Communauté
UNIVERSITÉ Grenoble Alpes

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITE GRENOBLE ALPES

Spécialité : **Génie Électrique**
Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

Aurel GARRY

Thèse dirigée par **Nouredine Hadjsaïd** et
codirigée par **Marie-Cécile Alvarez-Hérault** et **Florent Cadoux**

préparée au sein du **Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (G2ELab)**
dans **l'École Doctorale EEATS**

Intégration des incertitudes liées à la production et à son effacement sur les méthodes de planification des réseaux

Thèse soutenue publiquement le **15 Septembre 2016**,
devant le jury composé de :

M. Fabrizio PILO
Professeur, Università di Cagliari, Rapporteur

M. Martin BRAUN
Professeur, Kassel University, Rapporteur

M. Robin GIRARD
Maître de conférence, Mines Paris-Tech, Examinateur

M. Philippe POGGI
Professeur, Université de Corse, Examinateur

M. Nouredine HADJSAID
Professeur, Université Grenoble-Alpes, Directeur de thèse

Mme Marie-Cécile ALVAREZ-HERAULT
Maître de conférence, Université Grenoble-Alpes, Co-encadrant de thèse

M. Florent CADOUX
Docteur, Grenoble INP, Co-encadrant de thèse

Mme Leticia DE ALVARO GARCIA
Docteur, Enedis, Invité

Remerciements

À l'issue de ce travail de thèse, je souhaiterais remercier, dans la mesure du possible, tous ceux qui auront contribué à la réussite de ces trois années de recherche.

En premier lieu, je tiens à remercier mon directeur de thèse, M. Nouredine Hadjsaid, pour avoir accepté d'encadrer ce travail et ses conseils précieux aux moments charnières de celui-ci. Chaleureux remerciements également à mes deux co-directeurs Florent et Marie-Cécile. En particulier, merci Florent de la confiance que tu m'as accordée en me permettant de venir d'abord comme stagiaire puis comme doctorant sans références particulières dans ce domaine et d'avoir gardé un état d'esprit très positif tout au long de la thèse, merci Marie-Cécile pour avoir été particulièrement présente sur les derniers mois, de loin les plus difficiles. En général j'ai beaucoup apprécié le fait de pouvoir travailler de façon assez autonome tout en ayant une équipe encadrante très disponible.

Ce travail n'aurait pas été possible sans le soutien financier et industriel de la chaire d'excellence « Smart Grids » d'Enedis. Merci notamment à Antoine Minaud puis Leticia De Alvaro Garcia pour avoir permis de faire le lien entre recherche académique et industrielle dans ce travail. Les retours ont été extrêmement utiles tant sur la forme que le fond.

J'ai bien sûr une pensée toute particulière pour mes collègues de chaire de longue date, qui sont devenus de vrais amis au fil du temps. Kalle pour ton flegme finlandais couplé à un humour assez imprévisible mais qui aura régulièrement égayé les salles de travail. Julien pour ta manière ambitieuse d'aborder le travail de thèse qui aura été une source de motivation au niveau professionnel et évidemment pour les nombreux débats qui ont animé les salles du plus technique au trolling pur. Par ailleurs merci d'avoir lancé et maintenu une dynamique de sport : tennis, squash et badminton ont toujours été de bons moments (malgré les défaites à répétition !).

Merci également aux collègues de salles qui ont su y apporter joie et bonne humeur. Côtoyer les glorieux anciens dans la salle campus a été une source de bon moment, ainsi qu'une certaine appréhension de ce à quoi pouvait ressembler la troisième année. Mentions spéciales à Lyubo pour ses goûts musicaux et son admiration pour Kostadinov et Fabien pour ses anecdotes légendaires et la géographie bien sûr ! Côté GREEN-ER ça a été un vrai plaisir d'être avec Bhargav (et son français au top) et Stéphane (qui va sans doute rire en lisant tout ça), parce que les bons moments dans et hors labo pendant la 3^{e} année, et que « Shortest jokes are the best » n'aura jamais été le dicton de la salle finalement…merci à Wang Da pour sa bonne humeur chronique et sa modestie toute à son honneur (et pourtant entre tes progrès spectaculaires et le reste il y aurait de quoi !). Petites pensées amicales enfin pour ceux/celles de passage, que je n'ai pas pu connaitre suffisamment, qui passaient régulièrement dans la salle ou pour les discussions à l'occasion !

Comme c'est compliqué de faire par rubriques, merci à ceux qui ont beaucoup aidé à mon intégration au laboratoire et à Grenoble à l'époque et que j'ai côtoyé encore longtemps en thèse. Johan (qui m'a permis de remonter sur des skis même si la rouge d'entrée a fait mal), Fabien (créateurs des surnoms, j'ai toujours ma fiche) côté Freemens. Farshid (très sympa, même trop sur un terrain de squash), Xavier et Pauline (aussi, et ce malgré ce foutu nain). La traditionnelle pause coinche du midi, et ses annonces improbables étaient bien sympa ! Et à ce sujet merci à Quentin pour la traditionnelle pause tournoi du lundi au Sub et les débats foot ou philo tout en concision ; ça a été de très bons moments et des pauses appréciables sur la dernière ligne droite. Merci à Luce pour son aide précieuse (si, si !) pour la préparation du pot.

La thèse a également été un an au sein de l'équipe OPLAT (merci à Manel pour la procédure de recrutement simplifié !). Remerciements à l'équipe, en plus de ceux déjà cités, Ahmed, Aurélien, Hakim, Manue, Olivier, Vinh, Zaki on s'est bien amusés malgré des réunions assez inefficaces ! Petite pensée aussi pour l'équipe B du labo et notamment le noyau dur qui, hormis Boris anomalie footballistique assez scandaleuse, a trouvé la motivation de venir, semaine après semaine, se défoncer et se faire défoncer sur le champ de patate de Gières ou à l'UFRAPS.

Un petit mot pour la relève de la chaire Enedis ! Olivier, bravo d'avoir réussi à gérer le stage malgré la tête du sujet initial et bonne continuation de thèse pour maintenir la chaire au top sur le domaine. Mahana et Barnabé, j'espère que vous profiterez bien de cette période spéciale!

Pour la vie hors labo, quelques mots pour mon coloc' Bruno qui a été vraiment super sur cette période de trois ans. Je vous dois beaucoup à Nono et toi et vous souhaite le meilleur pour l'avenir, une fois passées ces fichues dernières étapes de thèse (et ça sera avec brio sans aucun doute !).

Enfin merci à toute ma famille ! À mes parents pour m'avoir permis d'aller aussi loin, et soutenu dans le choix de la thèse. À tous car retrouver tout le monde le jour J, présents ou en pensée (les fameuses ondes positives) a été un moment très fort de cette fin de thèse. Merci aux frangins et à ma belle-sœur pour les quelques jours à Grenoble à profiter de la montagne. Merci aussi aux amis de longue date pour avoir été là de temps en temps tout simplement.

En dernier lieu, parce que je ne vois pas trop ou le mettre, merci à Freepik de www.flaticon.com qui m'a permis de réaliser correctement mon deuxième slide de présentation de thèse. La contrepartie morale était d'avoir une citation explicite sur le support, c'est chose faite !

Table des matières

Table des matières i
Glossaire vi
Liste des figures vii
Liste des tableaux xi
Introduction 1

Chapitre I Réseaux de distribution : planification et intégration des générateurs décentralisés 3
I. Introduction 5
II. Le réseau de distribution 5
II.1. Contexte 5
II.2. Architecture des réseaux de distribution français 5
II.3. Objectifs de la distribution 8
II.4. Modélisation statique du réseau 10
III. La planification des réseaux de distribution 14
III.1. Enjeux de la planification 14
III.2. Outils de planification à Enedis 19
IV. Définition du problème 24
IV.1. Raccordement de la production décentralisée en France 24
IV.2. Quels leviers et quels types de gains potentiels 25
IV.3. Représentation probabiliste de la production 28
IV.4. Intégration dans le processus de planification 29

Chapitre II Analyse statistique des générateurs décentralisés et comparaison avec les méthodes de planification actuelles 31
I. Introduction 33
II. Méthodologie 34
II.1. Généralités 34
II.2. Outils statistiques 35
II.3. Distinction par type 37
II.4. Jeu de données 39
III. Analyse par type de production hors photovoltaïque 42
III.1. Statistiques 42
III.2. Définition de saisons pertinentes 42
III.3. Éolien 48
III.4. Hydraulique 49
III.5. Cogénération 51
IV. Modèle photovoltaïque 53

IV.1. Introduction 53
IV.2. Définition des variables pertinentes 53
IV.3. Rayonnement Solaire 54
IV.4. Modèle d'enveloppe prédictif 56
IV.5. Modèle empirique 58
IV.6. Conclusion 63
IV.7. Saisons et production photovoltaïque 64
V. Pointe dimensionnante en export 66
V.1. Foisonnement avec plusieurs producteurs 66
V.2. Synchronisation de la charge et de la production 67
V.3. Conclusion 69

Chapitre III Modélisation probabiliste des flux de puissance pour la valorisation de leviers opérationnels 71

I. Introduction 73
II. Vision probabiliste du générateur décentralisé 74
II.1. Outils statistiques utilisés 74
II.2. Objectif 74
II.3. Méthodologie : la loi marginale 75
II.4. Amplitude de dépassement 77
II.5. Application à la production éolienne 79
II.6. Pertinence des caractéristiques 80
III. Traitement probabiliste sur plusieurs clients 85
III.1. Outils statistiques utilisés [Sap00] 85
III.2. Modéliser plusieurs variables aléatoires 86
III.3. Avec plusieurs producteurs 88
III.4. Comportement statistique charge/production 91
III.5. Compléments sur la production 98
III.6. Modèle hybride 102
IV. Conclusion, transition 108

Chapitre IV Outils d'aide à la décision pour le planificateur et application à l'effacement de production 111

I. Un levier opérationnel : l'effacement de production 113
I.1. Introduction 113
I.2. Quelles conséquences? 114
I.3. Impact de l'incertitude sur l'analyse technico-économique 114
II. Hypothèses et méthodologie 116
II.1. Cas d'étude 116
II.2. Méthodologie 118
III. Cas d'étude 124
III.1. Cas d'étude sur un mix PV/hydraulique (poste A) 124

III.2. Cas d'étude sur un mix PV/éolien (poste B) 129
III.3. Étude avec un scénario de production aléatoire 132
IV. Étude du plan de tension 136
IV.1. Load flow probabilisé 136
IV.2. Cas d'étude 142
V. Conclusion sur l'effacement 147

Conclusion générale et perspectives 149
Bibliographie 151
Annexes 155
Annexe A : Structure et critères de raccordement sur les réseaux de distributions 155
V.1. Architecture des réseaux de distribution 155
V.2. Critères de raccordement 157
V.3. Modèle général de ligne en PI 161
Annexe B 162
V.1. Trajectoire du Soleil 162
V.2. Position des panneaux 164
Annexe C : propriété d'un échantillon statistique 165
Annexe D : Corrélation entre producteurs de même type 168
Annexe E : modéliser la queue de distribution de la charge 170
Annexe F : Détail sur l'implémentation du load flow probabilisé 172

Glossaire

BT : Basse tension

CARD : Contrat d'accès au Réseau de Distribution

GED : Générateurs d'Énergie Décentralisés

GRD : Gestionnaire de réseau de distribution

GRT : Gestionnaire de réseau de transport

HTA : Moyenne tension

HTB : Haute tension

P, Q, S : Puissances active, réactive et apparente

PTF : Proposition Technique et Financière

OMT : Organe de Manœuvre Télécommandé

ORR : Opération de Raccordement de Référence

SRRRER : Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables

tan ϕ : Ratio entre puissance réactive et active théoriquement consommée ou injectée par une installation raccordée au réseau

TURPE : Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité

Liste des figures

Figure I-1 – Schéma poste source [Alv09] 6
Figure I-2 – Réseau HTA en coupure d'artère [Coi13] 7
Figure I-3 – Représentation schématique de deux départs en mode normal d'exploitation et après apparition d'un défaut permanent sur le départ 2 7
Figure I-4 – Représentation d'un réseau HTA (Logiciel Powerfactory). Chaque couleur correspond au schéma électrique d'un départ. 10
Figure I-5 – Modèle en pi monophasé [Dig14] 11
Figure I-6 – Modèle de transformateur non idéal [Dig14] 11
Figure I-7 – Chute de tension le long d'un conducteur d'impédance R+jX entre une source et une charge. La formule de Kapp revient à considérer que le déphasage (Vsource ;Vcharge) est négligeable. 13
Figure I-8 – Transitions entre l'état initial et la cible finale [Coi13] 15
Figure I-9 – Loi de régulation locale [Erd15a] 24
Figure I-10 – Division d'une monotone de production éolienne en zones caractéristiques [Rwe00] 28
Figure II-1 – Répartition de la production décentralisée sur le réseau de distribution par type [Ene15] 34
Figure II-2 – Fonction de répartition et monotone de puissance d'un producteur éolien. 36
Figure II-3 – Description prédictive et empirique dans le cas général d'un système S 38
Figure II-4 – Illustration du report suite à un ordre d'effacement [Gou15] 39
Figure II-5 – Début d'une monotone de production d'un générateur PV arbitraire 41
Figure II-6 – Producteurs de type cogénération actifs en 2012 à la maille nationale (%) 43
Figure II-7 – Répartition des ratios entre la puissance maximale en hiver et la puissance maximale annuelle selon la taille du générateur (2012) 44
Figure II-8 – Production hydraulique selon RTE [Rte00b] 44
Figure II-9 – Production hydraulique cumulée et facteur de charge moyen sur les années 2012 et 2013 45
Figure II-10 – Dispersion des facteurs de charge mensuels des générateurs hydrauliques. La moyenne est en vert et la médiane en rouge. 45
Figure II-11 – Production éolienne cumulée et facteur de charge moyen sur les années 2012 et 2013 46
Figure II-12 – Dispersion des facteurs de charge mensuels des générateurs hydrauliques. La moyenne est en vert et la médiane en rouge. 46
Figure II-13 – Moyenne glissante sur deux mois de la production éolienne cumulée et du facteur de charge moyen (en pointillés : limite de l'échantillon par rapport à la taille de la fenêtre) 47
Figure II-14 – Valeur moyenne de production éolienne à une heure donnée normalisée par rapport à la production éolienne moyenne en général 48
Figure II-15 – Répartition des pointes saisonnières et du temps total sans production sur l'ensemble des producteurs éoliens étudiés (2012 en bleu, 2013 en rouge). La moyenne est en valeurs pleines et les quantiles en trait noir 49
Figure II-16 – Valeur moyenne de production hydraulique à une heure donnée normalisée par rapport à la production hydraulique moyenne en général 49
Figure II-17 – Répartition des pointes saisonnières et du temps total sans production sur l'ensemble des producteurs hydrauliques étudiés (2012 en bleu, 2013 en rouge) 50
Figure II-18 – Histogramme des générateurs hydrauliques selon leur puissance maximale (2012) 51

Figure II-19 – Répartition des facteurs de charge, de la pointe saisonnière et du temps de non production sur les producteurs de type cogénération 52
Figure II-20 – Définition des angles solaires pour un observateur en O 54
Figure II-21 – Illustration des composantes du rayonnement (Hespul) 54
Figure II-22 – Modèle de masse optique de l'atmosphère (en bleu) 56
Figure II-23 – Schéma d'un panneau solaire incliné 57
Figure II-24 – Exemple d'enveloppe sur un producteur choisi arbitrairement 58
Figure II-25 – Relevés de production A et B retenus pour illustrer la méthodologie 60
Figure II-26 – Production du producteur A dans le plan (cos(z),sin(z)cos(a)) et frontière de $\mathcal{A}$ (droite noire) 61
Figure II-27 – Production du producteur B dans le plan (cos(z),sin(z)cos(a)) et frontière de $\mathcal{A}$ (droite noire) 61
Figure II-28 – Majoration de la production par une enveloppe linéaire (1e ligne) et représentation sous forme de série temporelle sur l'année (2e ligne) et quelques jours arbitraire (3e ligne). Les valeurs mesurées sont en bleu et l'enveloppe en vert 63
Figure II-29 – Évolution du paramètre "projection solaire au sol" (R.u) au cours de l'année 65
Figure II-30 – Répartition des facteurs de charge, de la pointe saisonnière et du temps de non production sur les producteurs de type photovoltaïque 65
Figure II-31 – Coefficients de foisonnement annuel pour plusieurs producteurs de même type à la maille en aval du poste source 66
Figure II-32 – Comportement de la charge par rapport au vecteur solaire sur les postes accueillant du photovoltaïque 68
Figure II-33 – Comportement de la production par rapport au vecteur solaire sur les postes accueillant du photovoltaïque 69
Figure III-1 – Caractéristique moyenne et à risque 10% avec la famille F définie en (III-2) 77
Figure III-2 – Caractéristiques moyennes nationale et à risque 10% en 2012 et 2013 79
Figure III-3 – En bleu : moyenne et quantiles sur l'amplitude du dépassement pour chaque courbe de la famille considérée. En rouge : calcul à partir des caractéristique agrégées 80
Figure III-4 – Tables de valeur pour le test de Kolmogorov-Smirnov à 5% sur un ou deux échantillons (en bas). La fonction α est donnée à titre indicatif (en haut). 82
Figure III-5 – Histogramme des distances entre les caractéristiques 2012 et 2013 d'un générateur (en bleu) comparé à la distance entre deux caractéristiques 2012 et 2013 issus de deux générateurs différents (en rouge) 83
Figure III-6 – Distances entre caractéristiques de 2012 et 2013 (maille régionale) 84
Figure III-7 – Distances entre caractéristiques de 2012 et 2013 (maille en aval du poste source) 84
Figure III-8 – Fonction de répartition de la puissance exportée au poste (en rouge) et modèle sans foisonnement (en noir) ou indépendant (en bleu) de la différence entre production et charge (2013). 92
Figure III-9 – Fonctions de répartition de la puissance exportée au poste par saisons et comparaison avec les modèles en présence de production de type cogénération 93
Figure III-10 – Fonctions de répartition de la puissance exportée au poste et comparaison avec les modèles en présence de production de type photovoltaïque. Zoom sur la plage [0.9 ;1] à droite 94
Figure III-11 – Fonctions de répartition de la puissance exportée au poste par saisons et comparaison avec les modèles en présence de production de type photovoltaïque 94
Figure III-12 – Fonctions de répartition de la puissance exportée au poste et comparaison avec les modèles en présence de production de type éolien 95
Figure III-13 – Fonctions de répartition de la puissance exportée au poste par saisons et comparaison avec les modèles en présence de production de type éolien 96

Figure III-14 – Fonctions de répartition de la puissance exportée au poste et comparaison avec les modèles en présence de production de type hydraulique 97
Figure III-15 – Fonctions de répartition de la puissance exportée au poste par saisons et comparaison avec les modèles en présence de production de type hydraulique 97
Figure III-16 – Puissance relevée et comparaison aux modèles indépendants et sans foisonnement de la somme des générateurs étudiés en hiver (les axes sont tronqués pour plus de visibilité). Cas avec corrélation faible..... 98
Figure III-17 – Puissance relevée et comparaison aux modèles indépendants et sans foisonnement de la somme des générateurs étudiés en hiver (les axes sont tronqués pour plus de visibilité). Cas avec corrélation positive 99
Figure III-18 – Puissance réalisée (en bleu) et modèle indépendant (en vert) et sans foisonnement (en rouge) de la somme des productions sur l'année et les différentes saisons pour des productions hydrauliques faiblement corrélées..... 100
Figure III-19 – Fonctions de répartition des variables $\mathbf{Y}$ et$\mathbf{Y}_{|X=0}$..... 101
Figure III-20 – Puissance relevée et comparaison aux modèles indépendants et sans foisonnement de la somme des générateurs étudiés sous condition de fonctionnement simultané 101
Figure III-21 – Puissance réalisée (en bleu) et modèle indépendant (en vert) et sans foisonnement (en rouge) de la somme des productions sur l'année 2013 et les différentes saisons pour des productions hydrauliques fortement corrélées. 102
Figure III-22 – À partir d'un échantillon (x_n,y_n), on analyse séparément les lois marginales(histogrammes et la dépendance entre les variables (étude des variables $F_X(x_n)$ et $F_Y(y_n)$))103
Figure III-23 – Représentation sur le domaine $[0;1]^2$ des courbes de niveaux de la copule empirique (à gauche) et de celles de la copule normale paramétrisée à partir du coefficient de corrélation relevé, cf. Tableau III-10 (à droite)..... 105
Figure III-24 – Puissance relevée et comparaison au modèle avec copule normale de la somme des générateurs étudiés sous condition de fonctionnement simultané. Cas de corrélation faible..... 106
Figure III-25 – Puissance relevée et comparaison au modèle avec copule normale de la somme des générateurs étudiés sous condition de fonctionnement simultané. Cas de corrélation forte 106
Figure IV-1 – Représentation schématique d'un ordre d'effacement..... 118
Figure IV-2 - Illustration de l'effacement et de l'incertitude sur l'énergie non produite : la quantité à estimer est entre 0 et la production maximale théorique (en vert) 119
Figure IV-3 – $\gamma(\Gamma 1,0)$ en fonction de $\Gamma 1$ sans charge et comparaison à la limite d'énergie effacée acceptable pour reporter l'investissement 125
Figure IV-4 - Abaque de décision pour le transformateur A, avec charges, avec scénario d'augmentation de la production..... 126
Figure IV-5 – Abaque de décision avec différentes valeurs du coût unitaire de l'énergie effacée..... 127
Figure IV-6 - Abaque de décision avec différentes durées de consigne pour le transformateur A 127
Figure IV-7 – Gestion de l'effacement lorsque l'on considère plusieurs générateurs, avec un ordre d'effacement donné. Le générateur n°k est décrit par la série temporelle Pk et la courbe de charge par la série C..... 128
Figure IV-8 – Quantité d'énergie effacée selon la quantité de générateurs raccordés au réseau A, les générateurs étant effacés dans une logique LIFO..... 129
Figure IV-9 – Abaque de décision pour le transformateur B, avec scénario d'augmentation de la production..... 130
Figure IV-10 – Abaque de décision avec différentes valeurs du coût unitaire de l'énergie effacée.... 130
Figure IV-11 – Abaque de décision avec différentes durées de consigne pour le transformateur B... 131

Figure IV-12 – Quantité d'énergie effacée selon la quantité de générateurs raccordés au réseau B, les générateurs étant effacés dans une logique LIFO. La projection est composée de production éolienne et photovoltaïque 131
Figure IV-13 – Critère d'arbitrages entre renforcement et effacement pour le poste B 133
Figure IV-14 – Densités de probabilité de **G** sur les points du front moyen (en bleu) et avec la VaR (en orange) pour une capacité photovoltaïque de 100% de la P_{lim} 133
Figure IV-15 – Limite effacement (LE) obtenues par tirage et par modèle 135
Figure IV-16 – Profil de tension sur un nœud arbitraire 139
Figure IV-17 - Erreur d'estimation de la probabilité à tension donnée pour chaque nœud du départ. 139
Figure IV-18- Erreur d'estimation de la tension à probabilité donnée pour chaque nœud du départ. . 140
Figure IV-19 – Erreur d'estimation sur le plan de tension selon l'approximation utilisée 141
Figure IV-20 – Topologie du départ J (schéma géographique Powerfactory) 143
Figure IV-21- Plan de tension probabilisé aux nœuds de production selon l'arrivée des producteurs. Rouge : nœud PV, vert : nœud éolien. En bas à droite : agrandissement de la figure « producteur éolien et PV » pour les valeurs de tension les plus hautes (probabilité d'occurrence à 2%). 144
Figure IV-22 - Profil de tension des nœuds producteurs avec la solution de renforcement (zoom sur les valeurs de tension comprises entre 1.025 pu et 1.04 pu) à droite 145
Figure IV-23 - Profils de tension des nœuds producteurs avec effacement du producteur PV. En pointillés : données réelles, en trait plein : avec hypothèse d'indépendance entre les entrées. 146
Figure 1 - Schéma source à source [Coi13] 155
Figure 2 - Schéma structure maillée [Coi13] 156
Figure 3 - Structure en fuseau [Coi13] 156
Figure 4 - Structure en double dérivation (référence cours Alain Coiffier) 156
Figure 5 - Abaque moyenne des câbles HTA [Erd15b] 160
Figure 6 - Modèle en PI d'une ligne triphasée [Dig14] 161
Figure 7 - Trajectoire (en pointillés) de la Terre (centre C) autour du Soleil S 162
Figure 8 - Référentiel géocentrique par rapport au plan de l'écliptique 163
Figure 9 - Coefficient d'autocorrélation selon le décalage pour une série temporelle de relevé de production éolien 165
Figure 10 – Fonctions de répartition de X_{25}, X_{50} et X_{100} pour n=100 166
Figure 11 – Histogrammes des coefficients de corrélation de Spearman sur les couples de producteurs hydrauliques au même poste et selon la saison 168
Figure 12 – Histogrammes des coefficients de corrélation de Spearman sur les couples de producteurs éoliens au même poste et selon la saison 168
Figure 13 – Histogrammes des coefficients de corrélation de Spearman sur les couples de producteurs photovoltaïques au même poste et selon la saison 169
Figure 14 - Histogrammes des coefficients de corrélation de Spearman sur les couples de producteurs cogénérations au même poste et selon la saison 169
Figure 15 – Deux exemples de courbes de charges postes sources sur les années 2012-2013 171

Liste des tableaux

Tableau I-1 – Choix de dimensionnement du réseau selon la connaissance de la charge 17
Tableau I-2 – Critères des structures cibles du schéma directeur 21
Tableau II-1 – Nombre de postes avec existence ou coexistence de génération d'un type donné 42
Tableau II-2 – Corrélations croisées entre filières de productions 42
Tableau II-3 – Saisons retenues et productions attendues 47
Tableau II-4 – Taille et dépassement de l'enveloppe proposée, et comparaison avec une version classique 59
Tableau II-5 – Variation saisonnière des minima de consommation sur un échantillon de courbes de charge et comparaison avec la synchrone nationale 67
Tableau III-1 – Moyenne μ et écart-type σ des coefficients de corrélation de Spearman entre deux relevés de générateurs de même type raccordés au même poste source 88
Tableau III-2 – Dispersion des distances entre caractéristique réalisée et modèle de somme sans foisonnement à la maille en aval du poste source pour des producteurs du même type. Les résultats sont en pourcentage. 89
Tableau III-3 – Moyenne μ et écart-type σ des coefficients de corrélation de Spearman entre deux relevés annuels de deux générateurs de type différent raccordés au même poste source 89
Tableau III-4 – Dispersion des distances entre caractéristique réalisée et modèle de somme indépendante à la maille en aval du poste source pour des producteurs de type différents. Les résultats sont en pourcentage. 90
Tableau III-5 – Dispersion des distances entre caractéristique réalisée et modèle avec un mix de deux producteurs dont un cogénération. Étude restreinte à la saison hiver. Les résultats sont en pourcentage. 91
Tableau III-6 – Distance relevé-modèle sur l'année et sur chaque saison pour la puissance exportée en présence de production de type cogénération 93
Tableau III-7 – Distance relevé-modèle sur l'année et en séparant selon la projection solaire horizontale pour la puissance exportée en présence de production de type photovoltaïque 95
Tableau III-8 – Distance relevé-modèle sur l'année et sur chaque saison pour la puissance exportée en présence de production de type éolien 96
Tableau III-9 – Distance relevé-modèle sur l'année et sur chaque saison pour la puissance exportée en présence de production de type hydraulique 97
Tableau III-10 – Lien entre paramètre de la copule et rho de Spearman des variables aléatoires selon le modèle de copule considéré 105
Tableau IV-1 – Scénario de croissance de la capacité de production installée pour le poste A 124
Tableau IV-2 – Scénario de croissance de la capacité de production installée pour le poste B 129
Tableau IV-3 - Erreurs maximales commises sur l'estimation des courants dans les conducteurs du départ étudié selon l'approximation retenue 141
Tableau IV-4 - Scénario d'arrivée de production sur le départ J 143
Tableau 1-Caractéristiques des raccordements HTA en milieu urbain[Erd10] 157
Tableau 2 - Limites en puissance acceptable pour un départ HTA, si les câbles sont à proximité d'autres câbles 158
Tableau 3 - Facteur de correction dû à la proximité d'autres câbles 159

Introduction

La fin du XIX^{e} puis le début du XX^{e} siècle sont marqués par le développement de moyens d'électrification locaux et hétérogènes : certains réseaux utilisent le courant continu, d'autres l'alternatif avec des niveaux de tension et de fréquence divers. La distribution d'électricité par des systèmes alternatifs triphasés s'impose progressivement comme la meilleure option pour étendre les réseaux sur le territoire. D'une part les transformateurs (qui ne fonctionnent qu'en alternatif) permettent de transporter l'énergie sur de longues distance à haute tension, pour limiter les pertes Joule et les chutes de tension, puis de la rabaisser au niveau des zones de consommation avec un très bon rendement. D'autre part, comparé au monophasé, le système triphasé permet de transporter la même quantité d'énergie avec deux fois moins de volume de conducteur.

Devant l'essor des usages de l'électricité, que ce soit au niveau domestique ou industriel, les réseaux s'étendent sur le territoire et sont progressivement interconnectés afin de mutualiser l'usage des centrales de production et les standards techniques s'uniformisent en conséquence. La fréquence s'établit à 50 Hz ou 60 Hz selon le territoire. Différents niveaux de tension s'établissent au fur et à mesure : la très haute tension permet de limiter les pertes électriques, dites pertes « techniques » lors du transport de l'énergie sur de longues distances, les niveaux de tension intermédiaires permettent d'éviter la multiplication d'ouvrages de transformation, enfin la majorité des clients est raccordée en basse tension. Ces choix résultent d'un compromis technico-économique et s'établissent sur une longue période de temps, vu le coût et la durée de vie des ouvrages installés (de 30 à 60 ans); le réseau actuel reste donc encore marqué par l'héritage des choix passés.

Depuis la fin du XX^{e} siècle, la dérégulation du marché de l'énergie et les enjeux environnementaux ont conduit à une réflexion poussée sur le modèle de développement du réseau électrique. Le développement de la production décentralisée, notamment renouvelable, et de nouveaux usages ainsi que l'augmentation annoncée de l'instrumentation des réseaux, notamment des réseaux de distribution, ont dessiné le concept de réseau intelligent, ou *smart grid* par opposition au modèle historique d'un réseau faisant le lien entre consommateurs et moyens de production importants et centralisés chargés de suivre la demande.

L'arrivée massive de compteurs communiquant et autres capteurs bon marché sur les réseaux de distribution électriques, couplée au développement des technologies de traitement de l'information massive, ou « big data », devrait augmenter de façon conséquente l'information quant aux flux de puissances circulant sur ces réseaux et sur les contraintes engendrées sur les ouvrages électriques. L'obtention de cette information se fera donc à un coût conséquent mais permettra potentiellement une estimation plus fine de la capacité de desserte de ces réseaux et le développement de solutions de flexibilité de la demande électrique. Dans ce contexte, la valorisation de cette information est donc un enjeu important.

Le but des travaux de cette thèse est d'étudier comment cette information nouvelle peut permettre d'appuyer ou de faire évoluer les méthodes de planification des réseaux de distribution électrique, en particulier la puissance produite par les générateurs décentralisés. Le chapitre I présente la structure des réseaux de distribution électrique, les méthodes de planification associées, notamment dans le cas français et l'impact de l'augmentation de la production décentralisée. Dans le chapitre II, des données de production sont étudiées afin de vérifier si leur connaissance peut être valorisée dans les méthodes

de planification actuelles. Dans le chapitre III une méthodologie est proposée pour construire des modèles probabilistes de production à partir de relevés et estimer le potentiel de possibles solutions de flexibilité, le cas particulier de l'effacement de production étant traité dans le chapitre IV et son implication dans le processus de planification discuté.

Chapitre I

Réseaux de distribution : planification et intégration des générateurs décentralisés

Tables des matières

I. Introduction 5
II. Le réseau de distribution 5
II.1. Contexte 5
II.2. Architecture des réseaux de distribution français 5
II.2.1. Le poste source 6
II.2.2. Le réseau HTA 6
II.2.3. Le réseau BT 7
II.3. Objectifs de la distribution 8
II.3.1. Continuité d'alimentation 8
II.3.2. Qualité d'alimentation 8
II.3.3. Sécurité des ouvrages 9
II.4. Modélisation statique du réseau 10
II.4.1. Représentation du réseau 10
II.4.2. Conducteurs : modèle en PI 10
II.4.3. Transformateurs 11
II.4.4. Charges et générateurs 12
II.4.5. Plan de tension 13
III. La planification des réseaux de distribution 14
III.1. Enjeux de la planification 14
III.1.1. Rôle du GRD et leviers d'action 14
III.1.2. Plan de protection 14
III.1.3. Analyse technico-économique 15
III.1.4. Modéliser le réseau avec les informations disponibles 16
III.1.5. Prise de décision sous incertitude 17
III.2. Outils de planification à Enedis 19
III.2.1. Schéma directeur [Coi13] 19
III.2.2. Les situations dimensionnantes 20
III.2.3. Critères de décisions pour la cible à long terme [Coi13] 21
III.2.4. Critères de décisions pour le raccordement d'un client 22
III.2.5. Seuils pour la planification HTA 23
IV. Définition du problème 24
IV.1. Raccordement de la production décentralisée en France 24
IV.1.1. Puissance injectée par les générateurs décentralisés 24
IV.1.2. Répartition des coûts 25

IV.2. Quels leviers et quels types de gains potentiels 25
IV.2.1. Modifier la topologie électrique du réseau 26
IV.2.2. Modifier les flux de puissance réactive 26
IV.2.3. Modifier les flux de puissance active 27
IV.2.4. Contrôle des transformateurs 27
IV.3. Représentation probabiliste de la production 28
IV.4. Intégration dans le processus de planification 29

I. Introduction

Le réseau électrique effectue la liaison physique entre des producteurs capables d'injecter de la puissance et des consommateurs qui souhaitent faire fonctionner des *charges*. On désigne indifféremment par charge un appareil ou un ensemble d'appareils raccordés au réseau et consommant de la puissance ; abusivement on peut aussi parler de consommation d'un *client* pour désigner l'énergie soutirée à un point de raccordement par les appareils présents.

La très grande majorité des clients étant raccordée au réseau de distribution, celui-ci est structuré de façon à permettre la desserte des clients. Pour éviter des investissements redondants au fur et à mesure de l'évolution de la charge, l'architecture des réseaux de distribution doit être pensée à long terme ; dans ce contexte l'arrivée massive de générateurs décentralisés, qui ont notamment pour effet de pouvoir modifier le sens des flux électriques dans le réseau de distribution, modifie le rôle de ces réseaux qui peuvent être tantôt consommateurs de puissance tantôt exportateurs et refouler de la puissance sur le réseau de transport.

II. Le réseau de distribution

II.1. Contexte

Dans pratiquement tous les pays, la distribution de l'électricité fait l'objet d'une concession attribuée au distributeur par les pouvoirs publics. Les sociétés concessionnaires, qu'elles soient publiques ou privées, ont le bénéfice du monopole (temporaire, pour la durée du contrat de concession) sur un territoire fixé. En contrepartie, leurs sont fixées des missions de service public, par exemple en France la continuité et la qualité de la desserte (détaillé dans la partie II.3.2) et l'accès non-discriminatoire au réseau [Cre16, Ene16]. L'évolution d'un réseau de distribution est conditionnée par le respect de trois objectifs fondamentaux : la desserte de la clientèle, l'aptitude à faire face au développement de la consommation et la recherche d'une qualité du produit électricité [Car91].

Dans cette étude, on s'intéressera notamment aux acteurs suivants :

- Les *clients* sont au sens large des acteurs raccordés au réseau de distribution qui peuvent être consommateurs ou producteurs de puissance. Dans les deux cas, le client dispose d'une puissance de souscription et peut consommer (respectivement injecter) à tout instant dans la limite de cette puissance [Erd16a].
- Le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) s'occupe du développement et de l'entretien du réseau de distribution dans le but de pouvoir alimenter les clients raccordés, en mettant en œuvre des investissements efficaces. En France, ceux-ci sont couverts et rémunérés par le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE) [Cre16].

II.2. Architecture des réseaux de distribution français

Le réseau de distribution est exploité selon un schéma radial, qui s'étend depuis le poste source jusqu'aux clients connectés en HTA ou en BT. Dans une logique d'acheminement de l'électricité le poste source alimente le réseau HTA, qui lui-même alimente le réseau BT. Les capacités de transit vont décroissant le long des conducteurs.

II.2.1. Le poste source

Les postes sources sont les ouvrages à l'interface du réseau de transport et de distribution. Ils sont raccordés au réseau de transport en 63 kV, ou 90 kV voire 225 kV dans les zones de forte densité de consommation et contiennent des équipements de surveillance, de protections et de télécommandes. Un départ HTA est défini comme étant l'ensemble des ouvrages HTA alimentés à partir d'une même cellule disjoncteur d'un poste source.

On distingue deux types de départs : un départ est dit *direct* ou *dédié* s'il alimente un seul utilisateur. Il est conçu en général selon un tracé dessiné au plus court, il est dit *partagé* lorsqu'il alimente plusieurs utilisateurs HTA et/ou postes HTA/BT de distribution publique. Il est conçu de manière à optimiser le tracé pour l'ensemble des utilisateurs.

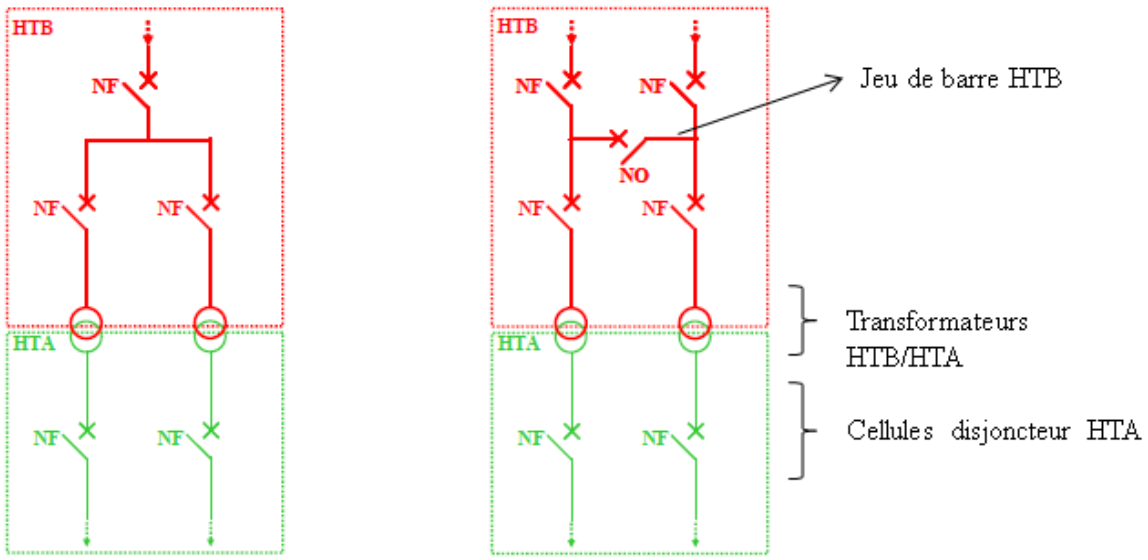

Figure I-1 – Schéma poste source [Alv09]

II.2.2. Le réseau HTA

Le réseau HTA est constitué par l'ensemble des départs issus du poste source, avec un nombre de départs pouvant aller de moins d'une dizaine à une cinquantaine [Erd08]. Ils alimentent les clients raccordés en HTA ainsi que les transformateurs HTA/BT. Le niveau de tension nominal est généralement de 20 kV, parfois 15kV et plus rarement d'autres tensions (par exemple le 5.5 kV existe à Grenoble).

Pour des raisons de sécurité d'approvisionnement, le réseau HTA est conçu maillé. Son *schéma d'exploitation* (la topologie électrique retenue pour alimenter les clients) est en revanche radial. Chaque conducteur bouclant un poste sur lui-même (artère de source à source) ou sur un autre poste contient donc systématiquement un organe de manœuvre ouvert (en rouge sur la Figure I-2).

Il existe différentes architectures typiques pour les réseaux de distribution français. La structure dite en *coupure d'artère* est la plus fréquente ; les clients HTA et les postes HTA/BT sont raccordés directement en série sur un départ HTA, comme représenté sur la Figure I-2. D'autres architectures existantes ou envisagées peuvent être utilisées [Alv09] selon les objectifs du distributeur (cf. Annexe A pour plus de précisions).

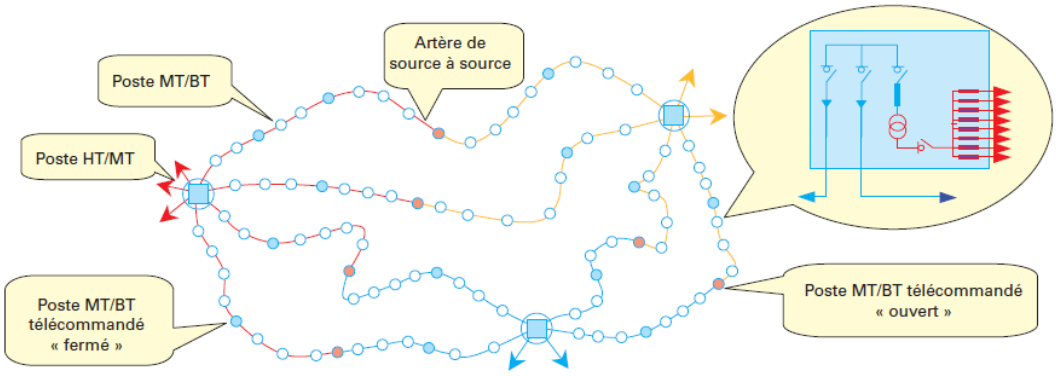

Figure I-2 – Réseau HTA en coupure d'artère [Coi13]

Lorsque l'apparition d'un défaut permanent oblige le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) à isoler une partie du réseau, la fermeture du relais initialement ouvert sur l'artère permet de réalimenter une partie des clients. On parlera alors de mode *secouru* pour la portion du réseau initialement coupée puis réalimentée et de mode *secourant* pour celle, saine, permettant la réalimentation. La Figure I-3 illustre ce principe, où une portion du départ 2, en mode normal d'exploitation, est secourue par le départ 1.

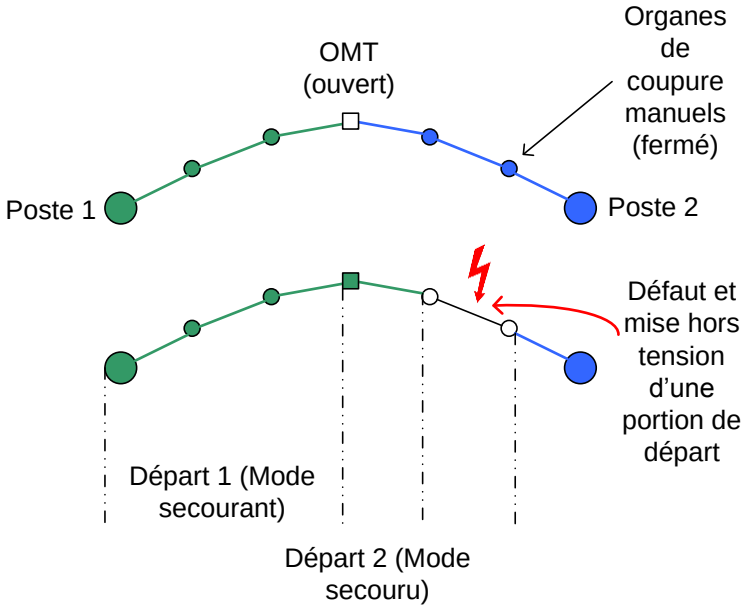

Figure I-3 – Représentation schématique de deux départs en mode normal d'exploitation et après apparition d'un défaut permanent sur le départ 2

II.2.3. Le réseau BT

Le réseau BT est constitué par l'ensemble des départs issus des transformateurs HTA/BT. L'architecture choisie cherche généralement à minimiser la longueur de conducteur utilisée, tout en respectant les impératifs imposés par la nature et la densité des constructions. Aucun bouclage n'est en principe réalisé : une possibilité de secours rapide serait trop onéreuse par rapport au nombre de clients concernés. Une réalimentation des clients coupés se fait à l'aide d'un groupe électrogène ou d'un câble déroulé [Erd11a].

L'ossature d'un réseau basse tension est réalisée en triphasé (au départ du transformateur) puis des branchements monophasés (ou triphasés selon la puissance exigée) permettent de raccorder les clients.

II.3. Objectifs de la distribution

II.3.1. Continuité d'alimentation

Les coupures d'électricité occasionnent des gênes pour les clients dont le coût effectif est difficile à estimer car elles sont très hétérogènes. La coupure brève d'un appareil de chauffage est imperceptible, celle d'un ascenseur ou d'un poste de télévision sera mal vécue. Afin de pouvoir quantifier la « qualité » de la desserte, les indicateurs suivants ont été définis :

- **Critère B** : Le critère B représente le temps moyen de coupure par an d'un utilisateur BT. À l'international on utilise plutôt le **SAIDI** (System Average Interruption Duration Index) qui est le temps moyen de coupure par client.
- **END** : L'énergie non distribuée est la demande annuelle non satisfaite pour cause de défaillance du réseau ou de délestage des charges.

Pour obtenir une meilleure qualité d'alimentation, une possibilité est de faire des investissements sur le réseau afin d'installer des ouvrages secourants permettant une réalimentation rapide des clients en cas de défaut. Pour quantifier le gain associé à une amélioration de la qualité d'alimentation, on considère que l'END a un coût moyen dont les composantes sont associées [Erd08] :

- à la puissance souscrite coupée (€/kW).
- à la quantité d'énergie non distribué, différenciée selon le type d'incident (coupure isolée, incident de grande ampleur avec plus de 30000 clients coupés), en €/kWh.
- au nombre de clients non réalimentés dans un délai de 5 jours sur incident climatique exceptionnel.

L'ordre de grandeur des deux premières valeurs est de 1€/kW et entre 10€ et 20€/kWh [Coi13]. Dans le cas de la production décentralisée, le distributeur s'engage à garantir au producteur la possibilité d'injecter sur le réseau en régime normal d'exploitation et en régime secourant. En revanche la possibilité d'injecter en schéma secouru n'est pas forcément garantie : elle peut faire l'objet d'une contractualisation ou d'une décision à bien plaire du GRD [Erd10].

II.3.2. Qualité d'alimentation

Le GRD s'engage contractuellement auprès des clients à respecter des prescriptions sur la qualité de l'électricité. La norme Européenne EN 50160 impose que l'écart relatif entre l'amplitude tension moyennée sur 10 minutes et la valeur de référence soit en valeur absolue inférieure à 10%, et ce au moins 95% du temps sur une période d'une semaine quelconque. Elle donne aussi des limites techniques sur les différentes perturbations de l'onde de tension (harmoniques, creux de tension,…).

Dans le cas Français, les limites exactes à respecter sont les suivantes.

Tension HTA [Erd08]

Les engagements contractuels vis-à-vis des utilisateurs du réseau HTA concernent la valeur efficace de la tension HTA au point de livraison, moyennée sur une période de 10 minutes. À partir de 1995, les contrats ont fixé l'engagement du distributeur à délivrer une tension HTA ne variant pas de plus de 5

% autour d'une valeur spécifiée Uc (tension contractuelle), cette valeur spécifiée étant elle-même fixée dans une plage de ± 5 % autour de Un (tension nominale valant 20,0 kV ou 15,0 kV suivant les cas).

En alimentation normale, la tension HTA en tout point du départ doit rester à l'intérieur de la plage [Uc + 5%, Uc - 5%]. En alimentation secours, la plage est élargie à [Uc + 5%, Uc - 8%].

Tension BT [Erd11a]

La tension nominale de distribution BT est fixée à 230 / 400 V (tension phase-neutre/phase-phase). Les valeurs admissibles au point de livraison d'un utilisateur (valeurs moyennées sur 10 mn), correspondent à la plage de [-10%, +10%] autour des valeurs nominales.

La valeur maximale admissible du gradient de chute de tension est de 2% (kW^{-1}). Ce dernier correspond à la chute de tension supplémentaire générée en un point du réseau si 1 kW monophasé est rajouté en ce même point.

II.3.3. Sécurité des ouvrages

Les contraintes sur la qualité d'alimentation permettent de protéger les appareils raccordés au réseau, ainsi que les ouvrages de distribution. Par ailleurs la puissance transitée sur le réseau ne doit pas détériorer ces ouvrages. On définit le courant maximal admissible (ou *ampacité*) d'un conducteur, dispositif ou appareil comme étant l'intensité maximale pouvant circuler dans celui-ci sans que la température en régime permanent, dans des conditions données (température, capacité d'évacuation thermique…), ne dépasse les limites spécifiées par le constructeur. Les contraintes d'intensité rendent ainsi compte de la capacité des ouvrages à évacuer la puissance thermique produite par effet Joule. On peut donc définir des plages de fonctionnement en régime permanent ou transitoire qui garantissent de rester à des températures acceptables.

Transformateurs

Les transformateurs HTB/HTA sont considérés en contrainte si l'intensité nominale du transformateur est dépassée en schéma normal d'exploitation. En schéma secourant, on peut tolérer une possibilité de surcharge de 10% [Erd08].

Les transformateurs HTA/BT ont une puissance assignée qui correspond à la puissance que peut débiter l'appareil en régime permanent. Un transformateur HTA/BT est considéré en contrainte d'intensité lorsque sa charge est supérieure ou égale à 110% de la puissance transitée maximale pendant une durée supérieure à 2h [Erd11a].

En matière de surcharge (limité à 3h), les transformateurs de type « classique » peuvent débiter jusqu'à 120 % de leur puissance sans courir de risque de détérioration. Les transformateurs avec protection-coupure intégrée, en service depuis 2001 sur les réseaux d'Enedis, sont conçus pour fonctionner à 150 % de leur puissance assignée en régime de surcharge 3 heures [Erd08] .

Conducteurs [Erd11a]

Une ligne aérienne doit respecter une hauteur de sécurité (distance minimale entre le sol et la ligne) quel que soit le transit électrique pour une température extérieure de 40°C.

