). *The economic history of world population*. Middlesex : Penguin.

Clarimont, S., Aldhuy, J. & Labussière, O. (2006). Les recompositions territoriales face à la faible densité : comparaison des « pays » aquitains et des comarcas aragonais. *Annales de géographie*, 647, 26-48.

Claval, P. (2007). *Épistémologie de la géographie*. Paris : Armand Colin.

Clément, V. (2004). Le développement durable, un concept géographique ? *Géoconfluences*, 3 p.

CMED (1987). *Notre avenir à tous !* Montréal : Éditions du Fleuve et Les Publications du Québec.

Coenen, L., Benneworth, P. & Truffer, B. (2012). Toward a spatial perspective on sustainability transitions. *Research Policy*, 41, 968-979.

Cointe, B. (2015). From a promise to a problem : The political economy of solar photovoltaics in France. *Energy Research & Social Science*, 8, 151-161.

Commission mondiale pour l'environnement et le développement (1987). *Notre avenir à tous*. Montréal : Éditions du Fleuve.

Conesa, H. M., Schulina, R. & Nowack, B. (2008). Mining landscape : A cultural tourist opportunity or an environmental problem ? The study case of the Cartagena-La Union Mining District (SE Spain). *Ecological Economics*, 64 (4), 690-700.

Connor-Lajambe, H. (2000). Faire face au changement climatique en passant de l'âge du pétrole à l'âge de raison. *VertigO – la revue électronique en sciences de l'environnement*, 1 (2), 7 p.

Copinschi, P. (2012). *Le pétrole. Une ressource stratégique*. Paris : La documentation Française.

Cook, E. (1973). *Man, Energy and Society*. San Francisco : W. H. Freeman.

Cottin-Marx, S., Flipo, F. & Lagneau, A. (2013). La transition, une utopie concrète ? *Mouvements*, 75, 7-12.

Cottrell, F. (1955). *Energy and society : The relation between energy, social change and economic development*. New York : McGraw-Hill Book Company.

Couderc, J-M. (1998). Forêts ou plantations d'arbres ? *Bulletin de l'Association des Géographes Français*, 3, 227-237.

Courlet, C. & Pecqueur, B. (2013). *L'économie territoriale*. Grenoble : Presses Universitaires de Grenoble.

Courtot, R. (2004). Agriculture, paysages et patrimoine. In : Durbiano, C. & Moustier, P. (dir.), *Actes des assises pour l'agriculture des Alpes-de-Haute-Provence* (p. 115-122). Aix-en-Provence : Publications de l'Université de Provence.

Coutard, O. & Rutherford, J. (2009). Les réseaux transformés par leurs marges : développement et ambivalence des techniques « décentralisées ». *Flux*, 76-77, 6-13.

Coutard, O. & Rutherford, J. (2010). Energy transition and city-region planning : understanding the spatial politics of systemic change. *Technology Analysis & Strategic change*, 22 (6), 711-727.
Crassous, R. & Roques, F. (2014). Coûts associés à l'insertion des ENR intermittentes dans le système électrique. *La Revue de l'Énergie*, 618, 107-115.
Crifo, P. (2013). L'économie verte : nouveau modèle de croissance ou bulle verte ? In : Chevalier, J-M. (dir.), *La croissance verte : une solution d'avenir ?* (p. 21-27). Paris : PUF.
Crifo, P., Glachant, M., Hallegatte, S., Laurent, E. & Raphaël, G. (2012). *L'économie verte contre la crise. 30 propositions pour une France plus soutenable*. Paris : PUF.
Criqui, P. (2013). Les dynamiques mondiales de l'énergie. In : Mosseri, R. & Jeandel, C. (dir.), *L'énergie à découvert* (p. 19-21). Paris : CNRS Éditions.
Criqui, P., Faraco, B. & Grandjean, A. (2009). *Les États et le carbone*. Paris : PUF.
Crozet, Y. (2003). Industries de réseau et politiques publiques : pour une approche stratégique. *Flux*, 54, 6-14.
Crozier, M. & Friedberg, E. (1977). *L'acteur et le système*. Paris : Seuil.
Crutzen, P. J. & Stoermer, E. (2000). The Anthropocene, *IGBP Global Change Newsletter*, 41, 17-18.
Curran, D. W. (1973). *Géographie mondiale de l'énergie*. Paris : Masson.
Curran, D. W. (1981). *La nouvelle donne énergétique*. Paris : Masson.

D

Dahan, A. (2009). Entre Poznan et Copenhague : le régime climatique au milieu du gué. *Natures Sciences Sociétés*, 17, 271-282.
Dahan, A. (2015). La gouvernance climatique onusienne : un cadre à sauvegarder, transformer, ou faire exploser ? *Cités*, 63, 161-174.
Daly, H. (1998). Reconciling Internal and External Policies for Sustainable Development. In : Dragun, A. K. & Jacobson, K. M. (dir.), *Sustainability and Global Economic Policy*. Cheltenham: Elgar.
Daudé, E. & Langlois, P. (2006). Les formes de la diffusion. *GéoPoint*, 4, 171-175.
Dauger, J-M. (2010). Le gaz naturel : une énergie d'avenir. *Annales des Mines – Responsabilité et environnement*, 58, 27-33.
Daumalin, X., Daviet, S. & Mioche, P. (2006). *Territoires européens du charbon : des origines aux reconversions*. Aix-en-Provence : Publications de l'Université de Provence.
Daviet, S. (1999). Micro-électronique en Provence. Une redéfinition de l'industrie par le territoire. *Méditerranée*, 92 (3), 33-40.
Daviet, S. (2004). L'entreprise entre territoire et mondialisation. *Entreprises et histoire*, 35, 58-68.
Daviet, S. (2005). *Industrie, culture, territoire*. Paris : L'Harmattan.

Daviet, S. & Monge, R. (2010). From « Evolutionary Turn » to « Territorial Resources » : The New Trajectories of Innovation in Provence, France. *Geography Compass*, 10 (4), 1497-1512.
De Andrés Ruiz, C. (2006). *Énergie éolienne et développement local : étude comparée sur les effets socio-économiques et territoriaux des parcs éoliens dans les espaces ruraux défavorisés de l'Europe*. Thèse de doctorat, Géographie. Limoges : Université de Limoges.
De Brandt, J. (2002). L'émergence du nouveau système technique ou socio-technique. *Revue d'économie industrielle*, 100, 9-38.
De Lara, M. (2013). Les défis de la gestion optimisée des smart-grids. In : Mosseri, R. & Jeandel, C. (dir.), *L'énergie à découvert* (p. 284-285). Paris : CNRS Éditions.
Debardieux, B. (2003). Territoire. In : Lévy, J. & Lussault, M. (dir.), *Dictionnaire de la géographie et de l'espace des sociétés* (p. 907-917). Paris : Belin.
Debeir, J-C., Deléage, J-P. & Hémery, D. (2013). *Une histoire de l'énergie. Les servitudes de la puissance*. Paris : Flammarion.
Debourdeau, A. (2011). De la « solution » au « problème ». La problématisation de l'obligation d'achat de l'énergie solaire photovoltaïque en France et en Allemagne. *Politix*, 95, 103-127.
Defeuilley, C. (2009). Le gaz naturel en Europe, entre libéralisation des marchés et géopolitique. *Flux*, 75, 99-111.
Defeuilley, C. (2014). Portrait d'entreprise. La transition énergétique-1. *Flux*, 95, 65-76.
Delalande, D. (2009). La lutte contre le réchauffement climatique. In : Petit, Y. (dir.), *Droit et politiques de l'environnement* (p. 157-171). Paris : La documentation Française.
Delcour, L. (2008). L'énergie, enjeu clé pour la présidence française de l'Union. *Revue internationale et stratégique*, 69, 137-144.
Delpeuch, T. (2008). L'analyse des transferts internationaux de politiques publiques : un état de l'art. *Question de recherche*, 27.
Derdevet, M. (2009). *L'Europe en panne d'énergie. Pour une politique énergétique commune*. Paris : Descartes & Cie.
Derdevet, M. (2013). Les réseaux électriques, incontournables vecteurs de la transition énergétique. *La Revue de l'Énergie*, 615, 359-364.
Derdevet, M. (2015). *Énergie, l'Europe en réseaux. Douze propositions pour une politique commune en matière d'infrastructures énergétiques*. Paris : La documentation Française.
Derdevet, M. (2016). Repenser la mission d'ErDF à l'heure de la transition énergétique. *Énergie – Environnement – Infrastructures*, 1, dossier 5, 34-39.
De Réparaz, A. (2004). 1859-2000 : un siècle et demi d'agriculture dans les Alpes-de-Haute-Provence. In : Durbiano, C. & Moustier, P. (dir.), *Actes des assises pour l'agriculture des Alpes-de-Haute-Provence* (p. 27-33). Aix-en-Provence : Publications de l'Université de Provence.
Deshaies, M. (2007a). *Les territoires miniers. Exploitation et reconquête*. Paris : Ellipses.
Deshaies, M. (2007b). Énergie et environnement en Allemagne. *Revue Géographique de l'Est*, 47 (1), 22 p.
Deshaies, M. (2013). Essor et limites des énergies renouvelables en Allemagne : la transition énergétique en question. *La Revue de l'Énergie*, 613, 169-184.

Deshaies, M. (2014a). L'énergie. In : Wackermann, G. (dir.), *Mutations des systèmes productifs en France* (p. 229-269). Paris : Ellipses.
Deshaies, M. (2014b). Les évolutions récentes du système de production d'électricité français : les défis de la transition énergétique. *L'Information géographique*, 78 (4), 6-26.
Deshaies, M. (2014c). Ambiguïtés et limites de la transition énergétique en Allemagne. *VertigO – la revue électronique en sciences de l'environnement*, 14 (3), 25 p.
Deshaies, M. (2014d). Transition énergétique et réseaux de transport électrique en Europe. In : Wackermann, G. (dir.), *Mutations des systèmes productifs en France* (p. 264-269). Paris : Ellipses.
Deshaies, M. & Baudelle, G. (2013). *Ressources naturelles et peuplement*. Paris : Ellipses.
Deshaies, M. & Mérenne-Schoumaker, B. (2014). Ressources naturelles, matières premières et géographie. L'exemple des ressources énergétiques et minières. *Bulletin de la Société Géographique de Liège (BSGLg)*, 62, 53-61.
Desjardins, X. (2011). Pour l'atténuation du changement climatique, quelle est la contribution possible de l'aménagement du territoire ? *Cybergeo : European Journal of Geography*, 523, 19 p.
Desjeux, D. (2015). Le double bang énergétique, de la grande divergence du XVIII^{e} siècle à la convergence compétitive du XXI^{e} siècle. In : Zélem, M-C. & Beslay, C. (dir.), *Sociologie de l'énergie. Gouvernance et pratiques sociales* (p. 29-33). Paris : CNRS Éditions.
Dessus, B. (2014). *Déchiffrer l'énergie*. Paris : Belin.
Deuffic, P., Ginelli, L. & Petit, K. (2010). Patrimoine foncier… et naturel ? Les propriétaires forestiers face à l'écologisation des Landes de Gascogne. *Sud-Ouest européen*, 30, 109-123.
Dezobry, G. (2015). Les lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020. *Chaire European Electricity Markets Working Paper*, 2015-12, 13 p.
Di Méo, G. (1991). *L'homme, la société, l'espace*. Paris : Anthropos.
Di Méo, G. (1998). *Géographie sociale et territoires*. Paris : Nathan.
Di Méo, G. (2006). Territoires des acteurs, territoires de l'action. *Bulletin de la Société Géographique de Liège (BSGLg)*, 48, 7-17.
Di Méo, G. & Buléon, P. (2005). *L'espace social. Lecture géographique des sociétés*. Paris : Armand Colin.
Dion, R. (1951). Réflexions de méthode. À propos de « La Grande Limagne » de Max Derruau. *Annales de géographie*, 60 (318), 25-33.
Domenichino, J. & Guillon, J-M. (2006). La fin des mines de Provence : Gardanne et Brignoles. Essai comparatif sur un processus de fermeture. In : Daumalin, X., Daviet, S. & Mioche, P. (dir.), *Territoires européens du charbon : des origines aux reconversions* (p. 191-203). Aix-en-Provence : Publications de l'Université de Provence.
Douay, N. (2013). La planification urbaine française : théories, normes juridiques et défis pour la pratique. L'information géographique, 77 (3), 45-70.

Douillet, A-C. (2003). Les élus ruraux face à la territorialisation de l'action publique. *Revue française de science politique*, 53, 583-606.

Douillet, A-C. & de Maillard, J. (2007). La territorialisation problématique de l'action judiciaire. In : Faure, A. & Négrier, E. (dir.), *Les politiques publiques à l'épreuve de l'action locale. Critiques de la territorialisation* (p. 61-68). Paris : L'Harmattan.

Dresch, J. (1953). Recherche sur les investissements dans l'Union Française, leur répartition, leurs conséquences. *Bulletin de l'Association de Géographes français*, 231-232, 2-13.

Dubois, M. J. F. (2009). *La transition énergétique*. Paris : Desclée de Brouwer.

Dubois, J. & Thomann, S. (2012). *Tensions sur les champs et les bois. L'essor des énergies vertes en Provence-Alpes-Côte-d'Azur*. Paris : Éditions de l'Aube.

Dunica, V. & Arentsen, M-J. (2003). Green Certificate Trading in the Netherlands in the Prospect of the European Electricity Market. *Energy Policy*, 31, 609-620.

Dunsky, P. U. (2004). La révolution électrique en cours : portrait de l'émergence d'une nouvelle architecture dans les pays industrialisés. *VertigO – la revue électronique en sciences de l'environnement*, 5, 25 p.

Duran, P. & Thoenig, J-C. (1996). L'État et la gestion publique territoriale. *Revue française de science politique*, 46 (4), 580-622.

Durand, D. (2010). *La systémique*. Paris : PUF.

Durand, L., Pecqueur, B. & Senil, N. (2015). La transition énergétique par la territorialisation. L'énergie comme ressource territoriale. In : Scarwell, H-J., Leducq, D. & Groux, A. (dir.), *Réussir la transition énergétique* (p. 29-36). Villeneuve d'Ascq : Presses Universitaires du Septentrion.

Durbiano, C. (1998). Les zones « naturelles » et agricoles des espaces périurbains méditerranéens : une nouvelle problématique. *Méditerranée*, 89 (2-3), 47-51.

Durbiano, C. & de Reparaz, A. (1993). Les espaces flous des franges périurbaines de la Basse Provence. *Méditerranée*, 77 (1-2), 25-30.

Duruisseau, K. (2014). L'émergence du concept de transition énergétique. Quels apports de la géographie ? *Bulletin de la Société Géographique de Liège (BSGLg)*, 63, 21-34.

Duruisseau, K. (2015a). Les centrales photovoltaïques au sol dans le sud de la France. Un exemple de territorialisation de la transition énergétique. In : Scarwell, H-J., Leducq, D. & Groux, A. (dir.), *Réussir la transition énergétique* (p. 57-65). Villeneuve d'Ascq : Presses Universitaires du Septentrion.

Duruisseau, K. (2015b). Le développement des centrales photovoltaïques au sol dans les territoires du sud de la France. État des lieux, facteurs et territorialisation. *Bulletin de la Société Géographique de Liège (BSGLg)*, 64, 23-40.

E

Edelblutte, S. (2009). *Paysages et territoires de l'industrie en Europe. Héritages et renouveaux*. Paris : Ellipses.

Ehrlich, P. R. (1968). *The population bomb*. Sierra Club : Ballantine Books.
Elissalde, B. (2002). Une géographie des territoires. *L'Information géographie*, 3, 193-205.
Ellis, G., Barry, J. & Robinson, C. (2007). Many ways to say « no », different ways to say « yes » : Applying Q-Methodology to understand public acceptance of wind farm proposals. *Journal of Environmental Planning and Management*, 50, 517-551.
Emelianoff, C. (2005). Les agendas 21 locaux : quels apports sous quelles latitudes ? *Développement durable et territoires*, dossier 4, 14 p.
Emelianoff, C. (2007). La ville durable : l'hypothèse d'un tournant urbanistique en Europe. *L'Information géographique*, 71 (3), 48-65.
Emelianoff, C. & Mor, E. (2013). Société postcarbone : les villes pionnières. *Futuribles*, 392, 27-41.
Evrard, A. (2013). *Contre vents et marées. Politiques des énergies renouvelables en Europe*. Paris : SciencesPo. Les Presses.
Evrard, A. (2014). Les énergies renouvelables et l'électricité. À propos d'un conflit entre un secteur et une alternative de politique publique. *Écologie & politique*, 49, 67-80.

F

Favennec, J-P. (2009a). Quelles énergies ? *Géoéconomie*, 51, p. 49-62.
Favennec, J-P. (2009b). *Géopolitique de l'énergie. Besoins, ressources, échanges mondiaux*. Paris : Éditions Technip.
Favennec, J-P. & Matthieu, Y. (2014). *Atlas mondial des énergies*. Paris : Armand Colin.
Férérol, M-E. (2014). Les petites villes des espaces interstitiels et l'industrie : un couple indissociable ? L'exemple du sud Massif Central. *Territoire en mouvement – Revue de géographie et aménagement*, 23-24, 15-27.
Ferracci, V. & Vandervorst, A. (2011). L'implantation des panneaux. In : *Guide juridique. Installations photovoltaïques* (p. 3-7). Paris : Environnement magazine.
Finon, D. (2013). Transition énergétique et nouveaux modèles organisationnels. In : Mosseri, R. & Jeandel, C. (dir.), *L'énergie à découvert* (p. 290-291). Paris : CNRS Éditions.
Fischer, A. (1994). *Industrie et espace géographique*. Paris : Masson.
Fitoussi, J-P. & Laurent E. (2008). *La nouvelle écologie politique. Économie et développement humain*. Paris : Seuil.
Flam, M. (2010). *L'Économie vert*. Paris : PUF.
Flipo, F. (2002). *En quoi la crise environnementale contribue-t-elle à renouveler la question de justice ? Le cas du changement climatique*. Thèse de doctorat, Géographie, Compiègne : Université de technologie de Compiègne.
Fonvieille, H. (1934). L'exploitation des mines d'or dans le département de l'Aude. *Revue géographique des Pyrénées et du Sud-Ouest*, 5 (1), 120-123.

Fortin, M-J. (2005). Paysage industriel, lieu de médiation sociale et enjeu de développement durable et de justice environnementale : les cas complexes d'Alcan (Alma, Québec) et de Péchiney, (Dunkerque, France). Thèse de doctorat, Géographie, Paris : Université Paris 1.
Fouquet, R. (2008). *Heat, power and light : Revolutions in energy services*. Cheltenham : Edward Elgar.
Fouquet, R. (2010). The slow search for solutions : Lessons from historical energy transitions by sector and service. *Energy Policy*, 38, 6586-6596.
Fouquet, R. & Pearson, P. J. G. (2012). *Past and prospective energy transitions : Insights from history*. Energy Policy, 50, 1-7.
Fourier, J. (1824). Résumé théorique des propriétés de la chaleur rayonnante. *Annales de chimie et de physique*, 27, 236-281.
Friedberg, E. (1993). *Le pouvoir et la règle*. Paris : Seuil.
Friedrich, E. (1904). Wesen und geographisches Verbreitung der Raubwirtschaft. *Pettermann's Mitteilungen*, 3, 68-79.
Frochot, B. (2002). Comment évaluer l'intérêt biologique des réaménagements de carrières. *Rev. Écol. (Terre Vie)*, 9, 251-261.
Frochot, B. & Godreau, V. (1995). Intérêt écologique des carrières, terrils et mines. *Natures Sciences Sociétés*, 3, 66-76.

G

Gabert, P. (2006). C. Durbiano et Ph. Moustier (sous la dir.), « l'agriculture des Alpes-de-Haute-Provence ». *Méditerranée*, 107, 110.
Gadrey, J. (2007). Évaluation des biens environnementaux et nouveaux indicateurs de richesse. *Cahiers français*, 337, 55-61.
Galland, J-C. & Vincent, E. (2013). L'hydro-électricité : un atout pour réussir la transition énergétique en France. *La Revue de l'Énergie*, 613, 186-198.
Gallois, L. (1917). La production de la bauxite en France. *Annales de Géographie*, 26 (143), 386-388.
Garnier, J. & Lanciano-Morandat, C. (2006). Temps sociaux et acteurs dans la transition du bassin minier de Provence. In : Daumalin, X., Daviet, S. & Mioche, P. (dir.), *Territoires européens du charbon : des origines aux reconversions* (p. 227-241). Aix-en-Provence : Publications de l'Université de Provence.
Gay, A. & Glita, M. (2013). Réseaux et subventions : les pièges cachés des énergies intermittentes. *Le journal de l'école de Paris du management*, 101, 22-29.
Geels, F. W. (2002). Technological transitions as evolutionary reconfiguration processes : a multi-level perspective and a case-study. *Research Policy*, 31, 1257-1274.
Geels, F. W. (2005a). Co-evolution of technology and society: The transition in water supply and personal hygiene in the Netherlands (1850-1930) – a case study in multi-level perspective. *Technology in Society*, 27, 363-397.

Geels, F. W. (2005b). The dynamics of transitions in socio-technical systems: a multi-level analysis of the transition pathway from horse-drawn carriages to automobiles (1860-1930). *Technology Analysis & Strategic Management*, 17, 445-476.
Geels, F. W. (2005c). *Technological transitions and system innovations*. Cheltenham : Edward Elgar.
Geels, F. W. (2005d). Processes and patterns in transitions and system innovations: Refining the co-evolutionary multi-level perspective. *Technological Forecasting & Social Change*, 72, 681-696.
Geels, F. W. (2006). Major system change through stepwise reconfiguration: A multi-level analysis of the transformation of American factory production (1850-1930). *Technology in Society*, 28, 445-476.
Geels, F. W. (2007). Transformations of large technical systems : A Multilevel Analysis of the Dutch Highway System (1950-2000). *Science, Technology & Human Values*, 32, 123-149.
Geels, F. W. (2010). Ontologies, socio-technical transitions (to sustainability), and the multi-level perspective. *Research Policy*, 39, 495-510.
Geels, F. W. (2011). The multi-level perspective on sustainability transitions: Responses to seven criticisms. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 1 (1), 22-40.
Geels, F. W. & Kemp, R. (2007). Dynamics in socio-technical systems: Typology of change processes and contrasting case studies. *Technology in Society*, 29, 441-455.
Geels, F. W. & Schot, J. (2007). Typology of sociotechnical transition pathways. *Research Policy*, 36, 399-417.
Géneau de Lamarlière, I. & Staszak, J-F. (2000). *Principes de géographie économique*. Paris : Éditions Bréal.
Genus, A. & Coles, A-M. (2008). Rethinking the multi-level perspective or technological transitions. *Research Policy*, 37, 1436-1445.
Geoffron, P. (2013). L'économie des smart-grids. In : Mosseri, R. & Jeandel, C. (dir.), *L'énergie à découvert* (p. 282-283). Paris : CNRS Éditions.
Geoffron, P. (2014). L'Europe au défi de la transition énergétique. In : Dehousse, R. (dir.), *L'Union Européenne*. Paris : La documentation Française.
Geoffron, P. & Rouhier, S. (2009). Le développement des économies asiatiques dépendantes du carbone est-il soutenable ? In : Chevalier, J-M. (dir.), *Les nouveaux défis de l'énergie* (p. 63-83). Paris : Economica.
George, P. (1950a). *Géographie de l'énergie*. Paris : Librairie de Médicis.
George, P. (1950b). Géographie de la population et démographie. *Population*, 2, 38-58.
George, P. (1968). *L'Action Humaine*. Paris : PUF.
George, P. (1971). *L'Environnement*. Paris : PUF.
Giddens, A. (1987). *La constitution de la société, éléments de la théorie de la structuration*. Paris : PUF.
Giddens, A. (2009). *The Politics of Climate Change*. Cambridge : Polity Press.