Un câble est en contrainte lorsque l'intensité maximale transitant dans le câble est supérieure ou égale à son intensité maximale admissible pendant une durée supérieure à 10 minutes. Cette valeur intègre l'impact de la température extérieure et la configuration des conducteurs.

II.4. Modélisation statique du réseau

La modélisation du réseau est un problème complexe, de par le nombre d'ouvrages concernés et le niveau de détail potentiellement requis pour représenter ceux-ci. Selon les phénomènes considérés, on peut être amené à faire des hypothèses simplificatrices plus ou moins fortes, par exemple lors d'étude de dimensionnement du réseau de distribution on suppose généralement qu'un régime permanent est établi, alors que certaines problématiques comme la stabilité de la fréquence nécessitent de traiter les régimes transitoires et donc la dynamique du réseau.

II.4.1. Représentation du réseau

On représente un réseau comme un graphe, rendant compte de la topologie électrique (éventuellement géographique) des ouvrages. Les sommets, généralement appelés *nœuds*, sont des points d'accès et ceux-ci sont reliés entre eux par des arêtes permettant de représenter les lignes, postes de transformation, organes de manœuvre ou autres appareils effectuant la liaison physique entre deux nœuds.

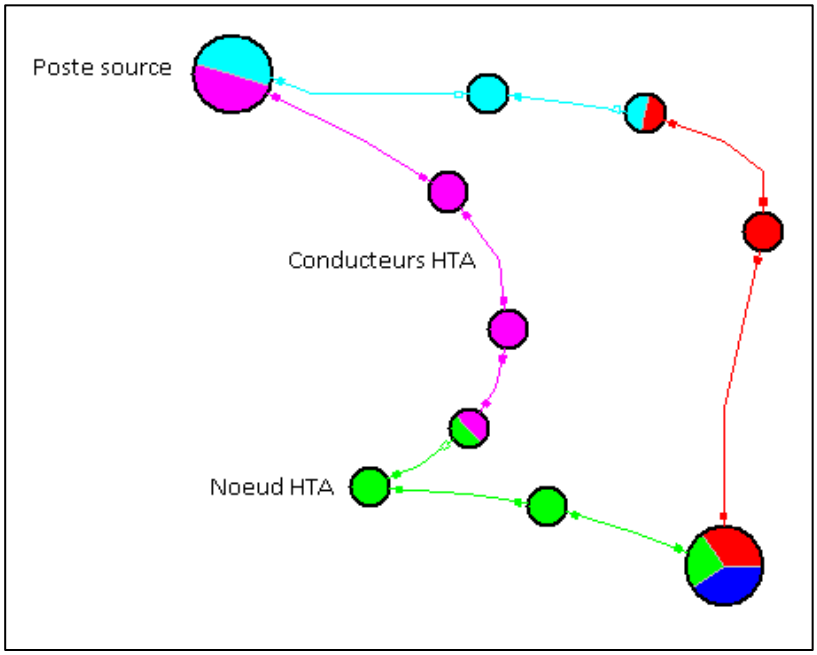

Figure I-4 – Représentation d'un réseau HTA (Logiciel Powerfactory). Chaque couleur correspond au schéma électrique d'un départ.

II.4.2. Conducteurs : modèle en PI

On utilise généralement un modèle dit en PI pour représenter les conducteurs (lignes et câbles). Celui-ci permet de représenter les effets résistifs, inductifs et capacitifs dans un conducteur.

- Résistance linéique : la résistance dépend du métal utilisé, de la section de câble choisie et de la température ambiante considérée. On peut définir une résistance équivalente par unité de longueur.
- Inductance linéique : un conducteur possède une inductance interne et le passage du courant génère un flux magnétique entre les deux conducteurs « aller » et « retour » ; on peut associer à chaque unité de longueur de conducteur une inductance propre équivalente pour prendre tous

les effets en compte. Dans le cas du réseau triphasé, on prend aussi en compte les inductances mutuelles entre phase.

- Capacité linéique : les conducteurs sont séparés par des isolants, ce qui entraîne des effets capacitifs. On les modélise comme avec des capacités « shunt » (phase-phase ou phase-terre).

Le modèle en PI, par opposition au modèle distribué ou l'on décrit des portions élémentaires de lignes que l'on intègre, agrège les capacités sur les extrémités de la ligne. La Figure I-5 donne le schéma électrique dans le cas d'une ligne monophasée, avec deux nœuds R et S aux extrémités et Y et Z étant respectivement les admittances shunt et l'impédance du conducteur.

Il est généralement admis que le modèle en PI est une approximation très correcte du modèle distribué lorsque l'on considère des longueurs de conducteurs caractéristiques du réseau de distribution [Kun94].

Le modèle général de ligne en PI triphasé est détaillé en annexe. Dans le cas d'un réseau triphasé équilibré, ce qui est une hypothèse classique pour une étude sur le réseau HTA, on peut utiliser un modèle équivalent monophasé, tel que représenté sur la Figure I-5.

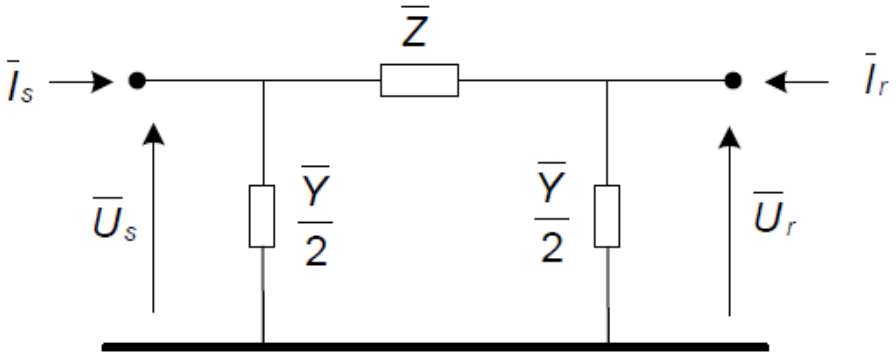

Figure I-5 – Modèle en pi monophasé [Dig14]

II.4.3. Transformateurs

On utilise un modèle parfait (quadripôle avec un rapport de transformation, éventuellement complexe, connu) auquel on ajoute des éléments linéaires permettant de représenter les pertes. Ce modèle est représenté en Figure I-6.

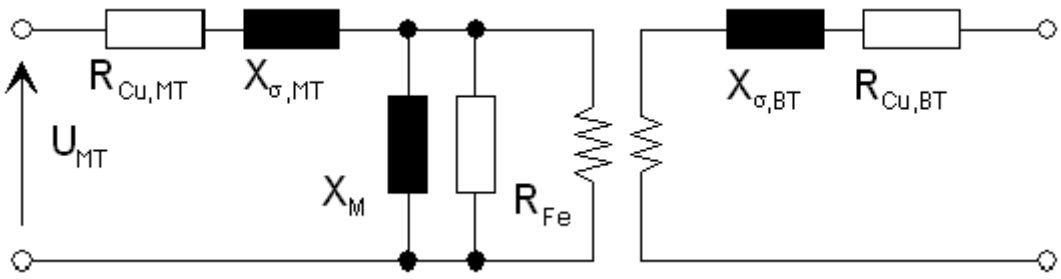

Figure I-6 – Modèle de transformateur non idéal [Dig14]

Les résistances R_{Cu} et R_{Fe} permettent de représenter respectivement les pertes cuivre (dues à la résistance des enroulements) et les pertes fer (courants de Foucault et hystérésis), tandis que les X_σ et

X_M sont respectivement les inductances de fuite au primaire et secondaire (imperfection du couplage magnétique), et l'inductance magnétisante [Kun94].

II.4.4. Charges et générateurs

Lors de l'étude d'une maille HTA, donc en aval du poste source, on ne représente pas le réseau de transport ; celui-ci est modélisé comme un nœud équivalent, capable d'imposer une tension et une fréquence donnée. Dans le cas d'une étude statique, c'est-à-dire une étude ou le régime permanent est supposé établi, ce nœud est appelé nœud bilan ou « slack ».

Pour représenter un générateur ou une charge raccordée au réseau, on peut imaginer différent niveaux de précisions. Pour une étude dynamique, il est nécessaire d'avoir une représentation par composants connus ou un système d'équations permettant de décrire le comportement attendu de la machine. Lorsque l'étude est statique, on cherche simplement à décrire la puissance apparente complexe produite/consommée en régime permanent. De manière générale, celle-ci vérifie une équation du type : F(S,V,f) = 0, avec S la puissance apparente complexe consommée au niveau du nœud, V la tension de celui-ci et f la fréquence du réseau. Dans la littérature [Kun94], différents modèles statiques de charge sont proposés, le plus classique est à puissance constante, du type $S=S_0$. Celui-ci présente l'avantage de faire abstraction de la sensibilité de la charge aux paramètres électriques du réseau et d'être donc simple à paramétrer. Il est notamment utilisé dans les études de planification actuelles d'Enedis [Erd15a]. D'autres modèles prennent en compte des dépendances à la tension ou une régulation du réactif en tension :

- modèle ZIP :

$$S = S_2 \left|\frac{V}{V_0}\right|^2 + S_1 \left|\frac{V}{V_0}\right| + S_0 \tag{I-1}$$

Le comportement de la puissance est polynomial d'ordre 2 par rapport à l'amplitude de la tension. Les termes d'ordre 0, 1 et 2 correspondent respectivement à une charge consommant une puissance constante (par rapport à V), une charge consommant un courant d'amplitude constante et une charge purement impédante. Les paramètres S_0, S_1 et S_2 sont pris complexes et correspondent à la consommation apparente lorsque le nœud auquel est raccordée la charge est à la tension nominale.

- modèle exponentiel :

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^a \; et \; Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^b \tag{I-2}$$

- nœud PV : pour prendre en compte une régulation en réactif visant à stabiliser la tension à une valeur de référence, on peut imposer des valeurs de puissance active et de tension. Les équations du load flow sont alors résolues en ajustant la puissance réactive pour maintenir la tension à la valeur de consigne. Éventuellement une saturation peut être ajoutée.

$$\begin{cases} P = P_0 \\ Q_{min} \leq Q \leq Q_{max} \\ Q = Q_{max} \; si \; V > V_0 \\ Q = Q_{min} \; si \; V < V_0 \end{cases} \tag{I-3}$$

Les modèles détaillés ci-dessus considèrent que les charges et ouvrages du réseau ont des réponses linéaires, et ne modélisent pas les phénomènes (saturation, commutation) qui engendrent les perturbations sur les ondes de courant et de tension. On ne modélisera pas ces perturbations dans la suite de cette étude (même s'il est possible d'utiliser les modèles précédents avec des sources harmoniques en raisonnant par superposition).

II.4.5. Plan de tension

La résolution du load flow est un problème classique du réseau électrique. À partir d'une configuration donnée (réseau représenté sous forme de graphe, avec ses différents ouvrages : lignes, transformateurs, interrupteurs, shunt…) et des consommateurs/producteurs de comportement connus on détermine le plan de tension dans le réseau ainsi que les flux de courant. De nombreuses méthodes de résolution existent dans la littérature [Bal11, Tri12] : pour une résolution générale, des algorithmes de convergence de type Newton-Raphson [Tin67] sont généralement utilisés. Certaines méthodes utilisent des caractéristiques spécifiques au réseau de distribution pour accélérer la convergence, comme l'aspect radial (algorithmes de type « backward-forward » [Cha07]), d'autres simplifient le problème pour une résolution plus rapide quitte à perdre un peu de précision comme le DC load flow qui découple phases et tension.

Lorsque l'on souhaite estimer la chute de tension le long d'un conducteur, il est possible de le modéliser plus directement en considérant que l'injection et le soutirage de puissance entraînent respectivement des hausses et baisses de tension le long des lignes amont. Pour un déphasage dû à la ligne suffisamment faible, ce qui est le cas dans les réseaux de distribution, on peut utiliser la formule de Kapp, donnée par l'équation (I-4). Ce principe est illustré sur un exemple simple en Figure I-7.

$$\frac{\Delta V}{V} \approx \frac{RP + XQ}{V^2} \qquad \text{(I-4)}$$

Avec :

- ΔV/V la chute de tension relative aux bornes d'une ligne du réseau
- V tension composée au point de raccordement amont (phase-phase)
- R et X résistance et réactance de la ligne
- P la puissance active transitant dans la ligne (comptée positive dans le sens de la consommation)
- Q la puissance réactive transitant dans la ligne.

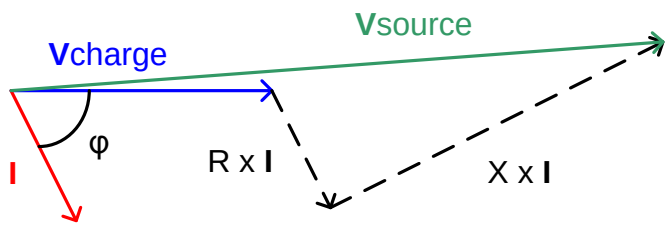

Figure I-7 – Chute de tension le long d'un conducteur d'impédance R+jX entre une source et une charge. La formule de Kapp revient à considérer que le déphasage (Vsource ;Vcharge) est négligeable.

III. La planification des réseaux de distribution

III.1. Enjeux de la planification

III.1.1. Rôle du GRD et leviers d'action

La gestion efficace du réseau et des postes sources HTB/HTA d'un distributeur suppose une vision cohérente des objectifs à court et long terme. En effet les investissements réalisés sur le réseau sont coûteux et nécessitent un temps de réalisation conséquent. Dans une perspective de rentabilité, ceux-ci doivent donc servir pendant toute la durée de vie des équipements installés. Or la sollicitation future du réseau est une information incertaine, qui dépend de nombreux facteurs tels que la démographie, l'évolution des modes de consommation énergétique, l'apparition ou la disparition de nouveaux usages électriques…Un investissement ne doit donc pas seulement être évalué par rapport à son apport immédiat mais aussi quant à sa compatibilité avec l'évolution du réseau attendue à long terme.

De manière générale, la planification revient à décider de l'agencement et de l'évolutivité des ouvrages sur le territoire, notamment :

- Les transformateurs : on parle de « source » pour désigner les transformateurs HTB/HTA ; ceux-ci étant historiquement les points par lesquels transitait la puissance soutirée sur le réseau de transport.
- Les conducteurs permettant l'acheminement de la puissance jusqu'aux clients.
- Les protections permettant la détection des défauts.
- Les organes de manœuvre permettent d'isoler et de remettre sous tension certaines parties du réseau.

Les meilleurs choix résultent d'un compromis entre le coût des ouvrages et le coût et la fiabilité de la desserte. Le problème est excessivement complexe du fait des nombreuses solutions techniques envisageables et des nombreuses externalités susceptibles d'affecter l'efficacité des décisions prises. Par ses choix en termes de sources et de matériels, le distributeur peut influencer :

- l'architecture du réseau ;
- la longueur moyenne des conducteurs ;
- la densité de puissance par départ ;
- la section des conducteurs ;
- le plan de protection ;
- les flux de puissance réactive.

III.1.2. Plan de protection

Le **plan de protection** peut se définir comme l'ensemble des dispositions mises en œuvre pour détecter, localiser et éliminer les défauts susceptibles d'affecter ce réseau : il associe des principes de détection et d'automatismes, ainsi que leurs réglages appropriés.

Les défauts les plus fréquents sont les défauts monophasés [Erd08], où un conducteur vient accidentellement en contact avec la terre, puis polyphasés (contacts entre deux phases). Dans une logique de planification du réseau, il faut prévoir des structures qui permettent la détection correcte

des défauts. Par exemple les protections les plus simples sont les protections ampèremétriques à maximum d'intensité : leur réglage doit être suffisamment faible pour déclencher lors d'un court-circuit et suffisamment élevé pour ne pas déclencher en présence d'un courant de charge en configuration normale ou secourante. Cela entraine des restrictions sur la longueur des départs (sur un départ trop long, les courants de court-circuit risquent de ne pas être discernables).

III.1.3. Analyse technico-économique

Afin de garantir la cohérence des décisions prises en planification, il est important d'anticiper l'évolutivité à long terme du réseau. Notamment, plusieurs échéanciers peuvent être envisagés pour faire évoluer le réseau actuel vers une cible à long terme (on peut représenter le problème comme sur la Figure I-8, où trois échéanciers différents permettent de passer de l'état initial à la cible à long terme).

Afin de pouvoir comparer l'efficacité et la date d'activation des investissements envisagés, on utilise l'approche technico-économique où le poids économique des échéanciers possibles est estimé sur la base de coûts actualisés.

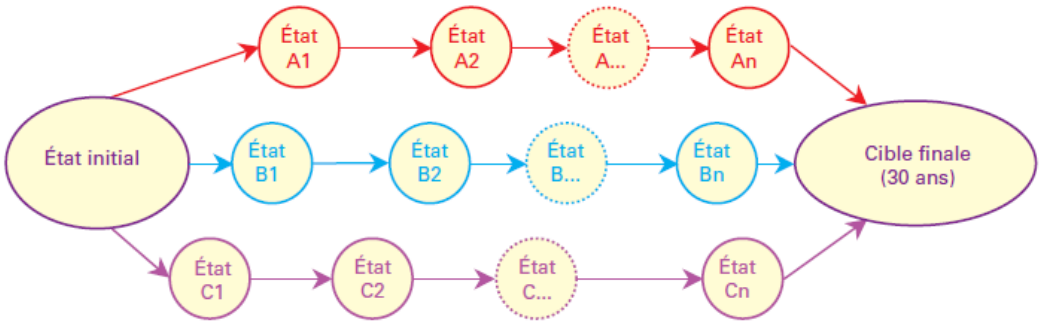

Figure I-8 – Transitions entre l'état initial et la cible finale [Coi13]

Le bilan actualisé B, dont l'expression est donnée dans l'équation (I-5), correspond pour un ouvrage à la somme des coûts d'investissements et d'exploitation sur la durée de vie de l'ouvrage. Dans ces derniers on inclut notamment les coûts de défaillance, des pertes en ligne, de la maintenance et d'autres aspects éventuellement valorisés.

Remarquons que les coûts d'investissements sont généralement ponctuels (une seule année) et concernent l'investissement initial ainsi que d'éventuels remplacements de certains ouvrages tandis que les coûts d'exploitation doivent être calculés pour chaque année. Enfin dans le bilan actualisé, on retranche une éventuelle valeur d'usage V_u à la fin de la période d'exploitation, dont l'expression est donnée dans l'équation (I-6).

$$B = \sum_{i=0}^{N} \frac{TOTEX(i)}{(1+\varepsilon)^i} - \frac{V_u}{(1+\varepsilon)^{N+1}} \quad \text{(I-5)}$$

$$V_u = V_T + (V_0 - V_T)\frac{(1+\varepsilon)^T - (1+\varepsilon)^t}{(1+\varepsilon)^T - 1} \quad \text{(I-6)}$$

L'expression de la valeur d'usage utilise la notion d'annuité : si la valeur de l'investissement est initialement de V_0 et que la valeur résiduelle (celle du matériel à la fin de sa durée de vie) est de V_T alors on considère que chaque année de vie correspond à une perte de valeur fixe *en euros courants*.

III.1.4. Modéliser le réseau avec les informations disponibles

Au moment de démarrer une étude de type planification/schéma de raccordement, le GRD dispose généralement de certaines informations :

- l'architecture du réseau actuel, ce qui inclut notamment le matériel installé et ses caractéristiques techniques.
- les clients déjà raccordés et les demandes de raccordement en cours de traitement.
- les puissances souscrites.

Pour modéliser les états de fonctionnement crédibles d'un réseau futur, qu'il soit à construire entièrement ou à faire évoluer à partir d'un réseau existant, on peut imaginer plusieurs niveaux de connaissance.

Exhaustif : on connait le comportement statistique (sous forme de loi de probabilité) de l'ensemble des clients (voire le comportement futur ce qui est encore plus précis). On est alors en mesure de déterminer simplement les flux électriques sur le réseau, les indicateurs de qualité, les pertes…Ces problèmes sont abondamment abordés dans la littérature, et leur résolution passe généralement par l'utilisation de méthodes heuristiques vu leurs tailles conséquentes qui interdisent a priori une résolution directe [Cel02] [All81a]. Cela nécessite une quantité excessive de données et des hypothèses très fortes, aujourd'hui non disponibles.

Agrégé : on connait le comportement statistique de la courbe de charge agrégée, par exemple au niveau d'un départ HTA ou d'un poste-source. On peut alors représenter les flux électriques dans le réseau sous certaines hypothèses (par exemple : la consommation individuelle de chaque client est une fraction de la courbe de charge agrégée, calculée au prorata de la puissance souscrite du client considéré). Pour arriver à ce niveau de connaissance, il est nécessaire de disposer de modèles statistiques fiables sur le comportement d'un groupe de clients ou de se baser sur des relevés historiques. En effet les effets de dispersion statistique sont moins perceptibles sur une mesure agrégée que sur une mesure individuelle ; il est donc théoriquement plus simple de réaliser une interpolation sur les mesures passées pour créer un modèle de charge futur.

Synthétique : on dispose uniquement de certaines informations utiles sur le comportement statistique de la courbe agrégée, notamment le maximum/minimum (ou fractiles proches de 0 et 1), la moyenne, la variance qui conduisent à ne s'intéresser qu'à quelques cas dits « dimensionnants » (si le réseau est dimensionné pour supporter ces cas, les autres états possibles ne présenteront pas de problèmes). Cette approche peut sembler moins « gourmande en données » que l'approche agrégée : au lieu d'utiliser un histogramme complet (la courbe de charge), on se limite à quelques statistiques pertinentes. Néanmoins dans les deux cas il est indispensable d'effectuer un nombre de mesures conséquents sur les sollicitations effectives du réseau avant de pouvoir en tirer des conclusions fiables quant aux « cas dimensionnants » à utiliser. L'avantage potentiel réside plutôt dans la simplicité du traitement : plutôt que de garder toute l'information sur le comportement statistique de la courbe de charge, on se limite à celle qui est la plus pertinente du point de vue du distributeur (la pointe plausible, la charge moyenne) que l'on agrège dans un nombre limité de statistiques[1] : un traitement déterministe permet alors la prise de décision. Par ailleurs il est plus facile de définir un modèle d'évolution des indicateurs utilisés.

[1] On appelle statistique une fonction appliquée à un ensemble d'observation, par exemple la moyenne arithmétique appliquée à un échantillon.

Conservatif : on dispose uniquement de l'information sur le maximum de consommation et le cas échéant de production, de chaque client, et toutes les situations possibles sont envisagées.

Dans le cas Français, les mesures instantanées sur le réseau HTA se font au niveau du poste source, et éventuellement des points de raccordement de certains clients HTA. Le GRD dispose ainsi d'une courbe de charge qui agrège l'ensemble des clients raccordés à un poste. Cette information a permis de construire au fur et à mesure un modèle synthétique de la charge, notamment pour mettre en évidence que les clients n'ont jamais tous simultanément une consommation maximale ou nulle (effet dit « de foisonnement » qui sera discuté plus en détail au chapitre II, partie II.2.2). À partir de cette information (quantifiée ci-dessous, en partie II.3.2) un processus de décision déterministe est mis en place.

Pour clarifier ces points, construisons un exemple simple où 100 clients sont raccordés sur la même maille réseau avec une puissance de raccordement de 6 kW. On suppose que la variable aléatoire $\mathbf{P_n}$ « consommation instantanée du client n en kW » suit une loi uniforme entre 0 et 6 à chaque pas de temps considéré, et que tous les $\mathbf{P_n}$ sont indépendants. La somme des 100 clients se comporte donc approximativement comme une loi normale (300 kW, √300 kW).

On suppose par ailleurs que la maille locale étudiée est non évolutive, c'est-à-dire que le nombre et la consommation des clients ne sont pas censés évoluer sur l'horizon d'étude, ce qui permet de faire abstraction de l'évolution du réseau en amont. Cette hypothèse est évidemment peu crédible en pratique.

On résume les différents niveaux de connaissance dans le Tableau I-1.

Tableau I-1 – Choix de dimensionnement du réseau selon la connaissance de la charge

	Relevés nécessaires	Informations à disposition du GRD	Dimensionnement du réseau
Exhaustif	Oui : à chaque point de comptage	Chaque client consomme selon une loi uniforme entre 0 et 6 kW. Indépendance des consommations.	Le réseau peut être dimensionné par rapport à une consommation maximale de référence de 352 kW (risque de dépassement de 0.13%[2]).
Agrégé	Oui : au poste	La charge agrégée suit approximativement une loi normale (300,√300) kW.	
Synthétique	Oui : au poste	La charge agrégée est en moyenne de 300 kW. La probabilité de dépassement de 352 kVA est de 0.13% par pas de temps.	
Conservatif	Non	$\sum P_n \leq 600$ kW.	Le réseau doit pouvoir supporter une consommation de 600 kW.

III.1.5. Prise de décision sous incertitude

La planification du réseau est un problème de type « décision sous incertitude » où la décision présente aura un impact sur un futur incertain.

[2] Pour une loi normale (μ,σ), la probabilité de dépassement de μ+3σ est de 0.13%.

Lorsque la prise de décision concerne un problème susceptible de se répéter suffisamment fréquemment, la qualité d'une décision sera correctement décrite par son coût moyen par rapport à l'ensemble des scénarios (cf. chapitre IV, partie I.3.1 pour plus de précisions). Dans le cas contraire, la fréquence de réalisation des scénarios ne correspondra pas à la distribution de probabilité initiale (par exemple pour un problème unique, seul un scénario sera finalement réalisé et l'analyse *a posteriori* lui assignera une probabilité de 100%), et on peut privilégier une décision de type « Least Worst Regret » où l'on cherche par exemple à minimiser le regret maximal sur l'ensemble des scénarios entre les conséquences d'une décision et ce que l'on aurait pu obtenir si on avait pris cette décision a posteriori (c'est-à-dire en sachant quel serait le scénario vraiment réalisé). Une manière de définir le regret dans chaque scénario peut être de regarder la différence de coût engendré par une décision sous-optimale par rapport à celle de référence, et on peut aussi pondérer ce regret par rapport à la crédibilité du scénario (optimisation stochastique, qui nécessite un modèle probabiliste et non plus « possibiliste » du futur). Le choix de la pondération est un point délicat qui dépend de l'aversion au risque du décideur, on peut prendre la probabilité d'occurrence du scénario par défaut, comme dans le cas du coût moyen. Globalement la manière de définir le regret ou la pondération permet de définir précisément le ressenti des conséquences de certains scénarios et l'importance à leur accorder dans le processus décisionnel.

Formalisation : on considère un problème général avec une seule étape de décision[3], avec n scénarios possibles et p décisions possibles. Si on considère l'occurrence du i-ème scénario après avoir pris la j-ème décision, on définit A_{ij} comme une valeur représentant la perception de l'état de la situation future par le décisionnaire. On reste assez général même si A_{ij} sera souvent une mesure (respectivement un ensemble de mesures) par rapport à un objectif (respectivement plusieurs objectifs).

On pose D_j le j-ème vecteur colonne de la matrice A. Celui-ci est donc un vecteur associé à la j-ème décision dont chaque composante i correspond au poids de cette décision sur le i-ème scénario. Lorsque le poids est un nombre réel (représentant par exemple un coût), comparer deux poids est simple mais de manière générale on suppose que le décisionnaire peut estimer le « regret » entre deux décisions a posteriori, ce qui définit une distance algébrique notée d (c'est-à-dire que l'on dispose d'une distance et d'une relation d'ordre entre deux poids). On peut alors facilement définir la notion de poids minimal et de distance entre deux décisions. Par la suite on suppose que les A_{ij} sont réels et on pose :

$$m = (\min_{1 \leq j \leq p} A_{ij})_{1 \leq i \leq n} \tag{I-7}$$

Si m était l'un des vecteurs de A associé à une décision, alors cette décision serait optimale car elle engendrerait un coût minimal quel que soit le scénario réalisé (on l'appelle solution « idéale »). En pratique on cherche à choisir une décision telle que le D_j associé soit le plus proche possible de m, c'est-à-dire à résoudre un problème du type :

$$\min_{1 \leq j \leq p} d(D_j, m) \tag{I-8}$$

[3] Problème dit « single-stage », c'est-à-dire où l'on prend une décision, puis l'adversaire ou le hasard fixe le scénario qui se réalise, et le jeu s'arrête. Au contraire dans un jeu « multi-stage », on envisage une succession de telles étapes : le joueur décide, le hasard fixe certains paramètres du problème, le joueur prend connaissance de ces paramètres et prend une nouvelle décision, le hasard fixe d'autres paramètres, etc.

Selon que l'on cherche à optimiser *en espérance* ou avec un « Least Worst Regret », la distance sera de la forme[4] :

$$\begin{matrix} d(Dj, Dk) = \sum_{i=1}^{n} |Aij - Aik| \text{ (optimisation en espérance)} \\ d(Dj, Dk) = \max_{1 \le i \le n} |Aij - Aik| \text{ (optimisation en LWR)} \end{matrix} \quad \text{(I-9)}$$

Les distances correspondent ici à des normes un et infinies respectivement. Cet exemple illustre le fait que le fait de prendre la « meilleure » décision revient de manière générale à choisir une métrique sur un problème multi-objectif (ici on cherche à minimiser le coût pour chaque scénario, mais on a un seul objectif par scénario). Des normes intermédiaires permettent de réaliser un compromis entre les deux extrêmes présentés ci-dessus [Mir96].

Dans le cadre de la planification, on souhaite plutôt que les objectifs retenus conduisent à des solutions qui ne soient pas trop sensibles au choix de la pondération des scénarios (c'est-à-dire qu'on puisse avoir une marge d'erreur sur la probabilité estimée de chaque scénario sans que la prise de décision s'en retrouve détériorée) dont la détermination est incertaine. Par ailleurs il y aura toujours en réalité plusieurs étapes de décisions (problème « multi-stage »), ce qui complexifie le problème.

III.2. Outils de planification à Enedis

III.2.1. Schéma directeur [Coi13]

L'impact du coût d'investissement dans le développement du réseau oblige à avoir une vision à moyen et long terme de son évolution. Un nouvel ouvrage doit non seulement pouvoir assurer un fonctionnement suffisant sur sa durée de vie, afin d'éviter un remplacement précoce, mais aussi s'insérer dans un projet de développement du système électrique cohérent à long terme.

Le schéma directeur a pour but de donner une vision à 30 ans du développement du réseau. La cible définit les grandes orientations : postes sources, départs HTA principaux et niveaux de tension, mais ne structure pas les décisions. En revanche, tout choix important conçu dans le cadre d'une étude décisionnelle et qui n'est pas en cohérence avec le schéma directeur donne lieu à l'initialisation d'une mise à jour de ce dernier pour garantir la cohérence des outils et la pertinence du schéma. Celui-ci se fait selon les étapes suivantes :

L'élaboration du diagnostic : analyse de l'environnement et de la sensibilité des clients raccordés.

La prévision des consommations et des puissances produites : il s'agit de déterminer les taux d'accroissement des charges et productions raccordés aux réseaux de distribution ; cette prévision se fait à un niveau régional et prévoit des scénarios de croissance haute et basse. Elle s'appuie sur des connaissances internes (historique des consommations) et externes.

La cible à long terme : la cible représente le schéma du réseau HTA nécessaire et suffisant, à terme, pour alimenter dans de bonnes conditions les utilisateurs du réseau. Les critères utilisés sont précisés dans le Tableau I-2.

La définition des stratégies de développement des réseaux : L'étape consiste à déterminer différentes stratégies de développement des ouvrages permettant de passer de l'état initial à l'état final (la cible à long terme). Chaque stratégie est constituée d'une succession d'opérations élémentaires. L'ensemble des opérations doit rester cohérent avec les règles de fonctionnement des réseaux.

[4] On doit normalement ajouter les pondérations associées à chaque scénario. Ici on suppose qu'elles sont incluses dans le calcul des poids A, sinon on doit les intégrer à la définition de d.

L'échéancier des travaux et des investissements : L'utilisation de l'approche technico-économique permet de déterminer la date optimale de chaque opération élémentaire et d'en déduire le bilan actualisé de chaque stratégie étudiée. À l'issue de cette phase, on obtient un échéancier théorique (coût de l'opération, date optimale de réalisation) de l'ensemble des opérations étudiées.

L'estimation du niveau de qualité de fourniture : La conduite des étapes précédentes permet d'évaluer l'évolution probable de la qualité de fourniture en fonction des investissements envisagés.

La notion de schéma directeur englobe les différentes cibles à moyen et long terme, en général on distingue une cible intermédiaire à 10 ans. Elle correspond à l'ensemble des opérations justifiées sur la période de 10 ans (sous-ensemble de la cible à long terme) et cohérentes avec le plan de développement à long terme.

Pour obtenir la cible complète à 10 ans, il convient de superposer les autres aspects :

- levée des contraintes électriques (U ou I) résiduelles,
- implantation des points télécommandés et des organes de manœuvre manuels,
- bouclages éventuels des grappes importantes (P > à 250 kVA).

Dans le cadre de la planification long terme, la prévision de la croissance de la consommation revient à estimer le niveau de croissance moyen correspondant à la zone d'action d'un ou plusieurs postes sources. On distingue la croissance « en surface » liée à l'apparition de nouvelles charges significatives (de l'ordre du MW) et la croissance en profondeur, qui correspond globalement à l'évolution des charges existantes.

L'évolution de la consommation s'estime à partir des relevés disponibles et d'aspects prospectifs dépendants de la région considérée, mais qui concernent généralement des aspects comme l'évolution démographique, celle de l'emploi, la proximité d'infrastructures. Pour chaque critère des taux de croissance, positifs ou négatifs, sont fixés et un taux de croissance global est défini par rapport aux poids attribués à chacun.

La prévision des taux de croissance sur des périodes supérieures à 10 ans reste très incertaine, et on adopte souvent des taux plus faibles que ceux retenus pour les 10 premières années.

III.2.2. Les situations dimensionnantes

Température minimale de base [Erd10]

La température minimale de base est la température froide dont la probabilité d'occurrence est de 1 jour/an. Elle est déterminée statistiquement comme étant la 30ème plus petite valeur moyenne journalière sur une période de 30 années.

La « Puissance à Température Minimale de Base » (P_{tmb}) d'un départ est la somme des contributions des charges consommatrices HTA et BT à la pointe à température minimale de base, toute(s) production(s) décentralisée(s) découplée(s). On n'est pas forcément capable de *mesurer* directement cette valeur, la température minimale de base n'étant pas atteinte régulièrement, elle est donc calculée en corrigeant la valeur P^*_{max} (définie ci-dessous) d'un effet de température [Erd08].

Température normale d'hiver [Erd10]

La température normale (notée θ) est la température moyenne statistiquement observée par les services de la météo le 15 janvier, sur plusieurs décennies [Erd08]. La puissance « P^*_{max} » d'un départ est la

somme des contributions des charges consommatrices HTA et BT à la pointe à température normale d'hiver, toute(s) production(s) décentralisée(s) découplée(s).

La puissance P^*_{max} est révisée tous les ans grâce à la mesure des intensités transitant dans les départs HTA des postes-sources [Erd08]. Le risque de dépassement de la P^*_{max} n'est pas structurellement fixe, et celle-ci est par définition toujours inférieure à la P_{tmb}.

Production dimensionnante

Si des producteurs sont présents sur la maille HTA, on considère que le réseau doit pouvoir assurer une tenue en tension et courant en régime normal pour une production maximale et une consommation « minimale »[5], cette dernière étant la plus faible valeur de charge mesurée sur le départ ou par défaut 20% de la P^*_{max} [Erd15a] (le ratio correspond à la moyenne constatée entre la puissance basse et la P^*_{max}, et constitue une prise en compte du foisonnement des charges).

La situation de production maximale est celle où l'ensemble des générateurs produit à sa puissance maximale (c'est à dire à la puissance qu'il a souscrite). Contrairement à la charge, où la P^*_{max} est inférieure à la somme des souscriptions, on ne prend donc pas en compte un éventuel foisonnement des productions.

III.2.3. Critères de décisions pour la cible à long terme [Coi13]

Pour établir la cible à long terme, les critères suivants, ainsi que ceux donnés dans le Tableau I-2 sont utilisés par Enedis.

- En urbain dense, les raccordements des postes HTA/BT se font en double dérivation ou coupure d'artère avec une structure HTA adéquate.
- En urbain, la structure HTA est en artère source à source et boucle simple, l'ensemble des postes HTA/BT est raccordé en coupure d'artère.
- En rural, la structure HTA est en artère source à source et boucle simple, les postes HTA/BT sont raccordés en coupure d'artère ou en antenne.

Tableau I-2 – Critères des structures cibles du schéma directeur

Hypothèses	**En rural**		**En urbain**	
	20 kV	15 kV	20 kV	15 kV
Taille des postes sources	2 transformateurs HTB/HTA		3 transformateurs HTB/HTA	
P^*_{max} d'un départ	≤ 5 MVA	≤ 3.75 MVA	≤ 6 MVA	≤ 4.5 MVA
Longueur développée maximale d'un départ	≤ 55 km			
Produit PL maximal	≤ 100 MVA.km	≤ 55 MVA.km		
Nombre de départs par transformateur	Fonction de la puissance nominale du transformateur et de la puissance des départs HTA			

[5] La consommation « minimale » n'est pas un minorant absolu de la charge mais une valeur seuil pour laquelle il est peu probable d'observer une situation à charge plus basse.

Les critères présentés dans le Tableau I-2 sont choisis de manière à assurer une qualité de fourniture acceptable. Est notamment utilisée la notion de *produit PL*, définie comme la P^*_{max} du départ multipliée par sa longueur. Comme la probabilité de défaut augmente avec la longueur du départ et que la puissance coupée en cas de défaut est plus importante sur un départ très consommateur, le produit PL est un indicateur qui est fortement corrélé à l'END attendue sur le départ considéré.

La puissance maximale d'un départ est imposée par le choix des structures de réseau et par l'utilisation de cellules « départ » au poste source (généralement calibrées à 400 A). La longueur d'un départ est limitée pour tenir compte du niveau de qualité de fourniture, vu par les utilisateurs rattachés sur les départs les plus longs, et la limitation du produit PL permet de limiter les chutes de tension (cf. la formule de Kapp, équation (I-4), partie II.4.5).

En milieu urbain la densité de charge, et donc la densité de poste source est plus importante qu'en milieu rural. Les départs sont en moyenne plus courts et il n'y a pas lieu de poser une limite en longueur ou en produit PL ; le facteur limitant sera en effet la capacité de transit du réseau et non les chutes de tension.

III.2.4. Critères de décisions pour le raccordement d'un client

Les études de raccordement ont pour objectif de déterminer la meilleure façon de raccorder un nouveau client au réseau. Selon le niveau de tension retenu (HTA ou BT), le GRD détermine quelles sont les possibilités d'adaptation du réseau pour accueillir le client et vérifie la compatibilité de la présence de la nouvelle installation avec le bon fonctionnement du réseau existant.

Dans le cas d'un raccordement en HTA, le client peut être raccordé sur un départ existant ou dédié. La section de câble choisie, dite section économique, est celle qui réalise le meilleur compromis entre investissement et dépenses d'exploitation et de maintenance actualisées sur la durée de vie de l'ouvrage. Les modalités de calcul de celle-ci sont données en annexe A, partie V.2.2. Le GRD s'assure ensuite que les capacités de transit des ouvrages HTA, les plages de tension et le fonctionnement du plan de protection sont respectées dans le cadre des situations dimensionnantes [Erd10]. Le réseau doit assurer une tenue en courant et tension en régime normal (dit « N ») et en régime de secours (décision à bien plaire du GRD, qui peut être contractualisée entre celui-ci et les clients concernés si nécessaire) pour une puissance appelée par le départ de P_{tmb} [Erd08].

Dans le cas d'un raccordement en BT, l'étude du plan de tension intègre un couplage avec les états possibles des ouvrages en amont. Les seuils retenus intègrent l'incidence effective du réseau HTA et du transformateur sur la tenue de tension BT. L'étude permet de vérifier si la capacité de transit des ouvrages BT et le plan de tension sont respectés.

Si aucune contrainte n'est détectée lors de l'étude de raccordement, le client peut être raccordé directement. Dans le cas contraire, il est possible de renforcer les ouvrages existants amont, ou en créer de nouveaux [Erd16b].

« Load flow » à la maille HTA

La tension en tête de départ HTA est fixée à l'avance et maintenue stable (avec une précision de 0.01 p.u.) grâce au régleur en charge qui compense la fluctuation de tension en HTB. La tension de consigne est choisie entre 1.02 et 1.04 p.u On modélise les transformateurs HTA/BT et les clients HTA comme des nœuds de production ou consommation dont la puissance consommée est modélisée selon le profil des clients et de manière à garantir que la puissance soutirée au niveau du poste

corresponde à celle fixée dans les situations de référence considérées (P_{tmb}, P^*_{max}…). Cela permet de prendre en compte le foisonnement présent sur la maille réseau considérée.

Par ailleurs le tan φ est fixé à 0.4 pour l'ensemble des consommateurs, celui des producteurs est pris selon la valeur spécifiée dans le contrat d'accès au réseau (CARD), selon les modalités définies ci-dessous.

III.2.5. Seuils pour la planification HTA

Lorsque d'étude décisionnelles visant à éclairer les choix d'investissements sur le réseau. Le GRD peut vérifier si les seuils d'un réseau donné sont susceptibles d'être dépassés, ou si des dépenses pourraient être engagées de manière efficace (par exemple pour garantir un secours sans demande spécifique d'un client, cf. partie III.2.4). Dans ce cas l'étude en régime secours se fait avec une puissance appelée par le départ de $P^*_{max.}$

IV. Définition du problème

IV.1. Raccordement de la production décentralisée en France

IV.1.1. Puissance injectée par les générateurs décentralisés

Un producteur souhaitant raccorder son installation au réseau de distribution doit en faire la demande auprès du GRD, et entre ensuite sur une liste d'attente. Le GRD détermine alors une solution technique de raccordement et transmet au producteur la proposition technique et financière (PTF) correspondante. La solution technique de raccordement prévue par le GRD est nécessaire et suffisante pour permettre l'évacuation de la puissance électrique produite par une installation de production, conformément à la demande du producteur [Erd14a].

La gestion de la puissance réactive fournie ou absorbée par une installation est contractualisée au moment du raccordement du producteur. Dans le cas d'un producteur raccordé en HTA, l'installation qui délivre la puissance P_{max} doit pouvoir théoriquement, sans limitation de durée, fournir ou absorber des puissances réactives respectivement au moins égales à 0.4 P_{max} et 0.35 P_{max} [Erd15a]. En BT le tan φ est fixé à 0.

En pratique, une valeur de consigne et un bandeau de régulation du tan φ sont généralement fournis par le GRD en fonction des impératifs de gestion du réseau. Lors du raccordement sur un départ mixte, la plage de fonctionnement est déterminée pour couvrir les besoins minimaux en réactif du départ et on introduit un facteur E qui représente l'incertitude de la régulation [Erd15a]. Une plage de fonctionnement sera donc de la forme [Q_{min} ; Q_{min} + EP_{max}] avec Q_{min} la consommation de réactif minimale du départ et E par défaut à 0.1 ou 0.2 $VAr.W^{-1}$. Elle est établie au moment du raccordement et doit être mentionnée dans le contrat d'injection et les conventions de raccordement. L'arrivée de nouveaux clients et l'évolution du réseau peuvent conduire le distributeur à mettre à jour, en accord avec le producteur, le bandeau de régulation [Erd15a].

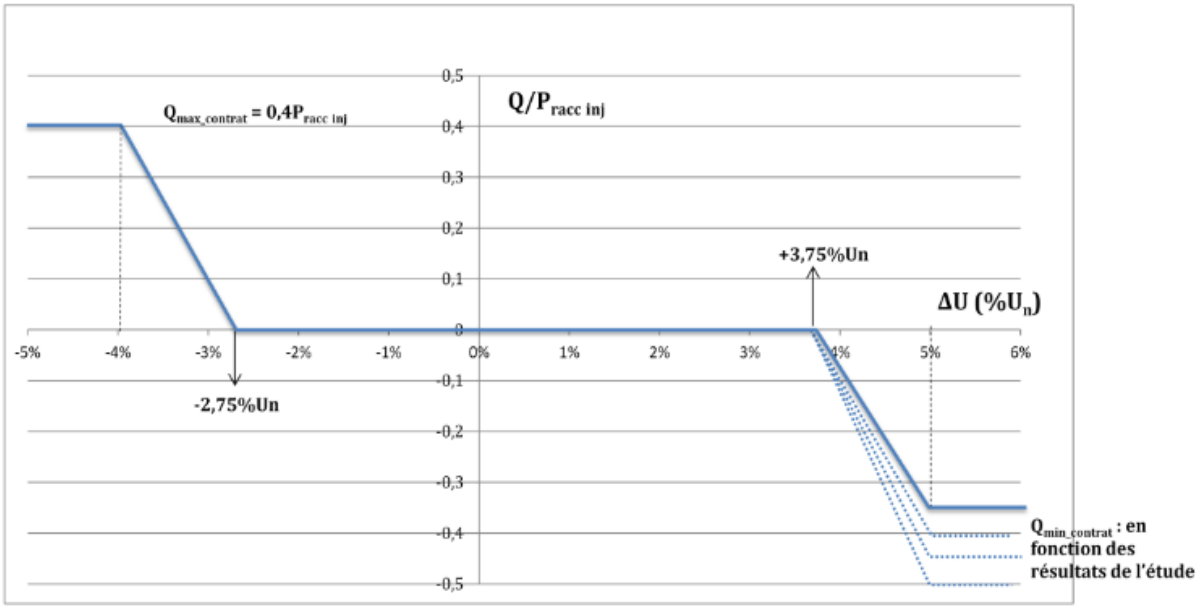

Figure I-9 – Loi de régulation locale [Erd15a]

Une alternative récemment mise en place par Enedis est la solution de raccordement avec loi de régulation locale de puissance réactive Q=f(U). À la demande du producteur, cette solution peut être

étudiée si celui-ci doit être raccordé sur un départ existant. La régulation est dite « avec bande morte ». Sur la Figure I-9, la valeur de consigne en réactif est tracée par rapport à la tension au point d'injection. U_n correspondant à la tension nominale et $P_{racc\ inj}$ à la puissance de raccordement du producteur.

IV.1.2. Répartition des coûts

Lorsque le raccordement d'un client requiert des investissements sur les ouvrages partagés du réseau de distribution, tel que la création de nouveaux ouvrages ou le renforcement d'ouvrages existants, les coûts de raccordement engendrés se répartissent entre le GRD (éventuellement le GRT pour des investissements sur le réseau de transport) et le client. Le périmètre de facturation comprend généralement[6] la création et le renforcement d'ouvrages sur le niveau de tension concerné et la création (mais pas le renforcement) d'ouvrages au niveau immédiatement supérieur [Erd16a].

Pour les consommateurs, une partie des coûts de raccordement est couverte par le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE). Le pourcentage correspondant est appelé *taux de réfaction* [Erd16a]. Dans le cas du raccordement d'une installation de production, le producteur doit assumer la totalité des coûts de raccordement.

Sur des réseaux où l'ajout d'une unité de production est susceptible de créer une contrainte au niveau de tension supérieur, le coût de raccordement du premier producteur inclura le coût de renforcement des ouvrages saturés. Pour un raccordement en HTA notamment, le surcout engendré par le renforcement d'ouvrages en HTB sur la PTF pourrait envoyer un signal-prix dissuasif pour le producteur, le conduisant à abandonner son projet. Notamment si plusieurs futurs producteurs souhaitent se raccorder sur la même zone géographique, l'intérêt de chacun est d'attendre qu'un autre producteur paye un renforcement et crée ainsi de la capacité d'accueil supplémentaire ; in fine cet effet, dit *effet de seuil*, serait susceptible de bloquer tous les projets en cours.

Pour remédier à ce problème, les *Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables* (SRRRER) ont été mis en place. Après concertation avec les acteurs concernés, les puissances de production renouvelables à raccorder sur les 10 prochaines années sont estimées afin de déterminer la capacité d'accueil nécessaire à moyen terme sur le réseau à la maille régionale.

Les investissements sur les ouvrages dits partagés sont alors mutualisés. Ceux-ci comprennent la création et le renforcement d'ouvrages au poste source, ainsi que la création d'ouvrages en HTB. La répartition des coûts se fait alors au prorata de la puissance réservée entre les installations de production supérieures à 36 kVA [Zon15]. Les investissements sur les ouvrages dits propres (investissements sur les départs HTA et le réseau BT) restent à la charge du producteur concerné.

IV.2. Quels leviers et quels types de gains potentiels

Dans une optique d'insertion croissante de GED sur les réseaux de distribution, de nombreux leviers opérationnels sont envisagés, allant de la recherche académique à la mise en œuvre industrielle [Con14]; ceux-ci sont conçus pour être utilisés à certains moments critiques susceptibles

[6] L'article 1er de l'arrêté du 28 août 2007 définit la notion d'opération de raccordement de référence (ORR) et les modalités de calcul de la contribution du client. Lorsque ce dernier demande une opération de raccordement différente de l'ORR, le surcoût éventuel est à sa charge.

de mettre le réseau en contrainte. L'amélioration du plan de tension afin d'augmenter la capacité d'accueil de certains réseaux est notamment une question particulièrement étudiée.

IV.2.1. Modifier la topologie électrique du réseau

Lorsque l'arrivée d'un client est susceptible de créer une contrainte sur le réseau, une option pour lever celle-ci est de modifier le schéma d'exploitation du réseau [Erd10]. Notamment dans le cadre d'un raccordement en France, le GRD recherche prioritairement une solution de rééquilibrage dans les départs et/ou le poste source. Les configurations initiales des organes de manœuvre sont alors modifiées pour basculer certaines charges sur d'autres départs voire un départ sur un autre transformateur au poste source.

Une option explorée dans la littérature est la reconfiguration dynamique du réseau [Tah15][Kho09]. Les points bloquants actuels à cette technologie sont l'usure du matériel ainsi que la difficulté à maintenir le plan de protection.

IV.2.2. Modifier les flux de puissance réactive

Les flux de puissance réactive dans le réseau modifient le plan de tension et les pertes en ligne. Ceux-ci peuvent être modifiés par participation des clients susceptibles de consommer ou d'injecter de la puissance réactive sur le réseau (ce qui peut être contractualisé, comme pour les producteurs HTA). Une autre option est d'installer des bancs de capacités modulables à des points stratégiques du réseau. Vu leur encombrement, l'utilisation de ceux-ci dans le réseau de distribution est limitée au poste source pour gérer les échanges de réactif entre HTB et HTA.

L'efficacité de ce type de solution est limitée par le fait que l'état exact du réseau n'est pas connu et que les décisions prises peuvent donc être globalement non-optimales. Une première possibilité est de définir un tan ϕ optimisé par rapport aux objectifs du distributeur : modifier le plan de tension ou limiter les pertes dues au transit de réactif dans le réseau. Cette solution est déjà implémentée lors d'une étude de raccordement (comme détaillé dans la partie IV.1.1).

Une seconde possibilité est de modifier en temps réel la consigne de puissance réactive. En l'absence de moyens de communication, on parle de contrôle décentralisé : les différents contrôleurs agissent selon la tension mesurée au point d'injection, sans concertation. Cette régulation, dite Q=f(U), peut par exemple servir à éviter une potentielle contrainte locale ; après avoir été testée sur des démonstrateurs [Wit13], elle est maintenant implémentée en France en HTA (partie IV.1.1).

Un contrôle centralisé est potentiellement plus efficace, et ne présente pas le risque d'apparition de résonnances entre différents contrôleurs fonctionnant de manière indépendante. Néanmoins celui-ci requiert un système d'échanges d'informations sur l'état du réseau (système de type « Supervisory Control And Data Acquisition » ou SCADA [And11]), ce qui représente des coûts supplémentaires.

L'impact des flux de puissance réactive sur le plan de tension est d'autant plus significatif que la réactance des lignes est importante. Une solution éventuelle est d'augmenter artificiellement l'inductance des lignes avec des dispositifs contrôlables [Mor05]. L'analyse technico-économique n'a pas été détaillée dans les articles étudiés mais cette solution est décrite comme couteuse par rapport à son efficacité, en plus d'avoir un impact potentiellement négatif sur les harmoniques.

De manière générale, l'utilisation de puissance réactive pour gérer le plan de tension aura un impact sur les pertes techniques (celles-ci augmentent avec les flux de réactif).

IV.2.3. Modifier les flux de puissance active

Contrôler la puissance active peut être un moyen efficace d'augmenter la capacité d'accueil sur un réseau car les situations de production maximale et de charge faible sont peu fréquentes. Une perte marginale permet donc d'augmenter significativement l'énergie injectée sur le réseau. Les difficultés inhérentes à la mise en place de l'effacement de production sont d'une part l'estimation incertaine des volumes à effacer, à cause de l'incertitude sur le productible futur et le fait qu'il faut quantifier ce qu'est une énergie « non produite ». D'autre part, il est important de définir quelle compensation, si compensation il y a, doit être accordée aux producteurs concernés afin que celle-ci rende compte du coût de l'énergie perdue sans pour autant créer une incitation à l'installation délibérée dans des zones saturées. Certains distributeurs retiennent aujourd'hui la possibilité de raccorder les nouveaux producteurs sous condition de pouvoir les effacer gratuitement [Wpd16], et l'économie réalisée sur les coûts de raccordement s'est avérée être une incitation suffisante [Est13].

L'effacement de production peut être utilisé pour lever des contraintes en tension ou en courant. Dans les deux cas, et particulièrement pour les congestions d'ouvrages en amont, une gestion centralisée semble nécessaire. Une difficulté est alors de décider la manière dont les producteurs sont effacés selon la contrainte traitée et leur contrat de raccordement. Ce levier sera abordé en détail dans le chapitre IV.

Enfin le développement du stockage peut permettre de gérer les flux de puissance active sans avoir à les effacer. Les batteries pourraient parallèlement apporter d'autres services au réseau (participation à la pointe de consommation par exemple). Cependant aujourd'hui les systèmes de stockage ne sont pas considérés rentables en-dehors de cas très particuliers.

De manière similaire l'effacement de consommation permet de régler des contraintes en période de forte charge. Comme pour la production, une difficulté est de définir précisément la notion de charge effacée. En France, cette solution est déjà intégrée dans un marché de capacité : RTE utilise ces capacités d'effacement diffus pour traiter des déséquilibres production-consommation. La mise en œuvre pour traiter des contraintes locales est plus complexe du fait que les clients ne sont plus équivalents du point de vue du réseau [Rte15].

IV.2.4. Contrôle des transformateurs

Les transformateurs HTA/BT sont actuellement munis de régleurs hors charge assurant un ratio de transformation constant entre moyenne et basse tension, éventuellement modifiable par une opération manuelle. Le dimensionnement du réseau BT se fait donc par rapport à une tension de référence dont la valeur dépend du type de situation étudiée. De nombreuses études se concentrent sur la possibilité d'utiliser des régleurs en charge permettant d'ajuster la tension en temps réel par rapport à une consigne, a priori dépendante de la maille BT en aval et de la tension souhaitée[Ste13] [Ban15].

Placer des autotransformateurs en série sur certains départs HTA, avec un régleur en charge permettrait de scinder la maille HTA en zones dont les tensions sont contrôlées de manière découplée (de manière similaire au découplage entre les tensions en HTB et HTA). Cette éventualité présente des avantages certains : un ou des départs avec des comportements spécifiques ayant un impact limitant

sur l'ensemble du système pourraient être équipés et le contrôle ne nécessiterait pas nécessairement de communication (asservissement par rapport au courant). Néanmoins cette solution peut s'avérer couteuse, potentiellement instable si plusieurs transformateurs sont installés sur le même départ et la présence de production intermittente peut conduire à un nombre conséquent de changement de prise par jour. Cela pourrait aussi compliquer la mise en place du plan de protection.

IV.3. Représentation probabiliste de la production

Par nature la génération décentralisée présente des différences fondamentales avec la charge. Cette dernière est constituée d'un ensemble d'usages, pour lesquels *en moyenne* un défaut d'approvisionnement représente un coût, au sens large, important pour la collectivité. D'un autre côté le coût associé à la coupure d'un générateur peut se résumer à l'énergie non produite et l'on valorise cette dernière environ au coût des pertes électriques, soit beaucoup moins que l'énergie non distribuée (200 fois moins environ selon une étude RTE [Rte00a]). Si on s'attend dans l'avenir à voir la notion de charge remise en question avec une distinction d'usages selon leurs priorités et leurs capacités à offrir de la flexibilité, la tendance actuelle est d'établir une distinction claire entre charge et production.

Une possibilité est de considérer les générateurs du même type comme fonctionnant de manière synchronisée [Pag14]. Une courbe de production peut alors être augmentée d'un facteur d'échelle pour modéliser une augmentation de capacité. Le comportement statistique de la charge et des différents types de production peut ensuite être représentée par un tableau à plusieurs dimensions (une pour la charge et une pour chaque type de production). Chaque dimension est ensuite subdivisée en plusieurs états représentatifs (par exemple les niveaux de charge entre les quartiles de la loi de probabilité empirique de la charge ou la subdivision présentée en Figure I-10 pour de la production éolienne). Des relevés de charge et de production simultanés permettent d'établir la loi jointe empirique du vecteur aléatoire (charge ; productions) moyennées sur un intervalle de temps donné.

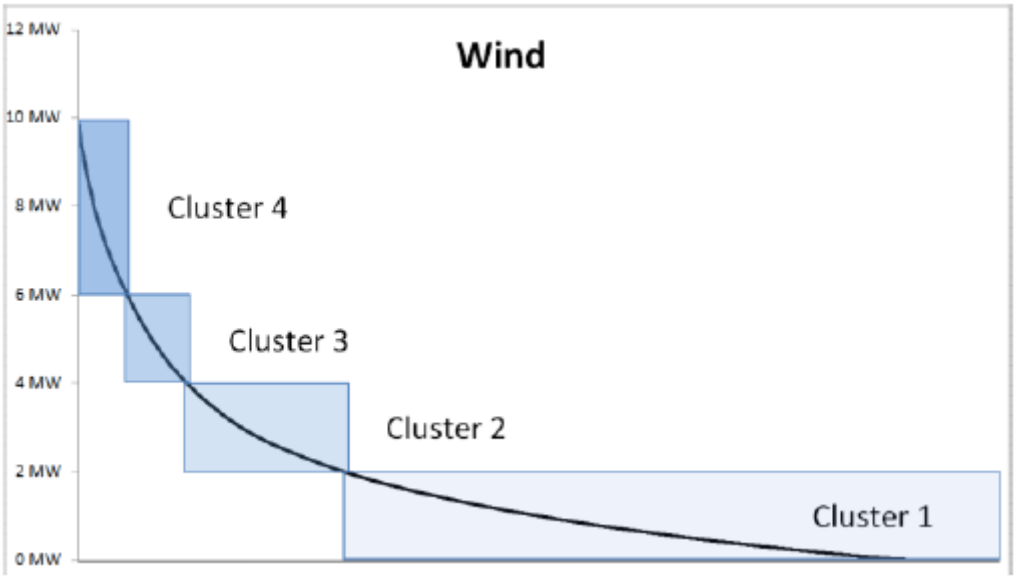

Figure I-10 – Division d'une monotone de production éolienne en zones caractéristiques [Rwe00]

IV.4. Intégration dans le processus de planification

Le raccordement de production décentralisée massive est un phénomène plutôt récent (notamment pour les énergies renouvelables), et l'information nécessaire pour pousser l'analyse au niveau probabiliste n'est pas forcément disponible. Par ailleurs on a montré sur un exemple simple (cf. partie III.1.4) qu'il était possible de faire des choix pertinents en résumant la vision probabiliste à quelques indicateurs importants (connaissance synthétique).

Les situations dimensionnantes actuelles sont donc définies en utilisant d'une part une représentation synthétique de la charge (elle-même dérivée de mesures agrégées au poste source) couplée à une représentation conservative de la production (tel que défini dans la partie III.1.4, c'est-à-dire que, ne connaissant pas forcément la fréquence d'occurrence des situations rares de production synchronisées, il est plus sûr de les intégrer dans l'étude de dimensionnement). Comme les générateurs produisent entre 0 et 100% de leur puissance de raccordement et sans plus de précisions sur les synchronisations éventuelles, il est naturel de définir les deux situations étudiées actuellement (définies en partie III.2.2).

Lorsque la part de la production est plus importante, la question d'utiliser une description de type probabiliste se pose. En effet les contraintes en import/export au niveau des ouvrages de distribution pourraient être réévaluées selon la capacité de la production présente à soulager une partie de la pointe, ou la probabilité d'occurrence des pointes de production. Cette problématique est traitée dans le chapitre II.

Les bénéfices potentiels seront des gains en marge sur le réseau ainsi que la capacité à modéliser l'impact de certains leviers opérationnels; le chapitre III est dédié à la modélisation probabiliste de la production. Enfin le chapitre IV traite du cas particulier de l'effacement de production et de sa mise en place potentielle sur les réseaux de distribution en tant que levier opérationnel.

Chapitre II

Analyse statistique des générateurs décentralisés et comparaison avec les méthodes de planification actuelles

Table des matières

I. Introduction 33
II. Méthodologie 34
II.1. Généralités 34
II.2. Outils statistiques 35
II.2.1. Description 35
II.2.2. Foisonnement 37
II.2.3. Facteur de charge 37
II.3. Distinction par type 37
II.4. Jeu de données 39
II.4.1. Quelles hypothèses, quelles simplifications ? 40
II.4.2. Traitement des données 40
III. Analyse par type de production hors photovoltaïque 42
III.1. Statistiques 42
III.2. Définition de saisons pertinentes 42
III.2.1. Cogénération 42
III.2.2. Photovoltaïque 43
III.2.3. Hydraulique 44
III.2.4. Éolien 45
III.3. Éolien 48
III.3.1. Dépendance journalière 48
III.3.2. Dépendance saisonnière 48
III.4. Hydraulique 49
III.4.1. Dépendance journalière 49
III.4.2. Dépendance saisonnière 50
III.5. Cogénération 51
IV. Modèle photovoltaïque 53
IV.1. Introduction 53
IV.2. Définition des variables pertinentes 53
IV.3. Rayonnement Solaire 54
IV.4. Modèle d'enveloppe prédictif 56
IV.4.1. Définition 56
IV.4.2. Modèle général 56

IV.5. Modèle empirique 58
IV.5.1. Majoration simple avec la projection solaire au sol 58
IV.5.2. Majoration avec un plan d'inclinaison fictif 59
IV.6. Conclusion 63
IV.7. Saisons et production photovoltaïque 64
V. Pointe dimensionnante en export 66
V.1. Foisonnement avec plusieurs producteurs 66
V.2. Synchronisation de la charge et de la production 67
V.2.1. Jeu de données 67
V.2.2. Creux de consommation 67
V.2.3. Variations de la charge et de la production par rapport à la projection solaire 68
V.3. Conclusion 69

I. Introduction

Les méthodes de planification et d'exploitation actuelles du réseau français prennent en compte la présence de producteurs raccordés au réseau de distribution en HTA ou en BT. Comme expliqué précédemment (Chapitre I, partie III.2.2), les situations dimensionnantes utilisées prennent en compte la présence de génération décentralisée de manière conservative, sans intégrer d'effets de synchronisation entre générateurs différents et charge.

Certains types de génération sont dites intermittentes, car liés à des aléas météorologiques non contrôlables (température, ensoleillement ; vent…), et il n'y a à priori pas d'impossibilité à ce que ces générateurs soient inactifs lors des pointes de charge, ou produisent au maximum lors des creux de consommation. Par ailleurs il était historiquement assez rare que les pointes en export de puissance sur un poste-source ou un départ HTA donné dépassent les pointes en import, autrement dit que les réseaux de distribution soient dimensionnés par rapport à la présence de génération[7] ; or la quantification exacte du risque d'occurrence de la situation dimensionnante en production nécessite une quantité de données importantes, et un effort de traitement non justifié tant que les enjeux financiers relatifs à des investissements évités restent marginaux.

Alors que le nombre de producteurs décentralisés est en augmentation constante, il est de plus en plus fréquent que certains réseaux de distributions soient dimensionnés par rapport à la production [Sgv12]. Par ailleurs l'installation progressive de capteurs supplémentaires sur le réseau (DEIE, comme expliqué ci-dessous, compteur intelligent…) augmente l'information à disposition du GRD. Une description plus précise des fréquences d'occurrence des pointes de production, notamment lorsque celles-ci conduisent à un fort refoulement de puissance sur le réseau de transport, pourrait conduire à mettre à jour la situation dimensionnante selon le compromis jugé le plus efficace entre risque et investissement (cf. chapitre I, partie III.1.4.).

L'objectif de cette partie est donc de vérifier si, dans un réseau de distribution accueillant plusieurs producteurs décentralisés de taille significative (raccordés en moyenne tension) et dont le type de génération n'était historiquement pas ou peu présent sur le réseau (par exemple la production photovoltaïque), il pourrait être intéressant pour le planificateur de faire évoluer la situation dimensionnante actuelle par rapport aux fluctuations statistiques de la production.

En l'état actuel des choses, le réseau doit permettre à l'ensemble des générateurs de produire à leur puissance nominale en mode normal d'exploitation. La maille considérée sera la maille en aval du poste source, qui est susceptible d'accueillir plusieurs producteurs mais la méthodologie pourrait être étendue à un départ particulier accueillant de la production.

[7] Excepté les ouvrages propres tels que les départs dédiés, le dimensionnement de ceux-ci étant déjà optimisé par rapport à la puissance de raccordement.

II. Méthodologie

II.1. Généralités

Dans le cadre de cette étude, on s'est intéressé à quatre types de production : hydraulique, éolien, photovoltaïque et cogénération qui sont les quatre types de génération les plus représentés dans le réseau de distribution à l'heure actuelle. La Figure II-1 donne la répartition des différents types de production en puissance et en nombre.

Figure II-1 – Répartition de la production décentralisée sur le réseau de distribution par type [Ene15]

Un générateur est, de manière générale, un système physique susceptible d'injecter de la puissance sur le réseau. Dans une optique de dimensionnement du réseau se posent alors les questions suivantes : le générateur est-il susceptible, dans des conditions de fonctionnement du réseau jugées normales, de créer une situation jugée contraignante sur le réseau (congestion des ouvrages, dépassement des limites de tension, ou perturbations inacceptables) ? En mode secouru, est-il possible de laisser[8] le générateur injecter de la puissance sur le réseau, et si oui sous quelles conditions ?

Comme expliqué précédemment (chapitre I, partie III.1.4), en l'état actuel des choses on ne dispose que de peu d'information en temps réel sur les puissances injectées et consommées sur le réseau. Les capteurs au poste source permettent de mesurer la puissance injectée ou refoulée au niveau du poste source par le réseau aval, et les producteurs HTA non marginaux[9] sont équipés d'un dispositif d'échange d'informations (DEIE), permettant la transmission immédiate des informations et demandes d'actions nécessaires entre le GRD et le producteur [Erd12].

Pour garantir la sécurité du réseau et de l'installation, des dispositifs de protection sont installés au niveau du générateur. En cas de défaut, les producteurs se découplent et peuvent se raccorder après confirmation du GRD (via le DEIE si celui-ci est installé, sinon généralement en prévenant le producteur par téléphone). La reprise dépendra alors du schéma d'exploitation (régime normal, N-1 secourant ou secouru), comme détaillé au chapitre I (partie II.3.1). Les producteurs BT, eux, se recouplent automatiquement sans ordre et sans considération pour le schéma d'exploitation, après retour de la tension sur le réseau [Erd12].

Enfin sont définies des plages de fonctionnement normal pour le générateur : la puissance active injectée doit rester dans un intervalle $[0\,;\,P_{max}]$ et le tan φ est fixé dans une plage réduite de

[8] Situation non garantie par le contrat d'accès au réseau, et dont la décision est « à bien plaire » du GRD (cf. chapitre I, partie II.3.1).
[9] Plus de 5MW ou 25% de la consommation moyenne du départ si celui-ci est mixte. Le dispositif est recommandé à partir de 250 kW.

fonctionnement ou selon une régulation Q=f(U) au moment du raccordement. Les générateurs BT doivent respecter un tan φ égal à 0.

II.2. Outils statistiques

II.2.1. Description

Un producteur d'énergie décentralisée est un acteur du réseau capable d'injecter de la puissance à un point de connexion connu. Sans plus d'informations, on peut alors représenter sa production instantanée à un instant donné *t* par une variable aléatoire ***P(t)*** (puissance active). Si l'on s'intéresse à la question de la puissance réactive, on prend en compte *tan* ***φ(t)***.

En pratique les appareils de mesure installés au niveau des systèmes d'injection intègrent sur une période de 10 minutes pour fournir une production moyenne. En accord avec les mesures effectuées on va alors décrire l'activité d'un producteur par une série temporelle : (P_1,P_2,…,P_n,…) où P_i représente la production moyenne sur le i-ème pas de temps de 10 minutes. Si l'on fait l'hypothèse que tous les P_i ont la même loi (hypothèse d'invariance temporelle, qui est discutée dans la partie II.4.1), alors la série temporelle est un échantillon permettant d'obtenir des informations sur cette loi. On parlera de la loi de probabilité de **P** par la suite.

Une variable aléatoire réelle P est décrite par sa densité de probabilité f_P ou sa fonction de répartition F_P [Sap00]. Celles-ci sont les fonctions vérifiant :

$$\forall x \in \mathbb{R}, \int_{-\infty}^{x} f_P(u)du = F_P(x) = \mathbb{P}(P \leq x) \qquad \text{(II-1)}$$

Lorsque l'on dispose d'un relevé annuel de mesures de puissance, au pas horaire, transitant au niveau d'un ouvrage du réseau, on appelle *monotone* la suite de valeurs triées dans l'ordre décroissant. Pour une année non bissextile, celle-ci contient donc 8760 valeurs. Si on définit ***X*** comme étant la variable aléatoire empirique décrite par cette suite de valeurs (prise comme un ensemble de réalisations de ***X***), alors le lien entre la monotone M et la fonction de répartition empirique F_X est donné par :

$$\forall h \in [\![1; 8760]\!], \qquad M(h) = F_X^{-1}(1 - \frac{h}{8760}) \qquad \text{(II-2)}$$

L'équation (II-2) illustre le fait que tracer la monotone ou la fonction de répartition donnera la même courbe après permutation des axes et mise à l'échelle si besoin. La Figure II-2 donne un exemple sur un relevé de production éolien.

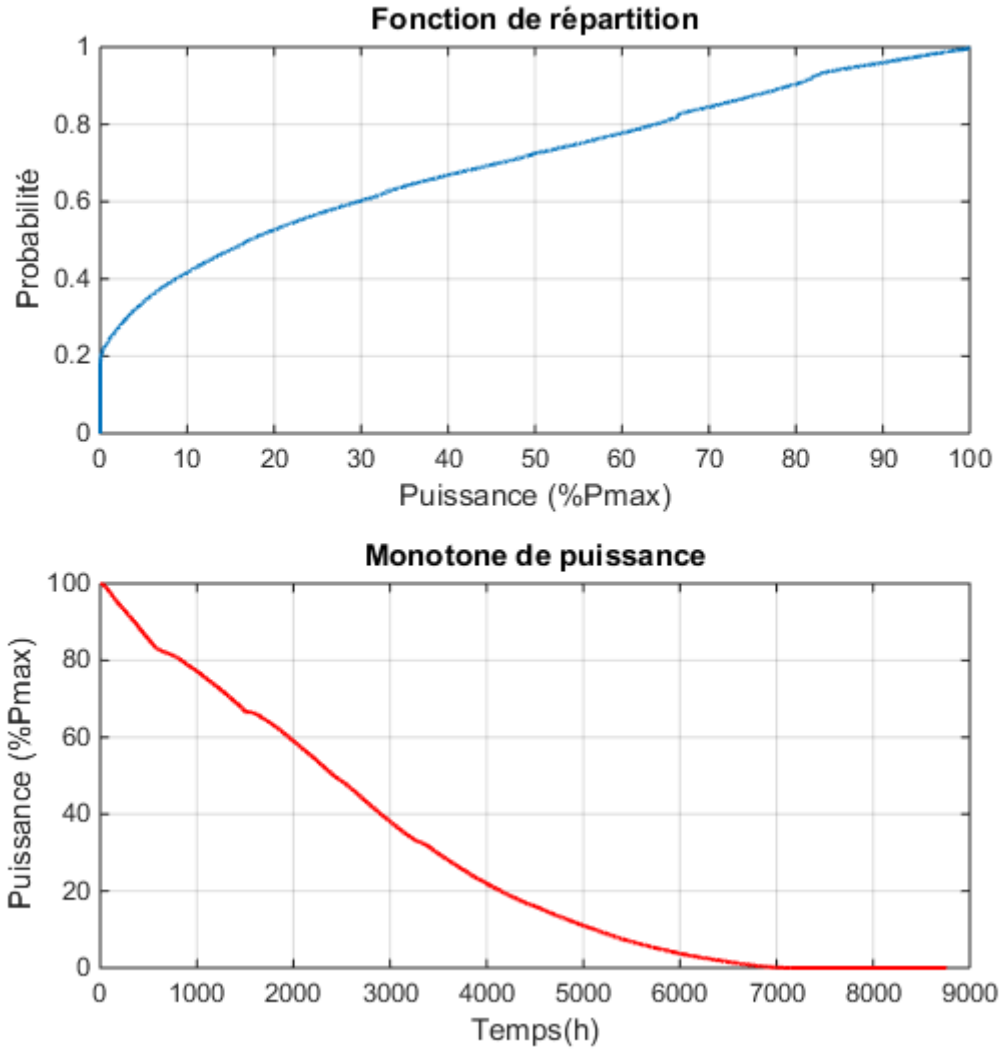

Figure II-2 – Fonction de répartition et monotone de puissance d'un producteur éolien.

Si l'on considère que l'injection d'un générateur donné est régie par une variable aléatoire ***P***, alors on peut définir certains points particuliers dont la connaissance donne des informations utiles au distributeur pour ses choix techniques.

La probabilité de voir le producteur ne rien produire est donnée par $F_P(0)$, cette probabilité inclut les périodes de non-production, de maintenance et de pannes. Cette probabilité peut être importante pour décrire la participation éventuelle d'un générateur à la pointe de consommation (s'il n'existe pas de corrélation entre le type de génération considéré et la charge).

La production maximale est la plus petite production P_{max} telle que $F_P(P_{max})=1$. Cette information est indispensable au bon dimensionnement du réseau et lors d'une demande de raccordement, un producteur doit fournir une puissance dite « de raccordement » P_{racc} sur laquelle le distributeur basera ses études.

En pratique il existe une forte corrélation entre deux mesures consécutives, on ne fera donc pas d'hypothèses d'indépendance des tirages. On cherchera en priorité à décrire la loi de **P** (c'est-à-dire l'ensemble des valeurs théoriques potentiellement atteintes), plutôt que la *dynamique* du générateur (relation statistique entre le pas de temps et les réalisations passées).

II.2.2. Foisonnement

Dans les réseaux électriques, on parle de foisonnement (cf. partie III.1.4 du chapitre I) pour rendre compte du fait que sur un nombre de consommateurs suffisamment important, il est très improbable que tous consomment simultanément leur puissance maximale théorique. Conformément à la loi des grands nombres, leur consommation totale instantanée tend à se rapprocher de la moyenne statistique attendue et les valeurs extrêmes (correspondant au cumul des extrema de chaque client individuel) ne sont jamais atteintes en pratique.

On étend dans cette étude le concept à la production : on parlera de foisonnement des producteurs pour décrire le phénomène statistique où un groupe de producteurs ne produit jamais au niveau maximal attendu, la somme des productions maximales individuelles, mais à un niveau moindre de par leur comportement statistique. On appellera *coefficient de foisonnement* le ratio entre la valeur maximale atteinte et la valeur maximale théorique. Notons que le coefficient de foisonnement dépend de la durée des relevés de puissance considérés ; sur une période courte, on peut observer un foisonnement dû au fait qu'une situation rare ne s'est pas encore produite. Dans la suite de l'étude, on s'intéressera au foisonnement à long terme, c'est-à-dire celui que l'on aurait avec un historique de données suffisant pour que le maximum historique puisse être considéré comme une limite fiable et la notion de foisonnement sera utilisée en ce sens.

II.2.3. Facteur de charge

Les notions de consommation et production moyennes sont des indicateurs importants dans le dimensionnement des réseaux électriques ; pour un consommateur, on utilise aussi fréquemment, de manière équivalente à la notion de puissance moyenne, la notion de *nombre d'heures d'utilisation à la pointe*, ou H_{max} ; le H_{max} est défini comme le nombre d'heures théoriques à consommation maximale nécessaire pour atteindre la consommation annuelle totale. Dans le cas d'un producteur on parle de « facteur de charge » ou « facteur d'utilisation » qui est le rapport entre l'énergie effectivement produite et celle produite si le générateur avait fonctionné à puissance nominale en permanence. Dans cette étude on étendra cette notion à un groupe de producteurs.

II.3. Distinction par type

Les générateurs décentralisés raccordés sur une maille en aval du poste source peuvent être de type différent et la connaissance de leur comportement statistique permet d'appréhender le risque d'occurrence de période de forte production, susceptible de charger les ouvrages du réseau.

Du point de vue du GRD, deux approches seraient possibles ; les générateurs peuvent être modélisés précisément (vision fonctionnelle) ou le modèle peut se limiter à prévoir le comportement statistique de la puissance injectée (vision prédictive).

Pour une description fonctionnelle, le système de production doit être connu et les aléas pertinents tels que la température, le vent ou le comportement du client doivent être modélisés. Un tel modèle peut être utilisé pour prévoir les situations crédibles sur le réseau mais nécessite une quantité de données importante et en général indisponible. En effet, outre le modèle descriptif de la réponse du générateur qui requiert la connaissance précise du système, la plupart des aléas météorologiques sont nécessairement modélisés par des variables aléatoires dont les lois sont estimées à posteriori à partir d'observations locales (puisque l'on raisonne sur des durées de plusieurs années alors que les modèles

de prévision actuels ne sont fiables que sur quelques jours). Il faudrait donc théoriquement effectuer une série de mesures des paramètres jugés significatifs, et le nombre de mesures nécessaires avant toute analyse statistique fiable augmente considérablement avec le nombre de paramètres. Si cette étape est réalisée, il est en revanche possible de faire des projections sur les effets engendrés par l'arrivée de nouveaux générateurs.

Dans le cas d'une description prédictive, on cherche à modéliser la variable aléatoire : « puissance en sortie du générateur » par l'analyse des relevés disponibles. La quantité d'information requise est moindre puisque les aléas sont sous-jacents mais la capacité à se projeter (par exemple, à évaluer l'impact de l'arrivée d'un nouveau générateur) est plus restreinte puisque il faut extrapoler le modèle statistique obtenu. Notons que si la production ne dépend quasiment exclusivement que d'un seul aléa (pour certains dispositifs de cogénération par exemple où le seul aléa significatif est la disponibilité du générateur), les deux approches sont très similaires puisque l'on cherche dans les deux cas à décrire une variable aléatoire. Dans le cas où les aléas sont plus nombreux, il est nécessaire d'effectuer un nombre significatif d'observations pour pouvoir observer la plupart des configurations et avoir la loi de probabilité empirique déterminée suffisamment proche de la loi réelle. Par ailleurs comme l'objectif final est de décrire les interactions statistiques entre les différents types de génération (qui sont potentiellement impactés par les mêmes aléas sous-jacents et présentent donc des corrélations au sens large), une étude globale nécessite d'étudier la loi jointe de l'ensemble des variables aléatoires : « puissance en sortie des générateurs et charge sur la maille ».

Notre stratégie, qui sera basée sur cette seconde approche, sera complétée avec les informations disponibles sur les aléas si celles-ci sont disponibles. On raisonne alors non pas seulement sur une variable aléatoire mais sur un ensemble de variables constitué des productions et des conditions que l'on connait et que l'on peut anticiper facilement, comme la position du Soleil ou le comportement du client si celui-ci a fait l'objet d'un contrat. Au lieu de raisonner par « ce producteur peut avoir tel comportement », cela devient « ce producteur peut avoir tel comportement lorsque telles et telles conditions sont vérifiées ».

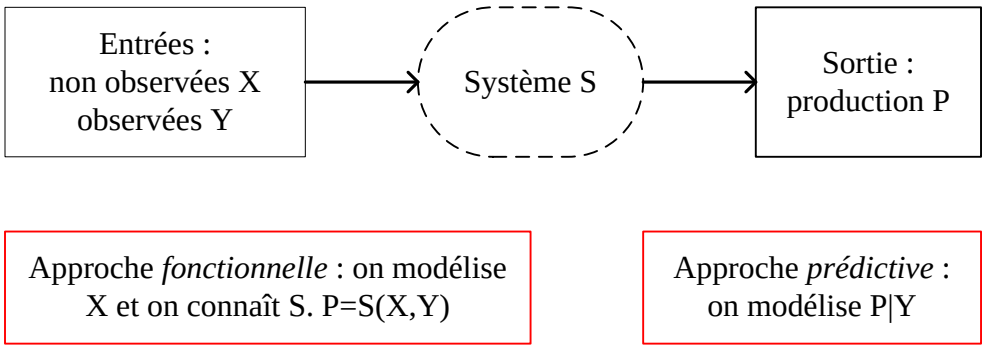

Figure II-3 – Description prédictive et empirique dans le cas général d'un système S

La Figure II-3 résume les deux options. Notons que l'approche empirique contient aussi le cas Y=Ø, c'est-à-dire que l'on n'a aucune information (par exemple, on dispose d'une monotone de production uniquement). Dans la suite de cette étude, la seule information disponible est l'heure exacte de la mesure de puissance (moyennée sur un pas de temps de 10 minutes). La *localisation* des générateurs n'est connue qu'à la maille régionale.

Notons que l'approche empirique présente une autre limite qui concerne la modélisation des leviers techniques (point qui sera détaillé dans le chapitre III). En effet, autant le fait de disposer d'un jeu de données suffisant permet de décrire, avec un risque d'erreur connu, les situations crédibles (la variable

P|Y), autant la mise en place d'un levier technique pourrait avoir une incidence sur les aléas sous-jacents (les entrées X, comme par exemple le comportement du client ou le plan de tension du réseau) et *modifier* le comportement statistique établi. Il est donc important de modéliser précisément le levier, notamment comment celui-ci pourrait modifier les tendances observées précédemment.

À titre d'illustration les effacements diffus de consommation ont fait l'objet de nombreuses études. Leur principe est de pouvoir diminuer temporairement la consommation d'un panel de clients sur une simple consigne envoyée par un agrégateur (celui-ci rémunère individuellement les clients pour la flexibilité qu'ils offrent et peut ensuite vendre une capacité d'effacement, par exemple dans le cadre d'un déséquilibre production-consommation). Lorsque des consignes d'effacement diffus sont envoyées, on observe généralement un effet « rebond » (reconnexion synchronisée de charges coupées qui cause un important appel en puissance sur le réseau) et un effet « report » (l'énergie non consommée au moment de la consigne est consommée plus tard) [Gou15]. Dans ce cas, la simple observation de courbes historiques (en pointillés bleus sur la Figure II-4) n'aurait pas permis d'anticiper ces effets.

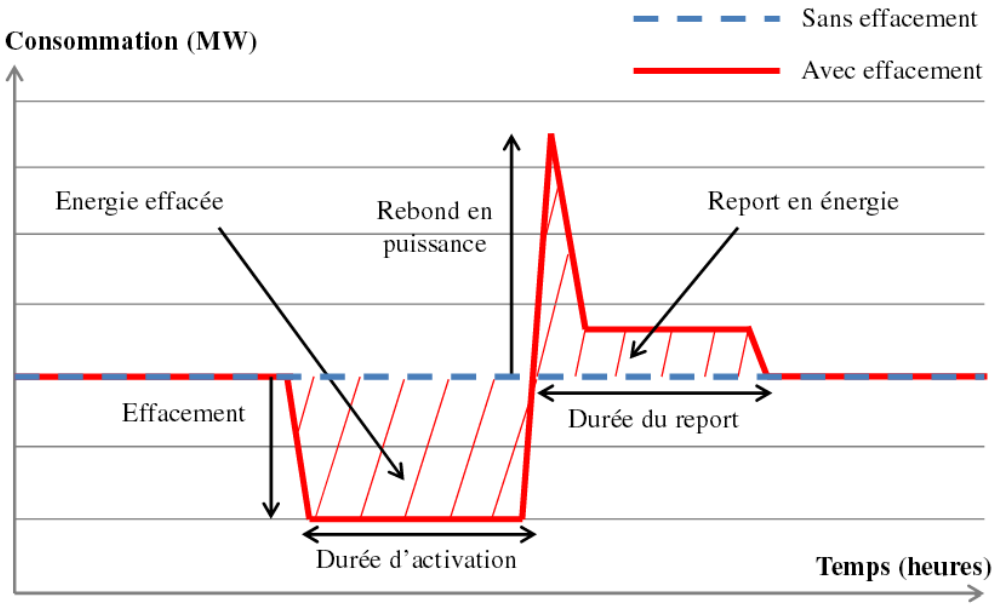

Figure II-4 – Illustration du report suite à un ordre d'effacement [Gou15]

II.4. Jeu de données

On dispose de mesures de production relevées en 2012 et 2013 sur des sites de production dans différentes régions françaises. Celles-ci concernent 4254 producteurs connectés sur 1410 postes sources. Les données se présentent sous la forme de vecteurs contenant une référence unique, caractéristique du producteur, et une chronique de puissance correspondant à la puissance moyenne produite sur un pas de temps de 10 minutes. On dispose aussi généralement de l'information sur le type de production installée ; comme toute base de données, des erreurs marginales de référencement ont pu apparaitre au moment de la concaténation des données. Pour se prémunir contre cette éventualité, les résultats se baseront sur des indicateurs agrégés (moyenne, médiane, déciles…) plutôt que sur les valeurs extrêmes.

Pour des raisons de confidentialité des données, on ne fournira pas d'informations quant à la puissance raccordée ; les grandeurs seront systématiquement exprimées de manière relative, soit avec des pourcentages de la moyenne ou du maximum, soit sans échelle.

II.4.1. Quelles hypothèses, quelles simplifications ?

Pour extraire des informations pertinentes des courbes de production, on doit faire des hypothèses sur le fait que certaines variables considérées ont la même loi de probabilité. Pour cela, les possibilités sont de regrouper les producteurs par type (deux générateurs de même type se comporteront sensiblement de la même façon) et par zones géographiques, et de négliger les variations temporelles locales (deux variables associées à deux pas de temps « proches » auront la même loi) : on définit alors des *périodes* que l'on appellera *saisons* sur lesquelles on estime que la loi de probabilité est invariante et on considère que chaque type de producteur a la même loi, à un facteur d'échelle près défini par la taille de son installation. Si ce n'est pas le cas, on peut définir des sous-catégories dans un même type (par exemple distinguer les producteurs photovoltaïques par leurs caractéristiques techniques). Dans le cas particulier du photovoltaïque, dont la production présente aussi un cycle journalier caractéristique (pas de production la nuit), on fera un traitement particulier présenté dans la partie IV.

Sur les échantillons disponibles (2 ans), le comportement empirique observé peut être différent du comportement théorique (c'est-à-dire celui que l'on aura à long terme). On cherchera dans un premier temps à décrire les probabilités d'occurrence des valeurs extrêmes, qui sont les plus pertinentes pour le dimensionnement des ouvrages. On peut en effet montrer que, vu la forme des variables étudiées, les valeurs extrêmes apportent une information plus fiable d'un point de vue statistique que les valeurs intermédiaires (voir l'annexe C pour plus de précisions).

Lorsque l'on a défini une période où la loi de probabilité d'un groupe de producteurs est considérée stationnaire, la dispersion des valeurs donne des informations sur la loi de probabilité sous-jacente.

Par ailleurs on doit aussi analyser les corrélations entre variables supposées avoir une influence commune sur les phénomènes que l'on cherche à expliquer. Il faut notamment vérifier si des producteurs proches géographiquement, et potentiellement raccordés au même réseau de distribution peuvent présenter un foisonnement éventuel selon leur type.

Comme précisé ci-dessus, on ne cherchera pas à modéliser la dynamique des générateurs autrement dit à analyser les corrélations entre la production à un pas de temps donné et celle des pas de temps suivants. Cela aurait un intérêt pour estimer les risques de violations de contrainte pendant un temps donné ; or la notion de temps caractéristique de contrainte n'apparait pas explicitement dans les situations dimensionnantes utilisées (même si elle est présente dans la définition de l'ampacité des conducteurs, cf. chapitre I, partie II.3.3), on ne la traitera donc pas de manière détaillée par la suite. Pour certains leviers comme l'effacement de charge la durée de contrainte est un paramètre important car les clients acceptent a priori mieux les coupures courtes que les coupures longues (par exemple s'il s'agit de la coupure d'une installation de chauffage électrique). Lorsqu'on efface des producteurs (cas traité au chapitre IV), la question de la durée des contraintes est a priori de moindre importance.

II.4.2. Traitement des données

Les mesures de puissance dont nous disposons sont des séries temporelles en kW, mais la puissance maximale théorique d'un générateur n'est pas disponible. Or, notamment sur des relevés couvrant parfois moins d'une année (pour cause de maintenance ou d'arrivée en cours d'année), la puissance maximale réalisée n'est pas nécessairement la puissance maximale théorique, soit parce que les conditions de production à la puissance maximale n'ont pas été réunies, soit parce que le relevé présente un pic de production « anormal », du par exemple à un dysfonctionnement ponctuel de la chaine de mesure.

Notamment dans le cas du photovoltaïque, les occurrences de production maximale sont plutôt rares sur une année si le système d'injection n'est pas bridé[10] à une certaine valeur. En effet les panneaux photovoltaïques produisent selon l'irradiation solaire qui peut prendre des valeurs hautes rares à l'échelle d'une année. Les toutes premières valeurs de monotones photovoltaïques sont généralement des points singuliers difficiles à interpréter. Un exemple est donné sur la Figure II-5, où les valeurs de production supérieures à 90% de la P_{max} représentent une très faible proportion des heures totales.

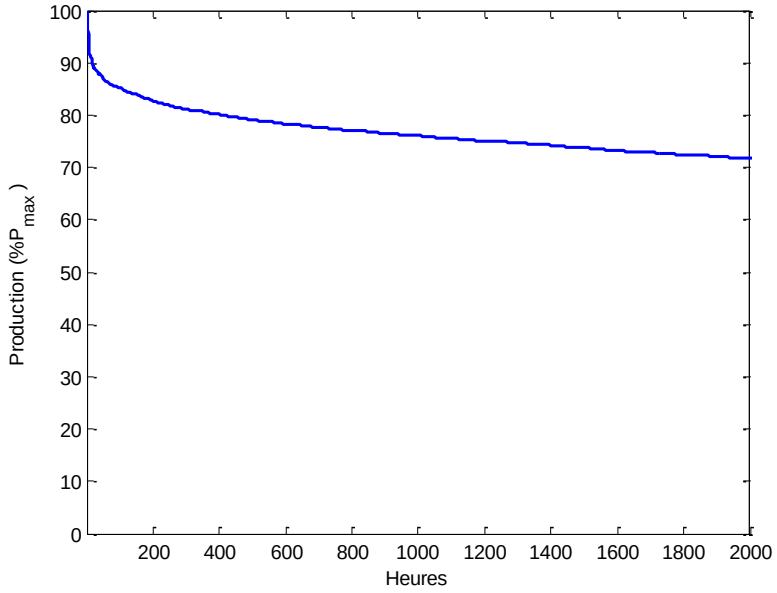

Figure II-5 – Début d'une monotone de production d'un générateur PV arbitraire

Dans la suite de l'étude, on filtrera les valeurs selon la stratégie suivante : P_{max} sera la valeur de production qui n'est pas dépassée plus d'une heure dans l'année et les valeurs supérieures seront tronquées à P_{max}. On garantit ainsi $P \leq P_{max}$ et on peut se prémunir contre la présence de quelques pics aberrants. Inversement on s'attend à ce qu'un générateur correctement dimensionné soit conçu pour produire au moins quelques heures dans l'année à sa valeur maximale, donc l'estimation de P_{max} devrait s'approcher de la réalité[11]. Par ailleurs les producteurs inactifs sur les 15 premiers jours de l'année sont ignorés pour éviter de considérer des producteurs raccordés en cours d'année[12].

[10] Un tel bridage peut résulter, par exemple, d'un léger sous-dimensionnement volontaire (afin de réduire le coût du convertisseur) de la puissance du convertisseur par rapport à la puissance crête des panneaux.

[11] Cette dernière hypothèse est incorrecte si le générateur n'a pas été suffisamment actif (par exemple un générateur de type photovoltaïque qui n'aurait produit qu'en hiver présentera une courbe de production dont la valeur maximale sera a priori inférieure à la valeur maximale annuelle.

[12] Les pas de temps antérieurs à cette date sont mis à 0 par défaut et pourraient s'interpréter comme une période de non-production.

III. Analyse par type de production hors photovoltaïque

III.1. Statistiques

Un premier traitement des données a permis de relever les proportions de postes sources où des producteurs de différents types coexistent, notamment parmi les quatre types principaux considérés : photovoltaïque, éolien, cogénération et hydraulique. On présente dans le Tableau II-1 les proportions déterminées ; les cases diagonales donnent le nombre de postes accueillant au moins le type de production considéré, les autres le nombre de postes où coexistent deux types de production.

Pour estimer si des générateurs de types différents ont plutôt tendance à se situer sur des mêmes postes (certaines zones seraient très « productrices ») ou des postes séparées (les spécificités locales favoriseraient surtout un type de production particulier), on définit l'indicateur suivant :

$$r(G_1, G_2) = \frac{f(G_1 \,\&\, G_2) - f(G_1)f(G_2)}{f(G_1)f(G_2)} \qquad \text{(II-3)}$$

où f(G) est la proportion de postes accueillant la (ou les) production(s) de type(s) G. r est ainsi l'écart relatif entre la proportion de postes qui accueillent effectivement les deux types de production et celle que l'on aurait si la présence de la seconde production était un phénomène indépendant de la présence de la première.

Au vu des coefficients r calculés, retranscrits dans le Tableau II-2, les générateurs de types distincts sont plutôt raccordés à des postes différents.

Tableau II-1 – Nombre de postes avec existence ou coexistence de génération d'un type donné

	Photovoltaïque	Éolien	Cogénération	Hydraulique
Photovoltaïque	399	60	76	106
Éolien	/	315	45	85
Cogénération	/	/	361	58
Hydraulique	/	/	/	517

Tableau II-2 – Corrélations croisées entre filières de productions

	Photovoltaïque	Éolien	Cogénération	Hydraulique
Photovoltaïque	/	-0.32	-0.25	-0.28
Éolien	/	/	-0.44	-0.27
Cogénération	/	/	/	-0.56
Hydraulique	/	/	/	/

III.2. Définition de saisons pertinentes

III.2.1. Cogénération

Les dispositifs de cogénération produisent légalement uniquement 5 mois/an, et normalement en période froide. Il semble donc logique de séparer en deux saisons distinctes selon production/non production. À partir d'un script, on trace le pourcentage de producteurs de type cogénération actifs au

cours de l'année 2012, après exclusion des producteurs arrivés en cours d'année (cf. partie II.4.2). Le résultat est donné en Figure II-6.

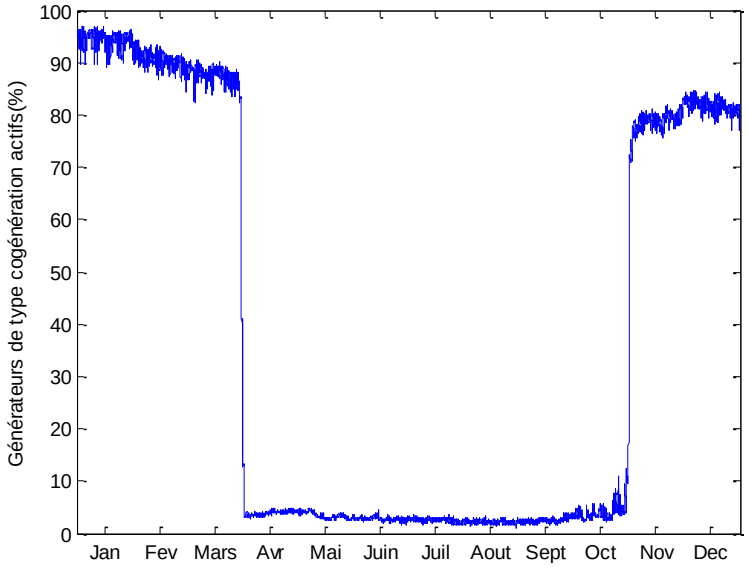

Figure II-6 – Producteurs de type cogénération actifs en 2012 à la maille nationale (%)

On constate bien une séparation en deux périodes distinctes : une période *froide* où les producteurs sont quasiment tous actifs et une période *chaude* où personne ne produit sauf pics locaux, qui peuvent correspondre à un test sur la chaine de production ou de mesure. On fera d'ores et déjà une distinction entre ces deux « saisons », que l'on appellera « hiver cogen » et « été cogen ».

Par ailleurs les producteurs ne sont jamais tous actifs simultanément à la maille nationale, ce qui peut être dû à plusieurs causes (maintenance, sites s'étant arrêtés en cours d'année…). On ne retrouvera a priori pas le même foisonnement sur un réseau de distribution car le nombre de producteurs concernés est beaucoup plus faible.

III.2.2. Photovoltaïque

Les générateurs photovoltaïques ont tendance à produire plus lors des mois d'été, et sont donc susceptibles de présenter un foisonnement avec ceux de type cogénération. On souhaite estimer si les générateurs photovoltaïques sont susceptibles ou non d'atteindre leur puissance maximale théorique en hiver cogen. Pour chacun de ces générateurs on détermine le ratio entre puissance maximale en hiver cogen et puissance maximale annuelle, et on sépare l'échantillon selon la taille de la centrale, de façon à pouvoir distinguer, si possible, les installations sur toiture des centrales au sol (de puissance plus importante). Les résultats obtenus sont donnés en Figure II-7.

Quel que soit le gabarit considéré, certains producteurs sont susceptibles de produire en hiver cogen à leur puissance maximale. Dans le cas des gros producteurs (P_{max} > 4MVA), on constate même que 75% des générateurs ont produit à plus de 90% de leur puissance maximale même en hiver. Pour des puissances installées plus petites, on constate une dispersion : certaines centrales voient effectivement leur pointe hivernale diminuer sensiblement sur l'année considérée. Une explication possible concerne la disposition des panneaux, sujet qui est détaillé en partie IV.

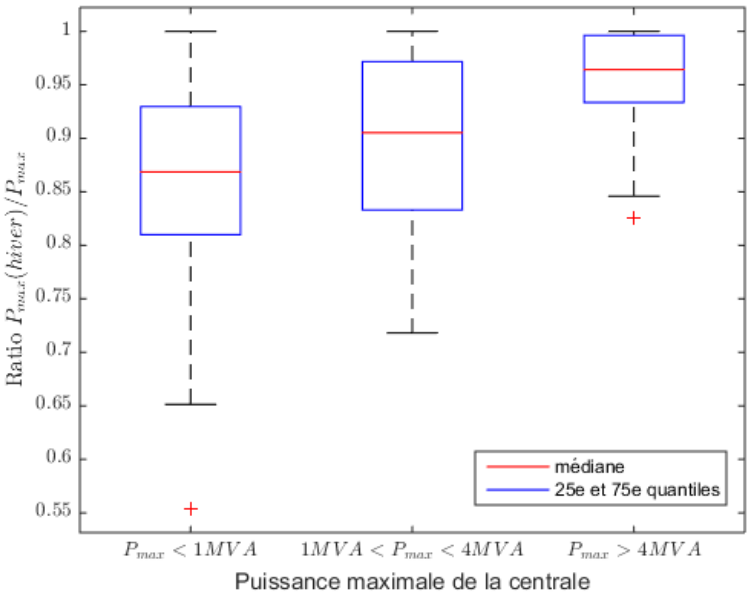

Figure II-7 – Répartition des ratios entre la puissance maximale en hiver et la puissance maximale annuelle selon la taille du générateur (2012)

III.2.3. Hydraulique

Le bilan hydraulique global peut varier sensiblement d'une année à l'autre [Rte00b]. La production hydraulique totale sur plusieurs années (en Figure II-8) montre une diminution cyclique de la production sur les mois d'aout et septembre. Néanmoins les installations considérées sont des moyens de productions pilotables, à coût marginal quasi-nul et à stock réduit, et qui sont donc logiquement plus sollicités lors des mois de forte consommation ; il n'y a donc pas de garantie de retrouver ces tendances sur le réseau de distribution où les centrales sont plutôt de type « au fil de l'eau ».