Girard, S. (2012). *La territorialisation de la politique de l'eau est-elle gage d'efficacité environnementale ? Analyse diachronique de dispositifs de gestion des eaux dans la vallée de la Drôme (1970-2011)*. Thèse de doctorat, Géographie. Lyon : Université de Lyon.
Girardon, J. (2010). *Politiques d'aménagement du territoire*. Paris : Ellipses.
Godard, O. (1994). Le développement durable : paysage intellectuel. *Natures Sciences Sociétés*, 2 (4), 309-322.
Godard, O. (2000). L'expérience américaine des permis négociables. *Économie internationale*, 82, 13 p.
Godard, O. (2001). Le développement durable et la recherche scientifique, ou la difficile conciliation des logiques de l'action et de la connaissance. In : Jollivet, M. (dir.), *Le développement durable, de l'utopie au concept. De nouveaux chantiers pour la recherche* (p. 61-81). Paris : Elsevier.
Godet, L. (2010). La « nature ordinaire » dans le monde occidental. *L'Espace géographique*, 39 (4), 295-308.
Godinot, S. (2011). Les plans climat énergie territoriaux : voies d'appropriation du facteur 4 par les collectivités et les acteurs locaux ? *Développement durable et territoires*, 2 (1), 16 p.
Goodrich, A. C., Powell, D. M., James, T. L., Woodhouse, M. & Buonassisi, T. (2013). Assessing the drivers of regional tends in solar photovoltaic manufacturing. *Energy & Environmental Science*, 6, 2811-2821.
Gorgé, J-P. & Tandé, A. (1975). Une étude du ministère de l'industrie sur la concentration industrielle entre 1970 et 1972. *Économie et statistique*, 68, 39-57.
Gourou, P. (1948). *Les pays tropicaux*. Paris : PUF.
Goussault, Y. & Guichaoua, A. (1993). *Sciences sociales et développement*. Paris : Armand Colin.
Goux-Baudiment, F. (2002). *Quand les territoires pensent leurs futurs*. Paris : Édition de l'Aube-Datar.
Grand, E. & Veyrenc, T. (2011). *L'Europe et l'électricité et du gaz. Acteurs, marchés, régulations*. Paris : Economica.
Gras, A. (1997). *Les macro-systèmes techniques*. Paris : PUF.
Gras, A. (2015). Énergie et devenir de la société thermo-industrielle. In : Zélem, M-C. & Beslay, C. (dir.), *Sociologie de l'énergie. Gouvernance et pratiques sociales* (p. 21-26). Paris : CNRS Éditions.
Grémion, P. (1976). *Le pouvoir périphérique. Bureaucrates et notables dans le système politique français*. Paris : Seuil.
Grijol, K. (2012). *La faiblesse du vent. Impacts, enjeux et contradictions de l'éolien en France*. Paris : François Bourin Éditeur.
Grin, J. (2012). The governance of transitions and its politics. Conceptual lessons from the earlier agricultural transition and implications for transition management. *International Journal of Sustainable Development*, 15 (1-2), 72-89.

Grinevald, J. (1990). L'effet de serre de la Biosphère : de la révolution thermo-industrielle à l'écologie globale. *Stratégies énergétiques, biosphère et société*, 1, 9-34.
Grinevald, J. (2007). *La Biosphère de l'Anthropocène : climat et pétrole, la double menace. Repères transdisciplinaires (1824-2007). Stratégies énergétiques, Biosphère et Société*. Genève : Georg Éditeur.
Guedj, M. & Mayrargue, A. (2014). Éclairages historiques sur l'émergence du concept d'énergie. *Recherches en didactique des sciences et des technologies (RDST)*, 10, 35-61.
Guelton, S. (2014). *Gérer l'aménagement urbain*. Rennes : Presses Universitaires de Rennes.
Guillemoles, J-F. (2013). Photovoltaïque à très haut rendement de conversion. In : Mosseri, R. & Jeandel, C. (dir.), *L'énergie à découvert* (p. 172-173). Paris : CNRS Éditions.
Gumuchian, H. (1991). *Représentations et aménagement du territoire*. Paris : Economica.
Gumuchian, H., Grasset, E. Lajarge, R. & Roux, E. (2003). *Les acteurs, ces oubliés du territoire*. Paris : Economica.
Guthleben, D. (2007). Coup de soleil au CNRS… *La revue pour l'histoire du CNRS*, 17, 4 p.
Guthleben, D. (2009). *Histoire du CNRS, de 1939 à nos jours*. Paris : Armand Colin.
Guyol, N. B. (1971). *Energy in the Perspective of Geography*. Englewood Cliffs : Prentice Hall.

H

Hadjsaid, N. & Sabonnadière, J-C. (2013). Les smart-grids ou réseaux électriques intelligents. In : Mosseri, R. & Jeandel, C. (dir.), *L'énergie à découvert* (p. 280-281). Paris : CNRS Éditions.
Hägerstrand, T. (1968). *Innovation diffusion as a spatial process*. Chicago : University of Chicago Press.
Hairy, D., Labouesse, F. & Saunier, P. (1967). Croissance et concentration dans l'industrie laitière. *Économie rurale*, 71, 87-96.
Hansen, J-P. & Percebois, J. (2010). *Énergie. Économie et politiques*. Bruxelles : Éditions De Boeck.
Hare, S. R. & Mantua, N. J. (2000). Empirical evidence for North Pacific regime shifts in 1977 and 1989. *Progress in Oceanography*, 47, 103-145.
Herrero Luque, D. (2015). Nouvelles énergies, nouveaux paysages. L'essor de l'éolien et photovoltaïque en Espagne. *Rives méditerranéennes*, 51, 135-147.
Hira, A. & De Olivera, L. G. (2009). No substitute for oil ? How Brazil developed its ethanol industry. *Energy Policy*, 37 (6), 2450-2456.
Hodson, M. & Marvin, S. (2009). Cities mediating technological transitions: understanding visions, intermediation and consequences. *Technology Analysis and Strategic Management*, 21, 515-534.
Hooghe, L. & Marks, G. (2001). *Multi-Level Governance and European Integration*. Lanham : Rowman and Littlefield.
Huber, A., Girard, S. & Le Marre, P. (2013). Vers des modes de vie durables. Une variété de modes de vie pour une ambition unique : la société postcarbone. *Futuribles*, 392, 43-60.

Huchet, J-F. (1999). Concentration et émergence des groupes dans l'industrie chinoise. *Perspectives chinoises*, 52 (1), 5-18.
Husson, J-P. (1995). *Les forêts françaises*. Nancy : Presses Universitaires de Nancy.
Huyghues Despointes, F. (2009). La Loire, espace d'une gouvernance environnementale ? *VertigO – la revue électronique en sciences de l'environnement*, 6, 8 p.

I

Ikenberry, G. J. (1986). The irony of state strength : comparative responses to the oil shocks in the 1970s. *International Organization*, 40 (1), 105-137.

J

Jaffe, A. B. & Stavins, R. N. (1994). The energy paradox and the diffusion of conservation technology. *Resource and Energy Economics*, 16 (2), 91-122.
Jaglin, S. & Verdeil, E. (2013). Énergie et villes des pays émergents : des transitions en question. Introduction. *Flux*, 93-94, 7-18.
Janssen, T. & Rebours, Y. (2012). La dimension européenne du système électrique. *La Revue de l'Énergie*, 610, 441-456.
Jégou, A. (2007a). Les géographes français face au développement durable. *L'Information géographique*, 71 (3), 6-18.
Jégou, A. (2007b). Les origines du développement durable. *L'Information géographique*, 71 (3), 19-28.
Jevons, W. S. (1865). *The Coal Question. An Inquiry Concerning the Progress of the Nation, and the Probable Exhaustion of our Coal-Mines*. New York : Augustus, M. Kelley.
Joly, J-P. & Slaoui, A. (2013). Silicium de la cellule au module. In : Mosseri, R. & Jeandel, C. (dir.), *L'énergie à découvert* (p. 165-167). Paris : CNRS Éditions.
Jouvet, P-A. & de Perthuis, C. (2013). Croissance verte : des intentions aux actions. *Futuribles*, 392, 103-119.

K

Kada, N. (2012). La réforme de l'État territorial. *Revue française d'administration publique*, 141, 109-120.
Kandel, R. (2001). Le développement durable, l'atmosphère et le climat. In : Jollivet, M. (dir.), *Le développement durable, de l'utopie au concept. De nouveaux chantiers pour la recherche* (p. 143-165). Paris : Elsevier.
Kemp, R. & Rotmans, J. (2004). Managing the transition to sustainable mobility. In : Elzen, B., Geels, F. W. & Green, K. (dir.), *System Innovation and the Transition to Sustainability. Theory, Evidence and Policy*. Cheltenham : Edward Elgar.

Keppler, J. H. (2007). L'Union européenne et sa politique énergétique. *Politique étrangère*, 2007/3, 529-543.
Keppler, J. H. (2009). L'équation énergétique non résolue de l'Europe. In : Chevalier, J-M. (dir.), *Les nouveaux défis de l'énergie. Climat-Économie-Géopolitique* (p. 215-241). Paris : Economica.
Kitschelt, H. P. (1986). Political opportunity structures and political protest : antinuclear movements in four democracies. *British Journal of Political Science*, 16 (1), 57-85.
Klagge, B. & Brocke, T. (2015). La transition énergétique à l'échelle locale : la production décentralisée d'électricité et le rôle des entreprises municipales et des fournisseurs régionaux. *Revue Géographique de l'Est*, 55 (1-2), 13 p.
Kleijn, R. & Van der Voet, E. (2010). Resource Constraints in a Hydrogen Economy Based on Renewable Energy Sources: An Exploration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14 (9), 2784-2795.
Klein, E. (2013). L'énergie, une grandeur « qui se conserve ». In : Mosseri, R. & Jeandel, C. (dir.), *L'énergie à découvert* (p. 39). Paris : CNRS Éditions.
Kooiman, J (1993). *Modern Governance. New Government-Society Interactions*. London : Sage.
Kooiman, J. (2003). *Governing as Governance*. Thousand Oaks : Sage.
Krasner, S. (1982). Structural Causes and Regime Consequences : Regimes as Intervening Variables. *International Organization*, 36 (2), 185-205.
Krause, Bosel, Müller-ReiBman (1980). *Energiewende. Wachstum und Wohlstand ohne Erdöl und Uran*. S. Fischer Verlag.

L

Laborie, J-P. (1974). Industrialisation et croissance démographique de petites villes en milieu rural : l'exemple de Midi-Pyrénées. *Revue géographique des Pyrénées et du Sud-Ouest*, 45 (2), 109-130.
Laborie, J-P. (2008). Les petites villes face aux fermetures des services publics. In : Jean, Y. & Vanier, M. (dir.), *La France. Aménager les territoires* (p. 239-255). Paris : Armand Colin.
Labussière, O. (2007). *Le défi esthétique en aménagement : vers une prospective du milieu*. Thèse de doctorat, Géographie. Pau : Université de Pau et des pays de l'Adour.
Labussière, O. (2013). Énergies renouvelables et territoire : nouveaux accès, nouveaux potentiels. In : Mosseri, R. & Jeandel, C. (dir.), *L'énergie à découvert* (p. 286-287). Paris : CNRS Éditions.
Labussière, O. & Nadaï, A. (2015). *L'énergie des sciences sociales*. Paris : Alliance Athena.
Lacarrière, S. (2011). La croissance verte : un mythe salutaire pour un monde solidaire ? *Revue internationale et stratégique*, 81, 183-188.
Lacoste, Y. (1965). *Géographie du sous-développement*. Paris : PUF.

Lacroix, V. & Zaccaï, E. (2010). Quarante ans de politique environnementale en France : évolution, avancée, constante. *Revue française d'administration publique*, 134, 205-232.
Lade, S., Tavoni, A., Levin, S. & Schlüter, M. (2013). Regime shifts in a social-ecological system. *Theoretical ecology*, 6 (3), 359-372.
Ladrech, R. (1994). The Europeanization of Domestic Politics and Institutions: The Case of France. *Journal of Common Market Studies*, 32 (1).
Lagendijk, V. (2008). *Electrifying Europe*. Amsterdam : Aksant.
Laherrère, J. (2011). Les perspectives pétrolières et gazières. *Futuribles*, 373, 5-28.
Lahire, B. (1998). *L'Homme pluriel. Les ressorts de l'action*. Paris : Nathan.
Lajarge, R. (2009). Pas de territorialisation sans action (et vice versa) ? In : Vanier, M. (dir.), *Territoires, territorialités, territorialisation. Controverses et perspectives* (p. 193-204). Rennes : Presses Universitaires de Rennes.
Laperche, B. & Uzunidis, D. (dir.), (2010). *Innovation Networks and Clusters. The Knowledge Backbone*. Brussels : Peter Lang.
Laperche, B. & Uzunidis, D. (2011). Crise, innovation et renouveau des territoires : dépendance de sentier et trajectoires d'évolution. *Innovations*, 35, 159-182.
Laperche, B., Lorek, M. & Uzunidis, D. (2011). Crise et reconversion des milieux industrialo-portuaires : dépendance de sentier ou renouveau économique ? Les exemples de Dunkerque (France) et Gdansk (Pologne). *Revue d'Économie Régionale et Urbaine*, 2011/2, 341-368.
Lardon, S., Tonneau, J. P., Raymond, R., Chia, E. & Caron, P. (2008). Dispositifs de gouvernance territoriale durable en agriculture : analyse de trois situations en France et au Brésil. *Norois*, 209, 17-36.
Lascoumes, P. (2012). *Action publique et environnement*. Paris : PUF.
Lascoumes, P. & Le Galès, P. (2004). *Gouverner par les instruments*. Paris : SciencesPo Les Presses.
Lascoumes, P., Bonnaud, L., Le Bourhis, J-P & Martinais, E. (2014). *Le développement durable. Une nouvelle affaire d'État*. Paris : PUF.
Leclerc, S. (2002). Le système européen d'échange de droits d'émission des gaz à effet de serre. In : Petit, Y. (dir.), *Le Protocole de Kyoto : mise en œuvre et implications* (p. 115-135). Strasbourg : Presses Universitaires de Strasbourg.
Le Berre, M. (1992). Territoires. In : Bailly, A., Ferras, R. & Pumain, D. (dir.), *Encyclopédie de géographie* (p. 601-622). Paris : Economica.
Leclerc, S. (2009). Le principe pollueur-payeur. In : Petit, Y. (dir.), *Droit et politiques de l'environnement* (p. 41-48). Paris : La documentation Française.
Lefèvre, M. (2004). Les firmes multinationales face au risque climatique : sauver le capital en sauvant la terre ? *VertigO – la revue en sciences de l'environnement*, 5 (2), 13 p.
Le Galès, P. (1994). Du gouvernement des villes à la gouvernance urbaine. *Revue française des sciences politiques*, 45 (1), 58-95.
Le Galès, P. (2010). Gouvernance. In : Boussaguet, L., Jacquot, S. & Ravinet, P. (dir.), *Dictionnaire des politiques publiques* (p. 299-308). Paris : Presses de Sciences Po.

Le Treut, H. (2006). Le diagnostic scientifique : de l'alerte à l'éclairage des choix. *Écologie et politique*, 33, 21-35.
Leibenstein, H. (1966). Allocative Efficiency and X-Efficiency. *The American Economic Review*, 56, 392-415.
Leite, A. D. (2009). *Energy in Brazil : Towards a Renewable Energy Dominated System*. London : Earthscan.
Leloup, F., Moyart, L. & Pecqueur, B. (2005). La gouvernance territoriale comme nouveau mode de coordination territoriale ? *Géographie, Économie, Société*, 7, 321-332.
Lemêle, C. (2012). Géopolitique locale de la distribution d'électricité et de l'électrification rurale. Thèse de doctorat, Géographie, Saint-Denis : Universite Paris 8.
Lequan, M. (2003a). Acteur. In : Lévy, J. & Lussault, M. (dir.), *Dictionnaire de la géographie et de l'espace des sociétés* (p. 39-42). Paris : Belin.
Lequan, M. (2003b). Action spatiale. In : Lévy, J. & Lussault, M. (dir.), *Dictionnaire de la géographie et de l'espace des sociétés* (p. 42-44). Paris : Belin.
Lerat, S. (1978). *Géographie de l'électricité*. Paris : Doin.
Letombe, G. & Zuindeau, B. (2006). Gestion des externalités environnementales dans le bassin minier du Nord-Pas-de-Calais : une approche en termes de proximité. *Développement durable et territoires*, Dossier 7, 20 p.
Lévêque, C., Muxart, T., Abbadie, L., Weill, A. & Van der Leeuw, S. E. (2003). L'anthroposystème : entité structurelle et fonctionnelle des interactions sociétés-milieux. In : Lévêque, C., Van der Leeuw, S. E. & Reynier, I. (dir.), *Quelles natures voulons-nous ? Pour une approche socio-écologique du champ de l'environnement* (p. 110-129). Paris : Elsevier.
Levratto, N. & Abbes, N. (2008). À qui profitent les certificats verts en France : à l'environnement ou aux fournisseurs d'électricité ? *Revue de l'organisation responsable*, 3, 4-18.
Lévy, J. & Lussault, M. (dir.), (2003). *Dictionnaire de la géographie et de l'espace des sociétés*. Paris : Belin.

M

Ma, K. (2012). *Système énergétique territorial face à la montée en puissance des énergies renouvelables : modélisation de la transition appliquée à La Réunion*. Thèse de doctorat, Géographie. Rouen : Université de Rouen.
MacKay, D. (2009). *Sustainable energy without the hot air*. Cambridge : UIT Cambridge.
Mahoney, J. (2000). Path dependence in historical sociology. *Theory and Society*, 29, 507-548.
Mahoney, J. (2001). Path-dependent explanations of regime change : Central America in Comparative Perspective. *Studies in Comparative International Development*, 36 (1), 111-141.
Maillard, D. (2013). RTE, réseau de la transition énergétique. *La Revue de l'Énergie*, 612, 113-118

Maljean-Dubois, S. & Wemaëre, M. (2015). L'accord à conclure à Paris en décembre 2015 : une opportunité pour « dé » fragmenter la gouvernance internationale du climat ? *Revue Juridique de l'Environnement*, 4, 649-671.

Malthus, T. R. (1992). *Essai sur le principe de population*. Paris : GF-Flammarion.

Mancebo, F. (2006). *Le développement durable*. Paris : Armand Colin.

Mancebo, F. (2007a). Aménagement « durable » ? Ecueils et enjeux. In : Veyret, Y. (dir.), *Le développement durable* (p. 289-301). Paris : Éditions Sedes.

Mancebo, F. (2007b). Quels référentiels pour un aménagement « durable » ? *L'Information géographique*, 71 (3), 29-47.

Manners, G. (1964). *The Geography of Energy*. Londres : Hutchinson University Library.

Marcou, G. (2013). Électricité, marché unique et « transition énergétique » : les contradictions du nouveau système électrique et la place des collectivités territoriales. In : Marcou, G., Poupeau, F-M. & Staropoli, C. (dir.), *Collectivités territoriales et énergie : ambitions et contradictions* (p. 47-77). Paris : Éditions Le Moniteur.

Marchand, J-P. (1985). *Contraintes climatiques et espace géographique. Le cas irlandais*. Caen : Paradigme.

Maréchal, J-P. (2016). L'Accord de Paris : un tournant décisif dans la lutte contre le changement climatique ? *Géoéconomie*, 78, 113-128.

Markl, H. (1986). *Natur als Kulturaufgabe. Über die Beziehung des Menschen zur lebendigen Natur*. Stuttgart : Deutsche Verlagsanstalt.

Marsh, G. P. (1864). *Man and Nature*. Londres : Low and Son.

Martinet, A. C. & Reynaud, E. (2004). *Stratégies d'entreprise et écologie*. Paris : Economica.

Meadowcroft, J. (2009). What about the politics ? Sustainable development transition management, and long terme energy transitions. *Policy Sci*, 42, 323-340.

Meadows, D. H., Meadows, D. L., Randers, J. & Behrens, W. W. (1972). *The Limits to Growth*. New York : Universe Book.

Melé, P. (2009). Identifier un régime de territorialité réflexive. In : Vanier, M. (dir.), *Territoires, territorialités, territorialisation. Controverses et perspectives* (p. 45-55). Rennes : Presses Universitaires de Rennes.

Melot, R. & Torre, A. (2013). Introduction : Conflits d'usage dans les espaces ruraux et périurbains. *Économie rurale*, 332, 4-8.

Meier, N. I. (2004). Renewable Energy Policy in Denmark. *Energy for Sustainable Development*, 8 (1), 25-35.

Meier, N. I. & Koefoed, A. (2006). Danish Energy Reform : Policy Implications for Renewables. *Energy Policy*, 31, 597-607.

Melin, H. (2010). Le dualisme nature/culture à l'épreuve du paysage. Regard sur l'industrie comme un élément du paysage naturel. *Sociétés*, 109, 11-24.

Mendez, A. & Mercier, D. (2006). Compétences clés de territoires. Le rôle des relations interorganisationnelles. *Revue Française de Gestion*, 164, 253-275.

Mérenne-Schoumaker, B. (1993). *Géographie de l'énergie*. Paris : Nathan.