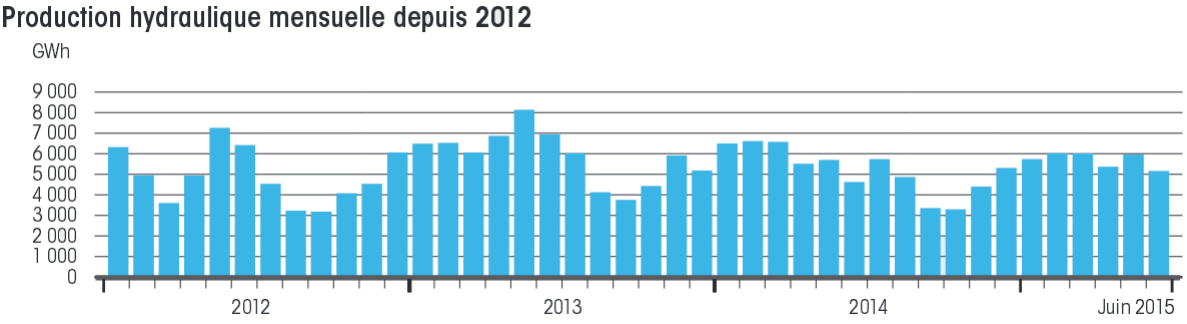

Figure II-8 – Production hydraulique selon RTE [Rte00b]

On trace la production cumulée hydraulique sur les années 2012 et 2013, en ne retenant que les producteurs déjà raccordés en début d'année. Sur la Figure II-9, on représente respectivement la production totale pour chaque pas de temps (anonymisée, comme précisé dans la partie II.4), et le facteur de charge moyen pour éviter d'accorder un poids trop important aux générateurs de forte puissance. On remarque que sur les deux années étudiées, la production totale présente un creux significatif entre Juillet et Octobre.

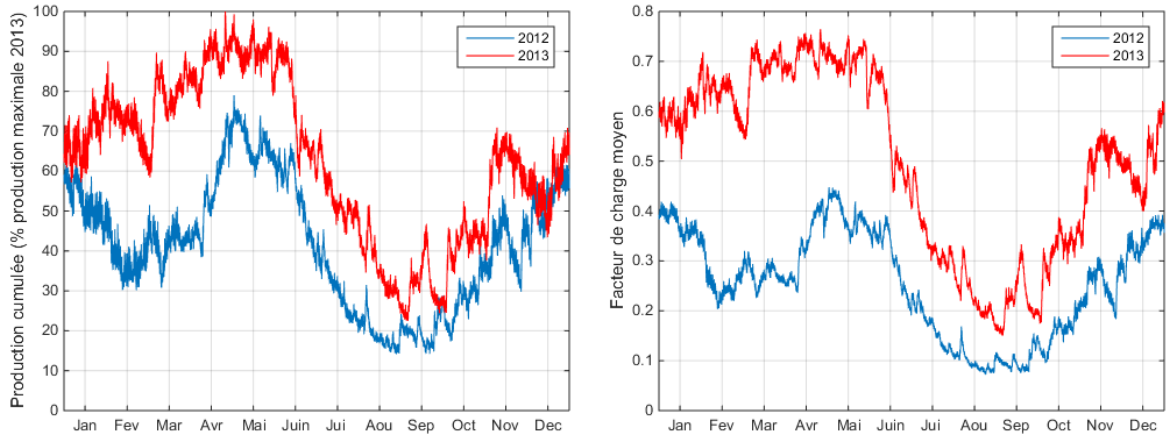

Figure II-9 – Production hydraulique cumulée et facteur de charge moyen sur les années 2012 et 2013

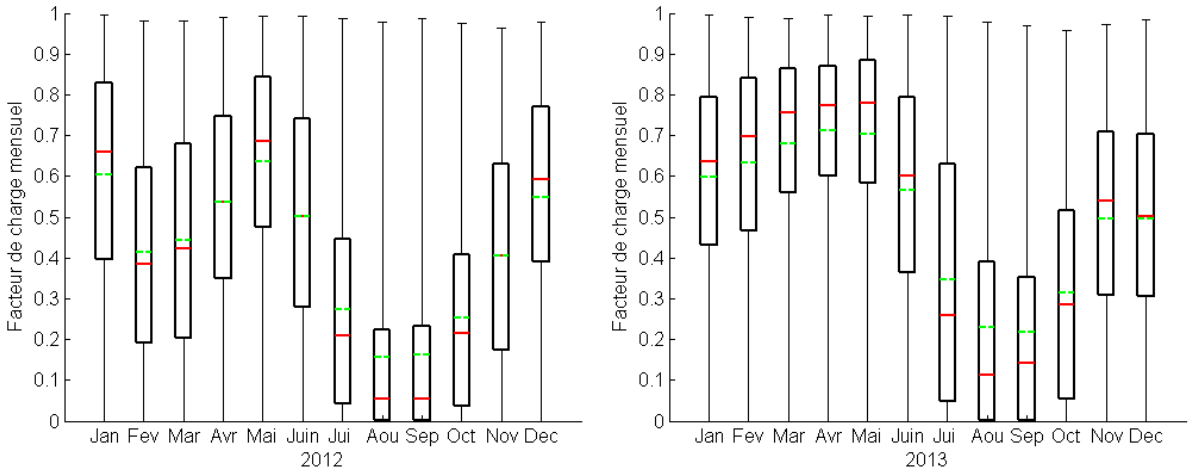

Figure II-10 – Dispersion des facteurs de charge mensuels des générateurs hydrauliques. La moyenne est en vert et la médiane en rouge.

Pour préciser l'analyse, on souhaite observer la variabilité présente sur l'échantillon de générateurs disponibles. Sur la Figure II-10 sont à nouveau tracés les facteurs de charge, mais agrégés mois par mois et représentés sous forme de boite à moustaches pour rendre compte de la dispersion possible sur l'échantillon de courbes disponibles. La variabilité est très importante avec des facteurs de charge allant de 0 à 100% chaque mois, ce qui implique une dispersion technologique et/ou géographique conséquente.

La seule tendance directement exploitable est le creux de production présent de Juillet à Octobre. On isole donc cette saison, ce qui sépare l'été cogen en deux saisons. Pour simplifier, on les appellera « été », « printemps » et « hiver » comme défini dans le Tableau II-3.

III.2.4. Éolien

Les producteurs de type éolien ont une production maximale qui ne varie pas au cours de l'année, le seul effet statistique directement observable étant un facteur de charge plus faible en été qu'en hiver. Des modèles statistiques généraux existent dans la littérature [Yeh08]. Ceux-ci utilisent une distribution de Weibull pour modéliser la variable aléatoire « vitesse du vent », avec fitting éventuel des paramètres puis considèrent que la puissance éolienne potentiellement récupérable est

proportionnelle au cube de cette vitesse. Le comportement réel par rapport à la vitesse du vent est alors :

- sous la vitesse de démarrage la production est nulle, il n'y a pas assez de vent pour démarrer l'éolienne ;
- jusqu'à la vitesse nominale, la puissance produite suit la réponse théorique ;
- de la vitesse nominale à la vitesse de coupure, la puissance est régulée à sa valeur nominale ;
- à la vitesse de coupure, la production est nulle (pour des questions de sécurité).

Ces modèles rendent compte du comportement moyen des producteurs éoliens sur une année mais nécessitent une analyse préalable de données pour ajuster les coefficients du modèle.

Lorsque l'on trace la production éolienne cumulée et le facteur de charge moyen (en Figure II-11), l'amplitude des variations de puissance est plus importante que dans le cas de l'hydraulique et rend difficile l'interprétation des valeurs « instantanées » (sur un pas de temps).

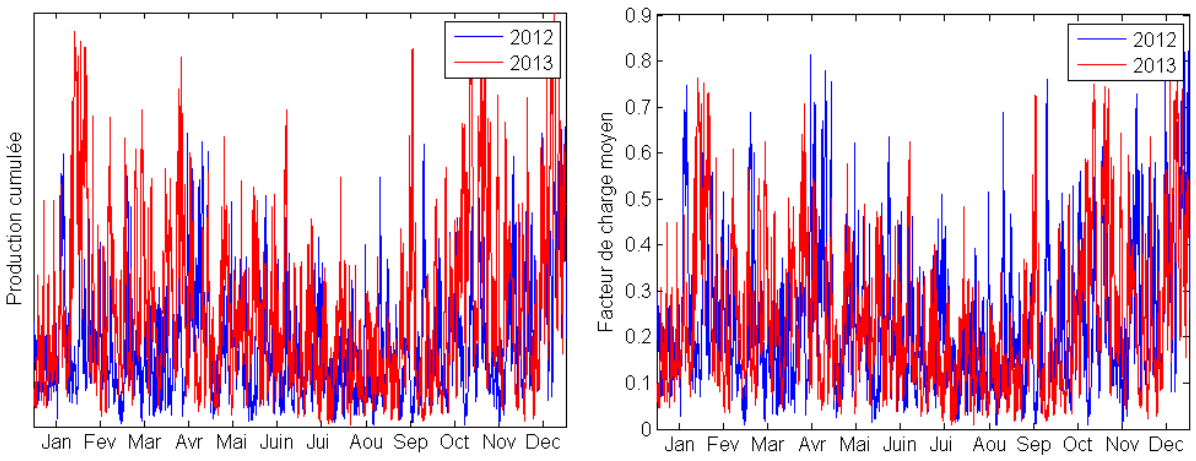

Figure II-11 – Production éolienne cumulée et facteur de charge moyen sur les années 2012 et 2013

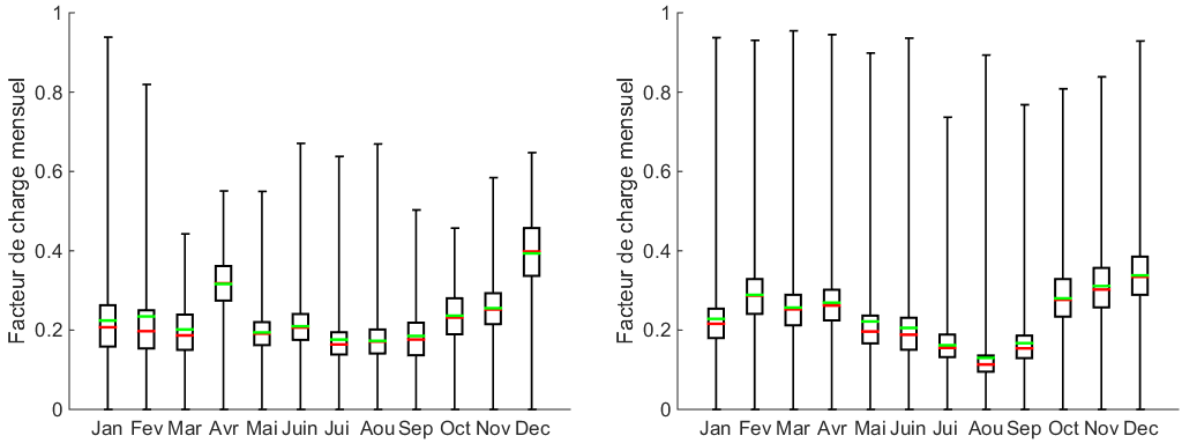

Figure II-12 – Dispersion des facteurs de charge mensuels des générateurs hydrauliques. La moyenne est en vert et la médiane en rouge.

Pour vérifier la dispersion statistique théorique, on utilise une moyenne glissante (qui est un filtre passe-bas) pour mettre en évidence les tendances de long terme. Sur n pas de de temps la moyenne glissante (M_k) de la série temporelle (X_k) est donnée par l'équation suivante :

$$M_k = \frac{1}{n} \sum_{i=k}^{k+(n-1)} X_i \qquad \text{(II-4)}$$

Pour une fenêtre de deux mois, on obtient les moyennes suivantes :

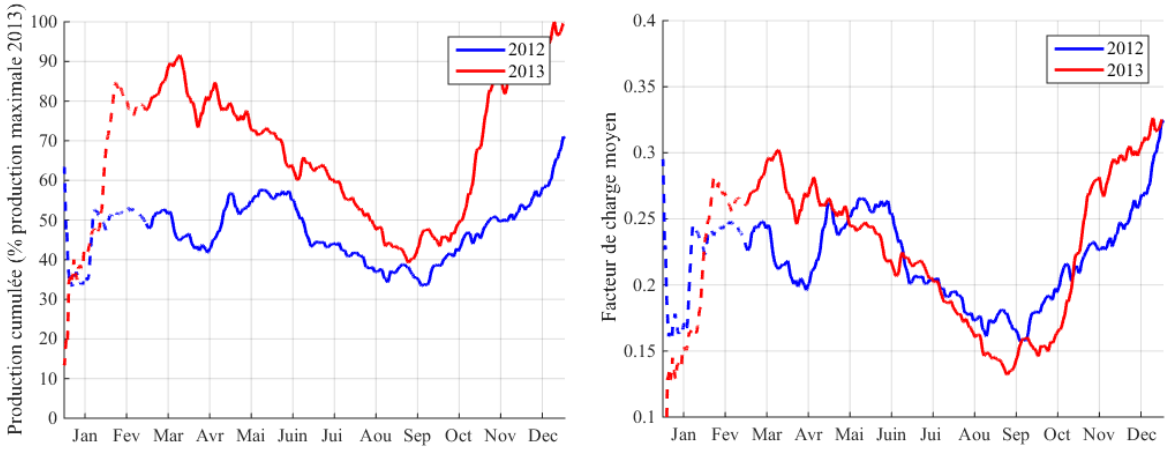

Figure II-13 – Moyenne glissante sur deux mois de la production éolienne cumulée et du facteur de charge moyen (en pointillés : limite de l'échantillon par rapport à la taille de la fenêtre)

Sur les courbes moyennées, la tendance est d'avoir un creux sur la période de Juin à Octobre et une production plus importante le reste de l'année. Par simplification, on prendra cet effet en compte sur la saison « été » définie précédemment, ce qui conduit au découpage du Tableau II-3.

Tableau II-3 – Saisons retenues et productions attendues

	Hiver 31 octobre – 31 mars	Printemps 31 mars-1 juillet	Été 1 juillet – 31 oct.
Hydraulique	Indéterminée	Indéterminée	Activité faible
Éolien	Activité forte	Activité forte	Activité faible
Cogénération	Générateurs actifs	Inactivité	

Le cas particulier du photovoltaïque est traité en partie IV ; en effet pour celui-ci on dispose d'une information significative qui est la position du Soleil en fonction du temps. Dans les autres cas, la seule information significative est donnée par les réalisations de la (des) variable(s) aléatoire(s) « puissance en sortie du générateur » (et par la date à laquelle la réalisation a été observée). On cherche alors à décrire comment varient saison par saison les valeurs caractéristiques associées à chaque type de production et considérées comme pertinentes. Notamment les puissances maximales d'injection normalisées par la puissance maximale annuelle et la proportion de pas de temps sans

production sont des indicateurs saisonniers de l'impact potentiel d'un générateur en cas respectivement de forte production et de forte charge.

On fait ici l'hypothèse que les tendances sur ces indicateurs sont stables au niveau national, ce qui justifie d'étudier l'ensemble du jeu de données qui concerne des producteurs sur l'ensemble du territoire. Pour une étude plus précise sur les lois de probabilité, il faudra se limiter à un jeu de données plus local (régional ou maille en aval d'un poste source, cf. la partie II.6.3 du chapitre III).

III.3. Éolien

III.3.1. Dépendance journalière

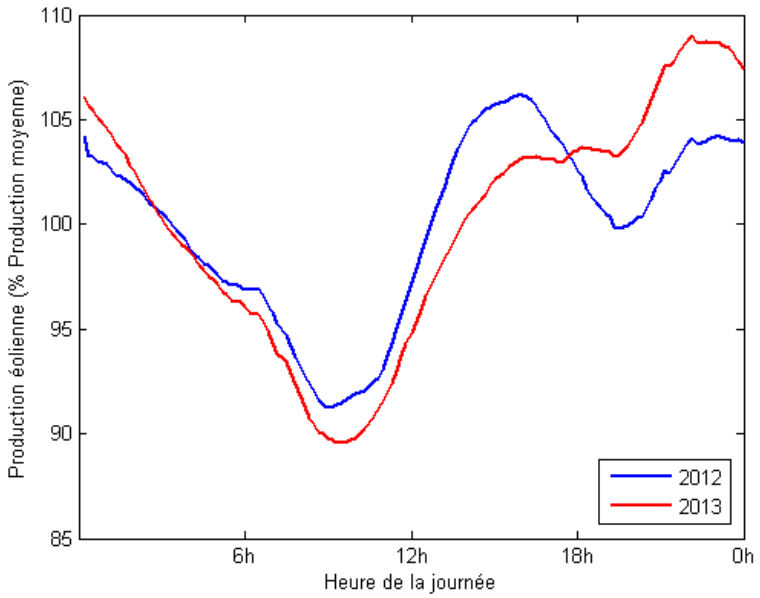

Figure II-14 – Valeur moyenne de production éolienne à une heure donnée normalisée par rapport à la production éolienne moyenne en général

Pour l'ensemble des producteurs éoliens 2012 et 2013, on trace la valeur moyenne de production cumulée heure par heure (cf. Figure II-14), pour mettre en évidence une éventuelle dépendance par rapport à l'heure de la journée. On observe un léger creux le matin puis une production plus importante l'après-midi et la nuit mais les valeurs moyennes horaires oscillent dans un intervalle de +/- 5% autour de la valeur moyenne; l'effet est faible et on choisit de ne pas l'exploiter.

III.3.2. Dépendance saisonnière

Pour chaque saison, on regarde sur l'ensemble des producteurs disponibles :

- La variable aléatoire production maximale saisonnière/production maximale annuelle
- Le nombre de pas de temps où la production est nulle (exprimé en pourcentage d'une année dans la figure ci-dessous).

Sur la Figure II-15 sont tracées la moyenne et les quantiles à 10% et 90% de ces valeurs. Comme attendu lors de l'étude bibliographique, sur les trois saisons la pointe de production est à 100% de la

P_{max} pour au moins 10% des producteurs, et la moyenne est proche de 100%. Par ailleurs il y a légèrement plus de pas de temps sans production en été ce qui est cohérent avec les observations de la partie III.2.4, où une nette diminution du facteur de charge était observable en été.

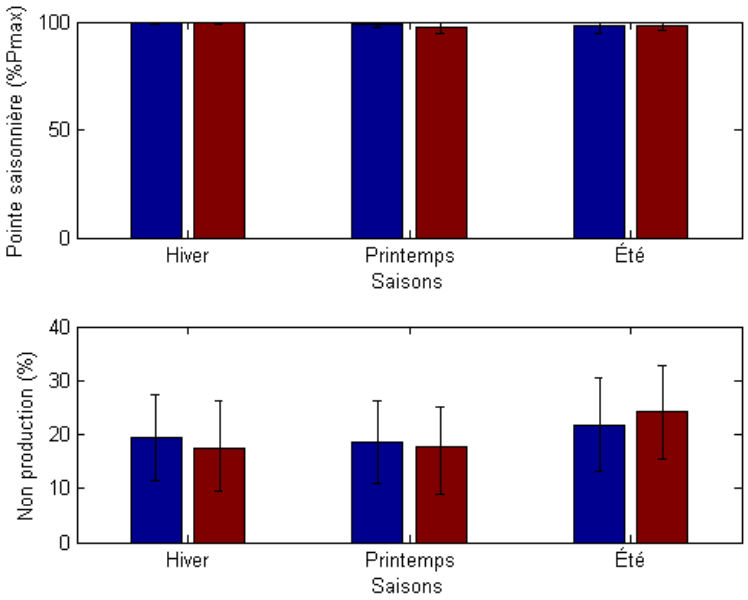

Figure II-15 – Répartition des pointes saisonnières et du temps total sans production sur l'ensemble des producteurs éoliens étudiés (2012 en bleu, 2013 en rouge). La moyenne est en valeurs pleines et les quantiles en trait noir

III.4. Hydraulique

III.4.1. Dépendance journalière

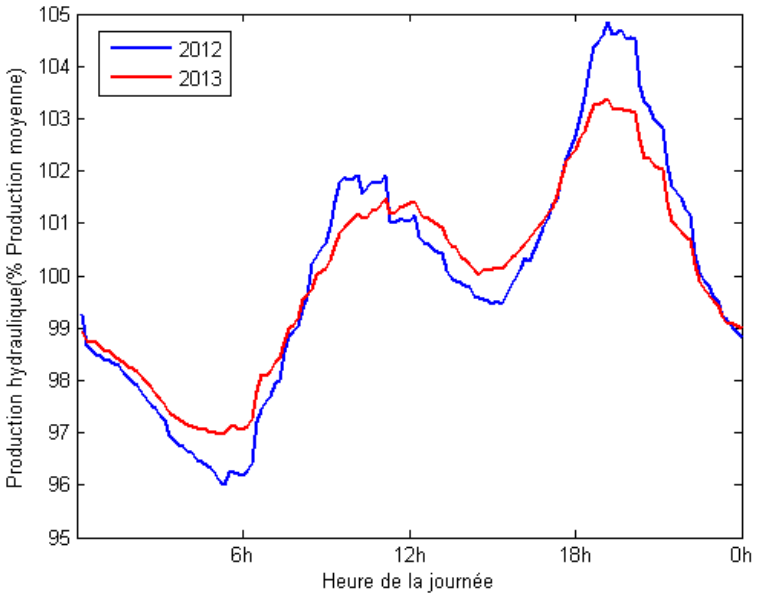

Figure II-16 – Valeur moyenne de production hydraulique à une heure donnée normalisée par rapport à la production hydraulique moyenne en général

On détermine aussi la production moyenne heure par heure, et l'on compare par rapport à la production moyenne (prise comme référence) sur la Figure II-16. Comme pour l'éolien, même si on observe des tendances, l'écart à la moyenne reste très faible (moins de 5%), on peut donc considérer qu'il n'y a pas de cycles quotidiens.

III.4.2. Dépendance saisonnière

L'étude des facteurs de charge avait mis en évidence une grande disparité sur l'ensemble des producteurs hydrauliques considérés (cf. Figure II-9). La dispersion des pointes saisonnières et des moments sans production, présentées en Figure II-17 montre des comportements plutôt similaires sur les saisons hiver et printemps; en été au moins 10% des producteurs atteignent leur maximum théorique (le 9^{e} décile est à 100%).

Une hypothèse envisagée pour expliquer la dispersion des facteurs de charge a été que les profils de production dépendaient grandement de la taille de l'installation : une petite installation aurait plus de chance de fonctionner de manière continue car ne nécessitant pas un débit important; néanmoins la grande majorité des générateurs étudiés ont une puissance de l'ordre du MW au plus (cf. Figure II-18) et des facteurs de charge élevés et une production stable ont été observés directement sur des relevés de générateurs de taille importante.

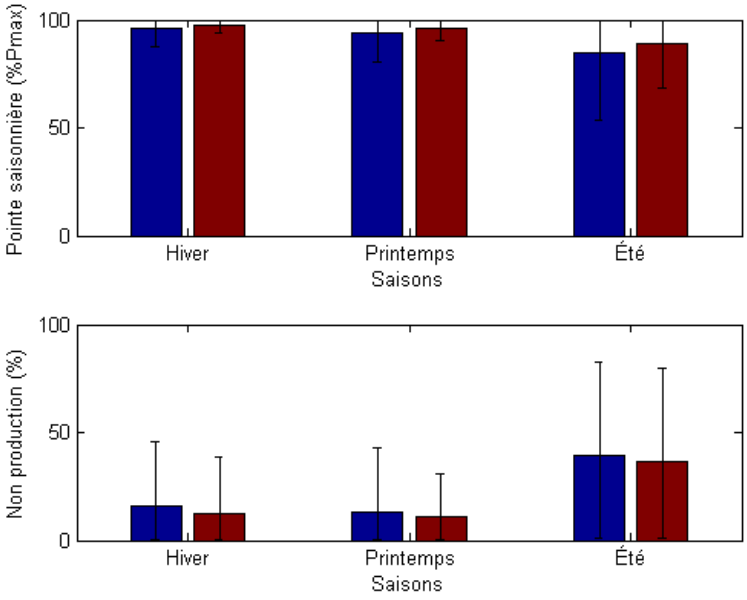

Figure II-17 – Répartition des pointes saisonnières et du temps total sans production sur l'ensemble des producteurs hydrauliques étudiés (2012 en bleu, 2013 en rouge)

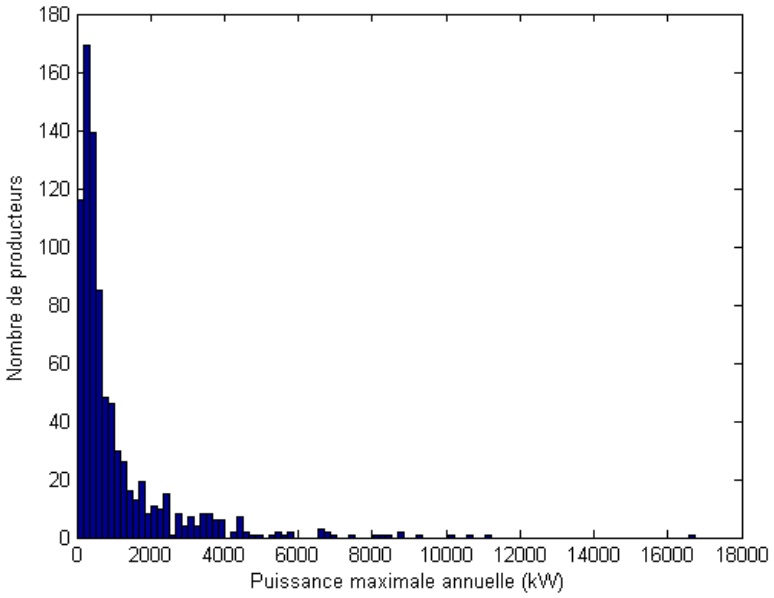

Figure II-18 – Histogramme des générateurs hydrauliques selon leur puissance maximale (2012)

III.5. Cogénération

Les générateurs de type cogénération produisent simultanément chaleur et électricité. Leur profil est relativement facile à déterminer en théorie car les tarifs d'achats incitent fortement à produire pendant la période d'hiver (1e novembre – 31 mars) et à puissance maximale[13].

Le profil saisonnier des facteurs de charge et des périodes de non production, détaillé en Figure II-19, correspond bien à ceux attendus en termes d'énergie : les générateurs ne sont actifs qu'en « hiver ». En revanche l'analyse des pointes saisonnières met en évidence que des débordements sont éventuellement observés sur les saisons « printemps » et « été », qui peuvent correspondre à des tests en période de maintenance. Au vu du très faible facteur de charge ces productions sont très ponctuelles, mais dans l'absolu on s'attend à ce que les générateurs soient très souvent disponibles sur la saison « hiver » et rarement actifs sur les autres.

Vu la grande dispersion observée, le facteur de charge moyen correspond plus à la probabilité de voir un générateur disponible sur la période considérée qu'un facteur de charge représentatif d'un générateur quelconque. Un profil individuel considèrera a priori qu'un générateur disponible produit avec un facteur de charge très élevé (donc proche de la P_{max}).

[13] Arrêté du 31 juillet 2001 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée telles que visées à l'article 3 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.

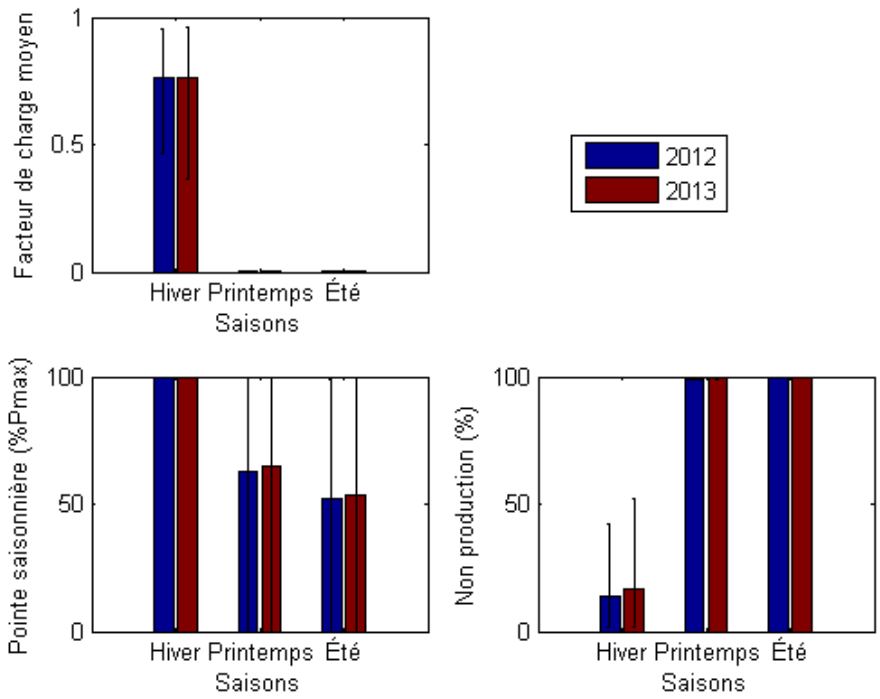

Figure II-19 – Répartition des facteurs de charge, de la pointe saisonnière et du temps de non production sur les producteurs de type cogénération

Notons que ces profils caractéristiques sont le résultat d'un cadre législatif plus évolutif que les phénomènes météorologiques sous-jacents aux autres types de production. Des pistes de réflexion suggèrent par exemple de laisser certains dispositifs de cogénération produire en dehors de la période d'hiver, ce qui remettrait en question les tendances observées.

IV. Modèle photovoltaïque

IV.1. Introduction

Parmi les quatre types de production considérés, la production photovoltaïque est directement liée à la position du Soleil par rapport au point considéré, qui est un aléa que l'on peut déterminer facilement (cf. Annexe B) sachant que les relevés de production dont nous disposons sont bien sûr horodatés. On peut donc raisonner sur le couple de variables aléatoires « production - angle solaire apparent ». Comme précisé précédemment, des aléas comme les effets du vent (pour la production éolienne) ou de l'hydrologie (pour la production hydraulique) pourraient certes être pris en compte de la même manière, mais ceci nécessiterait de disposer d'observations de ces aléas au moment où les courbes de charge dont nous disposons ont été enregistrées (ce qui n'est pas le cas), et d'autre part de modèles probabilistes de réalisation de ces aléas dans le futur (sans quoi le modèle stochastique de production développé serait incomplet et ne servirait pas à grand-chose). L'information sur la position relative du Soleil au moment des relevés de puissance étant disponible (et celle-ci pouvant être extrapolée à n'importe quelle période future), les deux approches présentées précédemment (fonctionnelle ou prédictive) ont été envisagées.

IV.2. Définition des variables pertinentes

Pour un point *O* et un instant *t* donné, on peut définir $\vec{R}(t)$ le vecteur solaire apparent (vecteur unitaire sol-soleil). On appelle angle *zénithal* l'angle apparent entre la normale au sol et $\vec{R}$; on le notera *z*. L'angle *azimutal* est l'angle entre la direction Sud et la composante de $\vec{R}$ projetée au sol ; on le notera *a*. La Figure II-20 illustre ces notions.

On cherche ensuite un modèle permettant de rendre compte de l'information sur la production que l'on obtient par la connaissance de $\vec{R}$. La méthodologie proposée doit prendre en compte le fait que la **position** de O n'est pas précisément connue (maille régionale) et que les panneaux ont une orientation qui influence nécessairement le rayonnement reçu, on s'attend donc à ce que les tests pratiques présentent des biais puis que le vecteur solaire simulé ne correspondra pas exactement au réel.

Le fait que les producteurs soient référencés par région crée une incertitude sur la position exacte du générateur et donc sur le vecteur $\vec{R}$ à utiliser. On choisit de négliger cette incertitude et donc d'assimiler la position à un point O moyen situé au centre de la région considérée (cf. Annexe B).

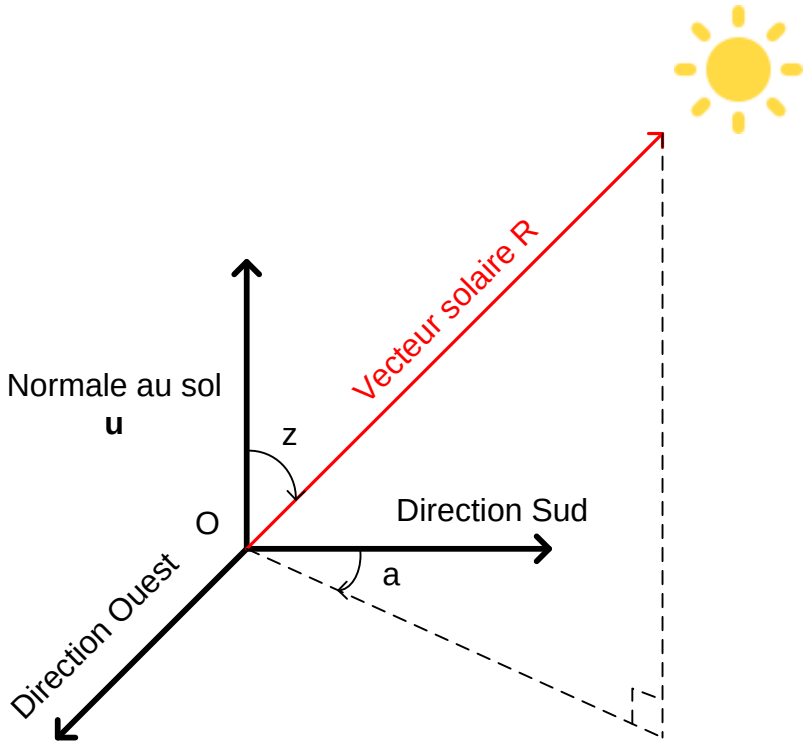

Figure II-20 – Définition des angles solaires pour un observateur en O

IV.3. Rayonnement Solaire

Les modèles de rayonnement solaire le décomposent généralement en trois composantes (cf. Figure II-21). À partir du rayonnement extraterrestre moyen, dépendant de la distance Terre-Soleil, on différencie la part du rayonnement directement reçue (Direct), celle diffusée par l'atmosphère (Diffus) et celle réfléchie au sol (Albédo).

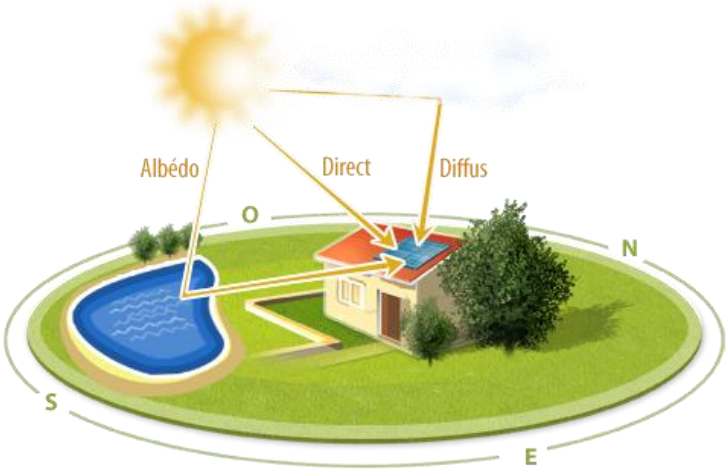

Figure II-21 – Illustration des composantes du rayonnement (Hespul)

Des modèles sont proposés dans la littérature pour estimer le rayonnement total reçu par une surface, d'inclinaison et d'orientation connue. Le plus simple est de considérer la composante directe comme

perçue selon l'angle d'incidence et les composantes diffuses et réfléchies comme anisotropes [Ben63]. Le rayonnement total perçu par un panneau peut alors s'écrire :

$$R_t = (\vec{R}.\vec{n})R_b + \frac{1+(\vec{u}.\vec{n})}{2}R_d + \frac{1-(\vec{u}.\vec{n})}{2}R_g \qquad \text{(II-5)}$$

où $\vec{n}$ représente la normale par rapport au panneau considéré et $\vec{u}$ la normale par rapport au sol. Si le panneau est posé à plat, ces deux vecteurs sont identiques.

Dans l'optique de mieux anticiper la production photovoltaïque importante[14], on cherche surtout à décrire les configurations réalistes de forte production, qui correspondent *à priori* à des situations où le ciel est clair.

Composante directe : elle est proportionnelle au rayonnement incident extraterrestre (de valeur connue), le coefficient d'atténuation représentant l'atténuation atmosphérique. La composition atmosphérique n'a pas été utilisée pour définir le modèle présenté dans cette étude, en revanche il est possible d'approcher simplement la longueur du trajet parcouru par un rayon lumineux dans l'atmosphère (supposée homogène). Pour éviter de prendre en compte la hauteur de l'atmosphère, on utilise la notion de *masse optique de l'air* qui représente le ratio entre cette longueur et la longueur minimale théorique si le soleil était à la verticale. Une approximation proposée est de considérer que l'atmosphère est une couche d'épaisseur constante à la surface de la Terre [Bec11], ce qui est représenté sur la Figure II-22; le modèle de rayonnement direct par ciel clair s'écrit alors :

$$R_b = R_0 \tau^{1/\cos(z)} \qquad \text{(II-6)}$$

τ est un facteur d'atténuation de l'ordre de 0.7 et R_0 le rayonnement solaire extraterrestre. On s'attend à ce que ce modèle soit peu fiable pour des valeurs de z proches de $\pi/2$ mais la production est censée être faible à ce moment de la journée (cela correspond à un soleil rasant).

Composante diffuse et réfléchie : on ne dispose pas d'information sur la composante réfléchie d'un producteur, on va donc la traiter comme faisant partie intégrante de la composante diffuse. Les modèles théoriques considèrent un coefficient de réflexion au sol de l'ordre de 0.2 à 0.4 selon la texture du sol [Olm99]. L'inclinaison supposée des panneaux photovoltaïques ne dépassant pas a priori 40°, ce qui entrainerait en général une baisse de rendement global, l'impact de la composante réfléchie sera de quelques pourcents tout au plus, on ne la prend pas en compte par la suite.

Pour la composante diffuse, un modèle simple possible est [Bec11]:

$$R_d = 0.3\left[1 - \tau^{\frac{1}{\cos(z)}}\right]\cos z\, R_{0.} \qquad \text{(II-7)}$$

[14] On rappelle que le contexte de l'étude est celui d'une meilleure prise en compte des effets de la production locale sur la planification des réseaux de distribution, notamment dans le cas où ces réseaux sont dimensionnés par la production. Il est donc particulièrement important que les périodes de production élevée soient bien capturées par le modèle.

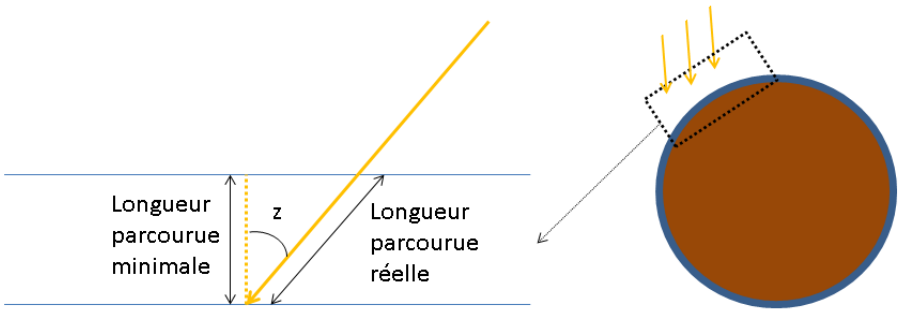

Figure II-22 – Modèle de masse optique de l'atmosphère (en bleu)

IV.4. Modèle d'enveloppe prédictif

IV.4.1. Définition

On définit une « enveloppe » comme une série temporelle basée sur les mêmes pas de temps que les relevés de production, et telle que la valeur de l'enveloppe à un instant donné t soit un majorant des réalisations possibles de la variable aléatoire **P(t)**.

On a vu précédemment (cf. partie III.2.2) que certains producteurs voyaient leur puissance maximale théorique décroître lors des saisons froides, au moins sur l'échantillon de deux ans pris en compte. On s'attend à ce que ce résultat soit très dépendant des choix techniques effectués : la disposition des panneaux modifie le profil de rayonnement perçu et des systèmes de type « tracking » augmentent la production théorique. En pratique le GRD n'a pas forcément accès à ces informations (mais elles pourraient être fournies par le client au moment de la demande de raccordement). Par ailleurs, le rendement (noté η) en tant que rapport entre la puissance de sortie (P) et l'ensoleillement est affecté par la température. On n'intègre pas directement ces effets dans le modèle puisque l'on ne dispose pas de mesures et/ou de modèle sur ces aléas.

L'objectif, en se basant sur les relevés et la position Solaire, est de décrire le plus précisément possible comment la puissance maximale observée diminue avec la composante Solaire. Le but étant ainsi de rendre compte, au moins partiellement, du fait que la production soit non maximale dans des situations où l'ensoleillement est limité (ce qui semble logique).

IV.4.2. Modèle général

Si le panneau est incliné, on l'identifie par son orientation φ et son inclinaison β comme indiqué sur la Figure II-23.

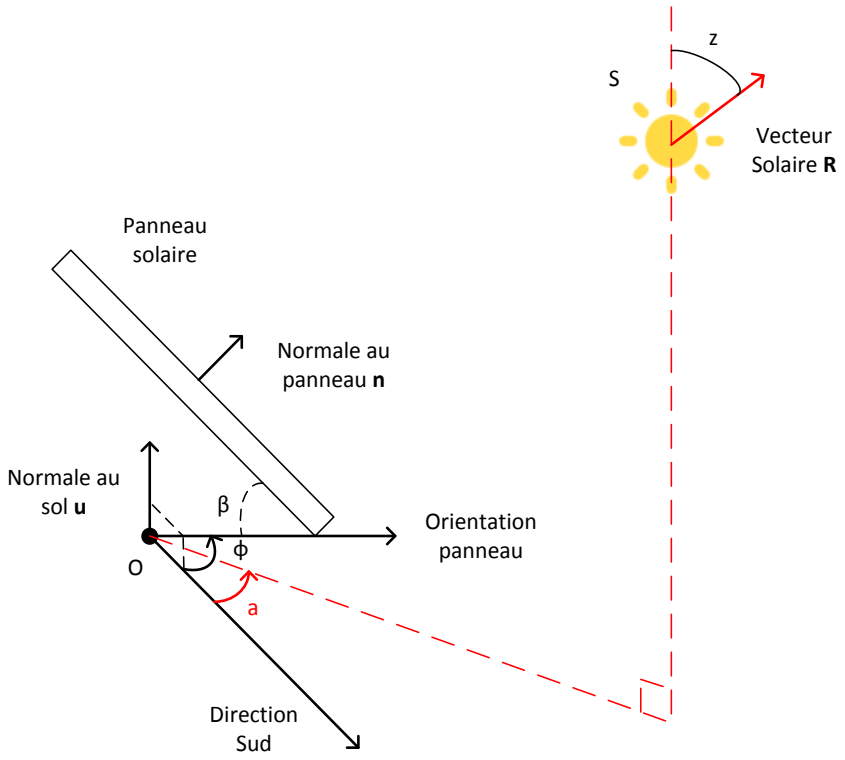

Figure II-23 – Schéma d'un panneau solaire incliné

Les modèles précédents donnent :

$$P = \eta R_0 \left[\left(\vec{R}.\vec{n}(\varphi,\beta) \right) \tau^{\frac{1}{\cos(z)}} + 0.3 \frac{1+\cos\beta}{2} \left(1 - \tau^{\frac{1}{\cos(z)}} \right) \cos z \right]. \qquad \text{(II-8)}$$

Dans le cas d'un panneau non incliné, on a β =0 donc $\vec{R}.\vec{n}(\varphi,\beta) = \cos z$. L'équation (II-8) devient :

$$P = \eta R_0 \cos\theta \left[0.7\tau^{1/\cos(\theta)} + 0.3 \right] \leq K \cos z(t) \qquad \text{(II-9)}$$

Cette situation est la plus simple à traiter car il n'y a plus d'effets dus à l'orientation des panneaux. Notamment la majoration donnée en (II-9), où l'on majore les termes dus à l'atténuation atmosphérique par une constante K, permet de faire abstraction des facteurs numériques utilisés dans l'équation (II-8).

Pour identifier les producteurs ayant des panneaux non inclinés, on pourrait vérifier que la puissance produite P, pour un z fixé connu, ne dépend pas de a mais l'impact fort des autres aléas (couverture nuageuse, température) rend non seulement difficile l'interprétation des mesures, mais crée par ailleurs un biais dans le modèle : le rayonnement perçu peut être indépendant de l'angle azimuthal alors que d'autres aléas sous-jacents ne le sont pas (la température par exemple).

Dans le cas général, nous avons tenté une approche consistant à majorer les productions mesurées à angle zénithal constant par une enveloppe dont la forme était basée sur le modèle théorique général (équation (II-8)). Les coefficient obtenus devaient alors permettre de retrouver l'angle β. Vu la faible précision obtenue, il est apparu que les sources d'incertitude était trop nombreuses (précision du modèle, aléas…) et l'idée d'utiliser un modèle théorique ajusté par comparaison avec les courbes a été abandonnée.

IV.5. Modèle empirique

L'approche empirique consiste à considérer le couple de variables aléatoires « projection solaire – production ». L'intérêt principal de cette approche est de pouvoir mettre en évidence des corrélations fortes entre la variable aléatoire « production » (que l'on cherche à appréhender) et les conditions (connues et faciles à anticiper). Dans ce cas précis, la définition de la projection solaire nécessite de choisir une direction d'observation, ce qui fait que l'on a virtuellement une infinité de choix. Dans le cas d'un modèle prédictif, il est naturel d'utiliser le rayonnement perçu par le panneau. Dans un modèle empirique on veut utiliser la projection qui donne le maximum d'information sur la production (qui pourrait être aussi approximativement la projection effectivement vue par le panneau, mais ce n'est pas garanti, et nous n'avons pas pu le vérifier puisque nous ne connaissions pas l'orientation des panneaux de notre jeu de données).

IV.5.1. Majoration simple avec la projection solaire au sol

Une première version simple est d'utiliser systématiquement la même référence. On peut choisir par exemple la projection horizontale (par rapport à la normale au sol $\vec{u}$).

Pour une relevé de production $(P_i)_{1\leq n}$, sur n pas de temps $(t_i)_{1\leq n}$, on définit la fonction M telle que :

$$\forall r \in [-1;1], \qquad M(r) = \max(P_i | \vec{R}(t_i).\vec{u}(t_i) \leq r) \tag{II-10}$$

avec $\vec{u}$ la normale au sol (définie dans la partie IV.3). On prend alors $M\left(\vec{R}(t).\vec{u}(t)\right)$ comme enveloppe ; un exemple est donné en Figure II-24 à titre d'illustration.

Par rapport à une enveloppe classique (constante égale à la puissance maximale), et sur les 399 producteurs PV de l'échantillon, l'enveloppe proposée a une valeur moyenne trois fois plus faible comme indiqué dans le Tableau II-4.

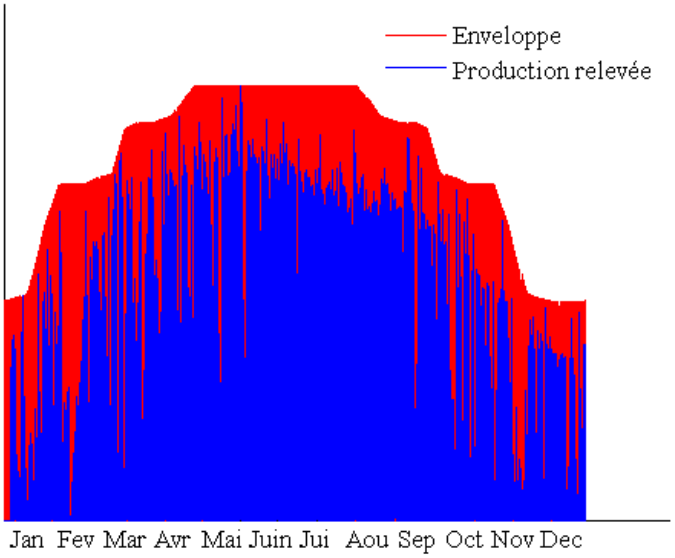

Figure II-24 – Exemple d'enveloppe sur un producteur choisi arbitrairement

Tableau II-4 – Taille et dépassement de l'enveloppe proposée, et comparaison avec une version classique

Modèle	Valeur moyenne de l'enveloppe (% P_{max})
Classique	100
Proposé	33.2

IV.5.2. Majoration avec un plan d'inclinaison fictif

Lorsque l'on observe des courbes de production photovoltaïque au cours de l'année, on constate que la puissance maximale journalière produite évolue au cours de l'année, dans des proportions différentes d'une courbe à l'autre (deux exemples sont donnés en Figure II-25) . On a fait l'hypothèse que ces différences s'expliquaient généralement par la disposition des panneaux, qui influence l'irradiation directe reçue. Sur les courbes utilisées, cette information n'était pas disponible.

À partir d'une courbe de production, on souhaite dans un premier temps choisir une normale $\vec{n}$ telle que la variable $\vec{R}.\vec{n}$ explique « le mieux possible » les valeurs hautes de la production ($\vec{R}.\vec{n}$ est la proportion de rayonnement direct que reçoit un panneau comparativement au cas où le panneau est exactement en face du Soleil). A ciel clair, la part du rayonnement direct dans le rayonnement global est importante, il est logique de chercher une relation linéaire entre l'irradiation reçue (et donc la puissance produite) et la variable $\vec{R}.\vec{n}$. On est néanmoins limité par les effets suivants :

- le rayonnement direct diminue avec la distance atmosphérique à parcourir (cf. équation (II-6)), cette information est mal maitrisée dans notre étude ; pour des valeurs faibles de $\vec{R}.\vec{n}$, un modèle linéaire surestime la part du rayonnement direct dans le rayonnement global.
- on ne connait pas la *position* exacte du panneau, qui est pourtant nécessaire afin de déterminer le vecteur solaire. Les hypothèses prises (détaillées en Annexe B, partie V.2) nuisent potentiellement à la précision du modèle ;
- le rendement d'une installation solaire dépend de la température des panneaux, information non disponible. On s'attend à voir le rendement diminuer lors des saisons chaudes (en été, lorsque le Soleil est haut) ; d'un autre côté le rendement augmente avec l'irradiation ce qui a tendance à compenser l'impact de la température. Considérer que la puissance produite est proportionnelle à l'irradiation est donc une approximation acceptable [Hus95].
- On n'a aucune information sur les ombrages potentiels auxquels pourraient être soumis les panneaux lorsque le Soleil est bas.

La recherche d'une méthode de création d'une enveloppe uniquement à partir de la courbe et de la localisation (approximative) du producteur n'a pas été concluante. On propose donc une méthodologie générale que l'on applique à deux courbes de production sélectionnées de façon à présenter une absence « visuelle » d'irrégularités dues à des décrochages et dont les courbes de production ne présentaient pas de déphasage avec la projection solaire régionale[15]. Avec des informations plus précises (obtenues par échange entre le GRD et le producteur), il sera possible de l'appliquer à un

[15] Ne connaissant pas la position exacte des panneaux, un décalage en longitude ou latitude par rapport au point régional de référence choisi pour estimer le rayonnement, ou une orientation autre qu'au Sud déphase production et rayonnement.

générateur quelconque. Les deux générateurs choisis sont appelés A et B. Sur l'année 2013, ceux-ci présentent des relevés de production normalisés[16] présentés dans la Figure II-25.

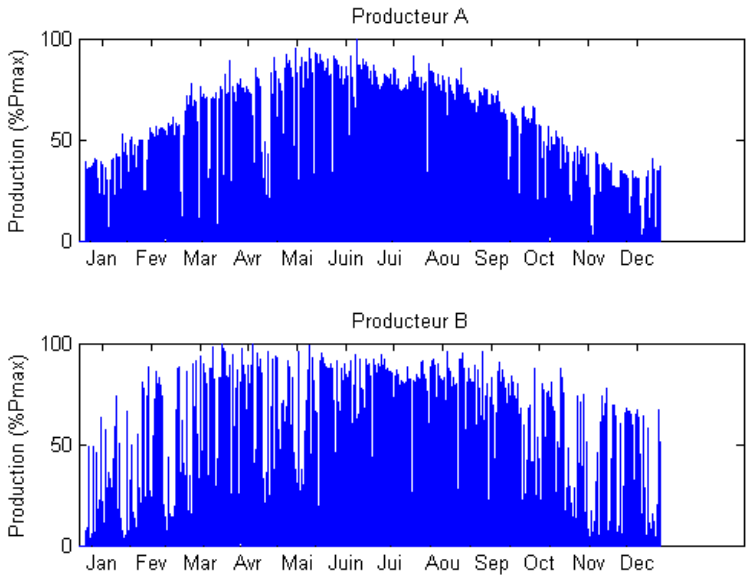

Figure II-25 – Relevés de production A et B retenus pour illustrer la méthodologie

Les deux courbes de production ont des tendances saisonnières différentes. Sur la saison « hiver » du Tableau II-3, le producteur A a un maximum de production empirique de l'ordre de 75% du maximum annuel tandis que le B est susceptible d'être au maximum sur une plage plus large (mars à septembre environ, ce qui inclut la fin de la saison hiver en question).

On décrit un plan d'inclinaison par sa normale $\vec{n}(\varphi,\beta)$ (cf. la Figure II-23 de la partie IV.4.2); le projeté du vecteur solaire sur le plan est alors :

$$\vec{R}.\vec{n}(\varphi,\beta) = \cos(z)\cos(\beta) + \sin(z)\sin(\beta)\cos(a-\varphi) \qquad \text{(II-11)}$$

a et z étant les angles azimutaux et zénithaux définis à la partie IV.2.

Vu l'incertitude sur la position exacte des panneaux, on fait l'hypothèse que ceux-ci sont orientés plein sud (les modèles ne permettent pas de distinguer un écart en longitude ou sur l'orientation). On se limite donc à une recherche de plan de la forme $\vec{n}(0,\beta)$. Pour les producteurs A et B, cela revient à regarder comment se situent les points de forte production[17] dans le plan (cos(z),sin(z)cos(a)). Ceux-ci sont tracés en Figure II-26 et Figure II-27 ; les points de forte production ont été tracés en dernier pour plus de visibilité (mais il y a aussi des points de production faible dans les zones rouges).

L'objectif est de trouver une normale **n**, tel qu'un critère sur $\vec{R}.\vec{n}$ permette de définir une enveloppe M fiable. De manière générale, cela peut s'écrire :

$$M(t) = f(\overrightarrow{R(t)}.\vec{n}) \qquad \text{(II-12)}$$

Pour déterminer β, on considère une valeur de production de référence que l'enveloppe E doit appréhender correctement. Celle-ci doit être suffisamment élevée pour ne pas trop dépendre des effets

[16] Il n'y a pas eu de filtrage ici contrairement au traitement décrit en partie II.4.2.
[17] Les points sont affichés par ordre croissant de production ce qui visuellement met les points de forte production en avant sur les figures.

non-linéaires évoqués ci-dessus (par exemple la part de la production diffuse que l'on ne maitrise pas) mais rester une situation plausible tout au long de l'année. Pour les deux courbes sélectionnées, 50% P_{max} semble être une valeur adéquate : le producteur A peut l'atteindre presque toute l'année et elle est fréquemment dépassée. On la fixe donc arbitrairement comme valeur de référence.

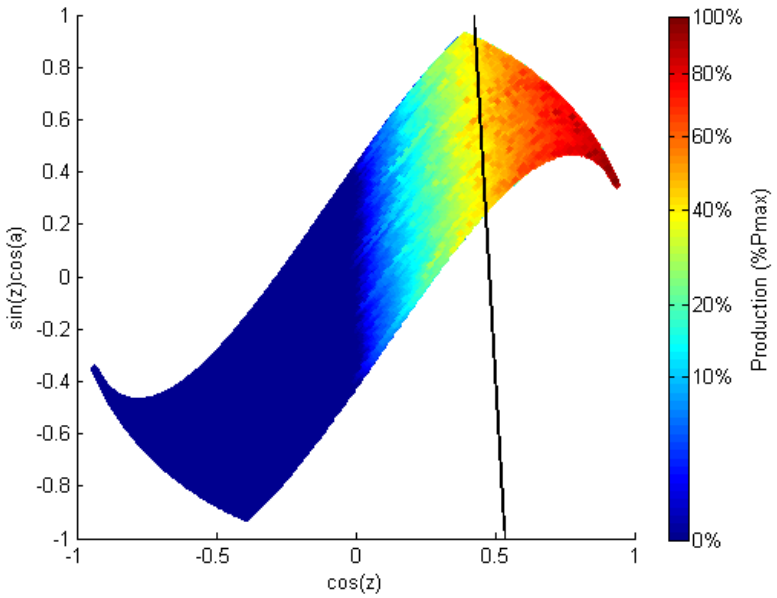

Figure II-26 – Production du producteur A dans le plan (cos(z),sin(z)cos(a)) et frontière de $\mathcal{A}$ (droite noire)

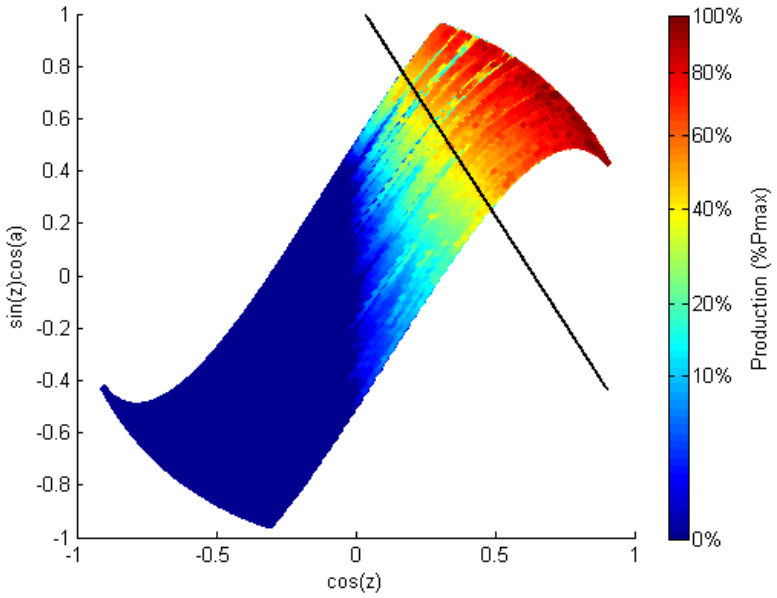

Figure II-27 – Production du producteur B dans le plan (cos(z),sin(z)cos(a)) et frontière de $\mathcal{A}$ (droite noire)

On cherche alors $\vec{n}$ tel que l'on puisse définir une enveloppe M_0 la plus petite possible tout en appréhendant tous les points au-dessus de la valeur de référence choisie. Géométriquement cela revient à séparer notre plan (cos(z), sin(z)cos(a)) par une droite et créer ainsi deux zones. Chacun des

points du plan est lui-même associé à un pas de temps : à chaque zone on peut donc associer deux ensembles de pas de temps :

- sur le « côté droit », $\overline{\mathcal{A}}$ (on note ainsi, avec une barre supérieure, le complémentaire de $\mathcal{A}$) contient tous les pas de temps où un dépassement de la valeur de référence a été observé (avec d'autres points où celle-ci aurait pu être dépassée selon le modèle (II-12) mais ne l'a pas été, par exemple à cause d'un ciel trop couvert). Sur ces pas de temps M vaut P_{max} ;
- à gauche, $\mathcal{A}$ ne contient au contraire aucun point au-dessus de la valeur de référence. Sur ces pas de temps M est donc fixée à la référence (soit $0.5P_{max}$ ici).

L'enveloppe M_0 obtenue ne prend que deux valeurs et sera d'autant plus petite que l'ensemble $\mathcal{A}$ sera grand. Le problème de minimisation de l'enveloppe peut donc s'écrire sous la forme suivante :

$$\begin{aligned} &\max_{\beta,C} \int \mathbb{1}_{\mathcal{A}}(t)dt \\ &\text{avec } \mathcal{A} = \{t \setminus \cos(z(t))\cos(\beta) + \sin(z(t))\sin(\beta)\cos(a(t)) < C\} \\ &\text{sous contraintes } \forall t, P(t) > 0.5P_{max} \Rightarrow t \in \overline{\mathcal{A}} \end{aligned} \tag{II-13}$$

$\mathbb{1}_{\mathcal{A}}$ étant la fonction caractéristique de $\mathcal{A}$, c'est-à-dire la fonction valant 1 sur les points de $\mathcal{A}$ et 0 sinon. On cherche ici à maximiser le nombre de pas de temps dans $\mathcal{A}$, ensemble qui est délimité par une droite affine définie de manière unique par les variables β et C. Notons qu'au vu de l'équation (II-11), $\mathcal{A}$ peut se définir de manière équivalente comme $\mathcal{A}$={t \ $\vec{R}.\vec{n}(0,\beta)$<C}. L'enveloppe M_0 est donc bien définie à partir d'un critère sur $\vec{R}.\vec{n}$ mais ne prend que deux valeurs.

On peut aussi remarquer que la contrainte « les points de production supérieure à 50% P_{max} arrivent à des moments non inclus dans $\mathcal{A}$ » peut être remplacée par une contrainte plus souple qui accepte un faible pourcentage pour éviter d'être induit en erreur par des points « rares ».

On résout le problème (II-13) par la force brute (on choisit un pas de précision et on teste chaque valeur de β). À partir de la valeur de β obtenue, on souhaite ensuite construire une enveloppe M, plus fine que M_0, selon la forme suivante :

$$M(t) = \alpha \overrightarrow{R(t)}.\vec{n}(0,\beta) \tag{II-14}$$

La valeur de β étant connue, on pose donc α tel que :

$$\alpha = \max_{\overrightarrow{R(t)}.\vec{n}(0,\beta)>0.5P_{max}} \left(\frac{P(t)}{\overrightarrow{R(t)}.\vec{n}(0,\beta)}\right) \tag{II-15}$$

Dans l'équation (II-15), on se limite aux valeurs de $\vec{R}.\vec{n}$ supérieures à la valeur de référence. En effet pour les valeurs les plus faibles, les effets non modélisés ici risquent de fausser considérablement les résultats ; notamment lorsque le Soleil est rasant, le rayonnement direct vu par un panneau incliné peut être nul alors que la production reste positive grâce au rayonnement diffus.

Cet effet est notable dans le cas du producteur B : sur la Figure II-27, les lignes de niveau tendent à devenir verticales lorsque l'on tend vers les valeurs négatives de cos(z). En effet cette zone correspond à la nuit, et on retrouvera cet effet sur n'importe quelle courbe de production photovoltaïque. Sur la Figure II-28 on constate aussi que l'approximation linéaire de l'enveloppe n'est plus fiable aux faibles valeurs de $\vec{R}.\vec{n}$ mais très précise au-delà et rend compte des variations journalières et saisonnières de la production; on rappelle que nous nous intéressons aux valeurs *hautes* de la production, celles qui

interviennent dans le dimensionnement d'un réseau de distribution fortement producteur, et que la relative imprécision de notre modèle pour les faibles valeurs de $\vec{R}.\vec{n}$ n'a que peu d'importance ici.

Dans le cas du producteur A (modélisé comme « non-incliné » puisque les lignes de niveau sur la Figure II-26 sont verticales, ce qui correspond à une valeur de β égale à 0) l'approximation est très satisfaisante même sur les valeurs basses, puisque l'on est dans le cas particulier où β est nul. Sur la Figure II-28, l'enveloppe M est tracée d'abord par rapport à $\vec{R}.\vec{n}$ pour illustrer la pertinence du modèle puis par rapport au temps (sur l'année et quelques jours arbitraires).

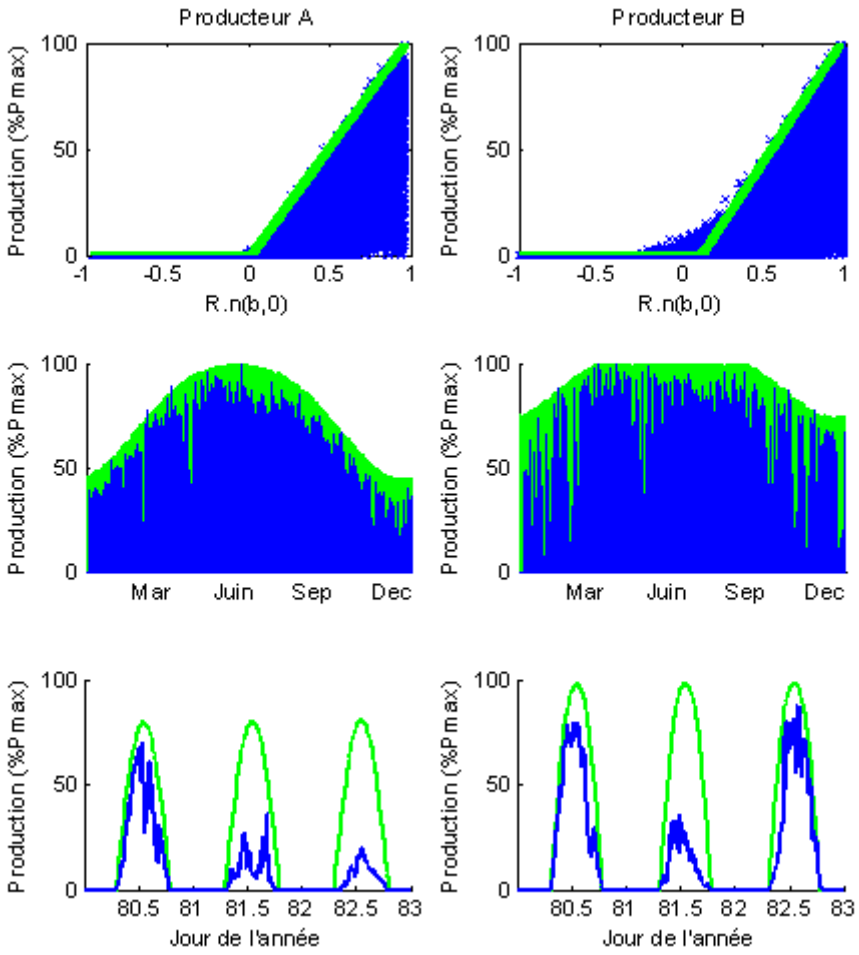

Figure II-28 – Majoration de la production par une enveloppe linéaire (1e ligne) et représentation sous forme de série temporelle sur l'année (2e ligne) et quelques jours arbitraire (3e ligne). Les valeurs mesurées sont en bleu et l'enveloppe en vert

La méthode présentée devrait pouvoir s'adapter à des courbes où le système d'injection est surdimensionné, on aura alors une saturation au niveau des valeurs hautes de $\vec{R}.\vec{n}$. Si des systèmes de type *tracking* sont installés, on doit alors prendre en compte un plan d'inclinaison *mobile* par rapport à R.

IV.6. Conclusion

L'examen de modèles théoriques et de courbes de production photovoltaïques a mis en évidence qu'il était possible, avec un niveau de risque acceptable, comparativement à ce qui est déjà utilisé aujourd'hui, d'utiliser des modèles d'enveloppe corrélés à la trajectoire du Soleil si l'on dispose de

relevés de valeurs de production par rapport au temps. Ceux-ci rendent correctement compte des variations quotidiennes et saisonnières des valeurs maximales de production.

Vu les incertitudes sur la position réelle des centrales, il n'a pas été possible d'effectuer un traitement automatisé fiable afin de sortir des modèles plus généraux : l'objectif serait de pouvoir associer la valeur P_{max} d'un générateur PV à la pente α déterminée par la méthode précédente, avec prise en compte éventuelle de spécificités comme la saturation du convertisseur. In fine cela devrait permettre de décrire un générateur via deux ou trois variables explicatives (localisation, positionnement des panneaux, saturation éventuelle) et d'en déduire une enveloppe individuelle.

Pour la suite de cette étude, on s'appuiera sur la variable « projection au sol » (qui vaut cos(z)) pour rendre compte de la dispersion des puissances en général. On a vu par comparaison des enveloppes (partie IV.5) que ce choix n'est pas forcément bien adapté à la forme de certaines courbes (notamment on ne rend pas correctement compte des variations saisonnières).

Pour un prolongement de cette étude, il serait utile de connaître certaines caractéristiques des producteurs étudiés, par exemple l'orientation et l'inclinaison des panneaux fixes, la présence d'un dispositif de tracking, le sous-dimensionnement éventuel du convertisseur (possibilité de saturation en cas de production élevée), etc. Ces informations permettraient peut-être de raffiner le modèle d'enveloppe. Elles pourraient aussi être utilisées comme données d'apprentissage pour caler une méthode de classification permettant de retrouver ces informations simplement à partir des courbes de production (ce que nous n'avons pas réussi à faire sans données d'apprentissage jusqu'à présent).

IV.7. Saisons et production photovoltaïque

La Figure II-29 donne $\vec{R}.\vec{u}$ (donc la projection solaire horizontale) en fonction du temps pour un point arbitraire (de latitude 43.7, donc le sud de la France). On peut remarquer qu'il existe une dissymétrie saisonnière entre l'ensoleillement et la production de type cogénération (active en hiver et normalement liée à la consommation de chauffage). Cela vient a priori du fait que la cogénération est utilisée dans les périodes où la température est basse, et qu'il existe une inertie thermique générale par rapport à l'ensoleillement (les mois de février et mars sont plus froids que septembre et octobre alors que les valeurs de projection solaire sont semblables).

Comme pour les autres types de productions, on souhaite regrouper les réalisations de la variable aléatoire « puissance produite par les générateurs photovoltaïques » dans notre jeu de données historiques en échantillons que l'on suppose de même loi ; on choisit donc de séparer l'année par rapport à la valeur de $\vec{R}.\vec{u}$. Noter que, contrairement aux autres types de production, on ne distingue pas ici des périodes continues de l'année, mais on regroupe au contraire des pas de temps qui ne pas tous contigus. Comme la valeur maximale journalière de $\vec{R}.\vec{u}$ varie de 0.4 à 0.9 tout au long de l'année, on choisit un découpage arbitraire en quatre sous-ensembles, présentés en Figure II-30 .

Le paramètre $\vec{R}.\vec{u}$ est très corrélé à la production photovoltaïque, ce que l'on retrouve « en moyenne » sur la Figure II-30. Par ailleurs, on observe une dispersion importante de la pointe de production pour des valeurs de $\vec{R}.\vec{u}$ basses (moins de 0.5). Certains générateurs voient notamment leur puissance maximale décroitre sur les mois froids (sur l'année considérée, mais ce résultat est a priori valable à long terme car dépendant de l'orientation et de la technologie des panneaux).

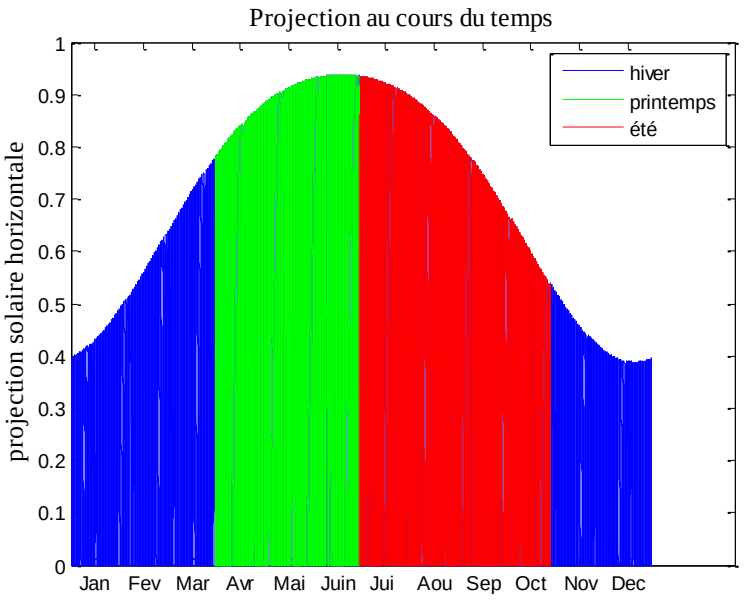

Figure II-29 – Évolution du paramètre "projection solaire au sol" (R.u) au cours de l'année

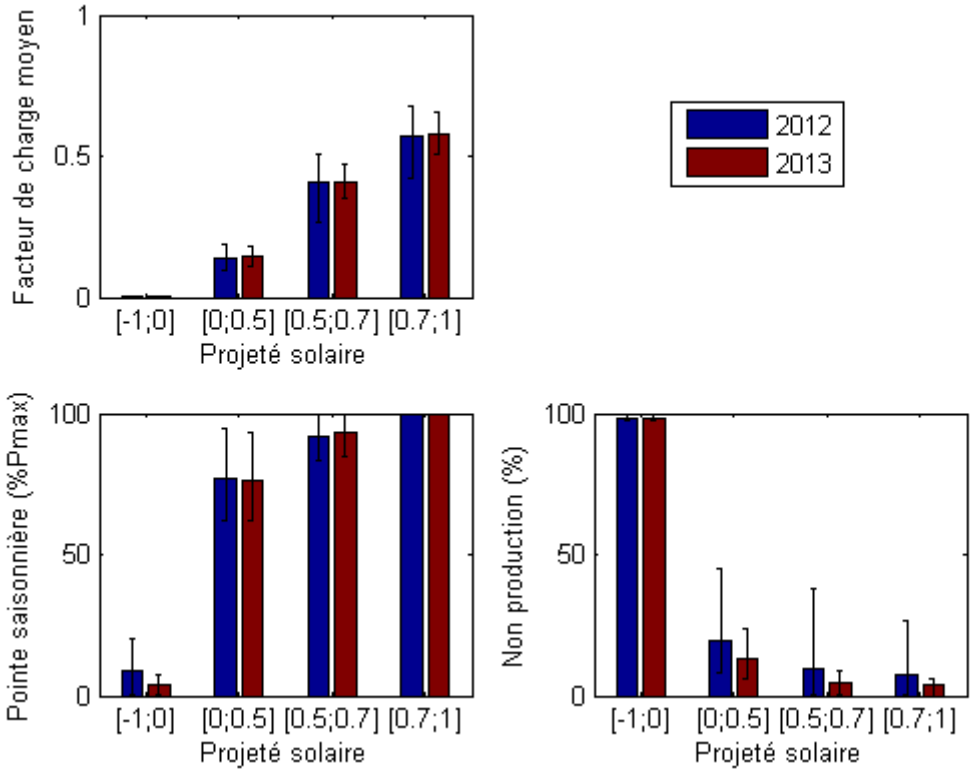

Figure II-30 – Répartition des facteurs de charge, de la pointe saisonnière et du temps de non production sur les producteurs de type photovoltaïque

V. Pointe dimensionnante en export

V.1. Foisonnement avec plusieurs producteurs

L'étude des dépendances saisonnières a mis en évidence que seul le photovoltaïque et éventuellement certains générateurs hydrauliques présentent un potentiel de foisonnement dû à des variations saisonnières. Il n'y a pas a priori d'impossibilité à voir deux générateurs de type distinct produire à leur puissance maximale simultanément ; la question de la probabilité d'occurrence de ce phénomène sera traitée au chapitre III, partie III.

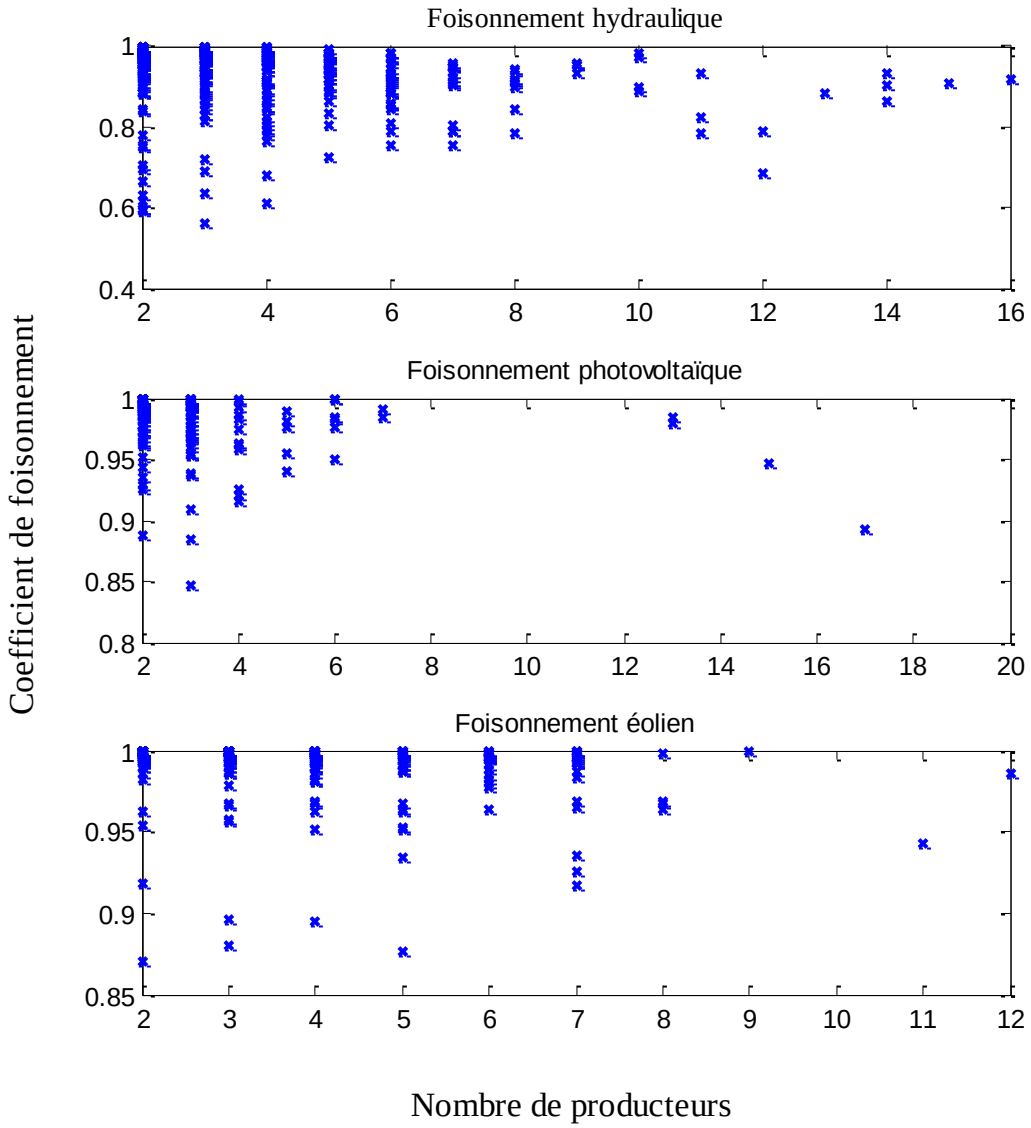

Figure II-31 – Coefficients de foisonnement annuel pour plusieurs producteurs de même type à la maille en aval du poste source

On souhaite maintenant vérifier si plusieurs générateurs de même type sont susceptibles de présenter un foisonnement en étant installés en aval du même poste source (on pourrait faire la même étude départ par départ mais cette information n'est pas disponible dans notre jeu de données). On détermine pour chaque poste source accueillant au moins deux producteurs de même type le coefficient de foisonnement (tel que défini en partie II.2.2) constaté sur l'année 2012 ou 2013 pour l'hydraulique,

l'éolien et le photovoltaïque (selon les dates d'installation des producteurs, certains postes sont donc représentés deux fois).

Pour ces trois types de production, le fait d'avoir des relevés où le foisonnement est très faible (donc un coefficient de foisonnement proche de 1) même avec une dizaine de producteurs montre qu'il n'y a pas de garantie de foisonnement lorsque le nombre de générateur est faible (sur les poches BT on peut imaginer avoir un nombre de petits producteur plus conséquent). La dispersion dans les résultats obtenus d'un poste à l'autre peut avoir de multiples causes (période de non-production pour cause de maintenance ou défaut de relevé par exemple).

La possibilité d'un foisonnement pour un nombre de générateurs plus conséquent n'a pas été testée par manque de données. Cette éventualité concerne surtout les producteurs raccordés en basse tension de petite puissance. Une étude universitaire, basée sur la détermination de la corrélation entre différentes courbes de production BT, a néanmoins mis en évidence que les perspectives de foisonnement restaient faible dans le cas du photovoltaïque sur une maille HTA [Tay14].

V.2. Synchronisation de la charge et de la production

La charge est généralement plus importante lors des mois « froids », qui sont aussi des périodes de forte production pour trois des quatre types de production étudiés. La probabilité d'occurrence d'une situation à charge minimale (telle que défini par le GRD, donc qui n'est pas forcément un minorant absolu comme expliqué au chapitre I, partie III.2.2) et production maximale pourrait donc être faible.

V.2.1. Jeu de données

On dispose d'un échantillon de 6 courbes de charges, agrégées au poste source, sur les années 2012 et 2013. Par ailleurs RTE fournit la courbe de charge agrégée au niveau national (appelée « synchrone », que l'on a récupérée pour comparaison sur l'année 2013).

V.2.2. Creux de consommation

On a extrait les niveaux de consommation les plus bas saisons par saisons, que l'on compare à la puissance consommée minimale mesurée sur l'année (valeur appelée P_{min} que l'on discute plus en détail dans le chapitre IV). Les résultats sont présentés dans le Tableau II-5. On constate globalement que, contrairement à la synchrone nationale, les courbes de charge au poste peuvent présenter des creux importants même sur les saisons froides. Par ailleurs ce résultat est très dépendant de la courbe de charge considérée.

Tableau II-5 – Variation saisonnière des minima de consommation sur un échantillon de courbes de charge et comparaison avec la synchrone nationale

	Annuel	Hiver	Printemps	Été
Valeur minimale observée sur l'un des postes en 2012 (% P_{min})	100	111	100	100
Valeur minimale observée sur l'un des postes en 2013 (% P_{min})	100	110	100	100
Valeur minimale observée sur la synchrone nationale 2013 (% P_{min})	100	197	100	113

Dans le cas de l'éolien, de l'hydraulique et de la cogénération il n'existe que peu d'influence de l'heure de la journée sur la production moyenne (cf. la Figure II-14 et Figure II-16); les valeurs basses

de production n'en dépendent a priori pas non plus et la production peut être nulle en hiver au moment des pointes de consommations et hormis la cogénération les générateurs peuvent produire à leur maximum en été et au printemps, lorsque la consommation est basse.

Dans le cas de la cogénération, si les générateurs ne produisent qu'en hiver (probabilité très faible en été), alors sur les courbes de charge observée la valeur de charge minimale ne peut pas être atteinte pendant une période de production maximale et le risque d'occurrence de la situation dimensionnante est trop faible par rapport aux objectifs du GRD (compromis risque-investissement acceptable).

V.2.3. Variations de la charge et de la production par rapport à la projection solaire

On souhaite par ailleurs caractériser le comportement quotidien de la charge par rapport à la production photovoltaïque. En effet les courbes de charge présentent généralement des tendances marquées sur des cycles de 24h et d'une semaine qui rendent compte du mode de vie des clients raccordés. De la même façon, le photovoltaïque présente un cycle quotidien clair, et l'on souhaite vérifier si les horaires caractéristiques des creux de charge et des pics de production contiennent ou non des heures communes (où la situation en question est susceptible d'arriver).

Sur la Figure II-32 et la Figure II-33, on trace respectivement les charges minimales et les productions photovoltaïques maximales observées en 2012 et 2013, pour une valeur de la projection solaire horizontale donnée. On constate que les valeurs de charge les plus basses sont atteintes pour des valeurs faibles de projection (entre 0 et 0.3 approximativement) tandis que la production n'est maximale que pour des valeurs hautes (plus de 0.7).

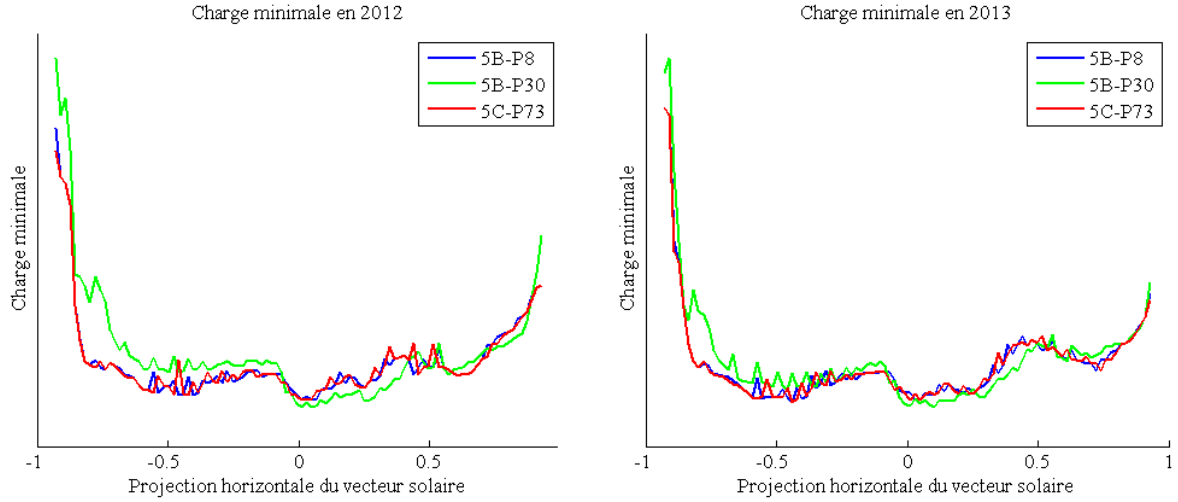

Figure II-32 – Comportement de la charge par rapport au vecteur solaire sur les postes accueillant du photovoltaïque

On pourrait en conclure que les creux de charge et les pointes de production photovoltaïque interviennent à des moments distincts, néanmoins vu le faible nombre de postes et d'années disponibles dans notre jeu de données de consommation, il est ambitieux d'établir des résultats définitifs. Sur un échantillon plus riche et plus représentatif de données de consommation, dont nous ne disposons malheureusement pas, il serait potentiellement possible de définir une situation dimensionnante moins contraignante que celle synchronisant la pointe de production et le creux de consommation.

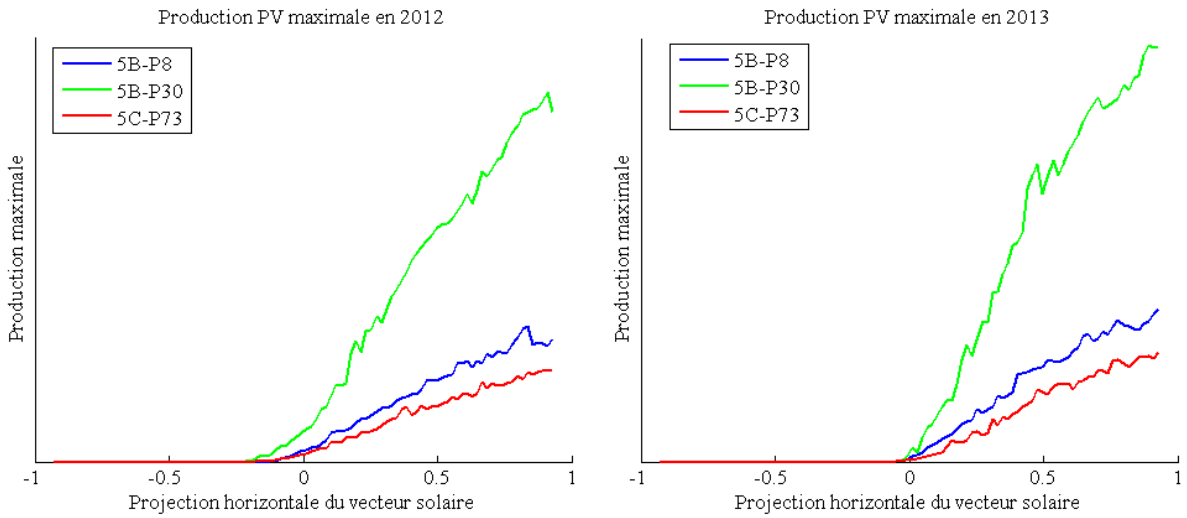

Figure II-33 – Comportement de la production par rapport au vecteur solaire sur les postes accueillant du photovoltaïque

V.3. Conclusion

L'observation des courbes a permis de mettre en évidence qu'il n'existait pas de mix de production électrique en HTA où l'on était sûr d'observer un foisonnement sur l'année. Le faible nombre de producteurs présents, et le fait que, malgré les disparités saisonnières, certaines périodes de l'année sont propices à voir n'importe quel type de générateur atteindre sa puissance nominale font qu'il est nécessaire de dimensionner les ouvrages de distribution électrique à partir de la somme des puissances de raccordement (sur les cas étudiés). Par ailleurs, pour un nombre de générateurs du même type, n'excédant pas une quinzaine, on peut observer des pics de production synchronisés. La maille en aval du poste source est à priori trop restreinte pour obtenir un foisonnement statistique fiable entre différents producteurs.

Lorsque, en plus, les courbes de charge sont observées, la situation dimensionnante apparait dans les mixs incluant éolien et hydraulique. En revanche sur l'échantillon observé ici, le minimum de charge sur la saison Hiver (celle où l'on est susceptible d'observer l'activité significative des générateurs de type cogénération) s'avère légèrement supérieur au minimum annuel (au moins 10%). Par ailleurs les creux de consommation n'ont pas coïncidé avec les périodes où la production photovoltaïque est susceptible d'être importante. On observe donc un léger effet de foisonnement entre la charge et la cogénération d'une part, et entre la charge et la production photovoltaïque de l'autre. Sur ces deux derniers cas, utiliser une notion de charge minimale légèrement supérieure à celle utilisée actuellement (par exemple charge minimale en Hiver) n'augmenterait pas le risque de dépassement. Pour une conclusion plus générale il sera nécessaire de valider le résultat sur un nombre de relevés de courbes de charge et d'années plus significatif.

Les méthodes de planification actuelles sont donc cohérentes avec les résultats obtenus sur des études effectuées a posteriori. Dans le cas où plusieurs types de production sont installés, l'occurrence de fortes production synchronisées pendant des périodes de faible charge sera un évènement plausible mais a priori peu fréquent. Le fait de disposer de nombreux relevés de production permet de quantifier plus précisément ces fréquences d'occurrence ; cela peut permettre à terme de valoriser des solutions basées sur la flexibilité que peuvent offrir des clients raccordés au réseau de distribution. C'est ce que nous allons faire dans le chapitre suivant.

Chapitre III

Modélisation probabiliste des flux de puissance pour la valorisation de leviers opérationnels

Table des matières

I. Introduction 73
II. Vision probabiliste du générateur décentralisé 74
II.1. Outils statistiques utilisés 74
II.1.1. Fractiles 74
II.1.2. Inférence statistique 74
II.2. Objectif 74
II.3. Méthodologie : la loi marginale 75
II.3.1. Objectif de l'étude 75
II.3.2. Définition 75
II.4. Amplitude de dépassement 77
II.5. Application à la production éolienne 79
II.5.1. Profils 79
II.5.2. Amplitude de dépassement 79
II.6. Pertinence des caractéristiques 80
II.6.1. Distance entre caractéristiques 80
II.6.2. Interprétation de la distance entre caractéristiques 81
II.6.3. Exemple sur la production éolienne 82
III. Traitement probabiliste sur plusieurs clients 85
III.1. Outils statistiques utilisés [Sap00] 85
III.1.1. Loi jointe 85
III.1.2. Corrélation 85
III.1.3. Indépendance 85
III.2. Modéliser plusieurs variables aléatoires 86
III.2.1. Dans la littérature 86
III.2.2. Modèles retenus pour la loi jointe 86
III.2.3. Objectif 87
III.3. Avec plusieurs producteurs 88
III.3.1. Même type de production 88
III.3.2. Productions différentes 89
III.4. Comportement statistique charge/production 91
III.4.1. Production de type cogénération 91
III.4.2. Production de type photovoltaïque 93

III.4.3. Production éolienne 95
III.4.4. Production hydraulique 96
III.4.5. Conclusion 98
III.5. Compléments sur la production 98
III.5.1. Cogénération 98
III.5.2. Hydraulique 99
III.6. Modèle hybride 102
III.6.1. Définition 102
III.6.2. Copules 103
III.6.3. Estimation du paramètre θ 104
III.6.4. Application au cas hydraulique 105
IV. Conclusion, transition 108

I. Introduction

Dans le chapitre précédent, la possibilité d'occurrence dans le réseau de situations proches des situations dimensionnantes actuelles a été étudiée. L'objectif étant de voir si certains mixs de production offraient un potentiel de foisonnement, ce qui aurait permis de définir une nouvelle situation dimensionnante. Dans la plupart des cas traités, les générateurs HTA sont susceptibles de produire de façon synchrone sur un réseau de distribution, et le potentiel d'amélioration lié à une meilleure description de la situation dimensionnante actuelle en export (charge minimale, production maximale) est au mieux très limité.

Dans un cadre qui verrait se développer des leviers opérationnels, c'est-à-dire des outils de flexibilité permettant de modifier les flux électriques sur un réseau sur un horizon court tels que la gestion de demande, le stockage décentralisé, etc…, ceux-ci seront a priori mis en concurrence avec les solutions classiques de développement du réseau.

Les leviers opérationnels ont vocation à permettre au GRD de lever des contraintes potentielles. Leur utilisation impliquera des investissements (mise en place) et des coûts opérationnels (utilisation du levier). Il est alors nécessaire non seulement de préciser quelle est la fréquence d'occurrence des situations qui nécessitent l'utilisation du levier afin de valoriser correctement ceux-ci notamment en les comparant à des investissements réseaux classiques. Cela nécessite de passer d'une description « possibiliste » telle que celle proposée au chapitre précédent, à une description probabiliste.

Par exemple, comme détaillé dans la partie IV.2.3 du chapitre I, plusieurs études [Mor05, Rau00] et démonstrateurs [Ein12] se sont intéressés à la possibilité d'utiliser des régleurs en charge (ou OLTC, pour « On Load Tap Changer ») sur les transformateurs HTA/BT comme alternative au renforcement sur des mailles où la présence de production décentralisée est susceptible de causer des contraintes de tension haute.

Dans un premier temps, on s'intéresse généralement à la robustesse de la solution proposée (capacité de l'OLTC à maintenir à tout instant le réseau dans les limites de tension acceptables) mais il peut aussi être important d'estimer des effets annexes (fréquences de changement de prises qui vont déterminer l'usure du matériel, impact sur les pertes…) pour pouvoir préciser l'analyse technico-économique fiable. Des modèles statistiques de charge et de production sont alors nécessaires.

II. Vision probabiliste du générateur décentralisé

II.1. Outils statistiques utilisés

II.1.1. Fractiles

En théorie des probabilités et en statistique, une loi de probabilité décrit le comportement aléatoire d'un phénomène dépendant du hasard [Sap00]. Une variable aléatoire à valeurs réelles est notamment décrite par sa fonction de répartition. Dans le cas d'une variable continue on définit la notion de *fractile* : le f-fractile de $\boldsymbol{X}$ est la valeur Q telle que $F_X(Q)=f$ où F_X est la fonction de répartition de X. Le f-fractile correspond donc à la réciproque de la fonction de répartition de $\boldsymbol{X}$.

Cette notion peut aussi être désignée par *quantile*. Par extension on parlera de fractiles d'un échantillon pour désigner ceux de la variable aléatoire associée à la fonction de répartition empirique de l'échantillon.

Les fractiles ont des propriétés intéressantes. Elles contiennent toute l'information apportée par la connaissance de la loi. Par ailleurs à partir d'un tirage i.i.d (variables du tirage **i**ndépendantes et **i**dentiquement **d**istribuées) uniforme $(u_1,\ldots,u_n)$ on peut créer l'échantillon $(F_X^{-1}(u_1),\ldots,F_X^{-1}(u_n))$ de même loi que $\boldsymbol{X}$.

Dans cette étude, les variables aléatoires considérées seront principalement les puissances en sortie des générateurs ou la charge agrégée.

II.1.2. Inférence statistique

L'inférence statistique est un ensemble de méthodes visant à estimer les propriétés d'une population dont est issue un échantillon sur lequel des observations ont pu être faites. Dans le cas des générateurs décentralisés, cela revient à utiliser les relevés historiques, pour établir des conclusions robustes sur les productions futures [Sap00].

Lorsqu'un échantillon n'est pas représentatif d'une population (tirage biaisé), ou d'une taille trop faible l'extrapolation des caractéristiques de celui-ci à la population entière n'est pas possible. Un exemple est donné en annexe de l'estimation des fractiles d'une loi à partir d'un échantillon fini.

Le jeu de données utilisé dans cette étude est suffisamment vaste pour être représentatif des générateurs décentralisés installés sur le territoire. En revanche les relevés ne s'étendent que sur deux ans, la représentativité temporelle n'est donc pas forcément garantie, vue l'inertie des phénomènes météorologiques sous-jacents à la production hydraulique par exemple [Rte00b].

II.2. Objectif

Un des défis majeurs d'une représentation probabiliste est la variabilité technologique, géographique et annuelle que l'on peut observer sur des courbes de productions différentes. Idéalement on souhaiterait disposer pour chaque type de production d'un profil caractéristique permettant de rendre compte correctement du comportement attendu. Aujourd'hui tous les générateurs vérifient (contractuellement) $0 \leq P \leq P_{max}$, en revanche les lois de probabilités sous-jacentes à chaque générateur sont potentiellement différentes. Par ailleurs le jeu de données à disposition s'étend (au plus) sur deux ans, période qui n'est pas nécessairement suffisante pour que le comportement *empirique* converge vers la loi de probabilité « de long terme » réelle (cf. annexe C).

L'hypothèse d'homogénéité des lois de probabilité pour chaque type de génération doit être discutée, puisqu'elle néglige l'aléa géographique (la localisation des générateurs, information non complètement maitrisée dans cette étude puisque nous ne connaissions que la région d'implantation des producteurs, mais connue beaucoup plus précisément en pratique par le GRD) et technologique (information qui pourrait être obtenue auprès du producteur si nécessaire, par exemple dans le futur au moment de la demande de raccordement mais dont le GRD ne dispose pas aujourd'hui de manière générale).

II.3. Méthodologie : la loi marginale

II.3.1. Objectif de l'étude

On considère une maille du réseau de distribution, censée accueillir une puissance P_{max} d'un certain type de production décentralisée (par exemple selon un scénario des SRRRER). On suppose qu'à partir d'une puissance installée rP_{max}, les situations dimensionnantes mettent en évidence une contrainte sur le réseau, avec $r<1$; on souhaite alors estimer la valeur d'un levier opérationnel permettant de gérer cette contrainte potentielle.

Afin de valoriser correctement le levier, il faut être capable d'estimer avec quelle fréquence la puissance limite est susceptible d'être dépassée, et quelle sera l'amplitude de ce dépassement. Pour cela on s'appuie sur des relevés historiques sur un intervalle de temps fini, que l'on fixera à un an pour la suite de l'étude. Deux informations sont alors importantes :

- d'une part la fréquence moyenne de dépassement par an sur l'échantillon utilisé. Celle-ci est une information pertinente lorsque l'utilisation du levier est envisagée sur une longue période ou de manière diffuse (cf. la discussion de partie I.1 du chapitre IV sur la pertinence de l'indicateur « valeur moyenne du gain, ou en l'occurrence du coût » dans un jeu répété sans risque de ruine).
- D'autre part comment la fréquence observée est susceptible de dévier de cette valeur moyenne, afin de pouvoir évaluer si les situations extrêmes restent acceptables (dans une logique d'optimisation de type « Least Worst Regret » comme détaillé au chapitre I, partie III.1.5).

La valorisation exacte du levier est une question spécifique ; dans un premier temps, on considèrera deux options simples : soit le coût associé à l'utilisation d'un levier opérationnel est *constant* (manœuvre conduisant à reconfigurer le réseau par exemple), auquel cas le paramètre intéressant est la fréquence d'utilisation de ce dernier, soit celui-ci dépend de l'intensité du dépassement, auquel cas on doit décrire la loi de probabilité du dépassement.

II.3.2. Définition

On s'intéresse dans un premier temps au cas où l'on souhaite simplement estimer la *probabilité* d'occurrence d'une situation associée à la puissance produite.