Mérenne-Schoumaker, B. (2002). *La localisation des industries. Enjeux et dynamiques*. Rennes : Presses Universitaires de Rennes.
Mérenne-Schoumaker, B. (2007a). *Géographie de l'énergie. Acteurs, lieux et enjeux*. Paris : Belin.
Mérenne-Schoumaker, B. (2007b). Énergies et développement durable. In : Veyret, Y. (dir.), *Le développement durable* (p. 98-113). Paris : Éditions Sedes.
Merlin, P. (2008). *Énergie et environnement*. Paris : La documentation Française.
Merlin, P. & Traisnel, J-P. (1996). *Énergie, environnement et urbanisme durable*. Paris : PUF.
Meyer, T. (2014). Du « pays perdu » du Blayais à « l'émirat de Saint-Vulbas » : les territoires de dépendance au nucléaire en France. *Hérodote*, 155, 153-169.
Michaux, V. (2011). Les déterminants de la performance des gouvernances territoriales. Le cas des stratégies concertées de développement durable des territoires. *Revue Française de Gestion*, 217, 35-60.
Mignon, H. (2014). Énergies renouvelables en Europe : le rôle du réseau de transport d'électricité. *Questions internationales*, 65, 63-74.
Minogue, M., Polidano, C. & Hulme, D. (1998). *Beyond the New Public Management : Changing Ideas and Practice in Governance*. Cheltenham : Elgar.
Mioche, P. (2005). Comment le charbon est-il devenu électricité en Provence ? *Industries en Provence*, 13, 37-47.
Mioche, P. (2006). Les Houillères de Provence, champion national de la productivité charbonnière (1946-2003) ? In : Daumalin, X., Daviet, S. & Mioche, P. (dir.), *Territoires européens du charbon : des origines aux reconversions* (p. 119-135). Aix-en-Provence : Publications de l'Université de Provence.
Miossec, J-M. (2008). *Géohistoire de la régionalisation en France. L'horizon régional*. Paris : PUF.
Miossec, A., Arnould, P. & Veyret, Y. (2005). Développement durable : affaire de tous, approches de géographes. *Historiens et Géographes*, 387, 85-96.
Moine, A. (2006). Le territoire comme un système complexe : un concept opératoire pour l'aménagement et la géographie. *L'Espace géographique*, 35 (2), 115-132.
Moine, A. (2007). *Le territoire : comment observer un système complexe*. Paris : L'Harmattan.
Mons, L. (2008). *Les enjeux de l'énergie. Pétrole, nucléaire et après ?* Paris : Larousse.
Mor, E. (2011). Des initiatives locales européennes pour atteindre le facteur 4 ? *Développement durable et territoires*, 2 (1), 12 p.
Mora, O. & Banos, V. (2014). La forêt des Landes de Gascogne : vecteur de liens ? *VertigO – la revue électronique en sciences de l'environnement*, 14 (1), 22 p.
Morand-Deviller, J. (2009). *Le droit de l'environnement*. Paris : PUF.
Morris, D-J. (1982). *Self-reliant cities. Energy and the transformation of urban America*. San Francisco : Sierra Club Books.
Mouhot, J-F. (2012). Du climat au changement climatique : chantiers, leçons et défis pour l'histoire. *Cultures & Conflits*, 88, 19-42.

Mouzet, P. (2014). *L'essentiel des finances locales*. Paris : Gualino.
Mozol, P. (2013). Le rôle des syndicats d'électrification et la gestion des réseaux publics de distribution d'électricité : entre opportunités et contraintes. In : Marcou, G., Poupeau, F-M. & Staropoli, C. (dir.), *Collectivités territoriales et énergie : ambitions et contradiction* (79-93). Paris : Éditions Le Moniteur.
Muther, R. (1966). *L'implantation rationnelle de votre entreprise*. Paris : Éditions Eyrolles.
Muxart, T. (2006). Essai sur une approche interdisciplinaire de l'analyse des anthroposystèmes dans la longue durée. In : Beck, C., Luginbühl, Y. & Muxart, T. (dir.), *Temps et espaces des crises de l'environnement* (p. 393-400). Paris : Éditions Quae.
Muxart, T., Vivien, F-D., Villalba, B. & Burnouf, J. (2003). *Des milieux et des hommes : fragments d'histoires croisées*. Paris : Elsevier.

N

Napoléon, C. (2015a). Les instruments de soutien aux ressources renouvelables sont-ils adaptés pour lutter contre le changement climatique ? In : Scarwell, H-J., Leducq, D. & Groux A. (dir.), *Réussir la transition énergétique* (p. 181-191). Villeneuve d'Ascq : Presses Universitaires du Septentrion.
Napoléon, C. (2015b). L'impact des instruments de soutien à la transition énergétique française. Une évaluation socio-économique. In : Scarwell, H-J., Leducq, D. & Groux A. (dir.), *Transitions énergétiques : quelles dynamiques de changement ?* (p. 227-242). Paris : L'Harmattan.
Négrier, E. (2007). Introduction générale : penser la contingence territoriale. In : Faure, A. & Négrier, E. (dir.), *Les politiques publiques à l'épreuve de l'action locale. Critiques de la territorialisation* (p. 9-15). Paris : L'Harmattan.
Nelson, R. R. & Winter, S. G. (1977). In search of useful theory of innovation. *Research Policy*, 6, 36-76.
Nelson, R. R. & Winter, S. G. (1982). *An evolutionary theory of economic change*. Cambridge : Belknap Press of Havard University Press.
Nemoz, S. (2015). Les réseaux intelligents à l'université : comprendre et dépasser l'approche techno-messianique de la transition énergétique. In : Scarwell, H-J., Leducq, D. & Groux, A. (dir.), *Réussir la transition énergétique* (p. 47-55). Villeneuve d'Ascq : Presses Universitaires du Septentrion.
Newell, P. & Paterson, M. (1998). A Climate for Business : Global Warming, the State and Capital. *Review of International Political Economy*, 5 (4), 679-703.
Norrant-Romand, C. (2010). Changements climatiques : des inquiétudes à l'évaluation des incertitudes. In : Scarwell, H-J. & Roussel, I. (dir.), *Le changement climatique. Quand le climat nous pousse à changer d'ère* (p. 27-63). Villeneuve d'Ascq : Presses Universitaires du Septentrion.

North, D. C. (1990). *Institutions, Institutional Change and Economic Performance*. Cambridge : Cambridge University Press.

O

Oberdorff, H. (2008). *L'européanisation des politiques publiques*. Grenoble : Presses Universitaires de Grenoble

ODell, P. (1974). *Energy : Needs and Resources*. Londres : Macmillan Press.

Offner, J-M. & Pumain, D. (dir) (1996). *Réseaux et territoires. Significations croisées*. Paris : Édition de l'Aube.

Ozouf, M. (1984). *L'école de la France*. Paris : Gallimard.

Ozouf-Marignier, M-V. (2000). Les géographies français et les mauvais pays. In : Berdoulay, V. & Soubeyran, O. (dir.), *Milieu, colonisation et développement* (p. 122-132). Paris : L'Harmattan.

Ozouf-Marignier, M-V. (2009). Le territoire, la géographie et les sciences sociales : aperçus historiques et épistémologiques. In : Vanier, M. (dir.), *Territoires, territorialités, territorialisation. Controverses et perspectives* (p. 31-35). Rennes : Presses Universitaires de Rennes.

P

Palier, B. (2010). Path Dependence (Dépendance au chemin emprunté). In : Boussaguet, L., Jacquot, S. & Ravinet, P. (dir.), *Dictionnaire des politiques publiques* (p. 411-419). Paris : Presses de Sciences Po.

Palier, B. & Bonoli, G. (1999). Phénomènes de Path Dependence et réformes des systèmes de protection sociale. *Revue française de science politique*, 49 (3), 399-420.

Palle, A. (2015). Les réseaux électriques dans la transition énergétique, dynamiques et impacts territoriaux. In : Scarwell, H-J., Leducq, D. & Groux, A. (dir.), *Transitions énergétiques : quelles dynamiques de changement ?* (p. 445-456). Paris : L'Harmattan.

Pasquier, R., Simoulin, V. & Weisbein, J. (dir.) (2007). *La gouvernance territoriale. Pratiques, discours et théories*. Paris : LGDJ.

Pech, P. (2007). Développement durable et géographie physique. *L'Information géographique*, 71 (3), 66-78.

Pehlivanian, S. (2015). Construire une histoire de l'énergie solaire. L'exemple d'une initiative originale d'une recherche solaire méditerranéenne. *Rives méditerranéennes*, 51, 121-134.

Pérouse de Montclos, M-A. (2014). Les fantasmes géopolitiques du pétrole dans les pays en guerre… ou pas. *Hérodote*, 155, 9-21.

Perrin, C. (2014). Le développement durable en perspective historique : l'exemple des tanneries. *L'Homme et la société*, 193-194, 37-56.

Pierson, P. (1993). When Effects became Cause. Policy Feedback and Political Change. *World Politics*, 45 (4), 595-628.
Pierson, P. (2000). Increasing returns, path dependence and the study of politics. *American political science review*, 94 (2), 251-267.
Pigou, A. C. (1920). *The Economics of Welfare*. London : Macmillan.
Pijaudier-Cabot, G. (2013). Fracturation hydraulique et alternatives. In : Mosseri, R. & Jeandel, C. (dir.), *L'énergie à découvert* (p. 92-93). Paris : CNRS Éditions.
Pinchemel, P. & Pinchemel, G. (1988). *La Face de la Terre*. Paris : Armand Colin.
Poinsot, Y. (2012). La dimension géographique du ménagement des ressources énergétiques renouvelables : le cas français dans son contexte européen. *Annales de géographie*, 685, 287-309.
Pontier, J-M. (2012). Compétences locales et politiques publiques. *Revue française d'administration publique*, 141, 139-156.
Posner, R. (1971). Taxation by Regulation. *Bell Journal of Economic and Management Science*, 2 (1), 22-50.
Pottier, A. (2014). Le massif forestier des Landes de Gascogne, un patrimoine naturel ? Le regard des gestionnaires. *Annales de Géographie*, 698, 1016-1038.
Poupeau, F-M. (2013). Les schémas régionaux climat air énergie : la démarche vue par les conseils régionaux. In : Marcou, G., Poupeau, F-M. & Staropoli, C. (dir.), *Collectivités territoriales et énergie : ambitions et contradiction* (183-193). Paris : Éditions Le Moniteur.
Pumain, D. & Saint-Julien, T. (1997). *L'analyse spatiale. Localisation dans l'espace*. Paris : Armand Colin.
Pumain, D. & Saint-Julien, T. (2001). *Les interactions spatiales. Flux et changements dans l'espace géographique*. Paris : Armand Colin.

Q

Queffelec, B. (2009). L'intégration des changements climatiques dans les politiques publiques locales : le cas du golfe du Morbihan. *VertigO – la revue électronique en sciences de l'environnement*, Hors série 6, 8 p.
Quenault, B. (2013). Dilemme westphalien et gouvernance internationale des biens publics mondiaux : le cas de la protection du climat. *Mondes en développement*, 162, 11-32.
Quesnay, F. (1758). *Tableau économique*. Paris : XXX.

R

Radanne, P. (2006). Changement climatique et société(s). *Écologie et politique*, 33, 95-115.
Raineau, L. (2011). Vers une transition énergétique ? *Natures Sciences Sociétés*, 19, 133-143.
Ratzel, F. (1891). *Anthropogeographie, oder Anwendung der Erdkunde auf die Geschichte*. Stuttgart : Engleborn.

Raymond, R. (2009). La « société civile », ce « nouvel » acteur de l'aménagement des territoires. *L'Information géographique*, 73 (2), 10-28.

Reclus, E. (1864). L'homme et la nature. De l'action humaine sur la géographie physique. *Revue des Deux Mondes*, 54, 762-771.

Reclus, E. (1868). La Terre, description des phénomènes de la vie globale. Paris : Hachette.

Reclus, E. (1880). *Histoire d'une montagne*. Paris : Bibliothèque d'éducation et de récréation, J. Hetzel.

Reghezza-Zitt, M. (2012). *La France dans ses territoires*. Paris : Éditions Sedes.

Reuss, P. Le nucléaire en France : état des lieux. *Regards sur l'actualité*, 373, 8-27.

Rey-Valette, H., Lardon, S. & Chia, E. (2008). Governance : Institutional and learning devices to facilitate the appropriation of sustainable development. *International Journal of Sustainable Development*, 11 (2/3/4), 101-114.

Rey-Valette, H., Chia, E., Mathé, S., Michel, L., Nougarèdes, B., Soulard, C-T., Maurel, P., Jarrige, F., Barbe, E. & Guiheneuf, P-Y. (2014). Comment analyser la gouvernance territoriale ? Mise à l'épreuve d'une grille de lecture. *Géographie, Économie, Société*, 16, 65-89.

Rialp, A., Rialp, J. & Knight, G. A. (2005). The phenomeon of early internationalizing firms : what do we know after a decade (1993-2002) of scientific inquiry ? *International Business Review*, 14 (2), 147-166.

Ricardo, D. (1999). *Principes de l'économie politique et de l'impôt*. Paris : GF-Flammarion.

Ricaud, A. (2013). Électricité photovoltaïque : politiques publiques et conséquences économiques. Les choix français dans le contexte international (1973-2013). *Annales historiques de l'électricité*, 11, 111-131.

Richard, J. & Plot, E. (2014). *La gestion environnementale*. Paris : La Découverte.

Riedacker, A. (2003). Effet de serre et politiques de lutte contre le changement climatique. *Mondes en développement*, 121, 47-70.

Rifkin, J. (2012). *La troisième révolution industrielle. Comment le pouvoir latéral va transformer l'énergie, l'économie et le monde*. Paris : LLL.

Ringius, L. (1999). Differenciation, Leaders and Fairness : Negotiating Climate Commitments in the European Community. *International Negociation*, 4, 133-166.

Rip, A. & Kemp, R. P. M. (1998). Technological Change. In : Rayner, S. & Malone, E. L. (dir.), *Human Choices and Climate Change* (p. 327-399). Colombus : Battelle press.

Rist, G. (2007). *Le développement. Histoire d'une croyance occidentale*. Paris : SciencesPo. Les Presses.

Robert, F. (2013). *Les finances locales*. Paris : La documentation Française.

Robic, M-C. & Mathieu, N. (2001). Géographie et durabilité : redéployer une expérience et mobiliser de nouveaux savoir-faire. In : Jollivet, M. (dir.), *Le développement durable, de l'utopie au concept. De nouveaux chantiers pour la recherche* (p. 167-190). Paris : Elsevier.

Roca i Caborrocas, P. & Naghavi, N. (2013). Photovoltaïque : les filières couches minces. In : Mosseri, R. & Jeandel, C. (dir.), *L'énergie à découvert* (p. 168-169). Paris : CNRS Éditions.

Rocard, Y. (1983). La naissance de la bombe atomique française. *La Recherche*, 141.
Roche, C. (2014). *L'essentiel du Droit de l'environnement*. Paris : Gualino.
Rocher, L. (2013). Le chauffage urbain dans la transition énergétique : des reconfigurations entre flux et réseaux. *Flux*, 92, 23-35.
Rojey, A. (2008). *Énergie et climat. Réussir la transition énergétique*. Paris : Éditions Technip.
Rolland-May, C. (1987). La théorie des ensembles flous et son intérêt en géographie. *L'espace géographique*, 1, 42-50.
Rostow, W. W. (1960). *The Stages of Economic Growth. A Non-Communist Manifesto*. Cambridge : Cambridge University Press.
Rotillon, G. (2007). Les différentes approches du développement durable. *Cahiers français*, 337, 11-17.
Rotmans, J., Kemp, R. & Van Asselt, M. (2001). More evolution than revolution: transition management in public policy. *Foresight*, 3 (1), 15-31.
Rousseaux, S. (2005). L'emprise de la logique marchande sur la promotion des énergies renouvelables au niveau communautaire. *Revue internationale de droit économique*, 19 (3), 231-250.
Rumpala, Y. (2010). Recherches de voies de passage au « développement durable » et réflexivité institutionnelle. Retour sur les prétentions à la gestion d'une transition générale. *Revue Française de Socio-Économie*, 6, 47-63.
Rumpala, Y. (2013). Formes alternatives de production énergétique et reconfigurations politiques. La sociologie des énergies alternatives comme étude des potentialités de réorganisation du collectif. *Flux*, 92, 47-61.
Rumpala, Y. (2015). Formes alternatives de production énergétique et reconfigurations politiques. La sociologie des énergies alternatives comme étude des potentialités de réorganisation du collectif. In : Zélem, M-C. & Beslay, C. (dir.), *Sociologie de l'énergie. Gouvernance et pratiques sociales* (p. 41-52). Paris : CNRS Editions.
Rutherford, J. (2013). Transitions énergétiques urbaines. In : Mosseri, R. & Jeandel, C. (dir.), L'énergie à découvert (p. 288-289). Paris : CNRS Éditions.
Rutherford, J. & Coutard, O. (2014). Urban Energy Transitions : Places, Processes and politics of Socio-technical Change. *Urban Studies*, 51 (7), 1353-1377.

S

Sachs, I. (1977). *Pour une économie politique du développement. Études de planification*. Paris : Flammarion.
Sachs, I. (1980). *Stratégie de l'écodéveloppement*. Paris : Les Éditions Ouvrières.
Safa, H. (2013). *Quelle transition énergétique ?* Les Ulis : edpsciences.
Salamon, L. M. (2002). *The Tools of Governance. A Guide to the New Governance*. Oxford : Oxford University Press.

Sanders, L. (2014). Un cadre conceptuel pour modéliser les grandes transitions de systèmes de peuplements de 70 000 BP à aujourd'hui. *Bulletin de la Société Géographie de Liège (BSGLg)*, 63, 5-19.

Sarlos, G., Haldi, P-A. & Verstraete, P. (2003). *Systèmes énergétiques. Offre et demande d'énergie : Méthodes d'analyse*. Lausanne : Presses polytechniques et universitaires romandes.

Savarit-Bourgeois, I. (2010). *L'essentiel du Droit de l'Urbanisme*. Paris : Gualino.

Savarit-Bourgeois, I. (2014). *L'essentiel du Droit de l'Urbanisme*. Paris : Gualino.

Scarwell, H-J., Laganier, R. & Romi, R. (dir.), (2004). Risque d'inondation et aménagement durable des territoires. Villeneuve d'Ascq : Presses Universitaires du Septentrion.

Scarwell, H-J. & Roussel, I. (dir.), (2006). *Les démarches locales de développement durable à travers les territoires de l'eau et de l'air*. Villeneuve d'Ascq : Presses Universitaires du Septentrion.

Scarwell, H-J., Leducq, D. & Groux, A. (dir.), (2015a). *Réussir la transition énergétique*. Villeneuve d'Ascq : Presses Universitaires du Septentrion.

Scarwell, H-J., Leducq, D. & Groux, A. (dir.), (2015b). *Transitions énergétiques : quelles dynamiques de changement ?* Paris : L'Harmattan.

Schächter, V. (2012). Total et les technologies vertes : small and big are more beautiful together. *L'association des amis de l'école de Paris*, 93, 31-37.

Schaltegger, S., Burritt, R. & Petersen, H. (2003). *An Introduction to Corporate Environmental Management*. Sheffield : Greenleaf Publishing.

Scheer, H. (1999). *Solare Weltwirtschaft. Strategie für die ökologische Moderne*. Munich : Kunstmann.

Scheer, H. (2005). Energieautonomie, eine neue Politik für erneuerbare Energien. Munich : Kunstmann.

Scheffer, M., Carpenter, S., Lenton, T., Bascompte, J., Brock, W., Dakos, V, Van de Koppel, J., Van de Leemput, I. A., Levin, S. A., Van Nes, E. H., Pascual, M. & Vandermeer, J. (2012). *Anticipating Critical Transitions*. Science, 338.

Schipper, L. & Pelling, M. (2006). Disaster risk, climate change and international development. Scope for, and challenges to, integration. *Disasters*, 30, 19-38.

Schumpeter, J. A. (1935). *Théorie de l'évolution économique*. Paris : Dalloz.

Schumpeter, J. A. (1947). *Capitalism, Socialism, and Democracy*. Londres : Routledge.

Sedlacek, S. & Gaube, V. (2009). Regions on their way to sustainability : the role of institutions in fostering sustainable development at the regional level. *Environment, Development and Sustainability*, 12 (1), 117-134.

Shackley, S. & Green, K. (2007). A conceptual framework for exploring transitions to decarbonised energy systems in the United Kingdom. *Energy*, 32, 221-236.

Shove, E. & Walker, G. (2007). Transitions ahead : politics, practice, and sustainable transition management. *Environment and Planning*, 39, 763-770.

Smil, V. (2010). *Energy Transitions. History, Requirements, Prospects*. Santa Barbara : Praeger.

Smith, A., VoB, J. P. & Grin, J. (2010). Innovation studies and sustainability transitions : the allure of the multi-level perspective, and its challenges. *Research Policy*, 39, 435-448.
Sobel, R. (1984). *The Age of Giant Corporations. A Microeconomic History of American Business (1914-1984)*. Westport : Greenwood Press.
Solomon, B. D. & Krishna, K. (2011). The coming sustainable energy transition : History, strategies and outlook. *Energy Policy*, 39, 7422-7431.
Sokoloff, P. (2016). Lutte contre le changement climatique, décentralisation énergétique, efficience des politiques publiques et cohésion territoriale : une synthèse nécessaire, un défi ambitieux. *Énergie – Environnement – Infrastructures*, 1, Dossier 3, 22-28.
Solow, R. M. (1993). *Sustainability: An Economist's Perspective*. New York: Norton and Company.
Sorre, M. (1942). *Les Fondements biologiques de la géographie humaine. Pour une géographie de l'Homme*. Paris : Armand Colin.
Souami, T. (2009). Conceptions et représentations du territoire énergétique dans les quartiers durables. *Flux*, 76-77, 71-81.
Sprinz, D. F. & Weiß, M. (2001). Domestic Politics and Global Climate Policy. In : Lutterbacher, U. & Sprinze, D. F. (dir.), *International Relations and Climate Change*. Cambridge : MIT Press.
Steven, A. P. (2013). Les gestionnaires de grands réseaux électriques mondiaux en ordre de marché. *La Revue de l'Énergie*, 613, 201-207.
Stigler, G. (1971). The Theory of economics Regulation. *Bell Journal of Economic and Management Science*, 2 (1), 3-21.
Stigler, G. & Friedland, C. (1966). What can Regulators Regulate ? The Case of Electricity. *Journal of Law and Economics*, 4, 1-16.
Stoker, G. (1998). Public-Private Partnerships and Urban Governance. In : Pierre, J. (dir.), *Partnerships in Urban Governance : European and American Experience* (p. 34-51). London : Macmillan.
Subra, P. (2008). L'aménagement, une question géopolitique ! *Hérodote*, 130, 222-250.
Szarka, J. (2011). Climate policy in France : between national interest and global solidarity ? *Politique européenne*, 33, 155-183.

T

Tabeaud, M. (2007). L'énergie dans tous ses états et le changement climatique. In : Ciattoni, A. & Veyret, Y. (dir.), *Géographie et géopolitique des énergies* (p. 181-208). Paris : Hatier.
Terrasson, D. (2006). Un tournant dans la recherche sur le paysage en France : contexte et apports du programme politiques publiques et paysages. *Natures Sciences Sociétés*, 14 (2), 187-195.
Taylor, R. H., Probert, S. D. & Carmo, P. D. (1998). French energy policy. *Applied Energy*, 59 (1), 39-61.

Theys, J. (2014). Le développement durable face à sa crise : un concept menacé, sous-exploité ou dépassé ? *Développement durable et territoires*, 5 (1), 17 p.

Theys, J. & Vidalenc, E. (2011). Le territoire, un levier complémentaire pour l'atteinte du facteur 4. *Développement durable et territoires*, 2 (1), 8 p.

Theys, J. & Vidalenc, E. (2013). Vers des villes postcarbone. Six scénarios contrastés. *Futuribles*, 392, 5-25.

Thornton, G., Franz, M., Edwards, D., Pahlen, G. & Nathanail, P. (2007). The challenge of sustainability : incentives for brownfield regeneration in Europe. *Environmental Science & Policy*, 10 (2), 116-134.

Tissier, J-L. (1992). La géographie dans le prisme de l'environnement (1970-1990). In : Robic, M-C. (dir.), *Du milieu à l'environnement. Pratiques et représentations du rapport homme/nature depuis la Renaissance* (p. 201-236). Paris : Economica.

Toke, D. Breukers, S. & Wolsink, M. (2008). Wind power deployment outcomes : How can we account for the differences ? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12, 1129-1147.

Torre, A. (2011). Les processus de gouvernance territoriale. L'apport des proximités. *Pour*, 209/210, 115-122.

Torre, A. & Beuret, J. E. (2012). *Proximités territoriales*. Paris : Economica.

Touzard, J-M. & Laporte, J-P. (1998). Deux décennies de transition viticole dans le Languedoc-Roussillon : de la production de masse à la viticulture plurielle. *Pôle Sud*, 9, 26-47.

Traimond, B. (1986). Le voyage dans les Landes de Gascogne ou la traversée du Sahara français. *Études rurales*, 103-104, 221-234.

Tricart, J. (1978). *Géomorphologie applicable*. Paris : Masson.

Tricart, J. & Kilian, J. (1978). *L'Éco-géographie*. Paris : Maspéro.

Tritz, Y. (2012). Le système énergétique agri-territorial : les bioénergies comme outil de développement local. *Géographie, économie, société*, 14, 31-52.

Truffer, B. (2008). Society, technology, and region : contributions from the social study of technology to economic geography. *Environment and Planning*, 40, 966-985.

Truffer, B. & Coenen, L. (2012). Environmental innovation and sustainability transitions in regional studies. *Regional Studies*, 46, 1-22.

Tsayem-Demaze, M. (2009a). Les conventions internationales sur l'environnement : état des ratifications et des engagements des pays développés et des pays en développement. *L'Information géographique*, 73, 84-99.

Tsayem-Demaze, M. (2009b). Paradoxes conceptuels du développement durable et nouvelles initiatives de coopération Nord-Sud : le Mécanisme pour un Développement Propre (MDP). *Cybergeo : European Journal of Geography*, 443, 27 p.

Tsayem-Demaze, M. (2010). Éviter ou réduire la déforestation pour atténuer le changement climatique : le pari de la REDD. *Annales de géographie*, 674, 338-358.

Tsayem-Demaze, M. (2011). *Géopolitique du développement durable. Les États face aux problèmes environnementaux internationaux*. Rennes : Presses Universitaires de Rennes.

Tsayem-Demaze, M. (2012). L'avenir obscur du protocole de Kyoto. *L'Espace géographique*, 41, 369-373.
Tsayem-Demaze, M. (2013). Les retombées du « Mécanisme pour un Développement Propre » pour les pays en développement : une faible réception de technologie et un développement durable vague. *Les Cahiers d'Outre-Mer*, 262, 247-276.
Turco, A. (1997). Aménagement et processus territoriaux : l'enjeu sémiologique. *Espaces et sociétés*, 90-91, 231-249.

U

Unruh, G. C. (2000). Understanding carbon lock-in. *Energy Policy*, 28 (12), 817-830.
Unruh, G. C. (2002). Escaping carbon lock-in. *Energy Policy*, 30 (4), 317-325.

V

Vaché, I. (2009). *L'émergence des politiques énergétiques en Pays de la Loire (France). Effets de contexte, potentiels et jeux d'acteurs*. Thèse de doctorat, Géographie. Le Mans : Université du Maine.
Vaivre, F. (2001). *Les Pays dans la dynamique intercommunale : analyse des jeux d'acteurs et des modes de construction territoriale*. Thèse de doctorat, Géographie. Besançon : Université de Franche-Comté.
Valette, E. (2005). Intégration environnementale de l'éolien et régulation locale des conflits : l'action des collectivités territoriales dans l'Aude. *VertigO – la revue électronique en sciences de l'environnement*, 6 (3), 12 p.
Vallée, A. (2007). Les solutions économiques aux problèmes environnementaux : entre État et marché. *Cahiers français*, 337, 48-54.
Van Den Bergh, J. C., J. M., Truffer, B. & Kallis, G. (2011). Environmental innovation and societal transitions: Introduction and overview. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 1, 1-23.
Van der Vleuten, E. & Breteau, A. (2001). Étude des conséquences sociétales des macro-systèmes techniques : une approche pluraliste. *Flux*, 43, 42-57.
Van der Woude, A. (2003). Sources of energy in the Dutch Golden Age : The case of Holland. *NEHA-Jaarboek*, 66, 64-84.
Van Est, R. (1999). *Winds of Change. A Comparative Study of the Politics of Wind Energy Innovation in California and Denmark*. Utrecht : International Books.
Van Gameren, V., Weikmans, R. & Zaccai, E. (2014). *L'adaptation au changement climatique*. Paris : La Découverte.
Vanier, M. (2003). Le périurbain à l'heure du crapaud buffle : tiers espace de la nature, nature du tiers espace. *Revue de géographie alpine*, 91 (4), 79-89.
Vanier, M. (2008). *Le pouvoir des territoires : essai sur l'interterritorialité*. Paris : Anthropos.

Vanier, M. (2009). Invitation aux premiers Entretiens de la Cité des Territoires. In : Vanier, M. (dir.), *Territoires, territorialités, territorialisation. Controverses et perspectives* (p. 11-15). Rennes : Presses Universitaires de Rennes.
Verbong, G. & Geels, F. W. (2007). The ongoing energy transition : Lessons from a socio-technical, multi-level analysis of the Dutch electricity system (1960-2004). *Energy Policy*, 35, 1025-1037.
Vernier, J. (2009). *Les énergies renouvelables*. Paris : PUF.
Verpeaux, M., Rimbault, C. & Waserman, F. (2013). *Les collectivités territoriales et la décentralisation*. Paris : La documentation Française.
Veyret, Y. (2005). Développement durable et géographie. In : Veyret, Y. (dir.), *Le développement durable : approches plurielles* (p. 11-38). Paris : Hatier.
Veyret, Y. (2007). Définition et composantes du développement durable : une question qui ne va pas de soi. In : Veyret, Y. (dir.), *Le développement durable* (p. 13-53). Paris : Éditions Sedes.
Veyret, Y. & Vigneau, J-P. (2005). Risques et développement durable. *Historiens et Géographes*, 387, 241-248.
Vially, R. (2014). Les hydrocarbures non conventionnels. *Questions internationales*, 65, 40-47.
Vially, R. & Kalaydjian, F. (2013). Les hydrocarbures non conventionnels. In : Mosseri, R. & Jeandel, C. (dir.), *L'énergie à découvert* (p. 89-91). Paris : CNRS Éditions.
Vieillefosse, A. (2009). *Le changement climatique*. Paris : La documentation Française.
Viollet, P-L. (2005). *Histoire de l'énergie hydraulique. Moulins, pompes, roues et turbines de l'Antiquité au XX^e siècle*. Paris : Presses de l'école nationale des Ponts et chaussées.
Vivet, E. (2011). Innovations processuelles et rapidité de décision dans les négociations européennes : l'exemple du paquet énergie-climat. *Négociations*, 15, 89-101.
Vivien, F-D. (2001). Histoire d'un mot, histoire d'une idée : le développement durable à l'épreuve du temps. In : Jollivet, M. (dir.), *Le développement durable, de l'utopie au concept. De nouveaux chantiers pour la recherche* (p. 19-60). Paris : Elsevier.
Vivien, F-D. (2010). Les antécédents conceptuels du développement soutenable. In : Zuindeau, B. (dir.), *Développement durable et territoire* (p. 25-35). Villeneuve d'Ascq : Presses Universitaires du Septentrion.
Vivien, F-D. (2012). 20-22 juin 2012 : Rio plus vain ? *Développement durable et territoires*, 4 (3), 8 p.

W

Wagstaff, H. R. (1974). *A Geography of Energy*. Dubuque : W. C. Brown.
Weidlich, W. (2006). Intentions and Principles of Sociodynamics. *Evolutionary and Institutional Economic Review*, 2 (2), 161-165.
Woessner, R. (2010). La territorialisation : proposition pour la compréhension du phénomène par une entrée systémique. *Revue d'Économie Régionale & Urbaine*, 2010/4, 669-685.

Wolsink, M. (2007). Planning of renewables schemes : Deliberative and fair decision-making on landscape issues instead of reproachful accusations of non-cooperation. *Energy Policy*, 35, 2692-2704.

Z

Zaccaï, E. (2002). *Le développement durable : dynamique et constitution d'un projet*. Bruxelles : Presses Interuniversitaires Européennes.
Zahra, S. A. (2005). A theory of international new ventures : a decade of research. *Journal of International Business Studies*, 36, 20-28.
Zélem, M-C. (2012). Les énergies renouvelables en transition : de leur acceptabilité sociale et leur faisabilité sociotechnique. *La Revue de l'Énergie*, 610, 418-424.
Zélem, M-C. (2015). Préface. Réussir la transition énergétique. Quelles dynamiques de changement ? In : Scarwell, H-J., Leducq, D. & Groux, A. (dir.), *Réussir la transition énergétique* (p. 13-15). Villeneuve d'Ascq : Presses Universitaires du Septentrion.
Zélem, M-C. & Beslay, C. (2015). Pour une sociologie de l'énergie. In : Zélem, M-C. & Beslay, C. (dir.), *Sociologie de l'énergie. Gouvernance et pratiques sociales* (p. 15-20). Paris : CNRS Éditions.
Zuindeau, B. (2010a). *Développement durable et territoire*. Villeneuve d'Ascq : Presses Universitaires du Septentrion.
Zuindeau, B. (2010b). Développement durable et territoires d'ancienne industrialisation. In : Zuindeau, B. (dir.), *Développement durable et territoire* (p. 241-251). Villeneuve d'Ascq : Presses Universitaires du Septentrion.

Documents et rapports énergie-climat

Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (2009). *Étude du potentiel de production d'électricité d'origine solaire en Provence-Alpes-Côte-d'Azur. Synthèse de l'étude* ; http://oreca.regionpaca.fr/fileadmin/Documents/Etudes/potentiel_photovoltaique__2009_/Potentiel_Solaire_PV.pdf
Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (2014). *Photovoltaïque et collectivités territoriales. Guide pour une approche de proximité*.
http://www.ademe.fr/photovoltaique-collectivites-territoriales-guide-approche-proximite
Agence Internationale de l'Énergie (2010). *World Energy Outlook 2010*.
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo2010.pdf
Agence Internationale de l'Énergie (2012). *World Energy Outlook 2012*.
http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2012_free.pdf
Agence Internationale de l'Énergie (2013). *Redrawing The Enengy-Climate Map*.
http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebsite/2013/energyclimatemap/redrawingenergyclimatemap.pdf

Agence Internationale de l'Énergie (2015). *Key World Energy Statistics 2015*.
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld_Statistics_2015.pdf
AMORCE (2014). Bilan de la compétence de soutien aux actions de maîtrise de l'énergie.
http://www.amorce.asso.fr/fr/espace-adherents/publications/energie/politique-energie/enp-33-bilan-de-la-competence-de-soutien-aux-actions-de-la-maitrise-de-lenergie/
Assemblée Nationale (2009). Rapport d'information de S. Poignant fait au nom de la commission des affaires économiques sur l'énergie photovoltaïque. N°1846 – 16 juillet 2009.
http://www.assemblee-nationale.fr/13/pdf/rap-info/i1846.pdf
BP (2015). *Statistical Review of World Energy – June 2015*.
https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf
BP (2016). *Statistical Review of World Energy – June 2016*.
https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf
Centre d'Analyse Stratégique (2012). *Rapport Énergies 2050*.
http://archives.strategie.gouv.fr/cas/content/rapport-energies-2050.html
Chapin, J-M., Siné, A., Helleisen, P., Tlili, C., Trink, C. & Stoffaes, C. (2010). *Mission relative à la régulation et au développement de la filière photovoltaïque en France*.
http://www.photovoltaique.info/IMG/pdf/1_RAPPORT_Photovoltaique.pdf
Charpin, J-M. & Trink, C. (2011). *Rapport de la concertation avec les acteurs concernés par le développement de la filière photovoltaïque*.
http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/rapport_de_la_concertation_avec_les_acteurs_concernes_par_le_developpement_de_la_filiere_photovoltaique.pdf
Commissariat Général au Développement Durable (2016a). Tableau de bord : éolien – Quatrième trimestre 2015. N°731.
http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/CS731.pdf
Commissariat Général au Développement Durable (2016b). Tableau de bord : solaire photovoltaïque – Quatrième trimestre 2015. N°732.
http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/CS732.pdf
Commission de Régulation de l'Énergie (2011). *Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kWc*.
http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres/(annee)/2011
Commission de Régulation de l'Énergie (2013). *Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kWc*.
http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres/(annee)/2013

Commission de Régulation de l'Énergie (2014a). *Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kWc*.
http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres/(annee)/2014
Commission de Régulation de l'Énergie (2014b). *Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine. Éolien terrestre, biomasse, solaire photovoltaïque*.
http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/couts-et-rentabilite-des-enr-en-france-metropolitaine
Cour des Comptes (2012). *Les coûts de la filière électronucléaire*. Paris : La documentation Française.
Cour des Comptes (2013). *La politique de développement des énergies renouvelables*. Paris : La documentation Française.
Direction Générale de l'Énergie et du Climat (2011). *Installations photovoltaïques au sol. Guide de l'étude d'impact*.
http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Installations-photovolt-au-sol_guide_DEF_19-04-11.pdf
Direction Générale de l'Énergie et du Climat (2014). *Évolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat – Restitution de la consultation nationale*.
http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Document_restitution_16-01.pdf
EurObserv'ER (2015). *État des énergies renouvelables en Europe*.
http://www.eurobserv-er.org/newsletter/Barometre-Bilan-Sept2015/
Eurostat (2014). *Energy, transport and environment indicators*.
http://ec.europa.eu/eurostat/documents/3930297/6613266/KS-DK-14-001ENN.pdf/4ec0677e-8fec-4dac-a058-5f2ebd0085e4
Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (1990). *Changement climatique : les évaluations du GIEC de 1990 à 1992*.
https://www.ipcc.ch/ipccreports/1992%20IPCC%20Supplement/IPCC_1990_and_1992_Assessments/French/ipcc_90_92_assessments_far_full_report_fr.pdf
Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (1995). *Seconde évaluation du GIEC. Changement de climat 1995*.
https://www.ipcc.ch/pdf/climate-changes-1995/ipcc-2nd-assessment/2nd-assessment-fr.pdf
Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (2001). *Changements climatiques 2001. Rapport de synthèse. Résumé à l'intention des décideurs*.
http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/ONERC_ar3_rapport-synthese-spm-fr.pdf
Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (2007). *Changements climatiques 2007. Rapport de synthèse*.
https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr_fr.pdf
Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (2013). *Changements climatiques 2013. Les éléments scientifiques*.

https://www.ipcc.ch/pdf/assessmentreport/ar5/wg1/WG1AR5_SummaryVolume_FINAL_FRENCH.pdf
Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (2014). *Changements climatiques 2014. Rapport de synthèse*.
https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_fr.pdf
Observ'ER (2015a). *Le Journal du photovoltaïque*, Hors-Série n°14.
Observ'ER (2015b). *Le Journal de l'éolien*, Hors-Série n°17.
Préfecture de la région Aquitaine & Région Aquitaine (2012). *Schéma Régional Climat Air Énergie d'Aquitain*.
https://www.dordogne.fr/professionnels_&_associations/fonds_documentaire/568-2280/document-6113/SRCAE-Aquitaine.pdf
Préfecture de la région Languedoc-Roussillon & Région Languedoc-Roussillon (2013), *Schéma Régional Climat Air Énergie du Languedoc-Roussillon*.
http://www.languedocroussillon.fr/139-srcae-schema-regional-climat-air-energie-renouvelables-languedoc-roussillon.htm
Préfecture de la région Midi-Pyrénées & Région Midi-Pyrénées (2012). *Schéma Régional Climat Air Énergie de Midi-Pyrénées*.
http://www.territoires-durables.fr/IMG/pdf/srcae_def.pdf
Préfecture de la région PACA & Région PACA (2013). *Schéma Régional Climat Air Énergie de Provence-Alpes-Côte-d'Azur (PACA)*.
http://www.regionpaca.fr/developpement-durable/transitions-energetiques/climat-air-et-energie/schema-regional-climat-air-energie.html
Préfecture de la région Rhône-Alpes & Région Rhône-Alpes (2014). *Schéma Régional Climat Air Énergie de Rhône-Alpes*.
http://www.ain.gouv.fr/schema-regional-du-climat-de-l-air-et-de-l-energie-a641.html
RTE (2006). *Résultats techniques du secteur électrique en France 2006*.
http://www.rte-france.com/sites/default/files/rtse_2006.pdf
RTE (2013). *Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables de la région Midi-Pyrénées*.
http://www.rte-france.com/sites/default/files/2013-02-20_s3renr_midi-pyrennees.pdf
RTE (2014a). *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité. Des solutions à déployer pour préserver la sécurité électrique*.
RTE (2014b). *Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables de la région Languedoc-Roussillon*.
http://www.rte-france.com/sites/default/files/2014-12-08_s3renr_laro.pdf
RTE (2014c). *Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables de la région Provence-Alpes-Côte-d'Azur (PACA)*.
http://www.rte-france.com/sites/default/files/2014-10-10_s3renr_paca.pdf
RTE (2015a). *Bilan électrique et perspectives 2014 – Aquitaine*.
http://www.rte-france.com/sites/default/files/bilan_electrique_2014_aquitaine.pdf

RTE (2015b). *Bilan électrique et perspectives 2014 – Languedoc-Roussillon*.
http://www.rte-france.com/sites/default/files/2015_05_21_bilan_electrique_laro.pdf
RTE (2015c). *Bilan électrique et perspectives 2014 – Midi-Pyrénées*.
http://www.rte-france.com/sites/default/files/2015_04_28_bilan_electrique_midi-pyrenees.pdf
RTE (2015d). *Bilan électrique et perspectives 2014 – Provence-Alpes-Côte-d'Azur*.
http://www.rte-france.com/sites/default/files/2015_06_02_bilan_2014_paca.pdf
RTE (2015e). *Bilan électrique et perspectives 2014 – Rhône-Alpes*.
http://www.rte-france.com/sites/default/files/bilan_electrique_2014_rhone-alpes.pdf
RTE (2015f). *Bilan électrique 2014*.
http://www.rte-france.com/sites/default/files/bilan_electrique_2014.pdf
RTE (2015g). *Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables de la région Aquitaine*.
http://www.rte-france.com/sites/default/files/2015-04-29_s3renr_aquitaine.pdf
RTE (2015h). *Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables de la région Rhône-Alpes*.
http://www.rte-france.com/sites/default/files/synthese_consultation.pdf
RTE (2015i). *Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelable de la région Champagne-Ardenne*.
http://www.rte-france.com/sites/default/files/s3renr_ca_reviser.pdf
RTE (2016). *Bilan électrique 2015*.
http://www.rte-france.com/sites/default/files/2015_bilan_electrique.pdf
Sénat (2013). Rapport d'information de C. Belot au nom de la délégation aux collectivités territoiralisation et à la décentralisation sur les collectivités territoriales. N°623 – 4 juin 2013.
http://www.senat.fr/rap/r12-623/r12-6231.pdf

Documents-cadres et doctrines photovoltaïques/photovoltaïques au sol

Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (2010). Les Avis de l'ADEME. Les centrales solaires photovoltaïques au sol, 2 p.
Chambre d'agriculture des Bouches-du-Rhône (2010). Avis de la chambre d'agriculture des Bouches-du-Rhône sur les implantations photovoltaïques, 2 p.
Chambre d'agriculture des Landes (2009). Motion, 1 p.
Conseil général du Var (2014). Schéma départemental d'orientation relatif au développement des énergies renouvelables, 50 p.
Direction Départementale de l'Équipement et de l'Agriculture de Lot-et-Garonne (2009). Mise en œuvre de panneaux solaires photovoltaïques : informations utiles, 2 p.
Direction Départementale des Territoires de l'Ariège (2010). Centrale photovoltaïque au sol. Critères d'appréciation des projets, 4 p.
Direction Départementale des Territoires d'Aveyron (2010). Développement des énergies renouvelables en Aveyron. Réflexion cadre sur l'énergie solaire photovoltaïque, 21 p.