On considère une famille de courbes de production annuelles F, telle que chacune des courbes soit normalisée par rapport à la valeur maximale annuelle (7^e pas de temps trié dans l'ordre décroissant comme expliqué au chapitre II, partie II.4.2, ou de manière équivalente valeur n'étant dépassée qu'une heure dans l'année puisque les pas de temps durent 10 minutes). Les courbes de production prennent

donc leurs valeurs dans [0,1] et à chaque relevé est associé sa fonction de répartition empirique F_i : [0,1] → [0,1]. Par la suite ce type de fonction sera appelée une *caractéristique* de production (respectivement charge).

Si la caractéristique F_i représente le comportement probabiliste de la production pour laquelle on envisage d'utiliser un levier opérationnel, alors pour chaque valeur r dans [0,1] $F_i(r)$ donne la fréquence de non-dépassement du seuil, donc la fréquence avec laquelle un générateur produit en deçà de rP_{max}. Pour considérer la fréquence de dépassement du seuil, il faut donc utiliser la valeur $1\text{-}F_i(r)$.

Si l'on suppose que la famille F est représentative du comportement possible d'un générateur sur la maille réseau considérée, alors la distribution des valeurs $(F_i(r))_{1\leq i\leq n}$ permet d'estimer les fréquences moyennes et extrêmes de dépassement de rP_{max} sur une durée d'un an. En effet l'inertie des effets météorologiques sous-jacents à la production implique que sur une année, le productible d'une centrale renouvelable et la monotone observée peuvent s'éloigner significativement de la tendance « moyenne » (sur la durée de vie de la centrale), dans une perspective de valorisation il est important de quantifier les deux effets.

On définit alors les deux fonctions suivantes :

- La *caractéristique moyenne*, définie par l'équation (III-1), associe à r la valeur moyenne de fréquence de non-dépassement de r sur l'échantillon F.

$$\forall r \in [0;1], E_F(r) = \sum_{i=1}^{n} \frac{F_i(r)}{n} \qquad \text{(III-1)}$$

- La caractéristique *à risque p_0* , notée $Q_F(p_0,r)$ est la fonction qui à r associe le p_0-fractile de l'échantillon $(F_i(r))_{1\leq i\leq n}$. Pour l'obtenir, on trie les valeurs $(F_i(r))_{1\leq i\leq n}$ dans l'ordre croissant et on prend la k-ème valeur triée avec k tel que $k \leq np_0 < k+1$.

Pour une valeur de r donnée, les courbes de l'échantillon F ont en moyenne une fréquence de dépassement de la valeur rP_{max} de $1\text{-}E_F(r)$; par ailleurs la proportion de courbes présentant une fréquence de dépassement supérieure à $1\text{-}\ Q_F(p_0,r)$ est inférieure à p_0. Ces deux valeurs peuvent donc être utilisées pour valoriser les leviers, respectivement comme fréquence moyenne et extrême (à un risque p_0 près.

Exemple : on suppose que l'on dispose de 10 caractéristiques de production telles que :

$$\forall x \in [0;1], \forall i \in [\![1;10]\!]\ F_i(x) = x^{\frac{1}{0.8+0.04i}} \qquad \text{(III-2)}$$

Sur la Figure III-1 sont représentées les caractéristiques extrêmes, ainsi que celles définies ci-dessus. Notons que de manière générale, les caractéristiques moyennes et à risque ne correspondent pas à une caractéristique de l'échantillon, et ne représentent même pas nécessairement une caractéristique réelle. Les valeurs données ont du sens pour un r fixé, mais dans le cas où l'on doit prendre en compte à la fois la probabilité et l'amplitude du dépassement, les profils définis précédemment ne sont pas suffisants car ils ne correspondent pas à des courbes effectivement réalisées.

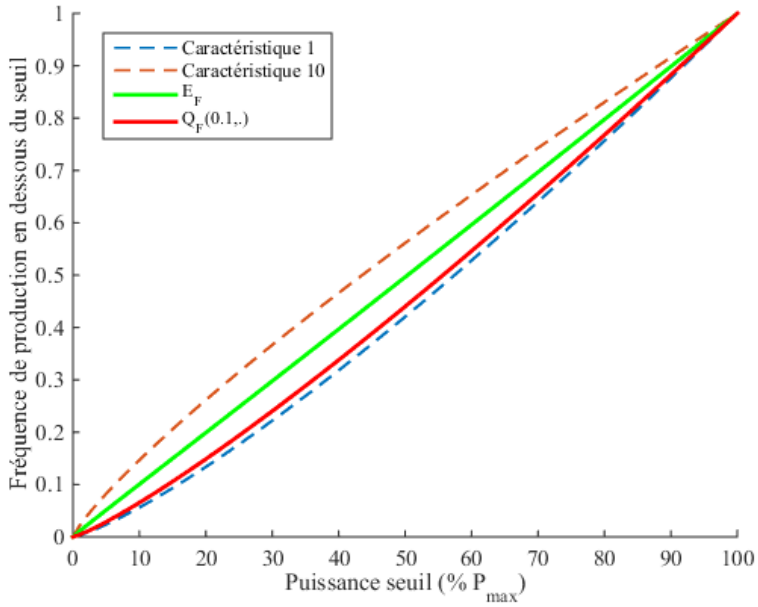

Figure III-1 – Caractéristique moyenne et à risque 10% avec la famille F définie en (III-2)

II.4. Amplitude de dépassement

On considère le cas général où le coût de gestion d'une contrainte n'est plus fixe mais dépend de l'amplitude de dépassement de la puissance limite considérée. Par exemple le cas de l'effacement de production que l'on traite dans le chapitre IV.

Soit *C* la fonction qui à une puissance *P* associe le coût par unité de temps d'utilisation du levier lorsque le générateur (où de manière générale l'ensemble des clients considérés si P est une puissance cumulée) produit *P*. On prendra comme unité de temps 10 minutes par cohérence avec les pas de temps des courbes utilisées.

Pour chaque fonction de répartition disponible, on veut calculer l'espérance de coût de l'utilisation du levier pour gérer une contrainte potentielle. Pour un générateur décrit par une caractéristique F_i, la probabilité que celui-ci produise à rP_{max} est donnée par $F_i'(r)$. L'espérance *c* de coût par unité de temps vérifie donc :

$$c(C,F_i) = \int_0^{P_{max}} \frac{C(P)}{P_{max}} F_i'\left(\frac{P}{P_{max}}\right) dP = C(P_{max}) - \int_0^{P_{max}} C'(P) F_i\left(\frac{P}{P_{max}}\right) dP \qquad \text{(III-3)}$$

Dans le cas particulier où le coût d'utilisation est proportionnel à l'amplitude de dépassement, c'est-à-dire à la puissance excessive par rapport à la puissance limite sans levier, intégrée sur la durée du dépassement, la fonction *C* est de la forme donnée en équation (III-4) (avec α un coût fixe par unité d'énergie).

$$\begin{aligned} C(P) &= \alpha(P - P_0) \; si \; P \geq P_0 \\ C(P) &= 0 \; sinon \end{aligned} \qquad \text{(III-4)}$$

Soit :

$$c(C,F_i) = \alpha\left(P_{max} - P_0 - \int_{P_0}^{Pmax} F_i\left(\frac{P}{P_{max}}\right)dP\right) = \alpha P_{max}\left(1 - \frac{P_0}{P_{max}} - \int_{\frac{P_0}{P_{max}}}^{1} F_i(u)\,du\right) \quad \text{(III-5)}$$

Les deux expressions de $c(C,F_i)$ de l'équation (III-5) sont équivalentes et on utilisera l'une ou l'autre selon le point de vue privilégié :

- si l'on raisonne en termes d'augmentation de la capacité d'accueil avec le levier considéré, alors P_0 sera la capacité actuelle du réseau (sans le levier) et l'expression de gauche associe à P_{max} un coût moyen d'utilisation du levier. On obtient ainsi le cout engendré par le levier pour faire passer la capacité d'accueil de P_0 à P_{max}.
- Si l'on considère plutôt que P_{max} est un objectif de capacité à long terme (par exemple dans le schéma directeur, cf. chapitre I, partie III.2.1) alors on peut se poser la question de la part de cette puissance qui pourrait être gérée par un levier opérationnel et l'expression de droite associe au ratio P_0/P_{max} le coût moyen d'utilisation de la flexibilité. On peut ainsi déterminer quel est le meilleur taux de puissance qui doit être géré par le levier.

Dans cette étude on privilégiera cette seconde option ; les puissances utilisées sont donc normalisées par rapport à P_{max}, qui est l'objectif final (ie à long terme) de capacité.

À partir de l'équation (III-3), on définit G_i : [0,1] -> $\mathbb{R}$ selon l'équation (III-6).

$$G_i\left(\frac{P_0}{P_{max}}\right) = c(C,F_i) \quad \text{(III-6)}$$

Dans le cas où le réseau est planifié pour que la part de la production supérieure à rP_{max} soit gérée par un levier opérationnel, alors le coût moyen d'utilisation de celui-ci par unité de temps est donné par $G_i(r)$.

Comme pour (F_i), on peut définir E_G et $Q_G(p_0,.)$ le coût moyen de dépassement et celui avec un niveau de risque donné p_0 par unité de temps. On utilise simplement l'échantillon (G_i) au lieu de (F_i). À partir de (III-5), on obtient alors :

$$\begin{aligned} E_G(r) &= \alpha P_{max}\left(1 - r - \int_r^1 E_F(u)du\right) \\ Q_G(p_0,r) &\neq \alpha P_{max}\left(1 - r - \int_r^1 Q_F(p_0,u)du\right) \end{aligned} \quad \text{(III-7)}$$

On peut interpréter les fonctions E_G et $Q_G(p_0,.)$ de manière similaire aux caractéristiques. Pour un seuil rP_{max}, les valeurs données par les fonctions correspondront respectivement au coût moyen par unité de temps et au coût extrême avec un risque p_0. Notons qu'il faut ensuite se ramener à un coût fixe sur la période d'un an considéré, puisque les caractéristiques ont été définies sur la base d'un an (cf. partie II.3.1).

Pour interpréter (III-7), le coût moyen d'utilisation du levier, en tant que moyenne du coût de chaque caractéristique, correspond au cout d'utilisation du levier sur la caractéristique moyenne $E_F(r)$ définie à l'équation (III-1). En revanche, le coût d'utilisation du levier calculé sur la caractéristique à risque ne correspond a priori pas à la fonction obtenue directement à partir des coûts de chaque caractéristique.

II.5. Application à la production éolienne

II.5.1. Profils

À partir de l'échantillon de courbes éoliennes disponibles (600 courbes environ, nommé F_{eol}), on détermine le profil moyen et le profil à risque 10% sur les années 2012 et 2013. Ceux-ci sont tracés en Figure III-2.

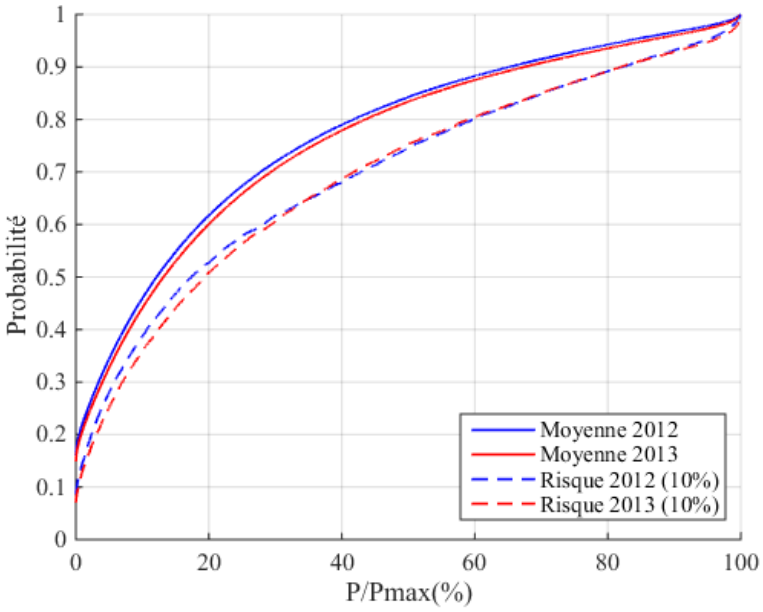

Figure III-2 – Caractéristiques moyennes nationale et à risque 10% en 2012 et 2013

Visuellement, on constate sur la Figure III-2 que le profil à risque 10% est assez éloigné de la caractéristique moyenne, ce qui signifie que les monotones de production annuelles observées sur des producteurs éoliens peuvent être très distinctes. Cela peut s'expliquer par des lois sous-jacentes distinctes (aléa technologique et géographique), et/ou une grande variabilité annuelle (il faudrait plusieurs années de relevés sur un générateur pour que la loi de probabilité empirique associée à la puissance produite converge vers la loi sous-jacente).

Le fait que les caractéristiques soient plutôt stables d'une année sur l'autre ne permet pas de choisir entre ces deux hypothèses : celles-ci sont obtenues en agrégeant un ensemble de variables aléatoires et la variabilité annuelle sera moins perceptible que sur un relevé individuel (selon la loi des grands nombres). Il est donc nécessaire de regarder comment, pour un générateur individuel, la monotone de production peut varier d'une année à l'autre.

II.5.2. Amplitude de dépassement

On définit l'échantillon G_{eol} qui à chaque caractéristique de F_{eol} associe le coût d'utilisation du levier par unité de temps sur cette caractéristique. Sur la Figure III-3 on trace les fonctions E_G et $Q_G(0.1,.)$ de G_{eol} normalisés par αP_{max} (cela représente la puissance concernée par le dépassement, normalisée par P_{max} ou de manière équivalente la quantité d'énergie par unité de temps normalisée par la production maximale théorique). On trace aussi l'estimation du dépassement moyen que l'on a si l'on se base directement sur les caractéristiques moyennes et à risque de l'échantillon F_{eol}, selon les expressions données par les membres de droite de l'équation (III-7).

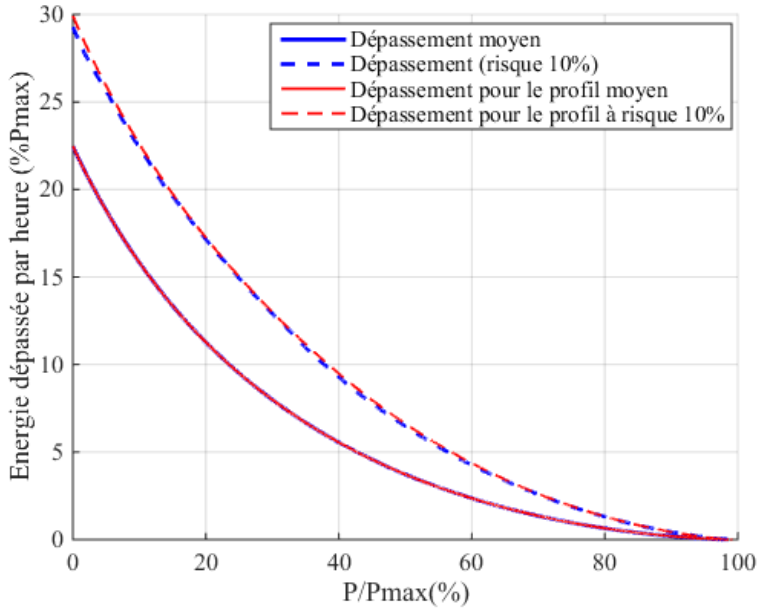

Figure III-3 – En bleu : moyenne et quantiles sur l'amplitude du dépassement pour chaque courbe de la famille considérée. En rouge : calcul à partir des caractéristique agrégées

Comme prévu selon l'équation (III-7), le dépassement donné par la caractéristique moyenne est égal au dépassement moyen (les traits pleins coïncident exactement). De manière plus inattendue, le coût avec un risque de 90% et celui donné par la caractéristique à risque 90% sont très proches. La caractéristique à risque, qui ne fournit qu'une information sur la *fréquence* de dépassement, pourrait donc aussi donner des ordres de grandeur convenables sur l'*amplitude* de celui-ci.

- ⇨ À partir d'une famille de courbes, on détermine les valeurs moyennes et extrêmes des fréquences et amplitude de dépassement de chaque valeur seuil.
- ⇨ Sur les cas testés, les fonctions donnant les fréquences moyennes et extrêmes de dépassement selon la valeur seuil peuvent être directement utilisées pour estimer la dispersion attendue sur les coûts d'utilisation d'un levier.

II.6. Pertinence des caractéristiques

II.6.1. Distance entre caractéristiques

Les caractéristiques, telles que définis dans la partie II.3.2, ont vocation à être utilisées pour modéliser de manière probabiliste le comportement futur des générateurs décentralisés sur le réseau. Il est important de pouvoir comparer deux caractéristiques :

- d'une part pour justifier cette approche : le générateur à modéliser et celui utilisé comme référence doivent avoir des caractéristiques similaires.
- D'autre part pour estimer la dispersion statistique possible sur le jeu de données utilisé.

On définit les statistiques K et N selon les équations (III-8) et (III-9), qui correspondent aussi aux distances entre les fonctions f et g selon les normes infinies et un respectivement.

$$K = \|f - g\|_\infty = \max_{[0;1]}(|f - g|) \quad \text{(III-8)}$$

$$N = \|f - g\|_1 = \int_0^1 |f(u) - g(u)|du \quad \text{(III-9)}$$

N et K peuvent s'interpréter simplement : si la caractéristique f est utilisé comme approximation de g alors f(x) est la probabilité estimée de non dépassement de x, *N* l'erreur absolue moyenne commise sur l'intervalle [0 ; 1] et K l'erreur maximale.

II.6.2. Interprétation de la distance entre caractéristiques

Comme défini précédemment, les caractéristiques utilisées sont issus de séries temporelles au pas de temps 10 minutes, ayant des mesures consécutives très corrélées. Or l'un des enjeux de cette étude est de valider ou non l'utilisation de ces caractéristiques comme une approximation fiable de la loi de probabilité d'une entrée inconnue (un nouveau générateur de même type, la production future, etc…).

Dans la littérature, des tests existent visant à rejeter avec un niveau de risque connu l'hypothèse selon laquelle deux échantillons différents ont la même loi sous-jacente, ou si l'un suit une loi connue. À partir de deux échantillons X et Y respectivement obtenus par n et m tirages indépendants, on peut définir leurs fonctions de répartition empirique F_X et F_Y. On définit également une loi de probabilité via sa fonction de répartition F. Le test de Kolmogorov-Smirnov permet de tester les hypothèses $F_X = F_Y$ ou $F = F_X$ grâce aux limites suivantes :

$$\begin{aligned} &\lim_{n\to\infty} P\left[\|F - F_X\|_\infty > \frac{c}{\sqrt{n}}\right] = 2\sum_{r=1}^{+\infty}(-1)^{r-1}\exp(-2c^2r^2) = \alpha(c) \\ &\lim_{n\to\infty} P\left[\|F_X - F_Y\|_\infty > c\sqrt{\frac{n+m}{nm}}\right] = \alpha(c) \end{aligned} \quad \text{(III-10)}$$

L'expression α(c) est indépendante de la loi F considérée. Par exemple α(1.36)=0.05, donc si l'écart maximal entre F_X et F_Y dépasse $1.36\sqrt{2/n}$ on peut rejeter l'hypothèse selon laquelle les échantillons X et Y (supposés tous les deux de cardinal n) ont la même loi avec un risque d'erreur de 5%.

Dans le jeu de donnée utilisé, chaque année non bissextile contient 52560 relevés, non indépendants. On pourrait éventuellement se restreindre à un sous-échantillon tel que l'intervalle entre deux relevés soit suffisamment important pour qu'on puisse considérer chaque tirage indépendant (ce qui serait encore discutable vu les tendances saisonnières). Comme détaillé dans l'annexe C, ce découpage contiendrait au plus quelques centaines de points ; on fait donc l'hypothèse que les distances calculées sur les relevés réels auront des comportements statistiques semblables à ceux que l'on aurait sur des relevés indépendants de quelques centaines de points.

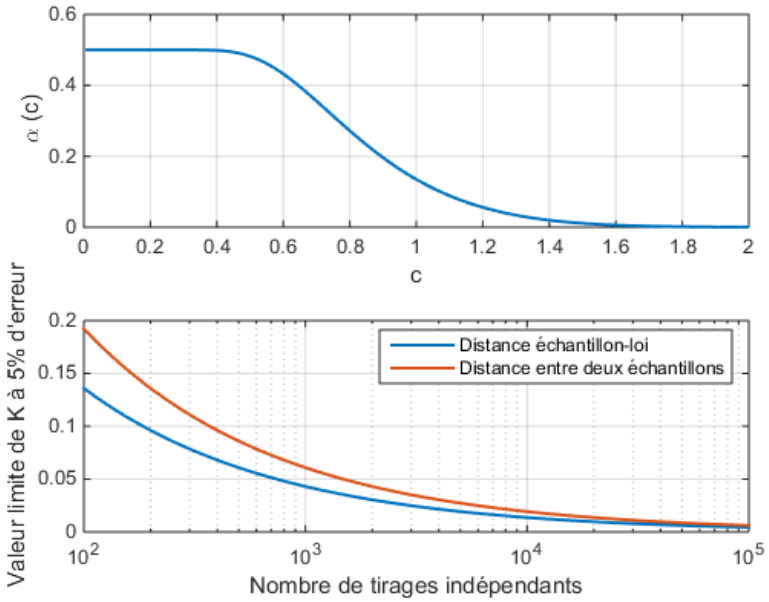

Figure III-4 – Tables de valeur pour le test de Kolmogorov-Smirnov à 5% sur un ou deux échantillons (en bas). La fonction α est donnée à titre indicatif (en haut).

Sur la Figure III-4, ont été représentés le comportement de la fonction α donnée en équation (III-10) ainsi que les valeurs limites acceptables de K pour un test de Kolmogorov-Smirnov à deux échantillons avec un risque d'erreur de 5% (c'est-à-dire la fonction $n \to 1.36\sqrt{1/n}$ pour un échantillon et $n \to 1.36\sqrt{2/n}$ pour deux). Pour un nombre de tirages de l'ordre de quelques centaines, la valeur limite acceptable de K est dans un intervalle de l'ordre de [7%-10%].

En pratique à partir de deux courbes de production annuelles, si l'indicateur K calculé est supérieur à 0.1 il est très probable (avec un risque d'erreur de 5%) que les lois sous-jacentes soient différentes. Si l'on dispose de relevés sur plusieurs années, on peut aussi calculer les différentes valeurs de K pour chaque année et comparer la loi empirique obtenue à la loi théorique. On peut ainsi par exemple éprouver l'hypothèse du chapitre II selon laquelle des producteurs de même type ont une même loi sous-jacente et éventuellement trouver la bonne maille géographique sur laquelle faire cette hypothèse.

II.6.3. Exemple sur la production éolienne

Pour chaque générateur, pour lequel une courbe de production est disponible en 2012 et 2013, on calcule la distance entre la caractéristique de 2012 et celui de 2013. Par comparaison, on détermine aussi la distance entre la caractéristique de 2012 et une caractéristique quelconque arbitraire de 2013 (tiré aléatoirement dans le jeu de données, un nouveau tirage est effectué pour chaque caractéristique). Les histogrammes des distances sont présentés en Figure III-5 ; premièrement on constate que la distance en norme infinie entre les profils d'un même générateur sur les deux années est majoritairement distribuée dans l'intervalle [0 ; 10 %]. Sous l'hypothèse raisonnable que la loi de probabilité de génération est la même sur ces deux années, cet intervalle est cohérent avec l'interprétation faite précédemment sur le test de Kolmogorov-Smirnov : pour des relevés éoliens très autocorrélés et de même loi, K ne dépasse que rarement une limite de l'ordre de 10%.

En revanche les distances entre deux producteurs aléatoires présentent des valeurs trop importantes pour valider l'hypothèse d'une loi de probabilité commune à chaque générateur : la variabilité qui

s'explique *a priori* par des différences sur les régimes de vents et/ou les technologies utilisées ne peut pas être négligée à la maille nationale.

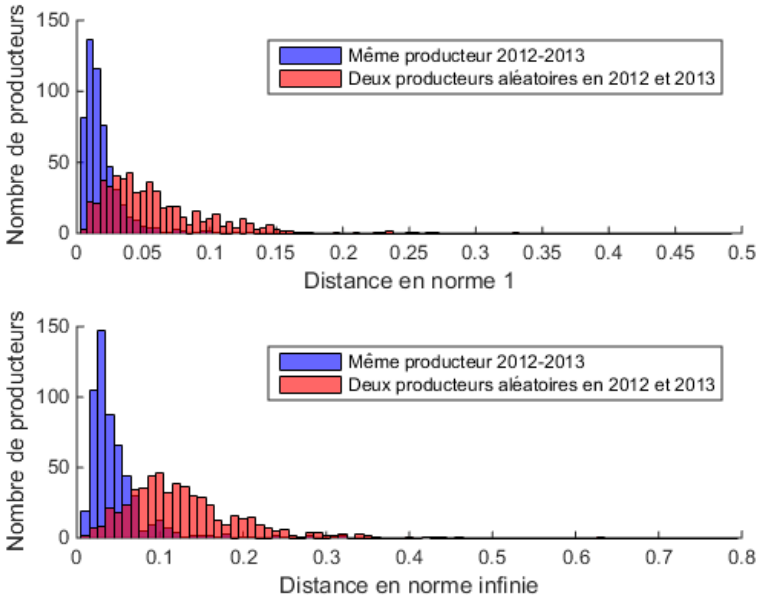

Figure III-5 – Histogramme des distances entre les caractéristiques 2012 et 2013 d'un générateur (en bleu) comparé à la distance entre deux caractéristiques 2012 et 2013 issus de deux générateurs différents (en rouge)

Dans le cas de l'éolien, on sait qu'il existe *a minima* un aléa géographique dus à l'existence de plusieurs régimes de vent décorrélés [Rte00b] et a priori technologique que l'on ne maitrise pas. On détermine à nouveau les distances entre deux caractéristiques en comparant des producteurs de la même région, puis sur le même poste source. Les résultats sont présentés respectivement en Figure III-6 et Figure III-7. Par ailleurs vu le faible nombre de producteurs de même type sur une maille en aval d'un poste source, on impose de comparer des producteurs différents lorsque ceux-ci sont choisis aléatoirement (en rouge dans les figures), sauf sur les postes n'accueillant qu'un producteur (auquel cas on compare deux années du même producteur).

On constate qu'entre la maille nationale et régionale (comparaison entre la Figure III-5 et Figure III-6), on n'observe qu'une diminution très légère des distances. En revanche en passant à la maille en aval du poste source (Figure III-7), les deux distributions étudiées (en rouge et en bleu) sont nettement plus proches l'une de l'autre, et les distributions représentées en rouge sont groupées autour de valeurs plus basses, qu'à la maille nationale ou régionale. Cela met en évidence que la variabilité géographique est très significative : des relevés historiques sur une centrale éolienne d'un poste-source donné seront beaucoup plus précis pour prévoir la production future d'un producteur éolien hypothétique qui se raccorderait à ce même poste-source, qu'une caractéristique extraite d'une centrale de même type à la maille régionale ou nationale. La méthode de sélection des générateurs permettant de construire un échantillon représentatif (afin d'appliquer la méthode présentée en partie II) devra donc se faire de manière locale dans la mesure du possible.

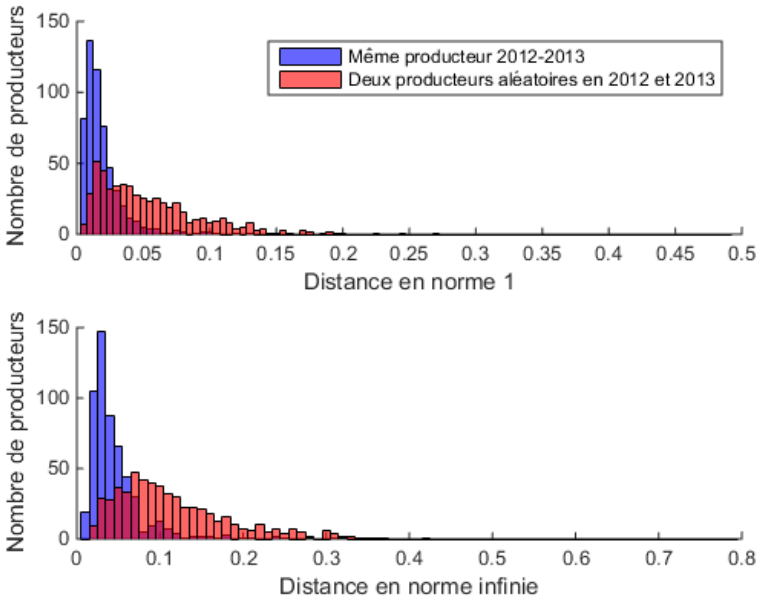

Figure III-6 – Distances entre caractéristiques de 2012 et 2013 (maille régionale)

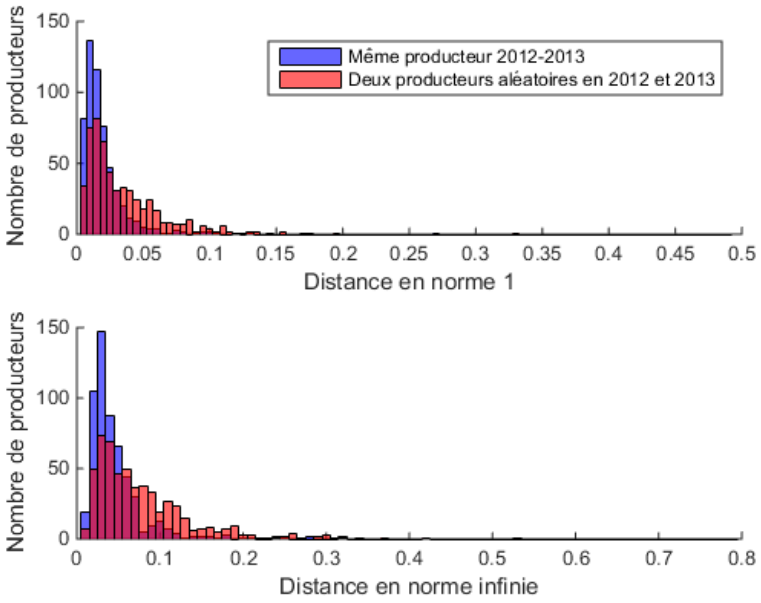

Figure III-7 – Distances entre caractéristiques de 2012 et 2013 (maille en aval du poste source)

- ⇨ Les caractéristiques issues d'un même générateur peuvent présenter des différences moyennes de quelques pourcents d'une année sur l'autre ; pour un niveau de puissance donné la différence peut être plus conséquente.
- ⇨ Des caractéristiques de générateurs éoliens différents ne sont pas interchangeables à la maille régionale ; la variabilité géographique est perceptible même à l'échelle d'une région, il faut comparer des générateurs proches.

III. Traitement probabiliste sur plusieurs clients

III.1. Outils statistiques utilisés [Sap00]

III.1.1. Loi jointe

À partir d'un relevé de charge ou de production pour un client, on peut définir la fonction de répartition empirique associée (liée à la monotone comme expliqué au chapitre II). Néanmoins lorsque plusieurs clients sont concernés, il est important de savoir comment se synchronisent les productions/consommations. L'information totale est synthétisée par la notion de *loi jointe* : si $\boldsymbol{X}$ et $\boldsymbol{Y}$ sont deux variables aléatoires, alors la loi jointe est la loi du couple $(\boldsymbol{X},\boldsymbol{Y})$.

III.1.2. Corrélation

La notion de corrélation représente, au sens large, l'intensité de la « liaison » qui existe entre deux variables aléatoires. Si la corrélation est forte, connaitre l'une de ces variables apporte beaucoup d'informations sur l'autre, sinon on parle de corrélation faible. En général, faire une étude de corrélation revient à vérifier si deux variables sont corrélées *linéairement*, c'est-à-dire que l'une suive une loi affine vis-à-vis de l'autre. Le *coefficient de corrélation linéaire* r entre deux variables est défini par l'équation (III-11) où E représente l'espérance et σ l'écart-type ; ce coefficient rend compte des variations simultanées de ces deux variables. Si ce coefficient vaut 1 en valeur absolue, cela traduit une relation linéaire entre les deux variables ; une valeur proche de 1 peut s'interpréter comme le fait que l'approximation linéaire est bonne mais l'usage et l'interprétation de ce coefficient doivent être réservés aux variables pour lesquelles on souhaite confirmer une tendance linéaire visible [Sap00].

$$r(X,Y) = \frac{E[XY] - E[X]E[Y]}{\sigma(X)\sigma(Y)} \tag{III-11}$$

Par ailleurs on qualifie la corrélation de positive ou négative lorsque deux variables évoluent respectivement de la même façon et de façon inverse. Une des limites de cette notion est que l'on recherche exclusivement une dépendance linéaire entre deux variables alors que deux variables de lois différentes peuvent présenter une corrélation nette (par exemple $\boldsymbol{X}$ et $\boldsymbol{X}^2$ sont liées par une loi quadratique, mais le coefficient de corrélation linéaire ne le met pas en évidence).

Le rho de Spearman est un indicateur qui permet d'éviter cet écueil ; on calcule le coefficient de corrélation linéaire des *rangs* de deux échantillons X et Y (c'est-à-dire qu'on regarde le classement de chaque individu dans l'échantillon trié par ordre croissant, plutôt que sa valeur). Si on note respectivement $(r_i)_{1\leq i\leq n}$ et $(s_i)_{1\leq i\leq n}$ ces rangs, le rho de Spearman vérifie :

$$\rho = 1 - \frac{6\sum_{i=1}^{n}(r_i - s_i)^2}{n(n^2-1)} \tag{III-12}$$

L'un des avantages du rho de Spearman est d'être invariant par rapport à une transformation strictement monotone des variables, ce qui le rend moins sensible aux valeurs extrêmes d'une distribution.

III.1.3. Indépendance

La notion d'indépendance statistique signifie que deux variables aléatoires n'ont pas d'influence respective l'une sur l'autre. $\boldsymbol{X}$ et $\boldsymbol{Y}$ sont indépendantes si et seulement si :

$$\mathcal{P}(X|Y) = \mathcal{P}(X) \tag{III-13}$$

où $\mathcal{P}(X|Y)$ est la probabilité de X sachant Y.

L'hypothèse d'indépendance entre deux variables aléatoires ***X*** et ***Y*** dans un espace E permet de calculer directement la loi de probabilité du vecteur ***(X,Y)*** à partir des lois marginales de ***X*** et ***Y***, notées respectivement f_X et f_Y, par la formule :

$$\forall (x,y) \in E^2, f_{(X,Y)}(x,y) = f_X(x) f_Y(y) \qquad \text{(III-14)}$$

III.2. Modéliser plusieurs variables aléatoires

On a mis en évidence au chapitre I (cf. partie IV.3) que la représentation des états possibles de fonctionnement de l'ensemble des générateurs présents sur une maille HTA était un enjeu important de la planification. On souhaite proposer dans cette partie des méthodes de construction de ces états.

III.2.1. Dans la littérature

À partir d'un jeu de données réduit, il est possible d'utiliser directement des relevés historiques ; on considère alors que la loi jointe est approchée correctement par la loi jointe empirique. [Sce10] propose un cas d'étude où à chaque générateur ou charge correspond une série temporelle. Un pas de temps donne ainsi une réalisation du n-uplet (charges ; productions). Pour améliorer la richesse du modèle proposé, on peut aussi considérer plusieurs sous-périodes indépendantes et utiliser des permutations entre différents relevés. Dans [Dut15], des séries temporelles sont créées en concaténant 12 mois de relevés chacun extrait indépendamment d'un relevé annuel aléatoire. Cette approche est notamment utile lorsque les aspects dynamiques de la production et de la charge entrent en compte, puisqu'elle ne déforme pas (ou peu) les données individuelles.

Comme expliqué au chapitre I, [Rwe00] considère que les générateurs du même type sont corrélés linéairement. Entre deux types de production différents, ou le couple charge/production, on utilise des relevés historiques pour déterminer une approximation constante par morceaux de la densité de probabilité du couple de variables aléatoires décrivant le couple en question. Dans le même esprit, [Och10] se base sur des profils historiques associés à chaque générateur pour approcher la loi jointe empirique de deux voire trois variables significatives (par exemple la charge et deux profils éoliens). Cette approche est valable tant que le nombre de variables distinctes reste faible.

Dans [Fag15], un cas d'étude est proposé sur une maille réseau sur laquelle sont raccordés des clients, et des générateurs éoliens et de type cogénération. Seules la production éolienne et la charge présentent une corrélation significative et la loi jointe de deux producteurs éoliens (respectivement deux consommateurs) est estimée à partir d'un modèle de copule (notion introduite en partie III.6.2).

III.2.2. Modèles retenus pour la loi jointe

On propose deux modèles permettant de modéliser la dépendance entre les variables considérées :

Modèle indépendant

Lorsque **X** et **Y** sont indépendantes, on peut déterminer la loi de n'importe quelle variable ***Z*** de la forme $\boldsymbol{Z=\phi(X,Y)}$, avec ϕ une fonction quelconque, à partir de l'équation (III-16).

Dans le cadre de cette étude, on souhaite mettre en évidence des effets électriques tels que les flux agrégés au niveau du poste ou les chutes de tension. Dans les deux cas, ces effets peuvent être approchés par des modèles linéaires sur les puissances produites et consommées avec par exemple la formule de Kapp (équation (III-15)).

$$\frac{\Delta V}{V} \approx \frac{RP+XQ}{V^2} = \phi(P,Q) \text{ avec } \phi(x,y) = \frac{Rx+Xy}{V^2} \quad \text{(III-15)}$$

On s'intéresse donc particulièrement au cas où ϕ est linéaire, on définit alors le *modèle indépendant* **Z** de la somme de **X** et **Y** comme la variable aléatoire de loi f_Z définie par l'équation (III-16), où f∗g est le produit de convolution de f et g.

$$f_Z(s) = f_X * f_Y = \int_{-\infty}^{\infty} f_X(x) f_Y(s-x) dx \quad \text{(III-16)}$$

Si **X** et **Y** sont indépendantes, alors **Z** et **X+Y** ont la même loi (mais la réciproque est fausse car la notion d'indépendance est plus générale) [Sap00]. Dans la suite de l'étude, on cherchera simplement à déterminer si la loi de **Z** est une approximation satisfaisante, pour notre application, de la loi de **X**+**Y**.

Modèle sans foisonnement

Lorsque deux variables aléatoires X et Y ont un coefficient de corrélation linéaire égal à 1 en valeur absolue, il existe une relation linéaire entre les deux. On définit le *modèle sans foisonnement* **Z** de la somme de **X** et **Y** tel que :

$${F_Z}^{-1} = {F_X}^{-1} + {F_Y}^{-1} \quad \text{(III-17)}$$

On a vu au chapitre II que la monotone de charge/production était liée à la fonction de répartition réciproque de la variable aléatoire associée. Ce modèle sans foisonnement revient à approcher la monotone d'une somme de deux variables comme la somme de leur deux monotones individuelles. Cette approximation sera d'autant plus précise que ces variables présentent une corrélation positive (pas nécessairement linéaire).

III.2.3. Objectif

On a vu précédemment que l'hypothèse d'homogénéité des variables par rapport à l'aléa géographique n'était pas satisfaisante. Le choix d'un échantillon pertinent est donc déjà problématique pour représenter le comportement statistique d'un générateur. La complexité devient d'autant plus importante que l'on souhaite *in fine* modéliser ce qu'il se passe au niveau d'une maille en aval d'un poste source avec potentiellement plusieurs générateurs et des consommateurs…

Supposons par exemple que le planificateur cherche à modéliser un réseau HTA avec de la production photovoltaïque et éolienne ; parmi les relevés historiques disponibles il faudrait sélectionner des générateurs proches, de taille similaire ce qui n'est pas forcément disponible. Il est plus simple de modéliser individuellement chaque type de client, puis les relations entre chaque c'est ce que nous souhaitons expliciter.

Le fait d'avoir des relevés de production permet d'approcher empiriquement la loi jointe et les lois marginales des générateurs étudiés. Lorsque l'on dispose déjà de relevés individuels, le fait de comparer la loi jointe empirique à des modèles présente certains intérêts :

- Si l'un des deux modèles, indépendant (III-16) ou sans foisonnement (III-17), rend suffisamment bien compte des interactions entre deux variables, alors l'information sur les lois

marginales permet d'approcher correctement la loi jointe et ainsi estimer ce qui nous intéresse : la probabilité et/ou l'amplitude du dépassement (ce sont des exigences faibles, puisque l'on ignore pour l'instant la dynamique). Cela limite la quantité de données nécessaire pour caler les modèles.

- On peut utiliser ces modèles sur des situations similaires à celles étudiées (par exemple une déformation théorique des courbes considérées pour anticiper l'arrivée de nouveaux usages ou des études de dimensionnement concernant l'arrivée d'un nouveau producteur où il n'y aura pas de données disponibles). Ces modèles rendent compte de deux situations extrêmes (corrélation totale ou pas de corrélation) et on s'attend à ce que la tendance mise en évidence, être fortement corrélé ou inversement quasiment indépendant, soit inhérente aux types de génération/charge étudiés. On peut ainsi modifier les lois marginales qui représentent le comportement individuel des clients, tout en conservant les modèles de dépendance. Ce point est très important car il s'agira d'une situation de planification « classique » (l'incertitude sur l'évolution des charges et des productions dans le temps est grande).

On peut accessoirement choisir de considérer un modèle annuel ou saisonnier selon la précision requise.

III.3. Avec plusieurs producteurs

Lorsque plusieurs générateurs sont raccordés au même poste, les aléas météorologiques sous-jacents (température, ensoleillement, vent…) sont a priori assez homogènes. Deux générateurs de même type devraient produire de façon synchronisée, et le modèle de somme sans foisonnement défini dans la partie III.2.2 devrait rendre correctement compte de la production agrégée.

Lorsque les types de production sont différents, le modèle indépendant de la somme parait plus adapté puisque les aléas sous-jacents sont différents (même si il existe certainement des corrélations entre ces aléas). On le vérifie avec l'étude des coefficients de corrélation. Par ailleurs pour des générateurs du même type, on choisira un modèle selon les valeurs des coefficients de corrélation : une valeur proche de 1 incite à tester le modèle sans foisonnement, une proche de 0 plutôt le modèle indépendant.

III.3.1. Même type de production

Pour chaque couple de générateurs de même type et raccordés au même poste source, on détermine le coefficient de corrélation de Spearman entre les deux relevés ; on le fait aussi en se restreignant aux saisons définies au chapitre II, partie III.2 pour vérifier la stabilité des tendances observées sur l'année. Sur l'ensemble des générateurs considérés, la moyenne et l'écart-type des coefficients sont donnés dans le Tableau III-1. Les histogrammes sont donnés en annexe à titre d'information (annexe D).

Tableau III-1 – Moyenne μ et écart-type σ des coefficients de corrélation de Spearman entre deux relevés de générateurs de même type raccordés au même poste source

	Annuel		Hiver		Printemps		Été	
	M	Σ	μ	σ	μ	σ	μ	σ
Hydraulique	0,42	0,34	0,34	0,37	0,31	0,34	0,37	0,32
Éolien	0,81	0,22	0,81	0,22	0,86	0,17	0,84	0,17
PV	0,89	0,15	0,87	0,19	0,91	0,14	0,93	0,09
Cogénération	0,72	0,27	0,21	0,28	0,59	0,35	0,05	0,16

L'étude de ces valeurs met en évidence que les productions présentent une corrélation positive, ce qui était attendu. Les productions éoliennes et photovoltaïques notamment présentent des coefficients proches de 1, même en se restreignant aux saisons définies précédemment. Dans le cas de l'hydraulique et de la cogénération (notamment l'hiver pour la cogénération qui est la seule saison pertinente) les écarts-types sont plus importants et la corrélation plus faible en moyenne.

Pour les quatre types de production, on retient dans un premier temps le modèle sans foisonnement de la somme des productions comme représentatif de la loi de probabilité de la somme réellement observée. Vu les coefficients obtenus, on s'attend à ce que ce modèle soit discutable pour l'hydraulique et la cogénération, ce que l'on détaillera dans la partie III.5, et plutôt bon pour l'éolien et le photovoltaïque.

Le modèle sans foisonnement de la somme de deux producteurs du même type raccordés à un poste source est comparé avec la caractéristique effectivement réalisée, en sommant directement les relevés temporels. Pour ce faire On calcule K et N pour chaque paire disponible dans le jeu de données et les moyennes et 0.95-fractiles respectifs sont donnés dans le Tableau III-2.

Contrairement aux études de la partie II.6.2, on ne dispose pas d'un seuil type pour évaluer le modèle sans foisonnement ; d'une part on n'estime pas une distance de type échantillon-loi (le modèle est construit *à partir* des relevés et pas indépendamment de ceux-ci), d'autre part l'hypothèse sans foisonnement peut être rejetée à partir du moment où le coefficient de corrélation n'est pas égal à 1. Les valeurs observées sont cohérentes avec les observations faites sur le coefficient de corrélation : les distances sont plus faibles dans le cas du PV et de l'éolien.

Tableau III-2 – Dispersion des distances entre caractéristique réalisée et modèle de somme sans foisonnement à la maille en aval du poste source pour des producteurs du même type. Les résultats sont en pourcentage.

	Hydraulique	Éolien	PV	Cogénération
K moyen	9,73	3,28	1,74	5,44
K 0.95-fractile	21,82	8,40	5,37	12,52
N moyen	2,77	0,76	0,45	0,82
N 0.95-fractile	7,48	2,21	1,67	3,09

III.3.2. Productions différentes

Tableau III-3 – Moyenne μ et écart-type σ des coefficients de corrélation de Spearman entre deux relevés annuels de deux générateurs de type différent raccordés au même poste source

		Éolien	PV	Cogénération
Hydraulique	μ	0,08	-0,02	0,14
	σ	0,11	0,11	0,31
Éolien	μ		-0,01	0,09
	σ		0,09	0,09
PV	μ			-0,17
	σ			0,09

Les moyennes et écarts-types des rho de Spearman sur l'ensemble des relevés annuels de couples de générateurs de deux types distincts donnés ont été calculés et sont présentés dans le Tableau III-3. Les coefficients obtenus sont proches de 0, ce qui est une condition nécessaire d'indépendance. On teste

dans un premier temps le modèle indépendant de la somme pour rendre compte des interactions entre producteurs.

Afin de pouvoir utiliser les résultats théoriques sur la distribution de K, on compare la caractéristique obtenue par le modèle indépendant de la somme à celles obtenues en prenant la somme réellement observée sur 400 pas de temps de l'année tirés aléatoirement. Dans ce cas les valeurs de K devraient correspondre à une distance loi-échantillon pour un échantillon de taille 400, soit une valeur limite de 6.8 selon le test de Kolgomorov-Smirnov (cf. partie II.6.2). Là encore l'autocorrélation fausse en partie l'analyse et l'on cherche surtout à vérifier si les ordres de grandeur sont réalistes.

Les distances (moyenne et 0.95-fractile) sont données dans le Tableau III-4. Les mix incluant de l'éolien présentent des valeurs de K faibles (0.95-fractile de l'ordre de 7% ou moins sur les trois autres types de production) et le mix photovoltaïque-hydraulique n'est pas très éloigné. En revanche la cogénération hors éolien donne des valeurs excessives pour le 0.95-fractile de K (plus de 10). Les valeurs de N, erreur moyenne mais sur laquelle on ne dispose pas de test statistique précis de manière générale[18], sont de l'ordre de 1% sauf dans les cas cogénération/hydraulique ou PV.

Tableau III-4 – Dispersion des distances entre caractéristique réalisée et modèle de somme indépendante à la maille en aval du poste source pour des producteurs de type différents. Les résultats sont en pourcentage.

		Éolien	PV	Cogénération
Hydro.	K moyen	3,95	4,11	9,43
	K 0.95-fractile	7,39	7,85	16,23
	N moyen	1,10	1,08	2,01
	N 0.95-fractile	2,59	2,33	5,31
Éolien	K moyen		3,59	4,26
	K 0.95-fractile		7,06	7,75
	N moyen		0,93	1,35
	N 0.95-fractile		2,28	2,85
PV	K moyen			5,94
	K 0.95-fractile			10,15
	N moyen			1,66
	N 0.95-fractile			3,35

On précise l'analyse pour la cogénération en se limitant à la saison hiver définie au chapitre II. Le Tableau III-5 donne la distance modèle-relevé sur les couples de générateurs comprenant de la cogénération sur une même maille en aval du poste source ; chaque colonne correspond donc à un mix de type cogénération/x. Le modèle utilisé est sans foisonnement lorsque le second type est aussi de la cogénération et indépendant sinon. Les valeurs de K observées augmentent puisque la taille de l'échantillon est plus restreinte. L'indicateur N diminue sensiblement dans le cas cogénération/PV.

[18] On rappelle que la formule de Kolmogorov-Smirnov ne concerne que la *norme infinie* de l'écart entre deux fonctions de répartition ; elle ne donne pas d'information sur la norme 1.

Tableau III-5 – Dispersion des distances entre caractéristique réalisée et modèle avec un mix de deux producteurs dont un cogénération. Étude restreinte à la saison hiver. Les résultats sont en pourcentage.

	Hydraulique	Éolien	PV	Cogénération
K moyen	6,60	3,29	7,76	12,06
K 0.95-fractile	17,46	7,15	18,23	26,46
N moyen	0,74	0,51	0,23	1,49
N 0.95-fractile	2,32	1,68	0,59	3,68

- ⇨ Pour deux générateurs de même type on utilise un modèle sans foisonnement de la somme, pour des types différents un modèle indépendant.
- ⇨ L'analyse en termes de corrélation montre que pour deux producteurs de même type, le modèle sans foisonnement est satisfaisant pour le PV et l'éolien et incorrect pour l'hydraulique et la cogénération.
- ⇨ Pour deux producteurs de type différents le modèle indépendant donne des valeurs de K satisfaisantes, sauf dans le cas de la cogénération ; seul le mix cogénération/éolien restreint à la saison hiver semble cohérent.

III.4. Comportement statistique charge/production

On dispose d'un jeu de données concernant la charge agrégée en HTA beaucoup plus restreint que celui disponible sur la production. Par conséquent on se limitera à une étude sur quelques cas particuliers.

Dans cette partie, on détermine les modèles sans foisonnement et indépendants de la différence entre charge d'un type et production. Néanmoins on cherche surtout à montrer la pertinence du modèle indépendant ; celui sans foisonnement est montré à titre de comparaison. Par construction le modèle sans foisonnement maximise le nombre d'occurrences de situations extrêmes puisqu'il associe charge maximale et production minimale et réciproquement. On pourrait donc parler de modèle pessimiste d'un point de vue réseau.