Direction Départementale des Territoires de la Drôme (2010). Fiche de recommandations. Centrales photovoltaïques au sol, 9 p.
Direction Départementale des Territoires du Tarn-et-Garonne (2011). Note de cadrage des services de l'État pour l'instruction des projets solaires photovoltaïques en région Midi-Pyrénées et en Tarn-et-Garonne, 24 p.
Direction Départementale des Territoires du Vaucluse (2009). Note de cadrage pour l'implantation de centrales photovoltaïques en Vaucluse, 4 p.
Direction Départementale des Territoires des Alpes-de-Haute-Provence & Conseil général des Alpes-de-Haute-Provence (2008). Document de recommandations relatif au développement des technologies utilisant le rayonnement solaire dans le département des Alpes-de-Haute-Provence, 23 p.
Direction Départementale des Territoires des Alpes-de-Haute-Provence & Conseil général des Alpes-de-Haute-Provence (2010). Document de recommandations relatif au développement des technologies utilisant le rayonnement solaire dans le département des Alpes-de-Haute-Provence, 23 p.
Direction Départementale des Territoires des Alpes-de-Haute-Provence & Conseil général des Alpes-de-Haute-Provence (2011). Document de recommandations relatif au développement des technologies utilisant le rayonnement solaire dans le département des Alpes-de-Haute-Provence, 23 p.
Direction Départementale des Territoires et de la Mer des Alpes-Maritimes (2011). Charte relative à l'implantation de centrales solaires au sol dans le département des Alpes-Maritimes, 32 p.
Direction Départementale des Territoires et de la Mer de l'Aude (2009). Guide méthodologique sur le photovoltaïque au sol dans l'Aude, 20 p.
Direction Départementale des Territoires et de la Mer de l'Aude (2013). Recommandations pour une réelle prise en compte du paysage dans l'élaboration des projets photovoltaïques, 20 p.
Direction Départementale des Territoires et de la Mer des Bouches-du-Rhône (2010). Implantation de parcs photovoltaïques dans le département des Bouches-du-Rhône : préconisations et cadrage réglementaire, 22 p.
Direction Départementale des Territoires et de la Mer des Bouches-du-Rhône (2013). Implantation de parcs photovoltaïques dans le département des Bouches-du-Rhône : préconisations et cadrage réglementaire, 22 p.
Direction Départementale des Territoires et de la Mer de l'Hérault (2010). Guide méthodologique sur le photovoltaïque dans l'Hérault, 20 p.
Direction Départementale des Territoires et de la Mer de l'Hérault (2014). Guide photovoltaïque dans l'Hérault, 18 p.
Direction Départementale des Territoires et de la Mer du Var (2009). Centrales photovoltaïques au sol dans le Var. Mode d'emploi, 4 p.

Direction Départementale des Territoires et de la Mer du Var (2013). Centrales photovoltaïques au sol dans le Var. Mode d'emploi, 4 p.
Direction Générale de l'Aviation Civile (2011). Note d'information technique. Dispositions relatives aux avis de la DGAC sur les projets d'installations de panneaux photovoltaïques à proximité des aérodromes, 12 p.
Direction Générale de l'Énergie et du Climat (2011). Installations photovoltaïques au sol. Guide de l'étude d'impact, 138 p.
Direction Régionale de l'Alimentation, de l'Agriculture et de la Forêt de Rhône-Alpes (2010). Guide technique méthodologique concernant l'examen des demandes de défrichement en vue de l'installation de centrales photovoltaïques au sol, 4 p.
Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement d'Aquitaine (2012). Référence Aquitaine. L'étude d'impact : principe et contenu, 32 p.
Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement de Midi-Pyrénées (2009). Premiers éléments de doctrine régionale. Note de cadre des services de l'État pour l'instruction des projets solaires photovoltaïques en région Midi-Pyrénées, 12 p.
Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement de Midi-Pyrénées (2011). Doctrine régionale. Note de cadrage des services de l'État pour l'instruction des projets solaires photovoltaïques en région Midi-Pyrénées, 30 p.
Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer (2009). *Circulaire du 18 décembre 2009 relative au développement et au contrôle des centrales photovoltaïques au sol*, 10 p.
Parc naturel régional des Alpilles (2009). Document-cadre pour le développement de l'énergie solaire photovoltaïque dans le parc naturel régional des Alpilles, 28 p.
Parc naturel régional des Alpilles (2011). Document-cadre pour le développement de l'énergie solaire photovoltaïque dans le parc naturel régional des Alpilles, 28 p.
Parc naturel régional des Landes de Gascogne (2009). Doctrine photovoltaïque, 3 p.
Parc naturel régional du Luberon (2007). Doctrine solaire photovoltaïque (PV), 4 p.
Parc naturel régional du Verdon (2009). Position du Parc du Verdon concernant l'installation d'équipement du type centrale solaire photovoltaïque ou thermique de grande surface, 6 p.
Parc naturel régional du Verdon (2010). Position du Parc du Verdon concernant l'installation d'équipement du type centrale solaire photovoltaïque ou thermique de grande surface, 5 p.
Pays des Landes de Gascogne (2010). Fermes photovoltaïques. La position du pays, 2 p.
Préfecture des Hautes-Alpes (2010). Document de recommandations pour le développement des installations photovoltaïques dans les Hautes-Alpes, 22 p.
Préfecture des Landes (2009). Éléments pour une charte sur le développement de l'énergie photovoltaïque au sol dans le département des Landes, 16 p.
Préfecture d'Aquitaine (2009). Document de cadrage des services de l'État pour l'instruction des projets photovoltaïques en Aquitaine, 26 p.
Préfecture de Languedoc-Roussillon (2009). Note relative à la planification régionale des énergies renouvelables, 3 p.

Préfecture de Provence-Alpes-Côte-d'Azur (2011). Guide photovoltaïque, 34 p.
Préfecture de Rhône-Alpes (2009). Cadre régional de référence pour la conduite de projets de centrales photovoltaïques au sol respectueux de l'environnement et de l'activité agricole, 12 p.

Annexe - Liste des personnes enquêtées

Commune (45)				
Nom/Initiales	Fonction	Lieu/Modalité	Date	Durée
J-C. Rougon	Directeur des services techniques municipaux	Gardanne	03/03/2011	1h10
M. Tournebien	Maire de Saint-Julien-Mont-Denis	Saint-Julien Mont-Denis	11/09/2013	1h00
O. Feugier	Maire de Saint-Hilaire-du-Rosier	Saint-Hilaire du-Rosier	16/09/2013	1h00
H. Faure	Maire de Saint-Cyprien	Saint-Cyprien	16/09/2013	0h40
E. Loupias	Chargée de mission énergie-climat aux services techniques municipaux de La Fare-les-Oliviers	La Fare-les-Oliviers	07/10/2013	0h20
R. Philippe	Ancien Maire des Mées	Les Mées	11/12/2013	1h30
F. Guinieri	Maire de Puyloubier	Marseille	13/01/2014	1h30
J. Wigt	Maire de Charleval	Charleval	23/01/2014	1h00
J-L. Daumas	Adjoint en charge de l'environnement à Manosque	Manosque	31/01/2014	1h00
R. Garcin	Adjoint en charge de l'environnement à Cotignac	Cotignac	06/02/2014	4h00
P. Vacaris	Maire de Rochefort-du-Gard	Rochefort-du-Gard	05/02/2014	0h30
J. Lorenzetti	Adjoint en charge du développement durable à La Fare-les-Oliviers	La Fare-les-Oliviers	07/02/2014	0h40
R. Charpy	Maire de Sainte-Tulle	Sainte-Tulle	11/02/2014	0h40
C. Cheilan	Maire de Vinon-sur-Verdon	Vinon-sur-Verdon	12/02/2014	1h00
P. Jacquin	Responsable du service urbanisme de Néoules	Néoules	14/02/2014	0h30
J. Gaulthier	Adjoint en charge de l'urbanisme à Figannière	Figannière	21/02/2014	0h40
J-P Henry	Maire de Valderoure	Valderoure	21/02/2014	2h30
M. Fourcade	Adjointe en charge de l'urbanisme à Fabrègues	Fabrègues	25/02/2014	0h40
E. Maubernard	Maire de Saint-Jean-du-Pin	Saint-Jean-du-Pin	27/02/2014	0h30
M. Peyrard	Maire de Montéléger	Montéléger	27/02/2014	1h00
J-F. Massue	Maire de Méounes-lès-Montrieux	Ménounes lès-Montrieux	03/03/2014	1h00
X[478]	Adjoint à Rochefort-du-Gard	Rochefort-du-Gard	05/03/2014	1h00
D. Rolland	Maire de Curbans	Curbans	07/03/2014	1h00
G. Burle	Maire d'Esparron-de-Verdon	Esparron-de-Verdon	07/03/2014	0h40
R. Le Moign	Maire de Revest-du-Bion	Revest-du-Bion	10/03/2014	0h40
Y. Armand	Maire de Saint-Restitut	Saint-Restitut	25/04/2014	1h00
D. Guirand	Adjoint en charge de l'urbanisme à Fuveau	Fuveau	28/04/2014	0h40
D. Guibal	Maire du Bosc	Le Bosc	05/03/2014	1h00
A. Pontet	Adjoint en charge de l'énergie à Gardanne	Gardanne	06/05/2014	0h40
M. Raspail	Maire de Blauvac	Blauvac	09/05/2014	1h00
P. Biais	Maire de Vitrolles	Vitrolles	16/05/2014	0h30
X[479]	Technicien à Rion-des-Landes	Téléphonique	04/06/2014	0h10
J-L. Bernadet	Maire de Pompogne	Pompogne	16/06/2014	0h40

[478] Personne enquêtée n'ayant pas souhaité apparaître dans la thèse.
[479] Personne enquêtée n'ayant pas souhaité apparaître dans la thèse.

C. Henriot	Directeur général des services de Casteljaloux	Casteljaloux	16/06/2014	0h40
F. Fatin	Maire de Pauillac	Pauillac	17/06/2014	0h30
D. Bagnères	Adjoint en charge de l'aménagement du territoire à Mios	Mios	18/06/2014	0h15
C. Villemagne	Directeur général des services de Cazaubon	Cazaubon	19/06/2014	0h40
B. Courrèges	Secrétaire général de Geloux	Geloux	20/06/2014	0h40
P. Sartre	Maire de Garein	Garein	21/06/2014	1h00
S. Macabiau	Maire de Miradoux	Miradoux	23/06/2014	0h40
J-P. Alméras	Maire de Lhospitalet	Lhospitalet	24/06/2014	0h40
M. Meesseman	Maire d'Orgueil	Orgueil	24/06/2014	1h00
D. Nadalein	Adjoint en charge de l'urbanisme à Bouloc	Bouloc	25/06/2014	0h30
C. Fita	Maire de Graulhet	Graulhet	26/06/2014	0h50
A. Jégo	Secrétaire générale du Séquestre	Le Séquestre	26/06/2014	0h50

Établissement public de coopération intercommunale (EPCI) à fiscalité propre (7)				
Nom/Initiales	**Fonction**	**Lieu/Modalité**	**Date**	**Durée**
C. Barle	Responsable du développement durable à la CC Comté de Provence	Brignoles	14/02/2014	1h00
L. Saxe	Directeur général des services de la CC de la Montagne Noire	Villanière	15/05/2014	0h40
F. Antonetti	Directrice des services techniques de la CC du Mézinet	Mézin	16/06/2014	0h30
M. Callot	Technicien à la CC des Landes d'Armagnac	Roquefort	18/06/2014	1h00
O. Paul	Directeur général des services de la CC de la Ténarèze	Condom	23/06/2014	1h00
L. Decosse	Responsable du service économique de la CC de Montesquieu	Téléphonique	01/07/2014	0h20
E. Durif	Directrice générale des services de la CC du Val de l'Eyre	Téléphonique	09/07/2014	0h50

Parc naturel régional (PNR) (1)				
Nom/Initiales	**Fonction**	**Lieu/Modalité**	**Date**	**Durée**
X[480]	Technicien au parc naturel régional du Verdon	Téléphonique	12/12/2013	0h30

Département (12)				
Nom/Initiales	**Fonction**	**Lieu/Modalité**	**Date**	**Durée**
X. Favrolt	Chargé de mission énergie-climat pour le Département de l'Isère	Téléphonique	10/09/2013	0h25
G. Ordovini	Directeur du service énergie-climat du Département de Savoie	Téléphonique	13/09/2013	0h10
E. Ruquiet	Directrice du service environnement du Département de la Loire	Saint-Étienne	16/09/2013	0h30
J-P. Pouillot	Chargé de mission énergie-climat pour le Département des Alpes-Maritimes	Brignoles	11/03/2014	0h40
C. Baze	Chargée de mission énergie-climat pour le Département des Alpes-de-Haute-Provence	Digne-les-Bains	17/03/2014	1h00
O. Gairaldi	Directeur du service énergie-climat du Déparement du Var	Toulon	07/05/2014	1h00

[480] Personne enquêtée n'ayant pas souhaité apparaître dans la thèse.

M. Colin	Chargée de mission énergie-climat pour le Département du Var	Toulon	07/05/2014	1h00
F. Bouanani	Directrice du service énergie-climat du Département du Vaucluse	Avignon	19/05/2014	1h00
W. Parnaudeau	Directeur du service énergie-climat du Département du Lot	Téléphonique	22/06/2015	0h40
V. Rambaud	Chargée de mission énergie-climat pour le Département de la Gironde	Téléphonique	25/06/2015	0h30
M. André	Directeur du service environnement du Département des Hautes-Alpes	Téléphonique	15/07/2015	0h40
S. Haye	Responsable du projet PVS d'Aspres-sur-Buëch pour le Département des Hautes-Alpes	Téléphonique	17/07/2015	1h00

Régions (5)				
Nom/Initiales	**Fonction**	**Lieu/Modalité**	**Date**	**Durée**
X[481]	Technicienne à la Région PACA	Marseille	12/03/2013	0h50
J. Girardo	Chargé de mission énergie-climat pour la Région Rhône-Alpes	Téléphonique	06/09/2013	0h20
A. Bourrely	Responsable des projets PV pour la Région PACA	Marseille	14/05/2014	1h00
Pascal Lator	Directeur du service énergie-climat de la Région Aquitaine	Téléphonique	05/06/2015	0h50
W. Hachet	Chargé de mission énergie-climat pour la Région Languedoc-Roussillon	Téléphonique	04/06/2015	0h40

Direction Départementale des Territoires (DDT) Direction Départementale des Territoires et de la Mer (DDTM) (24)				
Nom/Initiales	**Fonction**	**Lieu/Modalité**	**Date**	**Durée**
X[482]	Responsable de l'UT Maurienne de la DDT-Savoie	Téléphonique	01/10/2013	0h30
M. Charaud	Responsable des projets EnR pour la DDT-Alpes-de-Haute-Provence	Téléphonique	04/10/2013	0h15
B. Meunier	Responsable des projets EnR pour DDTM-Alpes-Maritimes	Nice	22/04/2014	1h00
I. Gervet	Responsable des projets EnR pour la DDT-Ardèche	Privas	25/04/2014	1h00
G. Machado	Responsable des projets EnR pour la DDT-Vaucluse	Carpentras	28/04/2014	1h30
M. Charaud	Responsable des projets EnR pour la DDT-Alpes-de-Haute-Provence	Digne-les-Bains	12/05/2014	1h30
T. Dumas	Responsable des projets EnR pour la DDT-Loire	Téléphonique	14/05/2014	0h40
B. Massat	Responsable des projets EnR pour la DDTM-Aude	Carcassonne	15/05/2014	1h00
C. Riou	Responsable des projets EnR pour la DDTM-Var	Toulon	20/05/2014	1h30
A. Olivier	Responsable des projets EnR pour la DDTM-Hérault	Montpellier	23/05/2014	0h40
E. Gay	Responsable du service urbanisme de la DDTM-Hérault	Montpellier	23/05/2014	0h40
M. Uhlmann	Responsable des projets EnR pour la DDT-Gers	Téléphonique	17/06/2014	0h30
S. Boutonnet	Responsable des projets EnR pour la DDT-Aveyron	Téléphonique	17/06/2014	0h30

[481] Personne enquêtée n'ayant pas souhaité apparaître dans la thèse.
[482] Personne enquêtée n'ayant pas souhaité apparaître dans la thèse.

G. Drouet	Responsable du service forêt de la DDMT-Landes	Mont-de-Marsan	20/06/2014	1h00
L. Dagens	Responsable des projets EnR pour la DDT-Hautes-Alpes	Téléphonique	20/06/2014	0h30
L. Audren	Responsable du service urbanisme de la DDT-Lot-et-Garonne	Agen	23/06/2014	0h50
M. Ramy	Responsable du service urbanisme de la DDTM-Gard	Téléphonique	23/06/2014	0h50
R. Feuillerat	Responsable des projets EnR pour la DDT-Haute-Garonne	Toulouse	25/06/2014	1h30
A. Gourbeyre	Responsable des projets EnR pour la DDT-Tarn	Albi	26/06/2014	1h00
A. Flottès	Responsable des projets EnR pour la DDT-Hautes-Pyrénées	Téléphonique	01/07/2014	0h30
F. Lambert	Responsable des projets EnR pour la DDTM-Bouches-du-Rhône	Marseille	10/07/2014	1h30
E. Josse	Responsable des projets EnR pour la DDTM-Pyrénées-Orientales	Téléphonique	04/06/2015	0h50
D. Cannellas-Hertout	Responsable des projets EnR pour la DDTM-Pyrénées-Atlantiques	Téléphonique	10/06/2015	0h50
M-H. Tricard	Responsable du service environnement de la DDMT-Gironde	Téléphonique	24/06/2015	1h00

Services instructeurs déconcentrés de l'État (6)				
Nom/Initiales	**Fonction**	**Lieu/Modalité**	**Date**	**Durée**
M-O. Ratouis	Évaluatrice environnementale pour la DREAL-Rhône-Alpes	Lyon	12/09/2013	1h00
M. Ertul	Évaluateur des projets EnR pour la DREAL-Rhône-Alpes	Téléphonique	07/10/2013	0h30
J. Percheval	Responsable énergie-climat de la DREAL-PACA	Marseille	22/05/2014	2h00
E. Seyer	Responsable énergie-climat de DREAL-Midi-Pyrénées	Téléphonique	02/06/2014	1h00
D. Aboki	Responsable énergie-climat de la DREAL-Languedoc-Roussillon	Montpellier	03/06/2014	1h00
C. Commange	Responsable énergie-climat de la DREAL-Aquitaine	Bordeaux	19/06/2014	1h00

Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) (1)				
Nom/Initiales	**Fonction**	**Lieu/Modalité**	**Date**	**Durée**
X[483]	Technicien de l'ADEME-PACA	Marseille	09/06/2015	0h50

Institut de Recherche (1)				
Nom/Initiales	**Fonction**	**Lieu/Modalité**	**Date**	**Durée**
J-P. Joly	Directeur de l'Institut National de l'Énergie Solaire (INES)	Chambéry	13/09/2013	1h30

Chambre d'Agriculture Départementale (CAD) (8)				
Nom/Initiales	**Fonction**	**Lieu/Modalité**	**Date**	**Durée**
A. Besson	Technicienne énergie-climat de la CAD-Aveyron	Téléphonique	19/02/2015	1h00
T. Juvénal	Technicien énergie-climat de la CAD-Bouches-du-Rhône	Aix-en-Provence	30/03/2015	1h00
A. Meyer-Val	Technicienne énergie-climat de la CAD-Vaucluse	Téléphonique	03/06/2015	0h50

[483] Personne enquêtée n'ayant pas souhaité apparaître dans la thèse.

V. Binder	Technicienne énergie-climat et urbanisme de la CAD-Aude	Téléphonique	04/06/2015	0h50
Y. Marty	Technicien urbanisme de la CAD-Gers	Téléphonique	04/06/2015	0h40
J-F. Jacquet	Technicien énergie-climat de la CAD-Pyrénées-Orientales	Téléphonique	16/06/2015	0h50
C. Roger	Technicien énergie-climat de la CAD-Lot	Téléphonique	16/06/2015	0h40
J. Bessettes	Technicienne énergie-climat de la CAD-Haute-Garonne	Téléphonique	15/07/2015	0h40

Association (1)				
Nom/Initiales	**Fonction**	**Lieu/Modalité**	**Date**	**Durée**
F. Turlan	Responsable de l'Association Pôle Énergie 11	Téléphonique	20/05/2015	0h40

Opérateur-exploitant (21)				
Nom/Initiales	**Fonction**	**Lieu/Modalité**	**Date**	**Durée**
F. B.	Responsable du développement PVS à EON CLIMATE & RENEWABLES FRANCE (EON FRANCE)	Téléphonique	04/03/2011	0h25
F. M.	Responsable à Soréa/Sunalp	Téléphonique	18/09/2013	0h30
A. G.	Responsable du développement PV à MAÏA ÉNERGIE	Téléphonique	10/12/2013	0h30
J-B. B.	Responsable du développement PV à LUXEL	Téléphonique	23/01/2014	0h30
C. M.	Responsable du développement PVS à EDF EN	Téléphonique	28/01/2014	0h40
O. D.	Chargé de projet PVS à SOLAIRE DIRECT	Aix-en-Provence	03/02/2014	1h30
L. P.	Chargé de projet PVS à SOLAIRE DIRECT	Téléphonique	11/03/2014	0h40
C. S.	Responsable du développement PVS à AKUO ENERGY	Téléphonique	12/03/2014	0h40
R. V.	Responsable du développement PVS à SOLAIRE DIRECT	Rousset	03/04/2014	1h30
C. D.	Responsable du développement PV à JUWI ENR	Aix-en-Provence	04/04/2014	1h00
J. Q.	Responsable du développement EnR à la CNR	Téléphonique	12/05/2014	0h40
J-P. K.	Fondateur et responsable de WATT-GROUP	Téléphonique	19/05/2014	0h10
L. P.	Responsable du développement PVS à la COMPAGNIE DU VENT	Téléphonique	11/06/2014	0h40
C. S.	Responsable du développement PVS à EDF EN	Téléphonique	03/07/2014	0h50
X[484]	Chargé de projets PVS à EDF EN	Téléphonique	09/07/2014	0h40
S. A.	Responsable du développement PVS à VALECO	Téléphonique	15/07/2014	0h50
S. D.	Responsable du développement PVS à EOSOL EN	Téléphonique	23/07/2014	0h40
J-B. B.	Responsable du développement PVS à LUXEL	Téléphonique	24/07/2014	0h20

[484] Personne enquêtée n'ayant pas souhaité apparaître dans la thèse.