Pour les 6 postes dont les courbes de charge et de production étaient disponibles, nous avons regardé le comportement cumulé observé avec d'un côté la charge au niveau du poste et de l'autre la production cumulée totale en HTA, vue comme une charge négative. Il est possible que la charge agrégée « contienne » des producteurs BT, qui ne sont pas munis de capteurs et qu'il est difficile d'identifier sur une courbe agrégée (les puissances mises en jeu sont faibles). Par ailleurs on dispose des relevés de production individuels du jeu de donnée ; on peut donc extraire les relevés du poste source étudié et vérifier que la somme obtenue correspond bien au relevé de production agrégé total (mais la disponibilité des relevés individuels n'est pas garantie).

III.4.1. Production de type cogénération

Le poste référencé « 2A-P6 » possède deux générateurs actifs de type cogénération. On dispose par ailleurs de la courbe de charge agrégée au poste source. On considère la production exportée au poste, la charge est donc prise en compte comme une « production négative » et l'on cherche à approcher par les modèles proposés la monotone de la somme des productions moins la charge.

On observe que les puissances produites par les deux générateurs présents sur ce poste n'ont pas le même ordre de grandeur : l'un est beaucoup plus petit que l'autre et a donc un impact faible sur la production totale. On n'utilise donc pas ici le modèle « sans foisonnement » pour sommer les productions ; on conserve la production cumulée des deux générateurs telle qu'elle ressort du jeu de données, autrement dit on considère alors que la loi jointe est approchée correctement par la loi jointe empirique, cf. III.2.1.

Puis on utilise le modèle indépendant de différence entre la production cumulée et la charge. À titre de comparaison, on calcule aussi la différence entre production et charge sans foisonnement. Les fonctions de répartition correspondantes sont tracées en Figure III-8.

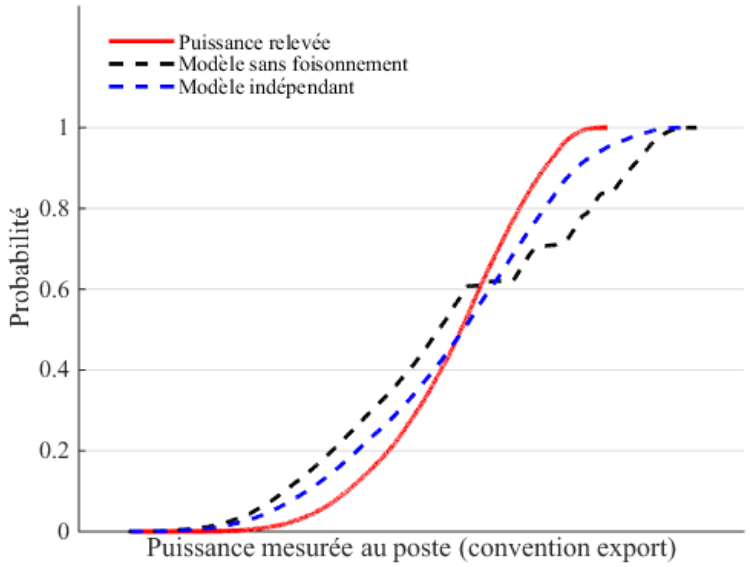

Figure III-8 – Fonction de répartition de la puissance exportée au poste (en rouge) et modèle sans foisonnement (en noir) ou indépendant (en bleu) de la différence entre production et charge (2013).

Par construction, les modèles sans foisonnement et indépendant se rejoignent systématiquement au niveau des points extrêmes (probabilité à 0 ou 1). En convention export le point d'ordonnée 1 sur les modèles correspond à la somme des puissances maximales de chaque générateur à laquelle on soustrait la charge minimale, ce qui est la situation dimensionnante utilisée (cf. la partie III.2.2 du chapitre I). Sur la Figure III-8 on remarque que cette situation n'a pas été observée en pratique. Inversement le point d'ordonnée 0 correspond lui à la situation où la consommation est maximale (mais pas nécessairement la P_{tmb} comme détaillé en partie III.2.2 du chapitre I) et la production nulle. La courbe rouge rejoint les modèles en ce point ce qui indique une occurrence de la situation : « charge maximale et production nulle », malgré le fait que la production étudiée soit de type cogénération donc attendue active en hiver.

Les modèles n'étant pas satisfaisants (aucune des deux courbes en pointillés n'est proche de la courbe rouge en trait plein sur la Figure III-8), on utilise les saisons définies au chapitre II. Sur la Figure III-9, sont tracés les mêmes modèles mais en séparant selon les périodes pertinentes pour la cogénération. On constate que le modèle indépendant est très précis dans ce cas.

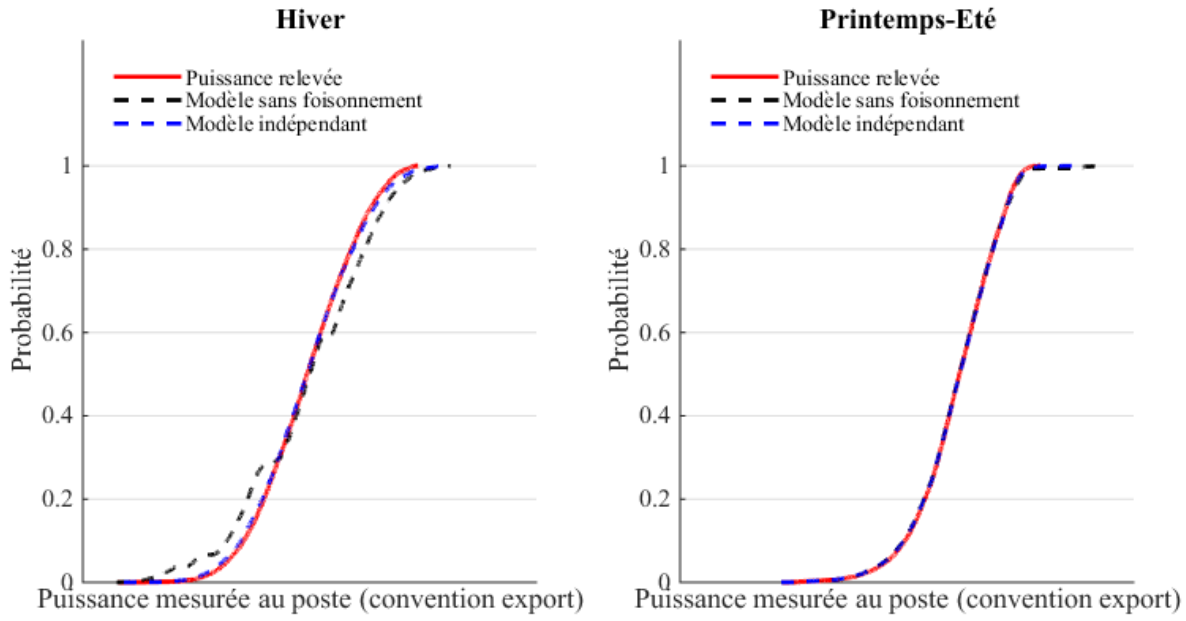

Figure III-9 – Fonctions de répartition de la puissance exportée au poste par saisons et comparaison avec les modèles en présence de production de type cogénération

Les distances entre caractéristiques et modèles saisons par saisons sont données dans le Tableau III-6. Le découpage saisonnier diminue significativement la distance entre le profil obtenu par relevé direct et celui créé avec les modèles, ce qui était attendu vu les tendances très spécifiques observées sur la cogénération.

Tableau III-6 – Distance relevé-modèle sur l'année et sur chaque saison pour la puissance exportée en présence de production de type cogénération

Saisons	Année		Hiver		Printemps-Eté	
Norme (valeur en %)	N	K	N	K	N	K
Sans foisonnement	8.99	25.20	2.17	5.19	0.34	1.66
Indépendant	4.23	10.07	0.45	1.16	0.19	0.67

III.4.2. Production de type photovoltaïque

Le poste référencé « 5B-P8 » accueille un seul producteur de type photovoltaïque. La production installée au poste est trop faible, comparativement à la charge, pour avoir un impact significatif sur la consommation agrégée du poste. Afin de pouvoir mieux rendre compte des effets statistiques potentiels, la variable aléatoire « production » est augmentée artificiellement d'un facteur tel que la valeur maximale atteinte soit du même ordre de grandeur que la consommation maximale observée.

La fonction de répartition de la puissance au poste est tracée en Figure III-10, avec les modèles sans foisonnement et indépendant des variables « charge » et « production ». On constate que le modèle indépendant rend correctement compte de l'allure générale de la courbe « puissance relevée ». Néanmoins par construction les deux modèles se rejoignent aux points d'abscisses les puissances extrêmes et d'ordonnée 0 et 1 qui correspondent aux situations théoriques de consommation maximale et production nulle et de production maximale et charge minimale respectivement. Sur le relevé réel,

seul le premier point est effectivement atteint. Cela s'explique par le fait que les situations de charge maximale se produisent généralement en France en hiver à 19h, heure où la production photovoltaïque est nulle.

Le fait que le point d'ordonnée y=1 soit atteint à une puissance inférieure au maximum théorique dépend de la possibilité d'avoir une occurrence de charge faible aux heures ou la production photovoltaïque est importante, question déjà discutée dans la partie V.2.3 du chapitre II. Sur la Figure III-11, on effectue le même traitement saisons par saisons en utilisant la variable $\vec{R}.\vec{u}$ définie au chapitre II, partie IV.3.

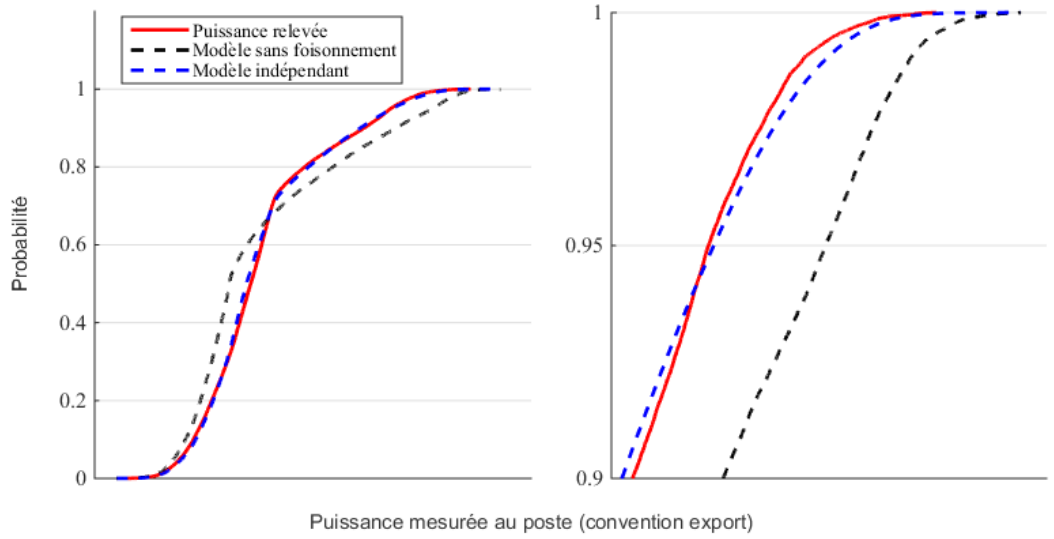

Figure III-10 – Fonctions de répartition de la puissance exportée au poste et comparaison avec les modèles en présence de production de type photovoltaïque. Zoom sur la plage [0.9 ;1] à droite.

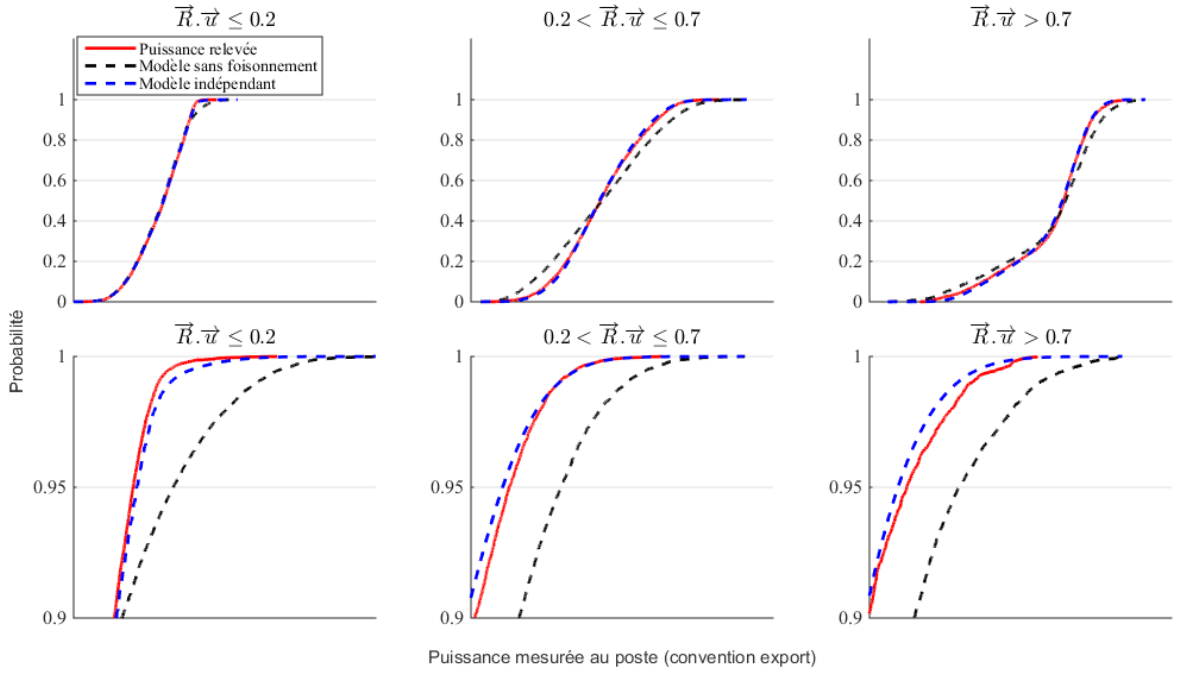

Figure III-11 – Fonctions de répartition de la puissance exportée au poste par saisons et comparaison avec les modèles en présence de production de type photovoltaïque

Le Tableau III-7 donne les distances sur la courbe annuelle et séparée en saisons. Dans ce cas, la séparation selon $\vec{R}.\vec{u}$ améliore significativement le modèle pour la période nuit/soleil bas (ce qui est logique, puisque la production est très faible) et marginalement pour les autres périodes considérées. Améliorer la précision nécessitera donc un découpage assez fin, et la quantité de données nécessaire pour caler les modèles augmente avec le nombre de saisons considérées.

Tableau III-7 – Distance relevé-modèle sur l'année et en séparant selon la projection solaire horizontale pour la puissance exportée en présence de production de type photovoltaïque

Saisons	Année		$\vec{R}.\vec{u} \leq 0.2$ (nuit ou soleil rasant)		$0.2 < \vec{R}.\vec{u} \leq 0.7$		$\vec{R}.\vec{u} > 0.7$ (proche du zénith)	
Norme (valeur en %)	N	K	N	K	N	K	N	K
Sans foisonnement	4.69	19.44	0.99	5.27	4.12	9.49	2.71	8.59
Indépendant	0.63	3.71	0.16	0.80	0.69	2.06	0.92	2.69

III.4.3. Production éolienne

Les postes étudiés ne présentaient pas la situation où la production aurait été exclusivement éolienne. On construit donc artificiellement des cas en choisissant des courbes de production éoliennes de la région du poste considéré et en regardant la synchronisation avec la courbe de charge. A la courbe de charges du poste 2A-P6 on associe la courbe de production référencée **172359**, qui ne présente visuellement pas de période prolongée d'inactivité. Les productions sont augmentées d'un facteur d'échelle pour correspondre en ordre de grandeur à la charge maximale. La différence entre production et charge est comparée aux modèles indépendant et sans foisonnement en Figure III-12.

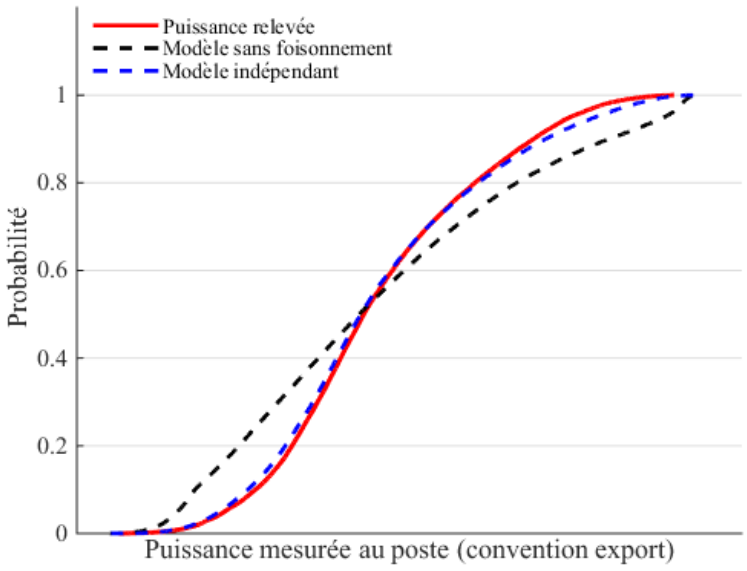

Figure III-12 – Fonctions de répartition de la puissance exportée au poste et comparaison avec les modèles en présence de production de type éolien

Le modèle indépendant de la différence entre production et charge n'est pas tout à fait satisfaisant pour les valeurs les plus hautes (la courbe rouge est nettement au-dessus de la bleue pour les points

d'ordonnée proche de 1). Les tendances saisonnières (cf. chapitre II) font que les périodes de forte production arrivent plutôt en hiver, lorsque la charge est peu susceptible d'être basse.

Un découpage saisonnier, illustré en Figure III-13, permet de corriger cet écart. Les distances entre modèle et relevé sont présentées dans le Tableau III-8.

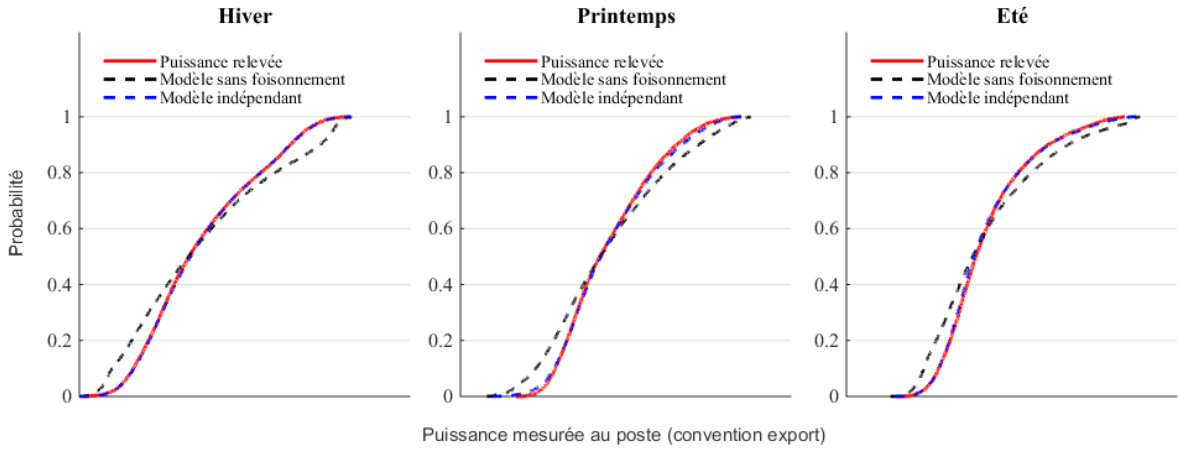

Figure III-13 – Fonctions de répartition de la puissance exportée au poste par saisons et comparaison avec les modèles en présence de production de type éolien

Tableau III-8 – Distance relevé-modèle sur l'année et sur chaque saison pour la puissance exportée en présence de production de type éolien

Saisons	Année		Hiver		Printemps		Été	
Norme (valeur en %)	N	K	N	K	N	K	N	K
Sans foisonnement	6.62	14.77	4.74	11.33	4.53	11.42	4.47	12.13
Indépendant	1.02	2.47	0.37	1.35	0.73	1.77	0.67	2.30

III.4.4. Production hydraulique

Comme dans le cas de l'éolien, la situation avec présence de production hydraulique est construite artificiellement en associant une courbe de production hydraulique à la courbe de charge du poste 2A-P6. La différence entre production et charge est comparée aux modèles indépendant et sans foisonnement sur la Figure III-14. L'erreur obtenue sur le modèle indépendant est conséquente, notamment sur les points d'ordonnée proche de 0 ; l'interprétation est que dans ce cas de figure, l'hydraulique présente une disponibilité faible au moment des pointes de production.

En découpant l'année selon les saisons, on obtient les caractéristiques présentés en Figure III-15, qui sont visuellement plus fiables.

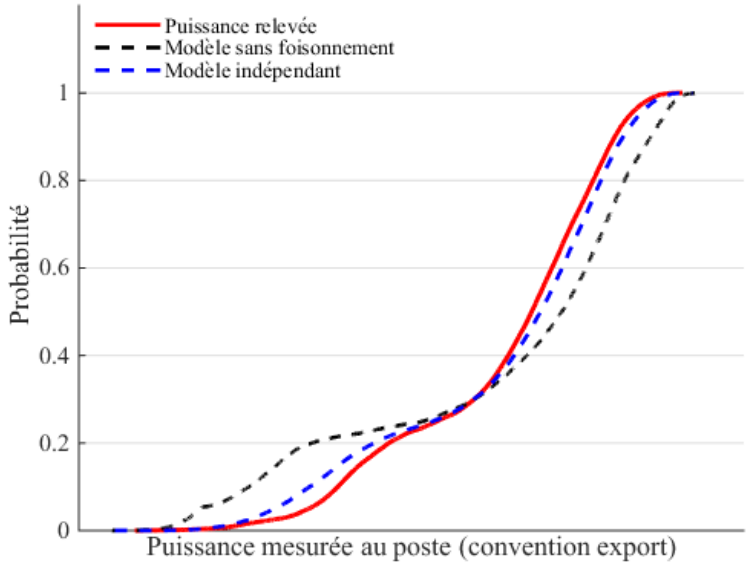

Figure III-14 – Fonctions de répartition de la puissance exportée au poste et comparaison avec les modèles en présence de production de type hydraulique

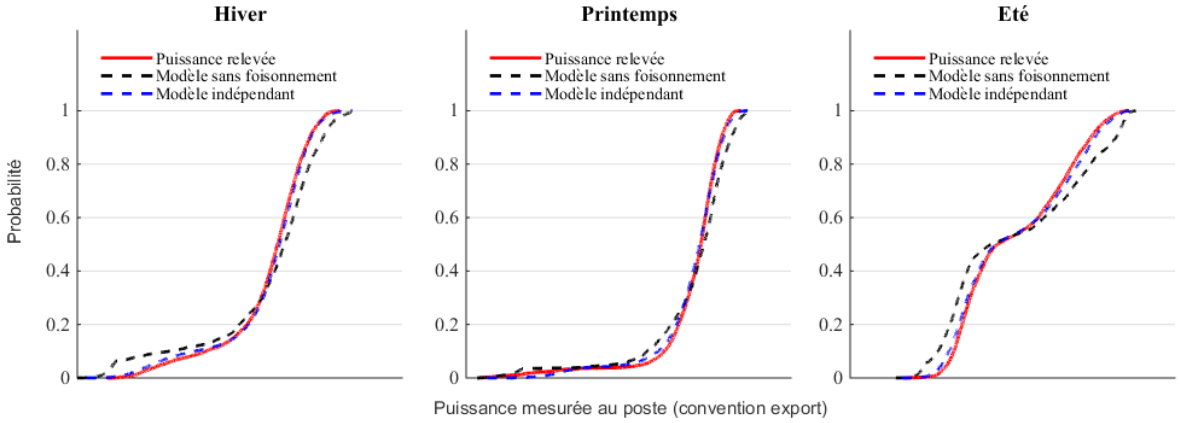

Figure III-15 – Fonctions de répartition de la puissance exportée au poste par saisons et comparaison avec les modèles en présence de production de type hydraulique

Les distances entre relevés et modèles, données dans le Tableau III-9, diminuent avec le découpage saisonnier

Tableau III-9 – Distance relevé-modèle sur l'année et sur chaque saison pour la puissance exportée en présence de production de type hydraulique

Saisons	Année		Hiver		Printemps		Été	
Norme (valeur en %)	N	K	N	K	N	K	N	K
Sans foisonnement	6.82	16.51	3.69	10.23	2.79	11.44	5.78	14.81
Indépendant	1.93	5.44	0.58	1.70	1.05	3.17	1.42	4.56

III.4.5. Conclusion

Sur les cas de figures considérés, les modèles indépendants de la différence entre production et charge sont fiables avec un découpage saisonnier, et parfois directement sur l'année comme dans le cas du PV.

III.5. Compléments sur la production

III.5.1. Cogénération

Comme mis en évidence à partir des tests sur le modèle sans foisonnement de la somme des productions de type cogénération (cf. la partie III.3 et l'annexe D), celui-ci n'est pas satisfaisant pour rendre compte des interactions entre générateurs à la maille d'un réseau HTA.

On sélectionne arbitrairement des cas particuliers pour comprendre quels modèles pourraient s'avérer pertinents, avec différentes valeurs de corrélations.

Corrélation négative

Les producteurs référencés 71626 et 71627 en 2013 présentent un coefficient de corrélation de Spearman de -0.79, et de corrélation linéaire de -0.9 sur la période hiver, ce qui traduit une corrélation négative. L'observation de ces courbes met en évidence que l'un des générateurs n'a quasiment jamais produit en début d'hiver (période de janvier à mars) tandis que l'autre a peu produit en fin d'année. Ce cas semble être très particulier et pourrait être dû à des données anormales vu la similitude des deux références. On ne peut pas le considérer comme un cas représentatif.

Coefficient de corrélation proche de 0

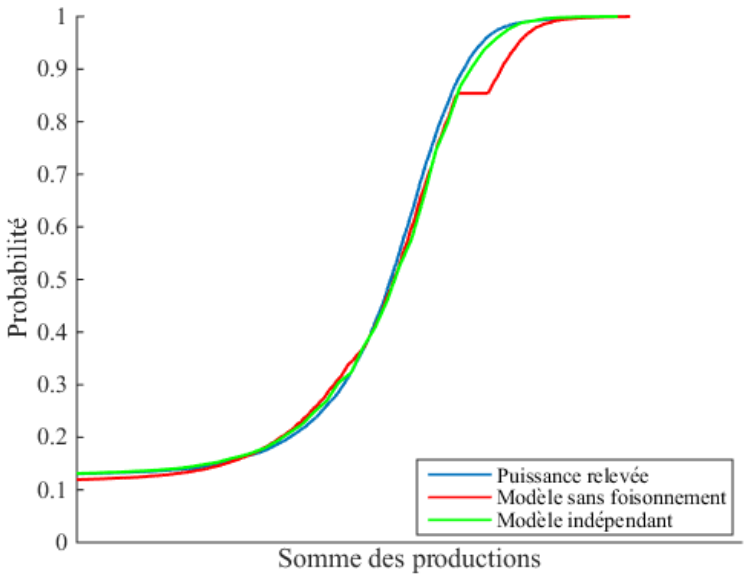

Figure III-16 – Puissance relevée et comparaison aux modèles indépendants et sans foisonnement de la somme des générateurs étudiés en hiver (les axes sont tronqués pour plus de visibilité). Cas avec corrélation faible

Les producteurs référencés 10877 et 12576 en 2013 présentent un coefficient de corrélation de Spearman de -0.2 et de corrélation linéaire de -0.01 sur la période hiver. On trace la fonction de répartition de la puissance réelle mesurée, ainsi que les deux modèles possibles sur la Figure III-16. Le

modèle indépendant est le plus précis des deux, notamment pour les valeurs de production élevées (probabilité proche de 1).

Corrélation positive

Les producteurs référencés 11079 et 15917 en 2012 présentent un coefficient de corrélation de Spearman de 0.49 et de corrélation linéaire de 0.30 sur la période hiver. Comme sur l'exemple précédent, on compare le relevé de puissance cumulée aux deux modèles de la somme des productions individuelles. Les fonctions de répartition sont tracées en Figure III-17. Le modèle indépendant est précis pour les valeurs de production élevées (d'ordonnée proche de 1).

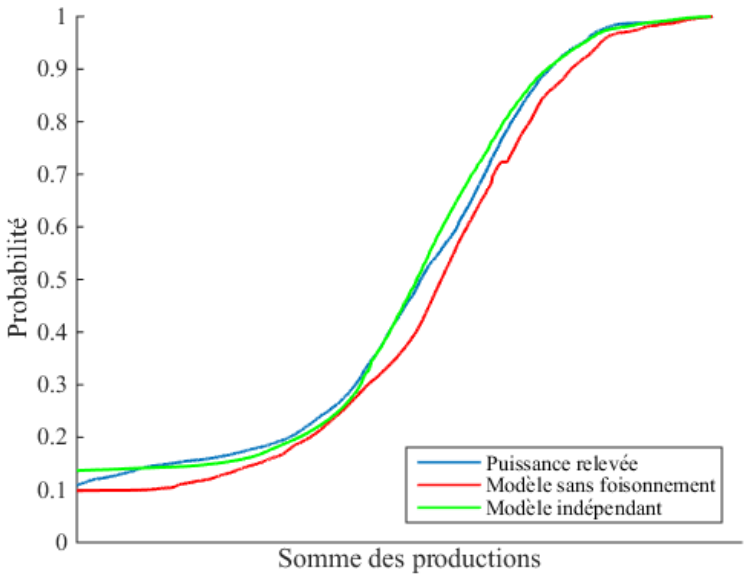

Figure III-17 – Puissance relevée et comparaison aux modèles indépendants et sans foisonnement de la somme des générateurs étudiés en hiver (les axes sont tronqués pour plus de visibilité). Cas avec corrélation positive

III.5.2. Hydraulique

Comme détaillé en annexe, il existe une dispersion conséquente des coefficients de corrélation de Spearman entre deux relevés annuels de générateurs hydrauliques raccordés au même poste.

Corrélation négative

Quelques couples de producteurs hydrauliques présentant un coefficient de corrélation de Spearman négatif ont été arbitrairement vérifiés. À chaque fois, il existait des plages de non fonctionnement des générateurs d'une durée conséquente.

Corrélation faible

On considère les producteurs référencés 40357 et 40627, de type hydraulique et dont les puissances produites sont du même ordre de grandeur. Les relevés de l'année 2013 présentent un coefficient de corrélation de Spearman de 0.2. On compare dans un premier temps le modèle indépendant de la somme des productions, sur l'année et saisons par saisons à la puissance vraiment relevée. À titre de comparaison, le modèle sans foisonnement est aussi calculé. Les résultats sont présentés en Figure

III-18. Sur ce cas particulier, aucun des deux modèles ne rend correctement compte de la caractéristique de la somme des productions, et notamment pour les fortes puissances (ordonnée proche de 1).On peut remarquer l'existence d'un pic de production « anormal » vu la forme spécifique des courbes sur l'année et sur la saison été au voisinage de 1. Celui-ci n'a pas été éliminé par la technique de filtrage présentée au chapitre II, et existe donc sur une durée supérieure à quelques heures.

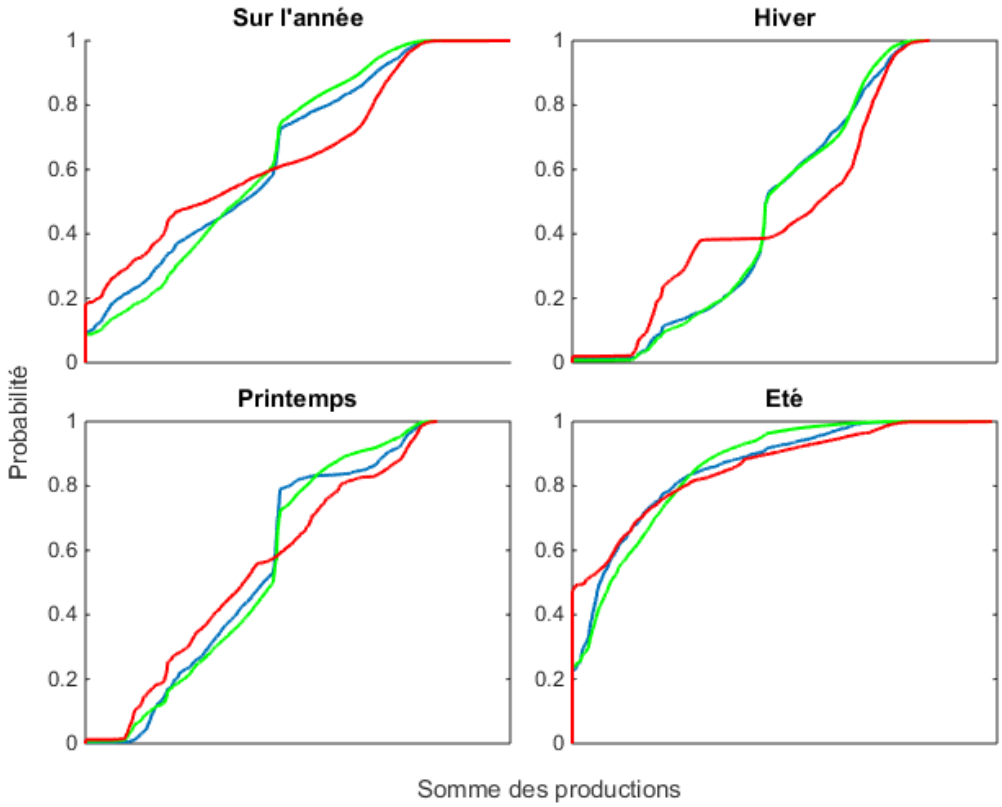

Figure III-18 – Puissance réalisée (en bleu) et modèle indépendant (en vert) et sans foisonnement (en rouge) de la somme des productions sur l'année et les différentes saisons pour des productions hydrauliques faiblement corrélées

En observant les relevés de production de manière plus détaillée, il apparait que l'un des deux générateurs ne produit pas plus de 50% du temps, pas forcément sur une plage continue. Des périodes de maintenance prolongée pourraient expliquer la divergence entre la monotone observée et les modèles. On appelle **X** et **Y** les variables aléatoires associées à la production de chaque générateur, **X** étant celui ne produisant pas régulièrement. On détermine F_Y et $F_{Y|X=0}$, qui sont tracées sur la Figure III-19, les deux lois empiriques sont comparables ce qui accrédite l'hypothèse de périodes de non fonctionnement indépendantes de la production de l'autre générateur.

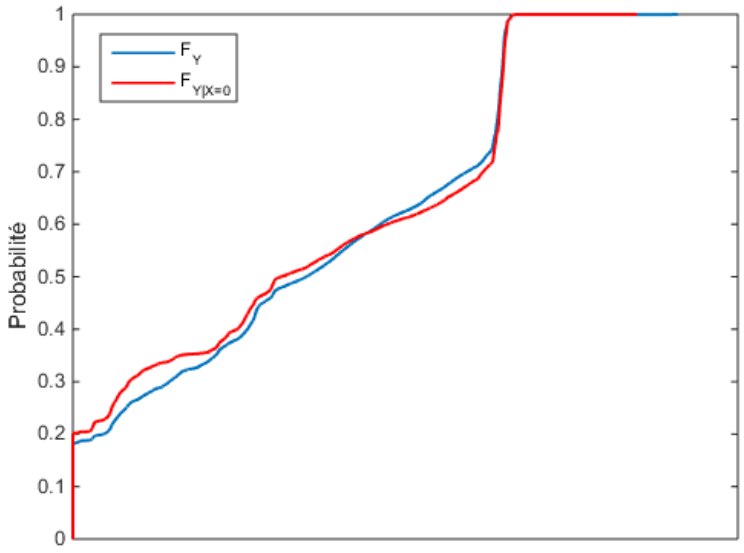

Figure III-19 – Fonctions de répartition des variables $\boldsymbol{Y}$ *et* $\boldsymbol{Y}_{|X=0}$

Le but de l'étude étant principalement de modéliser les valeurs hautes, on se restreint alors aux pas de temps où les deux générateurs ont une production non nulle. Les modèles sont donnés sur la Figure III-20. Le sous-échantillon présente un coefficient de corrélation de Spearman de 0.6 mais les modèles restent éloignés du profil réel.

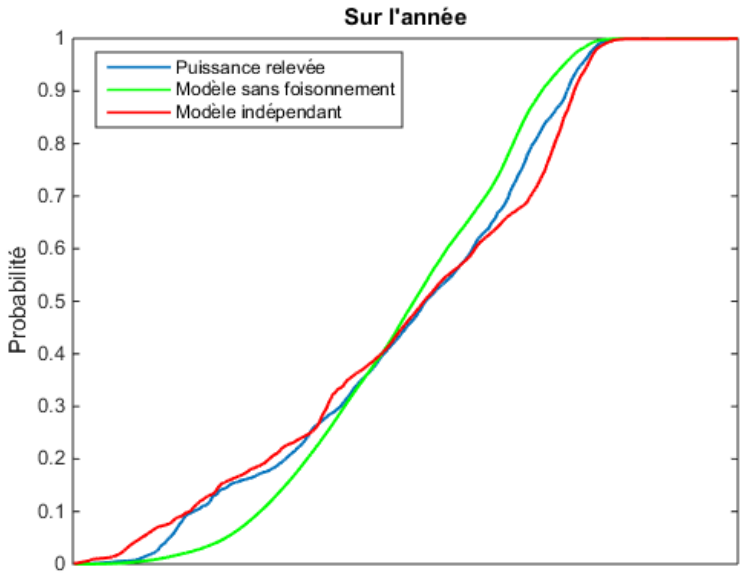

Figure III-20 – Puissance relevée et comparaison aux modèles indépendants et sans foisonnement de la somme des générateurs étudiés sous condition de fonctionnement simultané

Corrélation forte

Les générateurs référencés 30351 et 32540 sont de type hydraulique et leurs puissances produites sont du même ordre de grandeur. Par ailleurs les relevés sont disponibles sur les années 2012 et 2013 et les coefficients de corrélation des séries temporelles de production (de Spearman ou de Pearson) sont sur les deux années de l'ordre de 0.8. Le modèle sans foisonnement de la somme semble être plus pertinent, mais on teste aussi le modèle indépendant à titre de comparaison. Les fonctions de

répartition, sur l'année et par saisons, sont tracées en Figure III-21. Le modèle sans foisonnement est remarquablement précis pour les fortes valeurs de production ; en été on note une divergence pour les valeurs plus faibles. Une hypothèse plausible aurait été que la saison été présente une proportion significative de ses pas de temps sans production (plus de 50% au vu de la forme des courbes à l'abscisse minimale) et qu'une période d'activité faible risque de causer une divergence statistique entre la loi empirique de l'échantillon et les modèles proposés. Néanmoins l'année 2012 (non tracée ici) présente une tendance similaire.

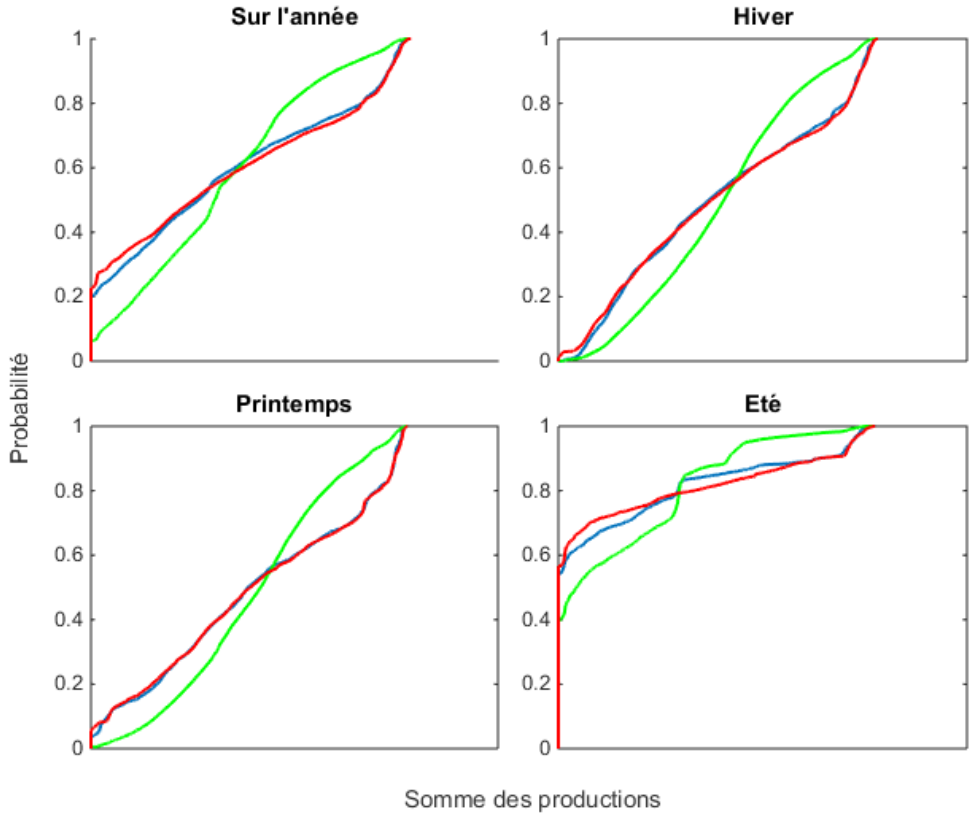

Figure III-21 – Puissance réalisée (en bleu) et modèle indépendant (en vert) et sans foisonnement (en rouge) de la somme des productions sur l'année 2013 et les différentes saisons pour des productions hydrauliques fortement corrélées.

- ⇨ Les générateurs de type cogénération ne sont actifs qu'en hiver. Sur cette période le comportement de deux générateurs de type cogénération est bien capturé par le modèle indépendant.
- ⇨ Les générateurs hydrauliques ont des dépendances très variables. Des périodes de maintenance peuvent rendre plus difficile l'interprétation des résultats et on ne retrouve de toute façon pas de tendance homogène sur l'ensemble des données.

III.6. Modèle hybride

III.6.1. Définition

Comme mis en évidence sur les exemples précédents, le choix d'un modèle adapté à la somme de productions hydrauliques dépend fortement du cas considéré. Les relevés de production sont plutôt corrélés positivement sur l'ensemble de l'échantillon disponible mais les coefficients varient sur une

plage importante qui, contrairement à la cogénération, ne s'explique pas uniquement par des périodes de non-production, où d'indisponibilité d'une partie des générateurs.

Il existe de nombreuses manières de modéliser la loi jointe de deux variables aléatoires ; dans cette étude on cherche à analyser la loi de probabilité individuelle associée à chaque générateur aussi bien que la dépendance entre eux.

III.6.2. Copules

Le comportement statistique du vecteur (***X***,***Y***) comprend d'une part l'information sur les comportements marginaux des variables **X** et **Y** considérées séparément, d'autre part sur la dépendance entre ces deux variables. Il peut être intéressant de découpler les deux, par exemple dans cette étude pour modéliser d'une part le comportement individuel d'un générateur et d'autre part comment la production se synchronise ou non avec la charge. Ce découplage peut être réalisé à travers la notion de *copule*. Une copule est une fonction de répartition de la loi jointe de ($F_X(\boldsymbol{X})$,$F_Y(\boldsymbol{Y})$). La variable $F_X(\mathbf{X})$ suit par définition une loi uniforme sur [0 ; 1], par conséquent la copule est indépendante des lois marginales de **X** et **Y**.

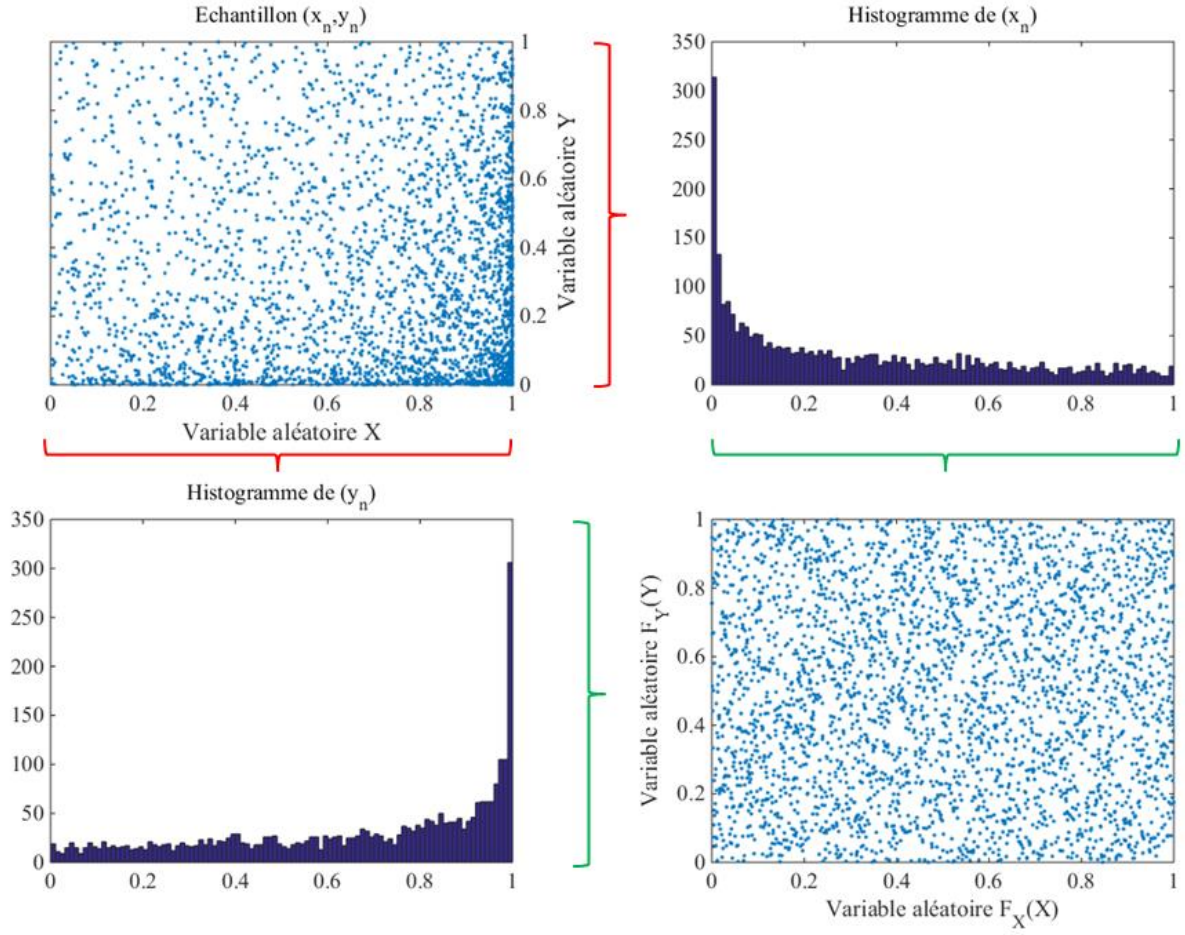

Figure III-22 – À partir d'un échantillon (x_n,y_n), on analyse séparément les lois marginales(histogrammes et la dépendance entre les variables (étude des variables $F_X(x_n)$ et $F_Y(y_n)$)

Exemple : on définit ***X*** et ***Y*** deux variables aléatoires indépendantes de lois quelconques arbitraires. Un tirage indépendant d'un échantillon (x_n,y_n) est effectué, et les points correspondants sont tracés sur la

Figure III-22, en haut à gauche. L'analyse séparée de (x_n) et (y_n) permet de tracer les histogrammes séparés de **X** et **Y**. À partir de ceux-ci on peut tracer l'échantillon $(F_X(x_n),F_Y(y_n))$, en bas à droite de la Figure III-22, qui correspond à la densité de la copule associée à (**X**,**Y**). Sur cette dernière figure, où les lois marginales ont été « éliminées », la répartition uniforme des points dans le carré unité révèle que les variables $F_X(x_n)$ et $F_Y(y_n)$ (dont on rappelle qu'elles suivent toutes les deux une loi uniforme sur [0 ; 1]) sont indépendantes ; dans cet exemple, la notion de copule nous suggère donc l'indépendance entre les deux variables ***X*** et ***Y*** originelles, qui était nettement moins évidente sur le graphe en haut à gauche de la Figure III-22, représentant le tirage d'un échantillon (x_n,y_n).

La copule C associée au couple de variables indépendantes (***X***,***Y***) est une application de $[0;1]^2$dans $\mathcal{R}$ qui vérifie :

$$\forall(x,y) \in [0;1]^2 C(x,y) = \mathcal{P}(F_X(X) \leq x \,\&\, F_Y(Y) \leq y) = xy \qquad \text{(III-18)}$$

De manière générale, pour un couple de producteurs P_1 et P_2, on cherche à définir une copule C_θ d'une famille définie arbitrairement et, par souci de simplicité, ne dépendant que d'un paramètre θ. On peut citer quelques modèles classiques :

- Les copules Gaussiennes sont les copules sous-jacentes des lois normales multidimensionnelles. En dimension 2, l'expression générale est de la forme donnée en équation (III-19) avec r le coefficient de corrélation linéaire entre les deux composantes et ϕ la fonction de répartition de la loi normale centrée réduite unidimensionnelle [Emb01].

$$\forall(u,v) \in [0;1]^2 \;\; C_r(u,v) = \int_{-\infty}^{\phi^{-1}(u)} \int_{-\infty}^{\phi^{-1}(v)} \frac{1}{2\pi\sqrt{1-r^2}} e^{-\frac{s^2-2\rho st+t^2}{2\sqrt{1-r^2}}} dsdt \qquad \text{(III-19)}$$

- La copule à bande diagonale est construite géométriquement pour prendre une densité uniforme sur une bande diagonale du carré [0 ; 1]²[Coo86]. L'expression générale est de la forme suivante (équation (III-20)).

$$\forall(u,v) \in [0;1]^2 \quad \begin{cases} C_\theta(u,v) = \frac{1}{1-\theta} \text{ si } |u+v|<1-\theta \text{ ou } |2-u+v|<1-\theta \\ C_\theta(u,v) = \frac{1}{2(1-\theta)} \text{ sinon et si } |v-u| \leq \frac{1-\theta}{\sqrt{2}} \\ C_\theta(u,v) = 0 \text{ sinon} \end{cases} \qquad \text{(III-20)}$$

Lorsque l'on s'intéresse à la loi jointe empirique entre deux producteurs, des copules de type « bande diagonale » semblent plus adaptées à la représentation que les copules gaussiennes. Néanmoins ces dernières pourraient théoriquement s'étendre à un nombre de dimensions quelconques, ce qui permettrait de représenter un groupe de producteurs. Par ailleurs on ne cherche pas à décrire la loi jointe mais uniquement une variable aléatoire construite à partir des lois marginales et dont le comportement s'approche suffisamment de la somme réellement observée ; par la suite on utilisera donc un modèle gaussien.