V. V.	Responsable du développement PVS à VALOREM	Téléphonique	18/08/2014	0h40
F. A.	Chargé de projets PVS à ENGIE	Téléphonique	05/05/2015	0h50
B. P.	Fondateur et responsable du développement PVS à SOLEIL DU MIDI	Téléphonique	03/06/2015	0h40

Développeur (1)				
Nom/Initiales	**Fonction**	**Lieu/Modalité**	**Date**	**Durée**
T. B.	Responsable du développement PVS à EOLFI	Téléphonique	28/01/2014	0h30

Gestionnaire de réseau électrique (2)				
Nom/Initiales	**Fonction**	**Lieu/Modalité**	**Date**	**Durée**
L. Berthier	Responsable à ERDF Sud-Est	Aix-en-Provence	24/02/2014	2h30
G. Odone	Responsable de la communication de RTE Sud-Est	Marseille	13/05/2014	1h00

Pôle de compétitivité (1)				
Nom/Initiales	**Fonction**	**Lieu/Modalité**	**Date**	**Durée**
A. Bringer	Responsable de projets EnR à Capénergies	Marseille	09/06/2015	0h30

Liste des personnes enquêtées par questionnaire (13)				
Nom/Initiales	**Fonction**	**Lieu/Modalité**	**Date**	**Durée**
M. H.	Chef de projets PVS à NEOEN	Mail	11/07/2014	
C. H.	Chef de projets PVS à VALECO	Mail	22/07/2014	
Y. Montmartin	Technicien énergie-climat de la CAD-Gironde	Mail	02/09/2015	
Fanny Alibert	Technicienne aménagement/foncier de la CAD-Var	Mail	09/02/2015	
A. R.	Chef de projets PVS à VALECO	Mail	30/03/2015	
O. D.	Chef de projets PVS à SOLAIRE DIRECT	Mail	31/03/2015	
Y. O.	Chef de projets PVS à EMERAUDE ENERGY	Mail	01/06/2015	
J-L. Belliard	Responsable du pôle Prospéctives et Environnement de la CAD-Alpes-Maritimes	Mail	02/06/2015	
L. Barthe	Chargé de mission énergie-climat pour la Région Midi-Pyrénées	Mail	02/06/2015	
T. de Mauleon	Chargé de mission énergie-climat pour l'ADEME-Midi-Pyréenes	Mail	08/06/2015	
J-B. B	Responsable du développement PVS à LUXEL	Mail	09/11/2015	
B. Besnainou	Directeur adjoint du pôle de compétitivité Capénergies	Mail	15/06/2016	
S. Fournie	Évaluateur environnemental pour la DREAL-PACA	Mail	13/06/2016	

Liste des abréviations

ADEME → Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
AEE → Agence pour les Économies d'Énergie
AEE → Agence Européenne pour l'Environnement
AFME → Agence Française de la Maîtrise de l'Énergie
ANRED → Agence Nationale pour la Récupération et l'Élimination des Déchets
AQA → Agence pour la Qualité de l'Air
ARS → Agence Régionale de Santé
BEI → Banque Européenne d'Investissement
BPI → Banque Publique d'Investissement
CA → Chambre d'Agriculture
CAD → Chambre d'Agriculture Départementale
CAUE → Conseil d'Architecture, d'Urbanisme et d'Environnement
CCG → Cycle Combiné Gaz
CCNUCC → Convention-Cadre des Nations Unies sur le Changement Climatique
CDC → Caisse des Dépôts et Consignations
CEA → Commissariat à l'Énergie Atomique
CGTT → Code Général des Collectivités Territoriales
CNDTE → Conseil National du Débat sur la Transition Énergétique
CNR → Compagnie Nationale du Rhône
CNUED → Conférence des Nations Unies sur l'Environnement et le Développement
COMES → Commissariat à l'énergie solaire
COP → Conférence des Parties
CPER → Contrat Plan État-Région
CPVS → Centrale photovoltaïque au sol
DDAF → Direction Départementale de l'Agriculture et de la Forêt
DDE → Direction Départementale de l'Équipement
DDEA → Direction Départementale de l'Équipement et de l'Agriculture
DDT → Direction Départementale des Territoires
DDTM → Direction Départementale des Territoires et de la Mer
DGAC → Direction Générale de l'Aviation Civile
DGEC → Direction Générale de l'Énergie et du Climat
DGEMP → Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières
DIREN → Direction Régionales de l'Environnement
DNTE → Débat National sur la Transition Énergétique
DRAC → Direction Régionale des Affaires Cultures
DRE → Direction Régionale de l'Équipement
DREAL → Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement

DRIRE → Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement
DTA → Directive Territoriale d'Aménagement
EDF → Électricité de France
EDF EN → EDF Énergies Nouvelles
ELD → Entreprise Locale de Distribution
EPA → Établissement Public à caractère Administratif
EPCI → Établissement Public de Coopération Intercommunale
EPE → Établissement Public à caractère Économique
EPIC → Établissement Public à caractère Industriel et Commercial
EPNB → Espace Périurbain Non Bâti
ER → Énergies Renouvelables
EnR → Énergies nouvelles Renouvelables
GDF → Gaz de France
GES → Gaz à effet de serre
GIEC → Groupe Intergouvernemental d'Experts sur l'évolution du Climat
GRD → Gestionnaire de réseau de distribution
GRT → Gestionnaire de réseau de transport
ICPE → Installation Classée pour la Protection de l'Environnement
LAURE → Loi sur l'Air et l'Utilisation Rationnelle de l'Énergie
LOADDT → Loi d'Orientation pour l'Aménagement et le Développement Durable du Territoire
MDE → Maîtrise de la demande énergétique
MPEI → Midi-Pyrénées Énergies Investissements
MW → Mégawatt
MWc → Mégawatt-crête
OMM → Organisation Météorologique Mondiale
ONU → Organisation des Nations Unies
PACA → Provence-Alpes-Côte-d'Azur
PADD → Plan d'Aménagement et de Développement Durable
PCET → Plan Climat Énergie Territorial
PDU → Plan de Déplacement Urbain
PECC → Programme Européen sur le Changement Climatique
PES → Pays Émergents et des Suds
PIRDES → Programme Interdisciplinaire de Recherche pour le Développement de l'Énergie Solaire
PLU → Plan Local d'Urbanisme
PN → Pays du Nord
PNAQ → Plan National d'Allocation des Quotas
PNLCC → Plan National de Lutte contre le Changement Climatique
PNR → Parc Naturel Régional

PNUE → Programme des Nations Unies pour l'Environnement
POS → Plan d'Occupation des Sols
PPA → Plan de Protection de l'Atmosphère
PPE → Programmation Pluriannuelle de l'Énergie
PPI → Programmation Pluriannuelle des Investissements
PPVS → Parc photovoltaïque au sol
PRQA → Plan Régional de Qualité de l'Air
PV → Photovoltaïque
PVS → Photovoltaïque au sol
R&D → Recherche et Développement
RNU → Règlement National d'Urbanisme
SCEQE → Système Communautaire d'Échange de Quotas d'Émissions
SCoT → Schéma de Cohérence Territoriale
SDAP → Service Départemental de l'Architecture et du Patrimoine
SDIS → Service Départemental d'Incendie et de Secours
SEDD → Stratégie Européenne de Développement Durable
SEM → Société d'Économie Mixte
SNDD → Stratégie Nationale de Développement Durable
SRADT → Schéma Régional d'Aménagement et de Développement du Territoire
SRCAE → Schéma Régional Climat Air Énergie
SRU → Solidarité et Renouvellement Urbains
STAP → Service Territorial de l'Architecture et du Patrimoine
TECV → Transition énergétique pour la croissance verte
UE → Union Européenne

Liste des cartes

Carte 1 – Les capacités PVS installées sur le territoire d'étude (au 31 décembre 2015)
Carte 2 – Le système productif électrique sur le territoire d'étude (au 31 décembre 2006)
Carte 3 – Les CPVS et les PPVS en activité sur le territoire d'étude (au 31 décembre 2015)
Carte 4 – Zones d'implantation privilégiées des unités PVS : les cinq ensembles territoriaux PVS (au 31 décembre 2015)
Carte 5 – Les capacités PVS installées cumulées entre les 189 communes d'implantation sur le territoire d'étude (au 31 décembre 2015)
Carte 6 – Année de première mise en activité d'unités PVS dans les communes d'implantation du territoire d'étude entre 2008 et 2015
Carte 7 – Emprise spatiale cumulée des unités PVS par commune d'implantation sur le territoire d'étude (au 31 décembre 2015)
Carte 8 – L'irradiation solaire du territoire français métropolitain
Carte 9 – Le réseau de transport d'électricité et les unités PVS en activité sur le territoire d'étude (au 31 décembre 2015)
Carte 10 – Les potentiels de raccordement au réseau THT sur le territoire d'étude en février 2010
Carte 11 – Les potentiels de raccordement au réseau THT sur le territoire d'étude en novembre 2012
Carte 12 – Le système productif électrique au 31 décembre 2006 et les unités PVS en activité au 31 décembre 2015 sur le territoire d'étude
Carte 13 – Densité de population communale et unités PVS en activité sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015
Carte 14 – Surfaces agricoles déclarées à la PAC et unités PVS en activité sur le territoire d'étude (au 31 décembre 2015)
Carte 15 – Principaux périmètres de protection environnementale et unités PVS en activité sur le territoire d'étude (au 31 décembre 2015)
Carte 16 – Les unités PVS en activité dans l'*ensemble Aquitain* (au 31 décembre 2015)
Carte 17 – Les unités PVS en activité dans l'*ensemble Languedocien* (au 31 décembre 2015)
Carte 18 – Les unités PVS en activité dans l'ensemble *Rhodanien-Est-Gardois* (au 31 décembre 2015)
Carte 19 – Les unités PVS en activité dans l'*ensemble Durancien* (au 31 décembre 2015)
Carte 20 – Les unités PVS en activité dans l'*ensemble Ouest-Varois* (au 31 décembre 2015)
Carte 21 – Les capacités PVS installées sur le territoire d'étude à la fin de la *territorialisation anarchique*
Carte 22 – Les capacités PVS installées sur le territoire d'étude à la fin de la *territorialisation normalisée*

Carte 23 – Les capacités PVS installées sur le territoire d'étude à la fin de la *territorialisation bimodale*
Carte 24 – Les unités PVS de Gardanne, Graulhet, Losse et Vitrolles et le réseau de transport d'électricité
Carte 25 – Situation de l'unité PVS, exploitée par URBASOLAR, sur le territoire de Gardanne (Bouches-du-Rhône)
Carte 26 – Situation des unités PVS, exploitées par EDF EN, sur le territoire de Losse (Landes)
Carte 27 – Situation de l'unité PVS, exploitée par la CNR, sur le territoire de Vitrolles (Hautes-Alpes)
Carte 28 – Situation de l'unité PVS, exploitée par EOSOL EN, sur le territoire de Graulhet (Tarn)
Carte 29 – Les implantations de NEOEN en France métropolitaine (au 31 décembre 2015)
Carte 30 – Unités PVS et stratégie territoriale de NEOEN sur le territoire d'étude entre 2011 et 2015
Carte 31 – Les implantations de SOLAIRE DIRECT en France métropolitaine (au 31 décembre 2015)
Carte 32 – Unités PVS et stratégie territoriale de SOLAIRE DIRECT sur le territoire d'étude entre 2009 et 2015
Carte 33 – Les implantations d'EDF EN en France métropolitaine (au 31 décembre 2015)
Carte 34 – Unités PVS et stratégie territoriale d'EDF EN sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015
Carte 35 – Les implantations de DELTA SOLAR en France métropolitaine (au 31 décembre 2015)
Carte 36 – Unités PVS et stratégie territoriale de DELTA SOLAR sur le territoire d'étude entre 2010 et 2015
Carte 37 – Unités PVS et stratégie territoriale de LUXEL sur le territoire d'étude entre 2010 et 2015
Carte 38 – Les implantations de la CNR en France métropolitaine (au 31 décembre 2015)
Carte 39 – Unités PVS et stratégie territoriale de la CNR sur le territoire d'étude entre 2010 et 2015
Carte 40 – Les implantations d'EOSOL EN en France métropolitaine (au 31 décembre 2015)
Carte 41 – Unités PVS et stratégie territoriale d'EOSOL EN sur le territoire d'étude entre 2010 et 2015

Liste des encadrés

Encadré 1 – La pensée économique et la gestion durable des ressources naturelles (la terre) des physiocrates aux marginalistes
Encadré 2 – Les grandes dates institutionnelles du développement durable
Encadré 3 – Espace à dominante urbaine et espace à dominante rurale : éléments de définition

Liste des figures

Figure 1 – Concepts fondamentaux et approche géographique de la thèse
Figure 2 – Objectifs, approches et hypothèses de la thèse
Figure 3 – L'arborescence de la thèse
Figure 4 – Le réseau électrique français
Figure 5 – Les principales structures des réseaux électriques en 2015
Figure 6 – Les mécanismes de l'effet de serre naturel
Figure 7 – Les facteurs de la transition énergétique « bas carbone »
Figure 8 – Les trois temps de la transition énergétique « bas carbone »
Figure 9 – Les deux transitions énergétiques-ruptures et leurs effets spatiaux
Figure 10 – Les trois niveaux du MLP
Figure 11 – Le modèle du MLP
Figure 12 – Développement durable, transition énergétique « bas carbone » et concepts de la géographie
Figure 13 – Le système énergétique territorial (SET)
Figure 14 – Les processus de territorialisation électrique
Figure 15 – Du système électrique intégré au système électrique libéralisé en France métropolitaine
Figure 16 – Typologie des cinq ensembles territoriaux PVS
Figure 17 – Les cinq ensembles territoriaux PVS et les facteurs de localisation spécifiques
Figure 18 – Les trois phases de territorialisation PVS en France métropolitaine
Figure 19 – Typologie des acteurs-initiateurs des unités PVS en activité sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015
Figure 20 – Les formes d'intercommunalité françaises
Figure 21 – Les jeux d'acteurs à l'œuvre dans la concrétisation du projet PVS de Gardanne
Figure 22 – Les jeux d'acteurs à l'œuvre dans la concrétisation du projet PVS de Losse
Figure 23 – Les jeux d'acteurs à l'œuvre dans la concrétisation du projet PVS de Vitrolles
Figure 24 – Les jeux d'acteurs à l'œuvre dans la concrétisation du projet PVS de Graulhet
Figure 25 – Typologie des opérateurs-exploitants des unités PVS en activité sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015
Figure 26 – Évolution de la structure capitalistique et opérations de fusions-absorptions de NEOEN entre 2008 et 2015
Figure 27 – Structure capitalistique de NEOEN au 31 décembre 2015
Figure 28 – Structure capitalistique de SOLAIRE DIRECT au 31 décembre 2015
Figure 29 – Évolution de la structure capitalistique de SOLAIRE DIRECT entre 2014 et 2015
Figure 30 – Structure capitalistique d'EDF EN au 31 décembre 2015
Figure 31 – Structure capitalistique de DELTA SOLAR au 31 décembre 2015
Figure 32 – Évolution de la structure capitalistique de la CNR entre 2001 et 2015

Figure 33 – Structure capitalistique de la CNR au 31 décembre 2015

Liste des graphiques

Graphique 1 – Évolution de la consommation mondiale d'énergie primaire entre 1965 et 2014 (en Mtep)
Graphique 2 – Évolution du mix-électrique mondial entre 1965 et 2014 (en %)
Graphique 3 – Évolution de la consommation régionale d'énergie primaire entre 1965 et 2014 (en %)
Graphique 4 – Évolution de la production mondiale d'électricité entre 1950 et 2014 (en TWh)
Graphique 5 – Évolution de la hiérarchie de la production régionale d'électricité entre 1986 et 2014 (en %)
Graphique 6 – Répartition des réserves courantes régionales de pétrole, de gaz naturel et de charbon et des réserves identifiées régionales d'uranium en 2013 (en %)
Graphique 7 – Répartition des réserves possibles régionales de pétrole et de gaz naturel conventionnels et non conventionnels en 2013 (en %)
Graphique 8 – Évolution du prix du baril de pétrole brut entre 1973 et 2015 (en dollars constants)
Graphique 9 – Évolution de la contribution des secteurs d'activités aux émissions mondiales de GES entre 2004 et 2010 (en %)
Graphique 10 – Évolution des émissions mondiales de CO_2 entre 1965 et 2014 (en Mt)
Graphique 11 – Engagement de réduction des émissions de GES sur la période 2008-2012 par rapport à 1990 (en %)
Graphique 12 – Les mix-énergétiques nationaux des pays membres de l'UE en 2012 (en %)
Graphique 13 – Évolution des taux de dépendance énergétique au pétrole, au gaz naturel, au charbon et globaux de l'UE entre 1995 et 2012 (en %)
Graphique 14 – Les mix-électriques nationaux des pays membres de l'UE en 2012 (en %)
Graphique 15 – Objectifs nationaux de la part des ER dans la consommation énergétique finale (en %)
Graphique 16 – Évolution des prix mensuels des modules PV en Allemagne/Europe et en Chine sur le marché international spot entre mai 2009 et décembre 2015 (en €/Wc)
Graphique 17 – Évolution des tarifs de rachat de l'électricité PVS entre 2002 et 2015 (en c€/kWh)
Graphique 18 – Capacités installées et production d'électricité en France métropolitain en 2015 (en %)
Graphique 19 – Variation du facteur de charge moyen et maximum mensuel de l'éolien et du PV entre France métropolitain en 2015 (en %)
Graphique 20 – Évolution du solde des échanges contractuels d'électricité entre la France et ses voisins frontaliers entre 2000 et 2014 (en TWh)
Graphique 21 – Évolution des prix de l'électricité aux consommateurs particuliers en Belgique, Allemagne, Italie, Espagne, Royaume-Uni et en France entre 2009 et 2014 (en c€/kWh)

Graphique 22 – Évolution des capacités et de la production d'électricité éolienne métropolitaines entre 2001 et 2015 (en MW et en TWh)
Graphique 23 – Évolution des capacités éoliennes annuelles en Allemagne et en France entre 2002 et 2015 (en MW)
Graphique 24 – Évolution des capacités et de la production d'électricité PV métropolitaines entre 2001 et 2015 (en MWc et en TWh)
Graphique 25 – Évolution des capacités PV annuelles en Allemagne et en France entre 2007 et 2015 (en MWc)
Graphique 26 – Évolution des capacités PV installées sur surfaces bâties et ombrières et des capacités PVS installées entre 2008 et 2015 en France métropolitaine (en %)
Graphique 27 – Évolution des capacités PVS installées cumulées et annuelles métropolitaines entre 2008 et 2015 (en MWc)
Graphique 28 – Capacités PV et PVS installées dans les 22 régions français métropolitaines au 31 décembre 2015 (en MWc)
Graphique 29 – Production, consommation et différentiel électriques en Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes en 2006 (en TWh)
Graphique 30 – Production d'électricité par filières électriques en Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes en 2006 (en %)
Graphique 31 – Évolution du nombre d'unités PVS mises en activité cumulées et annuelles sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015
Graphique 32 – Évolution des capacités PVS installées cumulées et annuelles sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015 (en MWc)
Graphique 33 – Évolution du nombre d'unités PVS en activité en Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes entre 2008 et 2015
Graphique 34 – Évolution des capacités PVS installées en Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes entre 2008 et 2015 (en MWc)
Graphique 35 – Progression du nombre de communes d'implantation PVS dans chaque ensemble territoire au cours des trois vagues de diffusion spatiale PVS sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015
Graphique 36 – Évolution du nombre de communes cumulées et du nombre de communes nouvelles annuelles possédant au moins une unité PVS en activité sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015
Graphique 37 – Évolution des capacités PVS installées cumulées et annuelles dans les « communes urbaines » et les « communes rurales » sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015 (en MWc)
Graphique 38 – Répartition des capacités PVS installées entre les six types de communes françaises sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015 (en %)
Graphique 39 – Répartition des unités PVS et des capacités PVS installées entre les huit types de parcelles sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015 (en %)

Graphique 40 – Répartition des capacités PVS installées en Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes entre les trois catégories de parcelles au 31 décembre 2015 (en MWc)
Graphique 41 – Répartition des capacités PVS installées entre les six types de communes et les huit types de parcelles sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015 (en %)
Graphique 42 – Évolution de l'emprise spatiale PVS cumulée et annuelle sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015 (en ha)
Graphique 43 – La part de l'emprise spatiale PVS cumulée dans la surface communale et la surface artificialisée communale des 189 communes possédant au moins une unité PVS en activité sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015 (en %)
Graphique 44 – Évolution de la répartition, entre les technologies silicium et les technologies couche mince, des capacités PVS installées cumulées et annuelles sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015 (en MWc)
Graphique 45 – IFER et capacités PVS installées départementales sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015 (en € et en MWc)
Graphique 46 – Les capacités PVS installées en Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes dans le cadre de la territorialisation anarchique (en MWc)
Graphique 47 – Répartition, entre « commune urbaine » et « commune rurale » du territoire d'étude, des capacités PVS installées dans le cadre de la territorialisation anarchique et toutes phases confondues (en %)
Graphique 48 – Répartition, entre les six types de communes du territoire d'étude, des capacités PVS installées dans le cadre de la territorialisation anarchique et toutes phases confondues (en %)
Graphique 49 – Répartition, entre les huit types de parcelles du territoire d'étude, des capacités PVS installées dans le cadre de la territorialisation anarchique et toutes phases confondues (en %)
Graphique 50 – Les capacités PVS installées en Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes dans le cadre de la territorialisation normalisée (en MWc)
Graphique 51 – Répartition, entre « commune urbaine » et « commune rurale » du territoire d'étude, des capacités PVS installées dans le cadre de la territorialisation anarchique, de la territorialisation normalisée et toutes phases confondues (en %)
Graphique 52 – Répartition, entre les six types de communes du territoire d'étude, des capacités PVS installées dans le cadre de la territorialisation anarchique, de la territorialisation normalisée et toutes phases confondues (en %)
Graphique 53 – Répartition, entre les huit types de parcelles du territoire d'étude, des capacités PVS installées dans le cadre de la territorialisation anarchique, de la territorialisation normalisée et toutes phases confondues (en %)
Graphique 54 – Les capacités PVS installées en Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes dans le cadre de la territorialisation régulée et de la territorialisation amoindrie (en MWc)

Graphique 55 – Répartition, entre « commune urbaine » et « commune rurale » du territoire d'étude, des capacités PVS installées dans le cadre des trois phases de territorialisation et toutes phases confondues (en %)
Graphique 56 – Répartition, entre les six types de communes du territoire d'étude, des capacités PVS installées dans le cadre des trois phases de territorialisation et toutes phases confondues (en %)
Graphique 57 – Répartition, entre les huit types de parcelles du territoire d'étude, des capacités PVS installées dans le cadre des trois phases de territorialisation et toutes phases confondues (en %)
Graphique 58 – Répartition des 118 acteurs-initiateurs PVS actifs sur le territoire d'étude entre les 11 sous-ensembles typologiques entre 2008 et 2015
Graphique 59 – Répartition des capacités PVS installées sur le territoire d'étude entre les 11 sous-ensembles typologiques au 31 décembre 2015 (en MWc)
Graphique 60 – Répartition, entre sphère « publique » et sphère « privée », des unités et des capacités PVS installées sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015 (en %)
Graphique 61 – Répartition des capacités PVS installées en Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes et sur le territoire d'étude entre les 11 sous-ensembles typologiques au 31 décembre 2015 (en %)
Graphique 62 – Répartition des capacités PVS installées dans le cadre des trois phases de territorialisation et toutes phases confondues entre les onze sous-ensembles typologiques sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015 (en %)
Graphique 63 – Répartition, entre sphère « publique » et sphère « privée », des capacités PVS installées dans le cadre des trois phases de territorialisation et toutes phases confondues sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015 (en %)
Graphique 64 – Répartition des 53 opérateurs-exploitants actifs sur le territoire d'étude entre les huit sous-ensembles typologiques au 31 décembre 2015 (en %)
Graphique 65 – Répartition des capacités PVS installées sur le territoire d'étude entre les huit sous-ensembles typologiques au 31 décembre 2015 (en %)
Graphique 66 – Évolution du degré d'internationalisation du marché PVS sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015 (en %)
Graphique 67 – Répartition, entre les huit sous-ensembles typologiques, des capacités PVS installées dans le cadre des trois phases de territorialisation et toutes phases confondues sur le territoire d'étude (en %)
Graphique 68 – Répartition, entre catégorie « français » et catégorie « étranger », des capacités PVS installées dans le cadre des trois phases de territorialisation et toutes phases confondues sur le territoire d'étude (en %)
Graphique 69 – Distribution des capacités PVS installées entre les 53 opérateurs-exploitants actifs sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015 (en MWc)
Graphique 70 – Évolution des dynamiques de concentration du segment de marché PVS sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015 (en nombre d'opérateurs-exploitants et en %)

Graphique 71 – Évolution du nombre annuel d'opérateurs-exploitants entrants sur le segment de marché PVS comparée aux capacités PVS mises en exploitation par les opérateurs-exploitants dominants et non-dominants sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015 (en nombre d'opérateurs et en MWc)
Graphique 72 – Mix-électrique mondial du groupe NEOEN au 31 décembre 2015 (en %)
Graphique 73 – Répartition géographique des capacités PV exploitées par le groupe SOLAIRE DIRECT dans le monde au 31 décembre 2015 (en %)
Graphique 74 – Mix-électrique français métropolitain d'EDF EN au 31 décembre 2015 (en %)
Graphique 75 – Mix-électrique français métropolitain de la CNR au 31 décembre 2015 (en %)

Liste des ortho-images

Ortho-image 1 – La CPVS de Narbonne, exploitée par EDF EN, est implantée sur des parcelles industrielles dans un périmètre Seveso 2

Ortho-image 2 – La partie méenne du plateau de Valensole au centre de la stratégie territoriale des opérateurs-exploitants DELTA SOLAR, ENFINITY et SOLAIRE DIRECT dans l'ensemble Durancien

Ortho-image 3 – Les unités PVS de Losse (Landes), exploitée par EDF EN, sur des parcelles sylvicoles

Ortho-image 4 – La CPVS de Graulhet (Tarn), exploitée par EOSOL EN, est implantée sur des parcelles agricoles déclassées dans une clairière en contre-bas d'une carrière

Ortho-image 5 – La PPVS de Cestas (Gironde), exploitée par NEOEN, est implantée sur des parcelles sylvicoles appartenant à cet opérateur-exploitant. Avec 300 MWc de capacités PVS installées et une emprise spatiale de 260 ha, ce PPVS est le plus puissant ensemble PVS de France

Liste des photos

Photo 1 – Le parc photovoltaïque au sol de Curbans (Alpes-de-Haute-Provence) est une exception paysagère, la majorité des unités photovoltaïques au sol n'étant généralement pas visibles dans leur paysage d'insertion
Photos 2 & 3 – La CPVS de Saint-Jean-du-Pin (Gard), exploitée par LA COMPAGNIE DU VENT, utilise des modules PV basés sur la technologie silicium monocristallin
Photos 4 & 5 – La CPVS [1] de Garein (Landes), exploitée par MAÏA ÉNERGIE, utilise des modules PV basés sur la technologie silicium polycristallin
Photos 6 & 7 – La CPVS de Blauvac (Vaucluse), exploitée par EDF EN, utilise des modules PV basés sur la technologie couche mince CdTe
Photos 8 & 9 – La CPVS du Séquestre (Tarn), exploitée par VALECO, utilise des modules PV basés sur la technologie couche mince CIGSe
Photo 10 – La CPVS de Lunel (Hérault), exploitée par VALECO, est implantée sur des *parcelles agricoles* le long de la voie ferrée Marseille-Montpellier
Photo 11 – La CPVS de Martillac (Gironde), implantée dans la Technopole Bordeaux Montesquieu, met en œuvre la technologie de suivi de la course du soleil (trackers solaires) de l'entreprise gironde EXOSUN
Photo 12 – La CPVS du Bosc & Soumont (Hérault), exploitée par la COMPAGNIE DU VENT, est implantée sur une ancienne mine d'uranium
Photo 13 – La CPVS de Villanière (Aude), exploitée par RES, est implantée sur une ancienne mine d'or
Photo 14 – Le PPVS [3] des Mées (Alpes-de-Haute-Provence), exploité par DELTA SOLAR, est implanté sur des *parcelles agricoles* à faible pente du plateau de Valensole
Photos 15 & 16 – La CPVS [1] de Saint-Julien-Mont-Denis (Savoie), exploitée par SUNALP, est implantée sur la forte pente de merlons anti-avalanche
Photo 17 – La CPVS de Casteljaloux (Lot-et-Garonne), exploitée par JP ÉNERGIE ENVIRONNEMENT, est implantée en lisière de *parcelles sylvicoles*
Photo 18 – La CPVS de Villanière (Aude), exploitée par RES, est implantée sur des parcelles industrielles d'une ancienne mine d'or (en arrière-plan le chevalement du puits Castan)
Photo 19 – La CPVS et le parc éolien du Pouzin (Ardèche), exploités par la CNR, sont implantées sur des *parcelles industrielles* ayant servi à la construction des barrages de la vallée du Rhône
Photo 20 – Le PPVS de Curbans (Alpes-de-Haute-Provence), exploité par ENGIE, est implanté sur des *parcelles naturelles* du Col des Blaux
Photos 21 & 22 – Le PPVS de Néoules (Var), exploité par AKUO ENERGY, est implanté sur des *parcelles naturelles* à proximité du poste source de Néoules
Photo 23 – Le PPVS [3] des Mées (Alpes-de-Haute-Provence), exploité par DELTA SOLAR, est implanté sur des *parcelles agricoles* accueillant jusqu'alors des cultures lavandières

Photo 24 – La CPVS de Vinon-sur-Verdon (Var), exploitée par SOLAIRE DIRECT, est implantée sur des *parcelles agricoles* à proximité du CEA de Cadarache
Photo 25 – Une des unités PVS des Mées (Alpes-de-Haute-Provence), exploitée par Hanau Énergie Concept, est implantée sur des *parcelles agricoles* en lisière de *parcelles naturelles*
Photo 26 – Le PPVS de Pompogne (Lot-et-Garonne), exploité par GP JOULE FRANCE, est implantée sur des *parcelles sylvicoles* (en arrière-plan une parcelle sylvicole de pins maritimes encore exploitée)
Photos 27 & 28 – La CPVS [3] de Garein (Landes), exploitée par NEOEN, utilise un dispositif de suivi de la course du soleil (trackers solaires) à un axe de l'entreprise girondine EXOSUN
Photo 29 – La CPVS de Losse (Landes), exploitée par EDF EN, utilise un dispositif de suivi de la course du soleil (trackers solaires) à deux axes de l'entreprise girondine EXOSUN
Photo 30 – La CPVS de Rochefort-du-Gard (Gard), exploitée par NEOEN, est implantée sur des *parcelles industrielles* le long de l'axe électrique Alès-Tavel
Photo 31 – La CPVS de Mazaugues (Var), exploitée par VSB ÉNERGIES NOUVELLES, est implantée sur des *parcelles naturelles*
Photo 32 – La CPVS de Gardanne (Bouches-du-Rhône), exploitée par URBASOLAR, avec ses modules PV silicium posés sur des plots de béton (en arrière-plan la montagne Sainte-Victoire)
Photo 33 – La CPVS de Gardanne (Bouches-du-Rhône), exploitée par URBASOLAR, avec en arrière-plan la centrale thermique de Gardanne-Meyreuil exploitée par EON FRANCE.
Photo 34 – Une des zones humides intégrées au site PVS de Losse (Landes)
Photo 35 – Culture en vergers (pommiers) irriguée dans la vallée de la Durance près de Vitrolles (Hautes-Alpes)
Photos 36 & 37 – La CPVS de Vitrolles (Hautes-Alpes), exploitée par la CNR, est implantée sur des *parcelles industrielles* correspondant en partie à un ancien site de stockage de matériaux pour la construction de l'autoroute A51
Photo 38 – La CPVS de Vitrolles (Hautes-Alpes) est insérée dans un environnement marqué par les cultures en verger et maraîchères sous serres
Photo 39 – L'ancienne mégisserie de la Bourdariès à Graulhet (Tarn)
Photo 40 – La médiathèque de Graulhet occupe une ancienne mégisserie réhabilitée
Photo 41 – La CPVS de Charleval (Bouches-du-Rhône), exploitée par SOLAIRE DIRECT, est implantée sur des *parcelles industrielles* correspondant à une ancienne carrière (en arrière-plan le massif du Luberon)
Photo 42 – La CPVS de Puyloubier (Bouches-du-Rhône), exploitée par EDF EN, est implantée sur des *parcelles industrielles*
Photo 43 – La CPVS de Revest-du-Bion (Alpes-de-Haute-Provence), exploitée par DELTA SOLAR, est implantée sur des *parcelles militaires* (en arrière-plan le Mont Ventoux)
Photo 44 – La CPVS de Revest-du-Bion (Alpes-de-Haute-Provence), exploitée par DELTA SOLAR, avec au premier-plan les structures en béton de l'ancien silo à missile
Photo 45 – La CPVS de Saint-Cyprien (Loire), exploitée par LUXEL, est implantée sur des *parcelles industrielles* ayant subi une pollution importante

Photo 46 – La CPVS [1] du Barp (Gironde), exploitée par EOSOL EN, est implantée sur des *parcelles industrielles* situées dans la zone d'activité de la Route des Lasers accueillant également le siège social de cet opérateur-exploitant
Photo 47 – La CPVS de Salles & Belin-Béliet (Gironde), exploitée par EOSOL EN, est implantée sur des *parcelles sylvicoles* appartenant à la Communauté de Communes du Val de l'Eyre (en arrière-plan une parcelle sylvicole de pins maritimes toujours en activité)

Liste des tableaux

Tableau 1 – Répartition des entretiens en fonction de la nature des acteurs enquêtés
Tableau 2 – Les ressources énergétiques en 2015
Tableau 3 – Les caractéristiques des filières énergétiques de production d'électricité en 2015
Tableau 4 – Évolution du mix-électrique mondial entre 1973 et 2013 (en TWh, en % et en TWh/an)
Tableau 5 – Évolution de la demande énergétique mondiale entre 2010 et 2035 selon les scénarii de l'AIE (en Mtep et en %)
Tableau 6 – Évolution de la production électrique mondiale entre 2010 et 2035 selon les scénarii de l'AIE (en TWh et en %)
Tableau 7 – Projections 2100 par rapport à 1850-1900 selon les scénarii RCP (en °C et en ppm équivalent CO_2)
Tableau 8 – Évolution des émissions mondiales de CO_2 entre 2010 et 2035 selon les scenarii de l'AIE (en Mtep et en %)
Tableau 9 – Les caractéristiques de la durabilité faible et de la durabilité forte
Tableau 10 – Les mécanismes de flexibilité du Protocole de Kyoto
Tableau 11 – Les COP entre 1995 et 2015 et leurs principales avancées
Tableau 12 – Les principales dispositions des trois paquets électricité européens
Tableau 13 – Évolution des caractéristiques du SCEQE entre 2005 et 2020
Tableau 14 – Les neuf réacteurs à graphite UNGG réalisés en France entre 1956 et 1972
Tableau 15 – Les objectifs de développement d'ER dans la PPI 2006 (en MW)
Tableau 16 – Les principaux objectifs énergie-climat fixés par la loi TECV
Tableau 17 – Les rendements de conversion des filières PV dans le monde en 2015
Tableau 18 – Les tarifs de rachat de l'électricité PV fixés par l'arrêté du 12 janvier 2010
Tableau 19 – Évaluations des coûts de production des filières électriques en France métropolitaine (en €/MWh)
Tableau 20 – Répartition des capacités PV métropolitaines au 31 décembre 2015
Tableau 21 – Évolution de l'intensité spatiale PVS moyenne cumulée en Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes entre 2010 et 2015 (en MWc/ha)
Tableau 22 – Les objectifs PV et PVS à l'horizon 2020 dans les SRCAE Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes
Tableau 23 – Répartition de la CFE, de la CVAE et de l'IFER entre les collectivités territoriales et leurs EPCI à fiscalité propre en 2015 (en %)
Tableau 24 – Les quotes-parts et les capacités d'accueil EnR retenues dans les S3REnR d'Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA et Rhône-Alpes (en €/MW et MW)
Tableau 25 – Les 23 PNR du territoire d'étude en 2015
Tableau 26 – Les familles et les sous-familles des trois cahiers des charges des appels d'offres PV/PVS

Tableau 27 – Évolution des critères d'évaluation des projets PVS dans les trois appels d'offres PV/PVS
Tableau 28 – Les acteurs-initiateurs PVS « Opérateur historique » sur le territoire d'étude
Tableau 29 – Les acteurs-initiateurs PVS « Opérateur émergent » sur le territoire d'étude
Tableau 30 – Les sous-ensembles d'acteurs-initiateurs PVS actifs en Aquitaine, Languedoc-Roussillon, Midi-Pyrénées, PACA, Rhône-Alpes entre 2008 et 2015
Tableau 31 – Nombre d'acteurs-initiateurs PVS actifs dans chaque sous-ensemble typologique dans le cadre des trois phases de territorialisation sur le territoire d'étude
Tableau 32 – Mise en place asynchrone des pôles de compétences PV/PVS ou EnR dans les départements possédant au moins une unité PVS en activité sur le territoire d'étude
Tableau 33 – La composition de 17 pôles de compétences PV/PVS ou EnR sur le territoire d'étude
Tableau 34 – Les acteurs consultés dans le cadre de l'instruction du permis de construire PVS dans les départements du territoire d'étude
Tableau 35 – Les quatre études de cas et les critères retenus
Tableau 36 – Répartition des 53 opérateurs-exploitants actifs sur le territoire d'étude en fonction de leur nationalité au 31 décembre 2015
Tableau 37 – Répartition des 53 opérateurs-exploitants actifs sur le territoire d'étude en fonction de leur ancienneté au 31 décembre 2015
Tableau 38 – Répartition des 53 opérateurs-exploitants actifs sur le territoire d'étude en fonction de leur ancrage électrique au 31 décembre 2015
Tableau 39 – Répartition des 53 opérateurs-exploitants actifs sur le territoire d'étude en fonction des critères nationalité, ancienneté et ancrage électrique au 31 décembre 2015
Tableau 40 – Répartition des 29 opérateurs-exploitants des unités PVS mises en activité dans le cadre de la territorialisation anarchique sur le territoire d'étude
Tableau 41 – Répartition des 23 opérateurs-exploitants des unités PVS mises en activité dans le cadre de la territorialisation normalisée sur le territoire d'étude
Tableau 42 – Répartition des 31 opérateurs-exploitants des unités PVS mises en activité dans le cadre de la territorialisation bimodale sur le territoire d'étude
Tableau 43 – Nombre d'opérateurs-exploitants PVS actifs dans chaque sous-ensemble typologique dans le cadre des trois phases de territorialisation sur le territoire d'étude
Tableau 44 – Répartition des 53 opérateurs-exploitants actifs sur le territoire d'étude au 31 décembre 2015 selon la classification des entreprises de la Commission Européenne
Tableau 45 – Évolution de la composition du groupe des opérateurs-exploitants dominants le marché PVS sur le territoire d'étude entre 2008 et 2015 (en %)

Table des matières

Introduction générale ---------- 9

Partie I – La transition énergétique « bas carbone », cadre contextuel, conceptuel et politique de l'étude ---------- 25

Introduction de la première partie ---------- 27

Chapitre 1 – Le système énergétique dominant face aux limites terrestres ---------- 29
I- L'énergie : un élément-clé du développement des sociétés humaines ---------- 29
A- Énergie, système énergétique et réseau électrique :
le temps des définitions ---------- 29
1- Qu'est-ce que l'énergie ? ---------- 30
2- Qu'est-ce qu'un système énergétique ? ---------- 31
3- L'électricité et ses réseaux : un vecteur énergétique au centre de l'étude ---------- 32
B- Énergie et développement ---------- 37
II- La diffusion d'un système énergétique énergivore dans un contexte de finitude : état des lieux et conséquences ---------- 39
A- Une croissance exponentielle de la demande énergétique mondiale : une approche historique et multiscalaire ---------- 39
1- Les dynamiques de la consommation d'énergie primaire ---------- 39
2- Les dynamiques actuelles et historiques
de la production d'électricité ---------- 43
B- Les perspectives de diffusion du système énergétique dominant et les conséquences économiques et géopolitiques induites ---------- 46
1- Les trois scénarii de l'AIE sur le demande énergétique à l'horizon 2035 ---------- 46
2- Les ressources énergétiques de stock :
entre épuisement et résilience ---------- 49
3- Les énergies de stock au centre de tensions économiques et géopolitiques ---------- 52
III- Le réchauffement climatique anthropique : une limite inédite à un anthroposystème énergétique ---------- 54
A- Le réchauffement climatique : du phénomène naturel au phénomène anthropique ---------- 55
1- Les mécanismes de l'effet de serre naturel ---------- 55
2- Le phénomène de l'effet de serre anthropique :

les apports du GIEC ---------- 56
3- Les GES générés par les activités humaines : leur responsabilité dans le réchauffement climatique actuel ---------- 58
4- Les dynamiques actuelles et historiques des émissions de CO_2. ----- 60
B- Les perspectives climatiques et énergétiques : des trajectoires inconciliables ? ---------- 62
1- Les scénarii RCP du GIEC ---------- 62
2- Les trajectoires d'émissions de CO_2 dans les scénarii de l'AIE ----- 63

Chapitre 2 – Les apports de la géographie dans la conceptualisation de la transition énergétique « bas carbone » ---------- 67
I- La transition énergétique « bas carbone » dans le débat interdisciplinaire : une conceptualisation inductive basée sur les transitions énergétiques passées ---------- 68
A- Transition, transition énergétique et transition énergétique « bas carbone » : définitions et courants dans le débat interdisciplinaire ---------- 68
1- Les origines pluridisciplinaires de la polysémie des concepts ------- 68
2- Le polymorphisme du concept de transition énergétique « bas carbone » : l'opposition entre transition faible et transition forte ------- 72
B- Les transitions énergétiques passées : une approche pour appréhender la transition énergétique « bas carbone » ---------- 75
1- Les transitions énergétiques-ruptures et les transitions énergétiques-substitutions dans l'Histoire ---------- 75
2- Le modèle *Multi-Level Perspective* : un outil analytique des évolutions du système sociotechnique dominant dans la transition énergétique « bas carbone » ---------- 80
II- L'inscription de la transition énergétique « bas carbone » dans le paradigme du développement durable ---------- 84
A- Les origines du développement durable : une préoccupation ancienne pour la survie à long terme des sociétés humaines ---------- 84
1- La géographie française et la durabilité du milieu du 19e siècle au milieu du 20e siècle : l'influence majeure des écoles allemande et américaine de géographie ---------- 84
2- La géographie française et la durabilité de l'après-guerre à la fin des années 1960 : une déconnexion variable de sa dimension naturaliste -- 87
B- La constitution du concept de développement durable dans la géographie française : des apports majeurs pour une conceptualisation de la transition énergétique « bas carbone » ---------- 89
1- De la durabilité au développement durable : entre influence institutionnelle et tradition de la géographie française ---------- 89

2- L'appropriation des outils conceptuels du développement durable dans la conceptualisation géographique de la transition énergétique « bas carbone » ---------- 92
III- La territorialisation de la transition énergétique « bas carbone » : vers une reconfiguration des systèmes électriques et de ses territoires ? ---------- 95
A- Territoire et territorialisation des EnR : vers l'émergence de nouveaux territoires électriques ? ---------- 95
1- Territoire et territorialisation : des notions géographiques récentes ---------- 96
2- Les territoires électriques : un sous-type de territoire énergétique -- 98
B- La territorialisation du système électrique et des EnR : une condition pour réussir une transition énergétique « bas carbone » ---------- 101
1- Les mutations du système énergétique : vers une résurgence de l'échelle locale ? ---------- 101
2- Les limites actuelles au déploiement spatial des EnR : des facteurs limitant la territorialisation de la transition énergétique « bas carbone » ---------- 104

Chapitre 3 – Les politiques françaises de transition énergétique « bas carbone » dans le contexte du régime international du climat, des politiques énergie-climat européennes et des initiatives locales ---------- 109
I- Le régime international du climat : la difficile organisation de la lutte globale contre le réchauffement climatique ---------- 110
A- De la Conférence mondiale sur le climat de Genève (1979) à la CCNUCC (1992) : la naissance d'un régime international du climat ---------- 110
1- Aux origines de la lutte contre le réchauffement climatique -------- 110
2- La CCNUCC : les premiers pas du régime international du climat ---------- 111
B- Le protocole de Kyoto et ses conséquences : l'émergence du marché dans la lutte contre le réchauffement climatique ---------- 113
1- La naissance du protocole de Kyoto : de l'euphorie à la déception ---------- 113
2- L'après-Kyoto : vers une reconfiguration du régime international du climat ---------- 116
II- Les politiques et les orientations énergie-climat de l'UE : la construction d'une transition énergétique « bas carbone » communautaire ambitieuse ---------- 118
A- Le contexte énergétique européen : entre diversité et marché unique ------ 119
1- Le mix-énergétique et électrique communautaire : un patchwork de vingt-huit contextes nationaux différents ---------- 119

2- L'introduction du marché dans les systèmes électriques européens : faire des politiques énergétiques autrement ---------- 122
B- Les politiques européennes énergie-climat : entre rôle programmatique et leviers d'action importants sur les politiques des États membres ---------- 125
1- La lutte contre le réchauffement climatique : la compétence environnementale comme leviers d'action sur les politiques énergétiques nationales ---------- 125
2- Du paquet énergie-climat 2020 au paquet énergie-climat 2030 : l'affirmation d'une politique européenne de transition énergétique « bas carbone » ---------- 129
III- Les politiques publiques énergie-climat françaises : entre héritages, injonctions supranationales, rôle de l'État et territorialisation ---------- 133
A- Les politiques énergétiques françaises après la Seconde Guerre mondiale : un héritage technico-économique déterminant ---------- 133
1- La nationalisation des secteurs énergétiques : l'affirmation d'une politique nationale de l'énergie ---------- 134
2- L'émergence de la filière électronucléaire au cours des Trente Glorieuses : les fondements d'une diversification du mix-électrique français ---------- 134
3- Le tournant électronucléaire des années 1970 : les fondements du système électrique français ---------- 136
B- Des politiques publiques énergétiques et climatiques aux politiques publiques de transition énergétique « bas carbone » : l'intégration des injonctions supranationales ---------- 139
1- L'ouverture du marché électrique français et les prémices d'une conscientisation énergie-climat : les débuts d'une lente évolution de la politique énergétique nationale ---------- 139
2- La fusion des politiques publiques énergie-climat : l'émergence de la transition énergétique « bas carbone » ---------- 141
3- La territorialisation des politiques publiques énergie-climat : un processus maîtrisé par l'État qui s'appuie sur des initiatives locales -- 145
C- Le régime financier d'encadrement du PVS en France ---------- 148
1- Le PVS : technologies et évolutions du prix des modules ---------- 148
2- Les instruments économiques favorisant le déploiement spatial PVS ---------- 153

Conclusion de la première partie ---------- 161

Partie II – Les territoires face au développement des unités photovoltaïques au sol, leviers et freins à la transition énergétique « bas carbone » ---------- 163

Introduction de la deuxième partie ---------- 165

Chapitre 4 – Le développement des unités photovoltaïques au sol dans les territoires du sud de la France : éléments de géographie ---------- 167
I- Le PV dans la production métropolitaine : croissance et retards ---------- 167
A- Caractéristiques et facteurs limitants le développement PV en France métropolitaine ---------- 168
1- Une place minorée par le couple historique hydro-électronucléaire ---------- 168
2- Le PV : un moyen de production d'électricité intermittent ---------- 169
3- Le rôle majeur du système électrique français métropolitain dans l'équilibrage du réseau européen perturbé par l'émergence de transitions énergétiques nationales ---------- 170
4- Des coûts de production élevés déterminant une faible compétitivité ---------- 173
B- Le précédent éolien : un premier tournant EnR pour le système électrique français métropolitain ---------- 174
1- La difficile émergence d'une politique publique éolienne française ---------- 174
2- Un développement éolien en retard au regard des objectifs nationaux et de l'éolien allemand ---------- 176
C- Le développement PV en France métropolitaine : la place prépondérante des unités PVS ---------- 178
1- Un retard manifeste comparé au PV allemand ---------- 178
2- Le parc PV métropolitain : toitures et unités PVS ---------- 180
II- Les unités PVS dans les territoires du sud de la France : quelle géographie ? ---------- 183
A- Le développement rapide des unités PVS sur le territoire d'étude --------- 184
1- Un territoire d'étude pionnier aux multiples profils électriques régionaux ---------- 184
2- Une progression soutenue du PVS dans les territoires du sud de la France : une approche diachronique ---------- 190
B- Le déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude et ses modalités ------ 193
1- La distribution des unités PVS et l'émergence de cinq ensembles territoriaux ---------- 193
2- Une diffusion spatiale en trois vagues ---------- 198
3- La répartition des capacités PVS installées : un fait urbain et sylvicole ---------- 201
4- Les effets spatiaux cumulés du déploiement spatial PVS ---------- 208
5- Les filières technologiques et leurs effets spatiaux ---------- 211

Chapitre 5 – Les facteurs de localisation favorables et défavorables des unités photovoltaïques au sol dans les territoires du sud de la France ---------- 215
I- Les facteurs de localisation génériques des unités PVS dans les territoires du sud de la France ---------- 216
A- Les facteurs naturels favorables et défavorables au déploiement spatial PVS ---------- 216
1- La question de l'irradiation solaire : une ressource relativement bien répartie ---------- 216
2- La recherche de surfaces planes ou à faible pente : une caractéristique géomorphologique majeure ---------- 217
B- Les facteurs politico-économiques favorables et défavorables au déploiement spatial PVS ---------- 219
1- Nouvelles compétences et rôle des collectivités territoriales et des intercommunalités ---------- 219
2- Le régime réglementaire d'encadrement du déploiement spatial PVS : des contraintes urbanistiques pouvant être majeures ---------- 224
3- Les retombées économiques pour les collectivités territoriales et les intercommunalités : une influence indéniable ---------- 229
C- Les réseaux électriques : éléments essentiels du déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude ---------- 232
1- La géographie des réseaux électriques et leurs capacités de raccordement : un facteur-clé influant la géographie des unités PVS ---------- 232
2- La répartition de la population française sur le territoire d'étude : une correspondance partielle entre bassins de population et bassins photovoltaïques ---------- 240
3- Les enjeux agricoles, naturels et patrimoniaux : des facteurs limitants au déploiement spatial PVS ---------- 241
II- Les facteurs de localisation spécifiques des unités PVS dans les ensembles Aquitain, Languedocien, Rhodanien, Durancien et Ouest-Varois ---------- 246
A- La disponibilité foncière forestière bon marché au cœur de l'émergence de l'ensemble Aquitain ---------- 246
1- Le foncier du massif forestier des Landes de Gascogne : une ressource-clé ---------- 247
2- La recherche de nouvelles sources de revenus et de nouvelles filières industrielles : une forte volonté des pouvoirs publics locaux et régionaux ---------- 250
B- La disponibilité foncière agro-industrielle et le précédent éolien au cœur de l'émergence de l'ensemble Languedocien ---------- 252

1- Les parcelles agricoles et industrielles : une disponibilité foncière majeure ---------- 253
2- Le précédent éolien : un élément-clé dans l'action des pouvoirs publics locaux et régionaux ---------- 256
C- La stratégie territoriale de la COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE au cœur de l'émergence de l'ensemble Rhodanien-Est-Gardois ---------- 257
1- Le précédent hydro-électronucléaire : une mise en place d'infrastructures électriques majeures et l'émergence de disponibilités foncières ---------- 258
2- Le rôle majeur de la CNR :
une stratégie de diversification productive ---------- 259
D- La volonté des acteurs publics locaux et le précédent hydroélectrique au cœur de l'émergence de l'ensemble Durancien ---------- 261
1- Un territoire électrique aux conditions climatiques optimales pour la production PVS ---------- 261
2- Le rôle majeur des pouvoirs publics locaux et régionaux : construire une vallée des énergies nouvelles ---------- 264
E- La disponibilité foncière naturelle et la situation de presqu'île électrique au cœur de l'émergence de l'ensemble Ouest-Varois ---------- 267
1- La combinaison d'une ressource naturelle abondante et d'une ressource foncière naturelle disponible ---------- 267
2- La situation de presqu'île électrique : le nécessaire renforcement du système électrique varois ---------- 268

Chapitre 6 – Les trois phases de territorialisation du photovoltaïque au sol : une autre grille de lecture des dynamiques de développement ---------- 273
I- La première phase de territorialisation PVS [2002-2009] : une territorialisation anarchique ---------- 274
A- L'encadrement du déploiement spatial PVS entre 2002 et 2009 : une absence d'un régime réglementaire national spécifique suscitant l'émergence de formes de régulation locale et régionale ---------- 275
1- Les unités PVS et la réglementation nationale :
un quasi-vide juridique ---------- 275
2- La régulation locale du déploiement spatial PVS : des services instructeurs déconcentrés de l'État dépassés ? ---------- 277
B- Le déploiement spatial PVS dans le cadre de la territorialisation anarchique : un développement tous-azimuts ---------- 283
1- La géographie des unités PVS dans le cadre de la territorialisation anarchique : l'esquisse des ensembles Languedocien et Durancien --- 283

2- Les territoires du déploiement spatial PVS dans le cadre de la territorialisation anarchique : un fait rural et agricole ---------- 286
II- La deuxième phase de territorialisation PVS [2009-2011] : une territorialisation normalisée ---------- 288
A- L'encadrement du déploiement spatial PVS entre 2009 et 2011 : la mise en place d'un régime réglementaire national d'encadrement suscitant une nouvelle vague de mécanismes de régulation locale et régionale ---------- 288
1- La naissance d'un régime réglementaire national : une régulation imparfaite ---------- 289
2- La multiplication des documents-cadres PV/PVS locaux et régionaux : la question des enjeux agricoles ---------- 293
B- Le déploiement spatial PVS sur le territoire d'étude dans le cadre de la territorialisation normalisée : un développement soutenu ---------- 300
1- La géographie des unités PVS dans le cadre de la territorialisation normalisée : renforcement des ensembles Languedocien et Durancien et l'esquisse des ensembles Aquitain et Rhodanien-Est-Gardois --------- 301
2- Les territoires du déploiement spatial PVS dans le cadre de la territorialisation normalisée : un fait rural et naturel ---------- 303
III- La troisième phase de territorialisation PVS [2011-2015] : une territorialisation bimodale ---------- 305
A- L'encadrement du déploiement spatial PVS entre 2011 et 2015 : le retour de l'État central ---------- 305
1- La mise en place du système national d'appel d'offres : une régulation par le haut du déploiement spatial PVS ---------- 305
2- Le mille-feuille des documents-cadres PV/PVS locaux et régionaux : une bulle réglementaire ? ---------- 314
B- Le déploiement spatial PVS dans le cadre de la territorialisation bimodale : les effets spatiaux du système national d'appel d'offres ---------- 316
1- La géographie des unités PVS dans le cadre de la territorialisation bimodale : le renforcement des ensembles Aquitain et Rhodanien-Est-Gardois et la constitution de l'ensemble Ouest-Varois ---------- 316
2- Les territoires du déploiement spatial PVS dans le cadre de la territorialisation bimodale : un fait urbain et sylvicole ---------- 320

Conclusion de la deuxième partie ---------- 325

Partie III – Les acteurs du déploiement spatial photovoltaïque au sol : initiatives privés et régulations publiques ---------- 327

Introduction de la troisième partie ---------- 329

Chapitre 7 – Les acteurs du photovoltaïque au sol et leur place dans le système de régulation des projets ---------- 331
I- La variété des acteurs-initiateurs PVS :
une dichotomie sphère publique/sphère privée ---------- 332
A- L'acteur-initiateur PVS, un acteur sur le territoire ---------- 332
1- L'acteur-initiateur dans une approche interactionniste ---------- 332
2- L'acteur-initiateur dans son rôle territorial ---------- 333
B- Les acteurs-initiateurs PVS de la sphère publique ---------- 335
1- Les collectivités territoriales : des acteurs historiques du système électrique français métropolitain ---------- 335
2- Les intercommunalités et les autres établissements publics : des acteurs novices du système électrique français métropolitain ---------- 337
C- Les acteurs-initiateurs PVS de la sphère privée ---------- 340
1- Les opérateurs historiques et les opérateurs émergents : des acteurs traditionnels du système électrique français métropolitain ---------- 340
2- Les entreprises du secteur PV hors producteur d'électricité : une évolution d'activité au sein de la filière PV ---------- 342
3- Les autres entreprises, les exploitants agro-sylvicoles et les particuliers : des acteurs récents du système électrique français métropolitain ---------- 343
II- La domination des acteurs-initiateurs PVS de la sphère privée ---------- 344
A- La domination des producteurs d'électricité comme acteurs-initiateurs --- 344
1- Les opérateurs émergents, les communes et les opérateurs historiques : des acteurs-initiateurs PVS dominants ---------- 344
2- L'évaluation de l'influence des différents acteurs-initiateurs dans le déploiement spatial PVS : la prédominance par les capacités installées des opérateurs émergents ---------- 345
B- Le poids respectifs des différents acteurs-initiateurs PVS
selon les régions ---------- 347
1- L'exception de la région Rhône-Alpes : une diversité réduite aux acteurs traditionnels du système électrique français métropolitain ---- 347
2- Une influence importante des opérateurs émergents dans les régions du territoire d'étude ---------- 349
C- Le poids respectifs des acteurs-initiateurs PVS selon les trois phases de territorialisation ---------- 350
1- La diversité des acteurs-initiateurs et le déploiement spatial PVS dans le cadre des trois phases de territorialisation ---------- 350
2- L'influence de l'évolution des régimes réglementaire et financier d'encadrement du déploiement spatial PVS sur les capacités initiées par les différents acteurs-initiateurs ---------- 353

III- La régulation des projets PVS et le rôle des services instructeurs déconcentrés de l'État ---------- 356
A- Les systèmes de pré-instruction des projets PVS dans le cadre des pôles de compétences départementaux ---------- 357
1- Les acteurs des pôles de compétences départementaux PV/PVS ou EnR : le rôle majeur des services instructeurs déconcentrés de l'État ---------- 357
2- La régulation et le poids respectifs des différents acteurs au sein des systèmes de pré-instruction ---------- 362
B- Les systèmes d'instruction des projets PVS pour l'obtention du permis de construire ---------- 366
1- Les acteurs intervenant dans l'instruction des permis de construire : le rôle central des DDT/DDTM ---------- 366
2- La régulation et le poids respectifs des différents acteurs au sein des systèmes d'instruction des permis de construire ---------- 370
IV- Jeux d'acteurs publics et privés au sein des territoires : cas d'étude ---------- 373
A- Gardanne, le mythe de l'autonomie énergétique dans un territoire électrique historique en bifurcation ---------- 374
1- Un contexte territorial à forte empreinte énergétique ---------- 374
2- Le projet gardannais : un projet emblématique de la politique énergétique municipale ---------- 378
B- Losse, la ressource solaire comme moyen de développement local dans un territoire électrique nouveau ---------- 384
1- Un espace à très faible densité de population dans un contexte territorial sylvicole ---------- 384
2- Le projet gabardannais : des infrastructures électriques au centre d'un projet économique de développement territorial ---------- 386
3- La naissance d'un territoire électrique ---------- 392
C- Vitrolles, l'agrégation d'un projet communal à un projet initialement privé dans un territoire électrique historique ---------- 393
1- Un contexte territorial à forte empreinte agricole et électrique ----- 393
2- Le projet vitrollien : la participation décisive des acteurs territoriaux publics ---------- 394
D- Graulhet, une unité PVS vecteur de l'amélioration de l'image d'un territoire industriel abimé ---------- 398
1- Un bassin industriel historique de la mégisserie française en crise ---------- 398
2- Le projet graulhétois : entre volonté de verdissement de la commune de Graulhet et point d'ancrage régional pour EOSOL ÉNERGIES NOUVELLES ---------- 401

3- La construction d'un territoire électrique nouveau : un processus de territorialisation des EnR
associant acteurs publics et acteurs privés ---------- 404

Chapitre 8 – Les opérateurs-exploitants historiques et émergents des unités photovoltaïques au sol : l'ouverture du système électrique français métropolitain ---------- 407
I- La variété des opérateurs-exploitants PVS dans une double dichotomie français/étranger et historique/émergent ---------- 408
A- La sélection des critères
pour une typologie des opérateurs-exploitants ---------- 408
1- La nationalité de l'opérateur-exploitant ---------- 408
2- L'ancienneté de l'opérateur-exploitant ---------- 409
3- L'ancrage électrique de l'opérateur-exploitant ---------- 412
B- La typologie des opérateurs-exploitants PVS sur le territoire d'étude ----- 413
1- L'arborescence typologique : le croisement des critères nationalité, ancienneté et ancrage électrique ---------- 413
2- La caractérisation des sous-ensembles de la typologie ---------- 414
II- La domination des opérateurs-exploitants français sur le segment de marché de niche PVS ---------- 417
A- La domination des opérateurs-exploitants français émergents ---------- 417
1- Les opérateurs-exploitants français émergent au mix-renouvelable et les opérateurs-exploitants français émergent au mix-photovoltaïque : des opérateurs-exploitants PVS dominants ---------- 417
2- L'évaluation de l'influence des différents opérateurs-exploitants PVS : la prédominance des capacités installées des opérateurs-exploitants français émergents au mix-photovoltaïque ---------- 418
B- Le poids respectif des opérateurs-exploitants PVS dans le cadre des trois phases de territorialisation ---------- 421
1- La diversité des opérateurs-initiateurs et le déploiement spatial PVS dans le cadre des trois phases de territorialisation ---------- 421
2- L'influence de l'évolution des régimes réglementaire et financier d'encadrement du déploiement spatial PVS sur les capacités exploitées par les différents opérateurs ---------- 424
III- Concentration, géographie et stratégies territoriales
des opérateurs-exploitants PVS ---------- 428
A- Le segment de marché PVS : une déconcentration soumise à une résistance croissante ---------- 428
1- Un marché de niche dominé
par les petites et moyennes entreprises ---------- 428

2- Les freins à la déconcentration du segment de marché PVS : des dynamiques de concentration productive ---------- 429
B- Concentration productive et stratégie territoriale : géographie des opérateurs-exploitants dominants ---------- 435
1- NEOEN : la croissance exponentielle d'un opérateur-exploitant français émergent au mix-renouvelable ---------- 435
2- SOLAIRE DIRECT : un opérateur-exploitant français émergent au mix-photovoltaïque pionnier devenu la filière PVS du groupe ENGIE ------ 438
3- EDF ÉNERGIES NOUVELLES : un opérateur-exploitant français historique au mix-renouvelable en régression ---------- 443
4- DELTA SOLAR : un opérateur-exploitant français émergent au mix-photovoltaïque « refilialisé » ---------- 447
5- LUXEL : un opérateur-exploitant français émergent au mix-photovoltaïque à la stratégie territoriale d'évitement de la région PACA ---------- 450
6- La COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE : un opérateur-exploitant français historique au mix-renouvelable se développant hors de son territoire d'origine ---------- 452
7- EOSOL ÉNERGIES NOUVELLES : un opérateur-exploitant étranger émergent au mix-renouvelable ne développant plus d'unités PVS en France ---------- 456

Conclusion de la troisième partie ---------- 461

Conclusion générale ---------- 463

Bibliographie ---------- 477

Annexe ---------- 519

Liste des abréviations ---------- 525

Liste des cartes ---------- 528

Liste des encadrés ---------- 530

Liste des figures ---------- 531

Liste des graphiques ---------- 533

Liste des ortho-images ---------- 538

Liste des photos ---------- 539

Liste des tableaux ---------- 542

Table des matières ---------- 545

Résumé/Abstract

Résumé : Amorcée en 2002 avec la mise en place d'un régime financier d'encadrement basé sur un système de tarifs de rachat de l'électricité, la politique publique photovoltaïque au sol (PVS) vient enrichir les politiques publiques énergie-climat françaises, devenues depuis des politiques publiques de transition énergétique « bas carbone ». Ces politiques se déploient dans un contexte d'ouverture à la concurrence associée à la libéralisation des marchés européens nationaux de l'électricité, de fractionnement des moyens de production et de dévolution croissante de compétences « électriciennes » aux acteurs territoriaux publics favorisant une multiplication et une diversification des acteurs intervenants dans le système électrique français métropolitain. Ces mutations ont amorcé un processus de territorialisation des EnR et dessinent une nouvelle géographie de l'électricité.

Cette thèse interroge la place des territoires dans la transition énergétique « bas carbone », dans une analyse du processus de territorialisation de la politique publique PVS en France métropolitaine, et discute de l'émergence d'une nouvelle géographie de l'électricité. Elle articule une étude de la géographie des unités PVS en activité au 31 décembre 2015 dans les territoires du sud de la France avec une analyse actorielle de la diffusion spatiale de ces nouvelles infrastructures industrielles. Elle propose pour ce faire une typologie des acteurs-initiateurs PVS et une typologie des opérateurs-exploitants PVS permettant de mettre en évidence les nouveaux acteurs électriciens du système électrique français métropolitain. Elle propose plus largement une étude des systèmes de régulation et des jeux d'acteurs à l'œuvre dans les territoires d'implantation PVS révélant le processus de territorialisation de cette EnR.

Elle montre le caractère inachevé du processus de territorialisation PVS en France métropolitaine, limité par la place grandissante de l'État central dans la régulation du déploiement spatial de cette EnR et par l'implication modérée des collectivités territoriales et des intercommunalités. Elle désigne les acteurs traditionnels du système électrique français métropolitain et la géographie des réseaux électriques comme des facteurs tempérants l'émergence de la nouvelle géographie de l'électricité observée. Elle met en évidence, dans le choix historique du tout nucléaire, un phénomène de dépendance au sentier freinant la mise en œuvre de la transition énergétique « bas carbone » en France métropolitaine.

Mots clés : transition énergétique « bas carbone » / territorialisation / photovoltaïque au sol (PVS) / politique publique / système d'acteurs / dépendance au sentier

Abstract: Began in 2002 with the establishment of a financial supervisory regime based on a system of feed-in tariffs, the photovoltaic public policy on the ground enriches French energy and climate public policy, which have since become public policies for "low carbon" energy transition. These policies are deployed in a context of openness to competition associated with the liberalization of the European national markets for electricity, means splitting production and increasing devolution of "Electricians" powers to public territorial players favoring multiplication and diversification of actors involved in the metropolitan French electrical system. These changes have initiated a process of territorialization of renewable energy and create a new geography of electricity.

This thesis questions the place of the territories in the "low carbon" energy transition, in an analysis of regionalization of public policy photovoltaic ground process in France, and discusses the emergence of a new geography of electricity. It articulates a study of the geography of photovoltaic ground units in operation on 31 December 2015 in the southern territories of France with an actorial analysis of the spatial distribution of these new industrial infrastructures. It proposes to do this a typology of photovoltaic ground initiators-actors and a typology of photovoltaic ground developers-operators to highlight the new electric actors of the metropolitan French electrical system. It offers a wider study of regulatory systems and sets of actors at work in the implementation of photovoltaic ground territories revealing the territorialization process of this renewable energy.

It shows the incompleteness of photovoltaic ground territorialization process in metropolitan France, limited by the growing role of central government in regulating the spatial deployment of the renewable energy and the moderate involvement of local authorities and linked local authorities. It refers to the traditional players of the metropolitan French electrical system and geography of electrical networks as factors tempering the emergence of the new geography seen electricity. It highlights, in the historic choice of all nuclear, a phenomenon of path dependency slowing the implementation of the "low carbon" energy transition in metropolitan France.

Key words: "low carbon" energy transition / territorialization / photovoltaic ground / public policy / system of actors / path dependency