III.6.3. Estimation du paramètre θ

Pour un modèle de copule donné, l'estimation du paramètre θ peut se faire par utilisation de la corrélation de Spearman. En effet, si le vecteur aléatoire (**X**,**Y**) est construit à partir d'une copule C et deux lois marginales quelconques, alors le rho de Spearman ρ_n de deux échantillons $(X_i)_{1\leq i\leq n}$ et $(Y_i)_{1\leq i\leq n}$ de **X** et **Y** vérifie [30] l'équation (III-21).

$$\lim_{n\to\infty} \rho_n = \rho = 12 \iint_{[0;1]^2} uvdC(u,v) \qquad \text{(III-21)}$$

ρ est indépendant des lois marginales de **X** et **Y**, et ρ_n en est un estimateur. On peut donc choisir le paramètre θ tel que l'équation (III-21) soit vérifiée en remplaçant ρ par ρ_n. On donne dans le Tableau III-10 certaines valeurs de ρ en fonction du paramètre. Notons que les modèles sans foisonnement et indépendant correspondent respectivement aux cas particuliers où ρ vaut 1 et ρ vaut 0.

Tableau III-10 – Lien entre paramètre de la copule et rho de Spearman des variables aléatoires selon le modèle de copule considéré

Copule	Rho	Paramètre
Normale	ρ	$2*\sin(\pi\rho/6)$
Diagonale	$\text{sgn}(\theta)(-\theta^3+\theta^2+\theta)$	θ

III.6.4. Application au cas hydraulique

On reprend l'exemple détaillé dans la partie Chapitre IIII.5.2, où les producteurs présentent une corrélation faible. On a déjà mis en évidence que l'un des générateurs avait peu produit, et ce de manière indépendante de la production de l'autre. On se restreint donc aux pas de temps où les deux générateurs sont actifs ; ρ a une valeur de 0.6 et on teste (arbitrairement) un modèle de copule normale. Celle-ci est représentée en Figure III-23 avec la copule empirique, et le modèle de somme obtenu est tracé en Figure III-24 ; les tendances obtenues sont similaires, notamment pour les valeurs hautes.

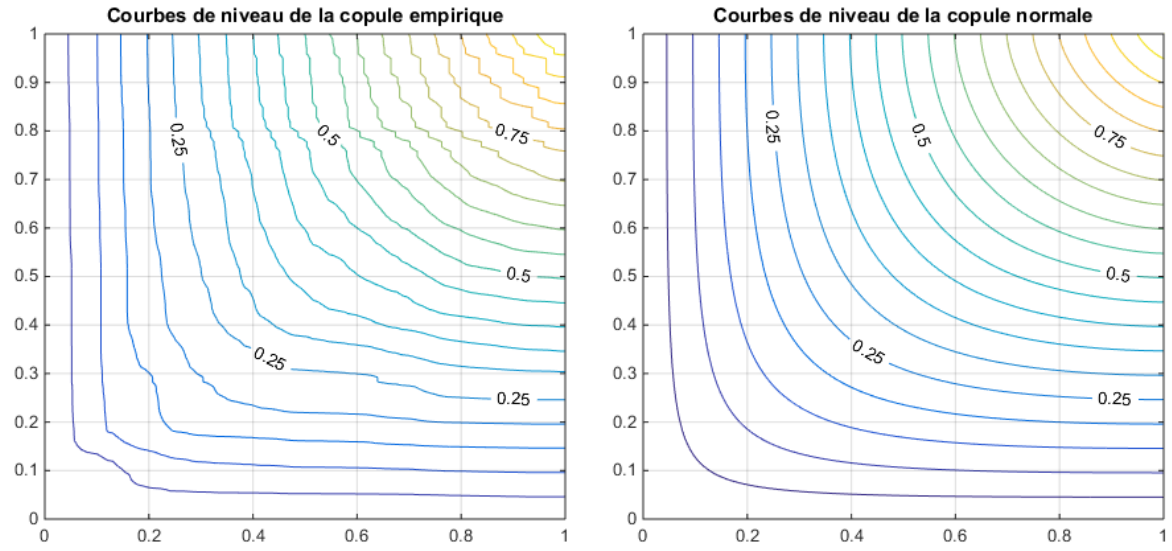

Figure III-23 – Représentation sur le domaine [0;1]² des courbes de niveaux de la copule empirique (à gauche) et de celles de la copule normale paramétrisée à partir du coefficient de corrélation relevé, cf. Tableau III-10 (à droite)

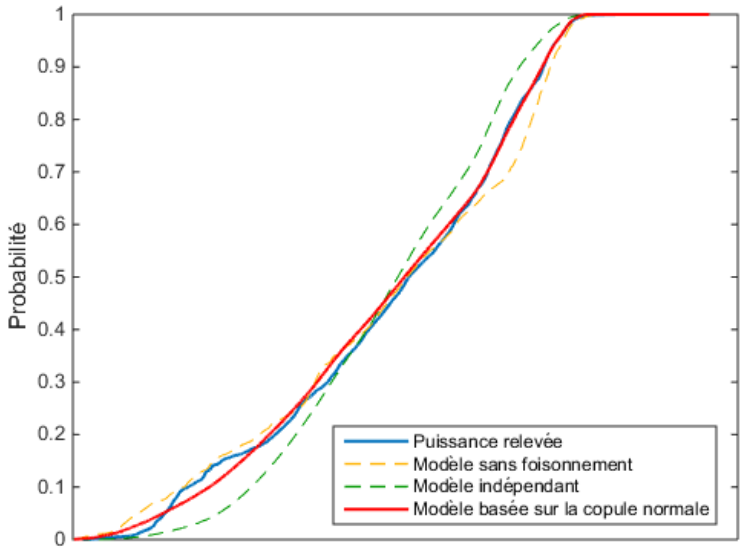

Figure III-24 – Puissance relevée et comparaison au modèle avec copule normale de la somme des générateurs étudiés sous condition de fonctionnement simultané. Cas de corrélation faible

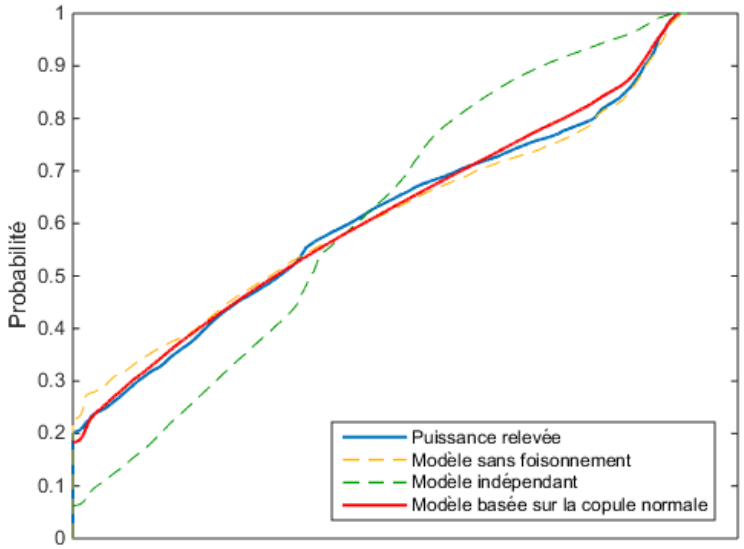

Figure III-25 – Puissance relevée et comparaison au modèle avec copule normale de la somme des générateurs étudiés sous condition de fonctionnement simultané. Cas de corrélation forte

Le second couple de générateurs considéré présentait une corrélation forte et le modèle sans foisonnement était une approximation satisfaisante de la somme réellement observée. On teste le modèle par copule à titre de comparaison ; les modèles de sommes sont tracés en Figure III-25. Visuellement, le modèle basé sur la copule n'est pas plus précis au niveau des valeurs hautes de la distribution ; on peut noter néanmoins que les indicateurs de distance K et N diminuent lorsque l'on passe du modèle sans foisonnement au modèle avec copule (de 5 à 3% et de 1.75 à 1.25% respectivement).Visuellement, le modèle avec copule permet de gagner en précision au niveau des valeurs de probabilité basse, alors que l'on souhaite surtout décrire les occurrences de fortes

production. Pour une étude complémentaire, il pourrait être pertinent de se restreindre à des valeurs hautes de production pour paramétriser la copule retenue.

- ⇨ Pour les producteurs hydrauliques, des modèles à corrélation partielle sont nécessaires pour expliquer le comportement joint de plusieurs producteurs.
- ⇨ Des modèles basés sur les copules gaussiennes s'avèrent plus ou moins précis selon les couples de producteurs considérés. La méthodologie proposée permet théoriquement de construire des modèles avec plusieurs producteurs, mais des études supplémentaires seront nécessaires.

IV. Conclusion, transition

Dans ce chapitre, s'est principalement posée la question d'une représentation probabiliste de la production. Dans une optique d'insertion de flexibilité, il est important de pouvoir estimer avec quelle fréquence les situations qui nécessitent l'activation d'un levier pour maintenir le réseau dans un état de fonctionnement acceptable (c'est-à-dire sans congestion) peuvent survenir.

Dans un premier temps, des *caractéristiques* ont été définis à partir d'échantillons de relevés de production supposés représentatifs. Ceux-ci peuvent être utilisés pour rendre compte de l'incertitude sur la production annuelle ; vu la forte autocorrélation des séries observées, un relevé empirique sur une année peut s'éloigner de la distribution donnée par sa loi de probabilité sous-jacente (la production sur la durée de vie par exemple), et cela doit être pris en compte lorsque l'utilisation d'un levier est envisagée sur une période courte. Les caractéristiques peuvent être utilisées en tant que références de fréquence à laquelle certains seuils seront dépassés en cas de surcapacité installée sur le réseau de distribution.

Sur un cas particulier (la production éolienne), il a été mis en évidence que ces caractéristiques, bien que ne correspondant pas directement à des monotones de puissance réalisées, pouvaient être utilisées directement pour estimer la proportion d'énergie produite concernée par l'utilisation d'un levier, en moyenne et dans les situations défavorables d'un point de vue réseau, c'est-à-dire lors d'une année où le levier serait utilisé à une fréquence supérieure à la moyenne.

Dans un second temps s'est posée la question de modéliser un groupe de générateurs sur un réseau de distribution. En distinguant les lois marginales de chaque producteur et la dépendance sous-jacente on se donne la possibilité de reconstruire de manière simple des modèles de somme de production (de types différents ou non). La conclusion est qu'en première approximation, il est assez précis de considérer que, dans un groupe de générateurs de type photovoltaïque ou éolien installés sur la maille réseau en aval du poste source, les régimes de production sont très corrélés, au point de négliger les effets de dispersion statistique ; un groupe de générateurs se comportera sensiblement comme un seul générateur mis à l'échelle si les technologies sont similaires ; de manière générale la monotone du groupe pourra être correctement approchée en sommant les monotones individuelles. Les producteurs de type cogénération ont, eux, une production plutôt décorrélée si l'on se restreint à la période de cinq mois où ils sont actifs.

Par ailleurs les producteurs de types différents et l'ensemble des consommateurs produisent ou injectent globalement de manière de manière plutôt décorrélée mais peuvent présenter des (dé)synchronisations dues aux variations saisonnières ou quotidiennes caractéristiques de chaque type. Par exemple le photovoltaïque produit surtout lorsque le soleil est haut, ce qui pour la charge représente quelques heures particulières de la journée. Néanmoins à l'intérieur de cette plage horaire, production et charge semblent varier de manière décorrélée.

Enfin les générateurs hydrauliques ont des comportements spécifiques, qui n'ont pas pu être décrit correctement par les modèles précédents. Un modèle hybride a donc été proposé, basé sur les copules, afin d'expliquer la corrélation positive observable sur certaines paires de générateurs hydrauliques. Ce modèle n'a été détaillé que pour deux producteurs, donc devra être étendu pour une utilisation plus générale. Par ailleurs l'efficacité de celui-ci est très dépendant des situations considérées.

Les modèles proposés permettent de représenter les effets de leviers opérationnels lorsqu'il existe des modèles linéaires liant les puissances injectées et consommées sur le réseau à l'utilisation de ces leviers. À titre d'illustration, le cas particulier de l'effacement de production est traité par la suite.

Chapitre IV

Outils d'aide à la décision pour le planificateur et application à l'effacement de production

Table des matières

I. Un levier opérationnel : l'effacement de production 113
I.1. Introduction 113
I.2. Quelles conséquences? 114
I.3. Impact de l'incertitude sur l'analyse technico-économique 114
I.3.1. La notion de risque 114
I.3.2. Approche axiomatique 114
I.3.3. Value at Risk 115
II. Hypothèses et méthodologie 116
II.1. Cas d'étude 116
II.1.1. Travaux de renforcement 116
II.1.2. Arrivée des producteurs 116
II.1.3. Alternative au renforcement 117
II.1.4. Stratégie d'effacement 117
II.2. Méthodologie 118
II.2.1. Introduction 118
II.2.2. Valorisation de l'énergie non produite 119
II.2.3. Valorisation de l'énergie effacée 120
II.2.4. Critère de décision 121
II.2.5. Choix des courbes représentatives : courbes de charge 121
II.2.6. Choix des courbes représentatives : courbes de production 122
II.2.7. Interprétation 123
III. Cas d'étude 124
III.1. Cas d'étude sur un mix PV/hydraulique (poste A) 124
III.1.1. Contexte 124
III.1.2. Étude avec un scénario de production déterministe 124
III.1.3. Sensibilité aux paramètres 126
III.1.4. Effacement de type « Last In First Out » (LIFO) 127
III.2. Cas d'étude sur un mix PV/éolien (poste B) 129
III.2.1. Contexte 129
III.2.2. Étude avec un scénario de production déterministe 129
III.2.3. Sensibilité aux paramètres 130
III.2.4. Effacement LIFO 131

III.3. Étude avec un scénario de production aléatoire 132
III.3.1. Avec un échantillon tiré au hasard 132
III.3.2. Avec les caractéristiques 133
III.3.3. Conclusion 135
IV. Étude du plan de tension 136
IV.1. Load flow probabilisé 136
IV.1.1. Objectif 136
IV.1.2. Clients raccordés au réseau 136
IV.1.3. Plan de tension au premier ordre 137
IV.1.4. Exemple sur un départ quelconque 138
IV.1.5. Fiabilité de l'estimation linéaire 139
IV.1.6. Plan de tension probabilisé : terme correctif 140
IV.2. Cas d'étude 142
IV.2.1. Introduction 142
IV.2.2. Méthodologie 142
IV.2.3. Solution 1 : par renforcement 144
IV.2.4. Solution 2 : par effacement de production 145
V. Conclusion sur l'effacement 147

I. Un levier opérationnel : l'effacement de production

I.1. Introduction

La capacité d'accueil d'un réseau de distribution est usuellement définie comme la quantité de génération distribuée maximale pouvant être raccordée en respectant les prescriptions techniques sur la qualité de l'électricité (cf. chapitre I, partie II.3.2). Cette définition n'est pas uniformisée, et peut s'appliquer aussi bien à un départ BT ou HTA qu'à un ensemble de départ, en aval d'un poste HTB/HTA ou HTA/BT. Elle est par ailleurs un peu vague : la « quantité » de production distribuée maximale (disons la capacité, autrement dit la somme des valeurs-crêtes individuelles des différents producteurs) peut être calculée de différentes manières, et dépend des hypothèses faites sur les producteurs que l'on raccorde hypothétiquement (par exemple de leur emplacement sur le départ, plus ou moins loin du poste-source).

Une fois que cette capacité a été utilisée, il est nécessaire de l'augmenter pour permettre à de nouveaux producteurs de se raccorder. Hors reconfiguration possible des réseaux, cela passe généralement par la création ou le renforcement d'ouvrages de distribution ; des investissements sur le réseau de transport peuvent aussi être requis si celui-ci n'est pas assez robuste. Ceux-ci font alors éventuellement partie de l'offre de raccordement de référence (détail au chapitre I, partie IV.1.2) ; les SRRRER (schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables, présentés au chapitre I) permettent de mutualiser le coût des ouvrages partagés[19] entre les producteurs raccordés sur la période concernée.

Si les situations susceptibles de mettre le réseau en contrainte ont une fréquence d'occurrence faible, une alternative au renforcement serait d'effacer la production excédentaire, c'est-à-dire de limiter temporairement la puissance injectée sur le réseau de distribution. Cette solution existe déjà dans le cas particulier ou le raccordement d'un producteur en HTA est susceptible de créer une contrainte ampèremétrique sur le réseau de transport en situation de N-1. La proposition de raccordement peut alors inclure un dispositif d'effacement d'urgence (l'effacement est activé en moins de 60 secondes) [Rte11].

Plusieurs études ont mis en évidence l'intérêt potentiel de l'effacement de production, un des enjeux étant notamment d'estimer la quantité d'énergie effacée afin de la valoriser correctement. Il est par exemple possible d'appliquer une stratégie déterministe à un relevé de production de référence (sous forme de série temporelle) afin d'estimer l'effacement *a posteriori* [Kan15]. Pour rendre compte de la dispersion de cette valeur due aux incertitudes inhérentes à la génération décentralisée, des auteurs ont aussi proposé des modèles de représentation probabiliste de la production [Mac13][Mac12].

En Grande Bretagne, des démonstrateurs ont été mis en place, dont le projet Flexible Plug and Play [Sge13], visant à démontrer la faisabilité et l'intérêt d'offres de raccordement alternatives dans des zones saturées. Les producteurs étaient raccordés à moindre cout car dispensés des coûts de renforcement sous condition d'accepter de s'effacer sans compensation lorsque l'état de charge du réseau le nécessitait [Est13].

[19] On rappelle que cela concerne la création et le renforcement d'ouvrages au poste source, ainsi que la création d'ouvrages en HTB. Le renforcement en HTB n'est pas inclus dans le périmètre de facturation en HTA.

I.2. Quelles conséquences?

Au moment de la planification, un levier comme l'effacement de production peut être mis en concurrence avec les autres alternatives, les comparaisons étant basées sur des critères technico-économiques (cf. chapitre I, partie III.1.3). Sa mise en place entrainera des couts fixes, a priori prévisibles, tels que l'installation d'un dispositif d'effacement et le cout d'études supplémentaires réalisées par le GRD. En revanche, la quantité d'énergie effacée ne peut pas être anticipée précisément puisqu'elle dépend des conditions météorologiques. On peut donc au mieux proposer une loi de probabilité des quantités d'énergies effacées chaque année, en se basant sur un historique.

Cette incertitude peut être perçue comme un risque par l'acteur qui assume les couts liés à l'effacement.

I.3. Impact de l'incertitude sur l'analyse technico-économique

I.3.1. La notion de risque

Dans le vocabulaire statistique, on parle en général de risque lorsque des enjeux dépendent de certains aléas non prévisibles. En théorie des jeux notamment, il est commun que le jeu contienne un aléa (hasard, imprévisibilité de la décision adverse) associé à un enjeu quelconque.

La notion de risque fait en général référence aux conséquences négatives potentiellement engendrées par les actions entreprises par un « joueur » au sens large (entité quelconque). De manière plus large, on peut considérer que le risque est « l'effet de l'incertitude sur l'atteinte des objectifs » (norme ISO 31000 – Management du risque).

Un cas particulièrement simple à traiter est celui du jeu répété de manière indépendante et infinie (ie sans possibilité d'arrêt quelle que soit la stratégie utilisée). Le théorème central limite montre que la variable aléatoire B(n), représentant le bilan moyen par partie après n parties, converge en loi vers une loi normale d'espérance égale à celle de B(1) et de variance tendant vers 0 quand n devient grand. Dans ce cas précis, l'efficacité d'une stratégie sera uniquement liée à son impact sur l'espérance de B(1).

En pratique, l'incertitude est inhérente à toute décision et il n'est pas toujours possible de compter sur le long terme pour négliger l'impact de la variabilité de résultat (on parle de « ruine » pour désigner une situation de non-retour, par exemple la perte de tout le capital du joueur). Les possibilités de prendre en compte l'incertitude dans les stratégies utilisées sont alors multiples.

I.3.2. Approche axiomatique

Une mesure de risque est une fonction ρ définie sur l'espace des variables aléatoires $\mathcal{G}$, et prenant ses valeurs dans $\mathbb{R}$. La cohérence de la définition requiert en général les propriétés suivantes [Art99]:

- Invariance par translation : $\forall\, X \in \mathcal{G}, \forall\, a \in \mathbb{R},\ \rho(X + a) = \rho(X) + a$
- Sous-additivité : $\forall (X, Y) \in \mathcal{G}^2, \rho(X + Y) \leq \rho(X) + \rho(Y)$
- Homogénéité positive : $\forall\, X \in \mathcal{G}, \forall\, \lambda \geq 0,\ \rho(\lambda X) = \lambda \rho(X)$
- Croissance : $\forall (X, Y) \in \mathcal{G}^2, X \leq Y \Rightarrow\ \rho(X) \leq \rho(Y)$

La sous-additivité représente le principe selon lequel le risque diminue avec la diversification des investissements. Dans le cas de l'effacement de production par exemple, un contrat d'effacement

présentera moins de risque pour les acteurs concernés (producteur et/ou GRD) si celui-ci porte sur plusieurs années plutôt qu'une.

I.3.3. Value at Risk

La notion de Value at Risk (VaR) est définie comme le montant de pertes qui ne devrait être dépassé qu'avec une probabilité donnée sur un horizon temporel donné. Elle est généralement utilisée pour mesurer le risque de marché d'un portefeuille d'instruments financiers. Autrement dit, elle correspond au fractile, avec le risque retenu, de la variable aléatoire « Gain net » pris de manière algébrique.

Une décision peut intégrer une contrainte sur la probabilité maximale α acceptable d'occurrence d'un certain niveau de pertes R. Cette contrainte sera donc de la forme $\alpha\text{-VaR} \geq R$, avec α-VaR la Value at Risk à probabilité α.

Une telle stratégie, tout comme la notion de VaR, ne prend pas en compte le comportement de la queue de distribution (on sait qu'on aura un risque donné de passer sous la valeur limite mais on ne sait pas à quel point). Cette mesure ne vérifie pas le critère de sous-additivité, qui rend compte du fait que le risque diminue avec la diversification des actifs. On l'utilisera néanmoins par souci de simplicité pour l'étude sur le report d'investissement associé à des profils de production stochastiques (partie 0), mais d'autres mesures pourraient être envisagées.

II. Hypothèses et méthodologie

II.1. Cas d'étude

Cette étude se concentre principalement sur l'intérêt potentiel de l'effacement de production en tant qu'alternative à un renforcement du transformateur HTB/HTA situé au poste source. Celui-ci s'inscrit notamment dans le cadre des SRRRER.

Deux cas d'études ont été définis sur des postes sources, appelés respectivement A et B par la suite. On suppose qu'il est possible d'établir un scénario de référence d'arrivée de nouveaux producteurs jusqu'à un horizon de moyen terme, ce qui est l'objectif des SRRRER. Les postes A et B accueilleront en aval de la production photovoltaïque, couplée avec de l'hydraulique sur A et de l'éolien sur B. Les scénarios d'arrivée ont été validés par Enedis comme étant réalistes.

On veut comparer l'efficacité globale d'un raccordement de référence, où la capacité d'accueil est augmentée par mutation ou ajout d'un transformateur au poste source, à une offre alternative où les producteurs « excessifs » seraient raccordés sous condition de s'effacer si besoin. Les hypothèses de travail sont détaillées dans les parties suivantes. On s'intéressera aussi au partage de la valeur en partie II.2.3.

II.1.1. Travaux de renforcement

On suppose que la durée des travaux d'installation des producteurs qui sont en file d'attente est du même ordre de grandeur que celle des travaux de renforcement du poste ; par conséquent, on lance le renforcement de manière classique dès que s'inscrit de manière sûre (acceptation de la « convention de raccordement » ou CR) un producteur créant le dépassement. Certains « gros » producteurs vont en pratique prendre plus de temps ; néanmoins l'échange actuel entre gestionnaire de réseau et producteur engage le premier à respecter un échéancier pour permettre au second de pouvoir se connecter à partir d'une date décidée, c'est-à-dire de bénéficier d'une capacité d'utilisation du réseau. On fait l'hypothèse que cette date est « suffisamment proche » pour qu'il soit nécessaire de lancer les travaux de renforcement du réseau dès l'acceptation de la CR, même pour les gros producteurs, et que le gestionnaire de réseau n'est pas en mesure de retarder ses travaux de renforcement en misant sur le fait que ces travaux seront considérablement moins longs que ceux du producteur. Inversement, on considère qu'il n'existe pas de situation où les travaux de renforcement du réseau seraient considérablement plus longs que les travaux d'installation des producteurs, et où il soit pertinent d'anticiper le renforcement du réseau pour faciliter l'arrivée d'un producteur hypothétique. Le coût associé au risque de trop anticiper un investissement fait qu'une telle situation est de toute façon hautement improbable.

II.1.2. Arrivée des producteurs

Retard des producteurs : le GRD ne « parie » pas sur le retard d'installation des producteurs. Autrement dit, on ne tient pas compte des raisons externes qui pourraient faire qu'au moment du raccordement théorique de sa centrale (donné par la Proposition Technique et Financière, cf. chapitre I, partie IV.1), un producteur soit dans l'incapacité temporaire d'utiliser la capacité d'injection dont il dispose.

Abandon (sortie volontaire de la file d'attente)[20] ou retrait de producteurs : on considère que tout producteur ayant accepté la PTF se raccordera effectivement. Par ailleurs nous n'avons pas d'informations sur le cas éventuel de « disparition » de producteurs déjà installés ; à priori la capacité libérée sera mise à disposition de nouveaux arrivants. On peut néanmoins estimer que les projets d'installation de générateurs en HTA tablent sur une durée de vie plus longue que les délais considérés dans cette étude. On fera donc l'hypothèse que tous les producteurs présents le seront encore à moyen terme (environ 10 ans, durée maximale sur laquelle porte l'étude).

II.1.3. Alternative au renforcement

Dans l'étude actuelle, on considère que le poste choisi doit être capable d'accueillir les producteurs prévus, sur un horizon à moyen terme de 10 ans et on ne fait pas d'hypothèses de possible reconfiguration du réseau. Dans l'éventualité d'une étude plus large, avec prise en compte d'une zone géographique complète (et non pas seulement d'un poste source), où d'autres options seraient disponibles (création de poste, création d'artères et mutation d'ouvrages existants) il faudrait en revanche considérer un horizon plus long, en faisant des hypothèses de création similaires à celles qui sont utilisées dans le schéma directeur.

Sous ces hypothèses, on a alors une vision claire de ce que sera la capacité d'injection requise dans le futur jusqu'à un horizon de mise en service potentiel d'un ouvrage supplémentaire au poste-source : comme on considère qu'on a le temps de « réagir », c'est-à-dire de faire éventuellement les travaux nécessaires au poste entre l'inscription d'un producteur et son raccordement effectif, on n'a pas besoin de raisonner en termes de scénarios optimistes/pessimistes sur l'arrivée de producteurs ; l'unique « scénario » à prendre en compte est en fait une prévision, considérée comme certaine, donnée par l'état de la file d'attente, et que l'on met à jour si de nouveaux producteurs s'inscrivent. On utilise donc une méthode d'optimisation déterministe, puisqu'il n'y a pas (ou peu) d'incertitudes[21] à prendre en compte : les deux éventualités (report d'investissement, et renforcement) sont simplement simulées et comparées sur la base du scénario de référence unique.

II.1.4. Stratégie d'effacement

Pour que la mise en œuvre de l'effacement ne donne pas lieu à des changements de consignes incessants, on suppose qu'un ordre d'effacement est activé pour une durée de 30 minutes. On suppose aussi que le gestionnaire de réseau anticipe parfaitement la quantité de puissance excédentaire, et ce même si l'on considère que le producteur a un « temps de réaction » à une consigne. On suppose aussi que le producteur est en mesure d'effacer exactement cette puissance, soit le strict nécessaire pour passer la contrainte (en respectant l'effet de la durée de 30 minutes retenue pour les consignes, qui peut conduire à effacer inutilement, si le dépassement ne dure que 10 minutes par exemple, voir la Figure IV-2 ci-dessous).

Le schéma de fonctionnement d'un ordre d'effacement est présenté en Figure IV-1.

[20] Si l'on prenait en compte la possibilité de retard ou d'abandon des producteurs, cette hypothèse serait a priori favorable à l'effacement ; il serait en effet intéressant de fournir la capacité d'utilisation du réseau demandée par les producteurs grâce à l'effacement de production sur la zone, et non pas via un renforcement… en escomptant que celle-ci ne soit pas activée. Au contraire, si la capacité supplémentaire est fournie par un renforcement, l'abandon ou le retard du producteur ne « rapporte » rien au gestionnaire de réseau.

[21] Il reste bien sûr des sources d'incertitude, comme le productible futur ou le coût effectif de l'effacement de production

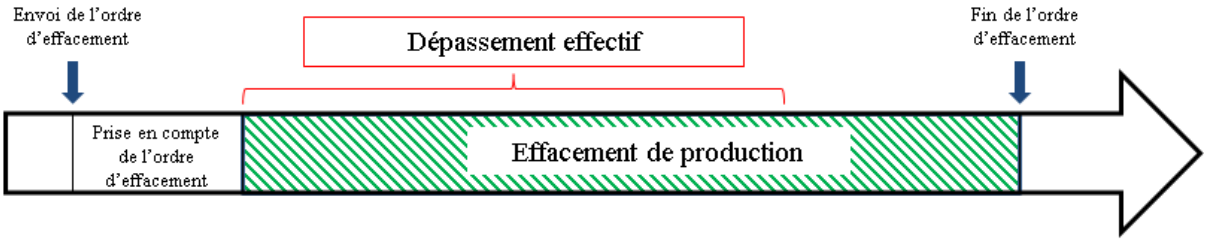

Figure IV-1 – Représentation schématique d'un ordre d'effacement

- Délai de **prise en compte de l'ordre d'effacement** : il existe à priori un délai nécessaire entre le moment où l'ordre d'effacement est envoyé et celui où le producteur l'applique. Dans une situation d'urgence, ce délai est de l'ordre d'une minute [Rte11] mais l'effacement étant plutôt envisagé comme un levier opérationnel un délai « réaliste » sera nécessairement plus long pour laisser le temps au producteur de réagir correctement. Ce délai augmente l'incertitude sur la prévision du dépassement à court-terme.
- **Durée de l'ordre d'effacement** : pour limiter la quantité d'ordres envoyés, on définit une durée minimale d'application de la consigne.
- **Dépassement effectif** : on doit anticiper les dépassements ponctuels de manière robuste. Sur la Figure IV-1, le dépassement effectif est inférieure à la durée minimale de consigne ; l'ordre d'effacement dure donc jusqu'à la fin de celle-ci.

II.2. Méthodologie

II.2.1. Introduction

Si l'on considère que les aléas pertinents (profil de production et de charge futurs notamment) sont décrits correctement par un seul scénario, on a une vision déterministe de l'avenir. Dans ce cas la décision d'activer ou non est un simple arbitrage entre l'économie potentielle réalisée par un report d'investissement et la perte d'énergie causée par l'utilisation de l'effacement. Notons que celle-ci sera plutôt une dépense d'exploitation (OPEX) contrairement au renforcement qui est un investissement.

On utilise un modèle d'investissement à partir de l'expression du bilan actualisé présenté au chapitre I, on rappelle l'expression générale du bilan actualisé d'un investissement :

$$B = \sum_{i=0}^{N} \frac{TOTEX(i)}{(1+\varepsilon)^i} - \frac{V_u}{(1+\varepsilon)^{N+1}} \qquad \text{(IV-1)}$$

Dans TOTEX(i) sont inclus le coût de renforcement si celui-ci est activé à l'année i ainsi que les coûts induits par l'effacement de production. On suppose que réaliser l'investissement permet d'éviter d'utiliser l'effacement par la suite sur un horizon de moyen terme (10 ans par exemple, qui correspondent à la durée des SRRRER).

Le report d'un an de l'investissement d'une valeur I_0 en euros courant permet une économie de $\varepsilon I_0/(1+\varepsilon)$ si l'on néglige le fait que l'on gagne aussi un an sur la durée de vie. Dans cette étude, on raisonne en termes d'annuités, c'est-à-dire que chaque année post-investissement entraine une perte de valeur fixe en euros courant et le report fait économiser une annuité. Son expression, détaillée ci-dessous en (IV-2), implique un léger terme correctif par rapport à l'expression précédente.

II.2.2. Valorisation de l'énergie non produite

On pose comme hypothèse un coût d'effacement constant de 70 €/MWh, purement proportionnel à l'énergie effacée (autrement dit, on considère qu'il n'y a pas de coût fixe pour l'installation de la technologie chez un producteur particulier, ni pour l'étude préalable, ni pour la mise en place de son contrat d'effacement, etc).

Par ailleurs l'annuité correspondant à l'investissement vérifie (pour V la durée de vie du nouvel ouvrage prise à 40 ans) :

$$A = \frac{\varepsilon}{1+\varepsilon}\frac{(1+\varepsilon)^V}{(1+\varepsilon)^V - 1} I_0 \cong 0.0776 I_0. \qquad \text{(IV-2)}$$

Pour fixer les idées, si l'investissement I_0 est de l'ordre du million d'euros, alors la valeur d'une annuité A est de l'ordre de 80k€. En termes d'énergie effacée (au prix de 70 €/MWh), cela correspond à environ 1100 MWh. Cette valeur (qui n'est ici qu'un ordre de grandeur est doit bien sûr être calculée précisément pour chaque poste considéré) représente la quantité d'énergie effacée annuelle à partir de laquelle le renforcement deviendra l'option intéressante. Autrement dit, pour décider d'activer ou non l'investissement, le critère n'est plus le dépassement à venir de la puissance nominale mais la capacité à ne pas dépasser cette puissance sans effacer plus de 1100 MWh dans l'année.

Lorsque l'on parle de l'énergie « effacée », deux incertitudes apparaissent et sont illustrées sur la Figure IV-2. D'une part la quantité d'énergie à effacer pour garantir le respect des marges de sécurité dépend du productible et de la charge sur la période considérée, et ne peut pas être anticipée *exactement* (en tout cas moins précisément que l'investissement car la charge et la production sont soumises à des fluctuations statistiques). D'autre part il est difficile de mesurer une « puissance non produite », sauf à la produire vraiment et la dissiper via une charge (charge qui pourrait d'ailleurs être un système de stockage).

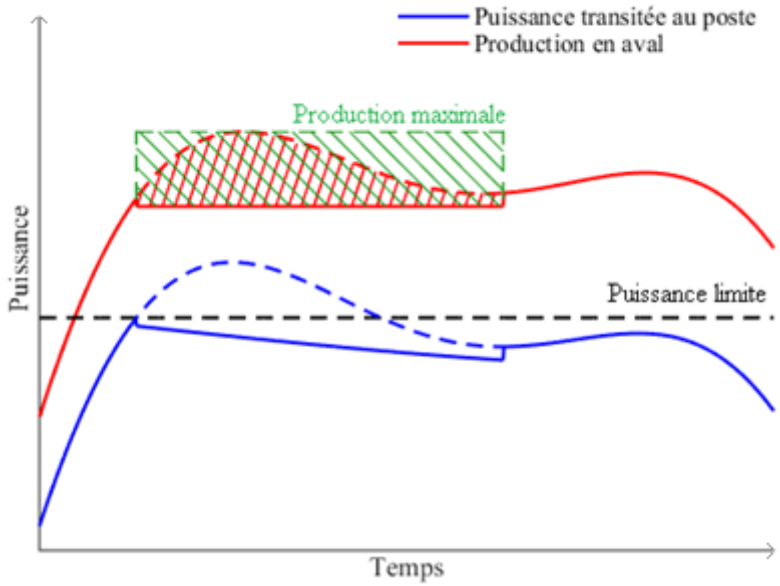

Figure IV-2 - Illustration de l'effacement et de l'incertitude sur l'énergie non produite : la quantité à estimer est entre 0 et la production maximale théorique (en vert)

Pour réfléchir à l'impact de la rémunération, on définit alors les variables suivantes :

- g correspond à la quantité d'énergie effacée estimée *a posteriori*. C'est-à-dire que l'on a appliqué une stratégie d'effacement et choisi une méthode pour déterminer la quantité d'énergie non produite. Il est par exemple possible de considérer que le générateur aurait produit à puissance maximale sans les consignes d'effacement ; si l'on souhaite une estimation moins pessimiste, il faut alors utiliser un modèle de prévision de la production et l'utiliser comme référence de « puissance produite sans effacement ».
- **G** est la variable aléatoire associée à g lors d'une étude *a priori*. Les incertitudes sur la production future et la synchronisation avec les autres clients font que g ne peut pas être anticipée de façon déterministe lors d'une étude de planification.
- g' et **G'** sont définies de manière similaire comme, respectivement, la quantité d'énergie effectivement effacée et la variable aléatoire associée.

Pour la suite de cette étude, on considèrera que le modèle utilisé pour estimer l'effacement est fiable et donc que **G** et **G'** sont identiques. L'intérêt de distinguer éventuellement « effacement estimé » (g) et « effacement effectif » (g') porte sur la question de la rémunération de l'effacement. En effet l'effacement effectif représente un coût social (perte de production décentralisée potentielle) tandis que l'effacement estimé permet de quantifier les transferts entre les différents acteurs concernés. Notamment le manque à gagner d'un producteur est associé à g' tandis que le coût de la flexibilité sera associé à g.

II.2.3. Valorisation de l'énergie effacée

L'énergie non produite représente un manque à gagner pour le producteur ; on peut envisager différentes options de valorisation[22] :

- Le producteur est compensé sur la base des consignes d'effacement envoyées par le GRD, donc par rapport à la quantité g. Le GRD assumerait alors le coût d'exploitation moyen associé à $\overline{G}$ ainsi que le risque financier lié à la dispersion de la variable **G**. L'influence positive ou négative sur le bilan du producteur de l'utilisation de l'effacement est uniquement liée à la rémunération associée à **G.** La quote-part prévue dans les SRRRER pourrait inclure une composante correspondant à $\overline{G}$ permettant de compenser en moyenne les dépenses d'exploitation engagées.
- Le producteur est compensé sur la base d'une estimation de référence moyenne. Dans ce cas c'est le producteur qui assume les risques liées à la dispersion de **G** et cela donne une meilleure visibilité sur les coûts d'exploitation à engager par le GRD sur la période considérée ; le coût d'exploitation moyen $\overline{G}$ peut être compté dans le calcul de la quote-part.
- Lorsque le producteur n'est pas rémunéré, mais accepte de s'effacer en échange de la possibilité d'être raccordé plus facilement, il assume le coût d'exploitation ainsi que la dispersion associée à **G**. Cela s'appliquerait a priori pour éviter des investissements sur des ouvrages non inclus dans les SRRRER, tels que le renforcement d'un départ HTA.

Il semble clair que pour un producteur à effacer la première manière de rémunérer l'effacement est la plus favorable et la troisième la plus défavorable. Le choix du producteur effacé a aussi son

[22] On présente ici des options de référence mais il est tout à fait possible de faire des choix « partiels » comme laisser le producteur assumer le coût d'effacement moyen tout en l'assurant partiellement contre le risque lié à la dispersion de **G'** via un dédommagement au-delà d'une certaine limite d'effacement (notion de quota)

importance : si le choix se fait par rapport à une logique où le dernier raccordé est le premier effacé, celui-ci sera effacé de façon conséquente (pour compenser le fait que les premiers arrivés après dépassement de la contrainte sont peu effacés). Cela peut rendre l'effacement peu attractif d'un point de vue individuel, quand bien même il serait globalement une solution intéressante.

Dans le cadre réglementaire actuel des SRRRER, la quote-part est déterminée à l'avance par rapport aux investissements prévus [Erd14b]. Elle est indexée sur l'indice des travaux publics TP12 (croissance de l'ordre de 2% par an), mais la notion d'actualisation utilisée par le distributeur n'apparait pas explicitement (on suppose néanmoins que la date d'investissement est anticipée et le coût total actualisé).

Si l'effacement est utilisé comme levier pour éviter ou reporter un investissement, et intégré dans le processus des SRRRER, deux cas de figures se présentent. Sur des ouvrages propres, donc non concernés par les SRRRER, le bénéfice en reviendra au producteur concerné et celui-ci devrait assumer les coûts d'exploitation liés à l'effacement. Ce cas est illustré en partie IV.2.

Lorsque les investissements concernent des ouvrages partagés, concernés par les SRRRER, tels que les transformateurs au poste source ou les ouvrages créés, le report d'un investissement devrait réduire la quote-part et bénéficier aux nouveaux producteurs installés sur la période de 10 ans prise en compte. Dans ce cas, il est logique que les producteurs effacés soient compensés pour l'énergie non produite et les couts d'exploitation induits inclus dans le calcul de la quote-part.

II.2.4. Critère de décision

Lorsque le planificateur dispose du levier d'effacement, il doit déterminer à chaque nouvelle demande de raccordement si le coût d'effacement attendu à terme est suffisamment faible pour justifier le report de l'investissement jusqu'à la demande de raccordement suivante.

Disposant de l'information sur la capacité installée prévue, un relevé de production agrégé sur l'ensemble des producteurs peut être déterminé. La différence avec la courbe de charge agrégée au poste est considérée comme étant la mesure de puissance transitée au poste source. Cela revient à négliger l'impact de la production décentralisée sur les pertes en ligne ; en effet celles-ci sont prises en compte sur la mesure de charge agrégée, puisque celle-ci est faite au poste source alors que les relevés de production sont mesurés directement au point d'injection.

Pour inclure les pertes dans le modèle il sera nécessaire de réaliser des bilans de puissance (load flow), problématique qui sera considérée en partie IV. Le fait d'avoir de la production décentralisée exportée ne garantit par ailleurs pas que les pertes en ligne dans le réseau de distribution diminuent par rapport à la situation sans production, cela dépendra de la localisation des générateurs et des charges et de la synchronisation plus ou moins bonne de la production et de la consommation [Ena07].

II.2.5. Choix des courbes représentatives : courbes de charge

Le distributeur dispose normalement des relevés historiques sur le poste étudié. À ce poste les valeurs de référence P^*_{max} et P_{tmb} ont été estimées. Ces valeurs sont actualisées tous les ans, et correspondent à la consommation maximale théorique lorsque la température moyenne journalière est à la température normale, ou (respectivement) à la température minimale de base. Par ailleurs 20% de la P^*_{max} est généralement une estimation satisfaisante de la consommation minimale attendue à la maille considérée. Dans le cas d'une étude d'effacement de production on cherche surtout à modéliser les

creux de consommations, on cherchera donc à être cohérent avec les valeurs de référence lors du choix des modèles de charge. C'est-à-dire que la probabilité de sortir de l'intervalle [20% P^*_{max} ; P_{tmb}] est très faible et la probabilité d'atteindre P^*_{max} est élevée pour des relevés sur quelques années.

Dans cette étude, on construit des courbes de charge réalistes pour les postes A et B, sachant qu'en pratique le planificateur dispose de relevés historiques. On dispose de 6 courbes de charge sur les années 2012-2013, relevées sur des postes sources choisis arbitrairement ainsi que la valeur P^*_{max} sur les postes A et B. Comme les postes choisis arbitrairement ont des valeurs de P^*_{max} qui ne correspondent pas à celles des postes A et B, il est nécessaire de faire une mise à l'échelle de la courbe. Pour ce faire, plusieurs stratégies sont envisageables :

- utiliser un facteur d'échelle afin de ramener la valeur de P^*_{max} de la série temporelle utilisée à la valeur du poste étudié par simple proportionnalité;
- faire correspondre le minimum de la série temporelle utilisée à la valeur 20% P^*_{max} du poste étudié (donc le minimum théorique) ;
- se baser sur la répartition des valeurs basses de la charge. En effet les valeurs basses de la charge arrivent a priori à des moments où les charges thermosensibles de type chauffage ne sont pas activées ; sur les périodes où la charge est susceptible d'être minimale, on s'attend donc à ce que la loi de probabilité des charges soit globalement peu dépendantes des conditions extérieures et donc indépendantes entre elles (pour une heure fixée).Dès lors la somme agrégée des charges diffuses devrait se comporter approximativement comme une loi normale. Un traitement inspiré de cette idée a été développé, il est détaillé en Annexe F.

Pour la suite de l'étude la troisième stratégie a été retenue. Il est donc très improbable que les courbes de charge utilisées passent sous la valeur minimale, et la probabilité associée est donc éventuellement plus faible que celle observée dans des cas réels (information non disponible). On ne prendra pas en compte la possibilité de déformer les courbes de charge pour intégrer des comportements futurs anticipés par le GRD (par exemple développement du véhicule électrique).

II.2.6. Choix des courbes représentatives : courbes de production

On dispose de nombreux relevés sur les quatre types de production étudiés (éolien, hydraulique, PV et cogénération), qui concernent les producteurs HTA en France sur les années 2012-2013. De façon similaire aux courbes de charge, on peut utiliser N relevés annuels sur N producteurs de même type (suffisamment proches géographiquement) comme représentant un relevé sur N années.

Ce traitement présente deux écueils; d'une part des producteurs trop proches géographiquement ont nécessairement des productions corrélées, donc une courbe créée à partir de plusieurs courbes régionales risque de donner une importance statistique trop grande aux années de référence considérées. Ensuite des courbes différentes sont mises à l'échelle par rapport à l'estimation de P_{max} présentée au chapitre II, qui présente une incertitude.

En pratique le GRD disposera d'informations réelles sur les courbes de charge et de production locales ; les méthodes présentées n'ont donc d'intérêt pratique que dans l'étude présente, où l'on travaille avec un jeu de données moins riche que celui d'un véritable distributeur.

II.2.7. Interprétation

Le gain économique permis par l'effacement n'est défini que par comparaison avec ce que la solution alternative du renforcement coûterait ; il dépend donc de la règle de planification utilisée pour décider du moment d'engager ce renforcement, qui dépend elle-même de la connaissance statistique des charges et des producteurs dont le planificateur dispose. Cette connaissance statistique, et les règles de planification qui y sont associées, sont susceptibles d'être améliorées dans le futur ; la valeur relative de l'effacement par rapport au renforcement en serait alors modifiée.

Pour tenir compte de cette incertitude sur l'évolution des règles de planification, on comparera dans la suite la solution de l'effacement à deux solutions de renforcement « encadrantes » de référence :

- Celle consistant à continuer à utiliser les règles de planification actuelles, sans amélioration particulière.
- Et celle consistant à améliorer au contraire la qualité de la planification jusqu'à l'omniscience, en engageant le renforcement au moment exact où celui-ci devient nécessaire (soit, au moment précis où la puissance nominale du poste est dépassée).

La première option semble de loin la plus réaliste, mais la deuxième est également intéressante au sens où elle donne une valeur « incompressible » (car aucune amélioration ultérieure de la qualité de la planification ne pourra le faire disparaître) du gain permis par l'effacement relativement au renforcement.

III. Cas d'étude

III.1. Cas d'étude sur un mix PV/hydraulique (poste A)

III.1.1. Contexte

À l'année initiale, le poste source A accueille une production majoritairement de type hydraulique. On dispose de relevés de production complets sur chaque générateur sur l'année 2013, et partiels sur 2012. Ce poste source est composé d'un seul transformateur HTB/HTA supposé avoir une puissance nominale P_{nom} de 20 MVA. La charge locale présente une P^*_{max} de 7.7 MW.

À partir des SRRRER, on suppose que le GRD peut établir un scénario de croissance de la production décentralisée locale. Celui-ci inclut majoritairement une arrivée de producteurs photovoltaïques, ainsi qu'une croissance faible de la production hydraulique.

Tableau IV-1 – Scénario de croissance de la capacité de production installée pour le poste A

Année	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Capacité hydraulique (MW)	19	20.5	22	22	22	22	22
Capacité photovoltaïque (MW)	0	1.5	2.5	3.2	4	6	8
Capacité installée totale (MW)	19	22	24.5	25.2	26	28	30

On considère que l'investissement requis pour augmenter la capacité de transit au poste source est de 1.5 M€ et correspond à l'ajout d'un transformateur de 20 MVA, ce qui correspond à 1600 MWh environ effacées selon le raisonnement effectué dans le paragraphe II.2.2. L'investissement considéré est supposé suffisant pour exporter toute la puissance installée par la suite.

III.1.2. Étude avec un scénario de production déterministe

On utilise la production hydraulique cumulée mesurée sur l'année 2013 au poste A comme série temporelle hydraulique de référence. On suppose dans un premier temps que l'arrivée de producteurs supplémentaires peut être modélisée en mettant simplement à l'échelle les relevés historiques : si la capacité installée augmente de 5%, on augmente d'autant la série de référence. Cette approximation n'est pas forcément satisfaisante au vu de l'étude réalisée au chapitre III, mais les modèles développés ne permettent pas d'appréhender la dynamique des courbes de production.

Ne disposant pas de relevés historiques de production photovoltaïque, on choisit arbitrairement une courbe de production photovoltaïque de la même année prise comme série temporelle photovoltaïque de référence ; cela est cohérent avec les conclusions du chapitre précédent (les générateurs photovoltaïques ont un comportement très corrélé).

On néglige dans un premier temps la question de quel générateur est effacé en premier. Par souci de simplification, les différentes séries temporelles de génération sont sommées pour représenter un seul gros producteur ; la charge est par ailleurs supposée nulle dans un premier temps. Ces hypothèses conduisent à des approximations fortes qui sont discutées dans la partie III.1.4.

On pose $\gamma(\Gamma_1,\Gamma_2)$ la quantité d'énergie effacée par an pour des capacités installées hydrauliques Γ_1 et photovoltaïques Γ_2 et avec les hypothèses présentées ci-dessus. Sur la Figure IV-3 sont représentées l'évolution de $\gamma(\Gamma_1,0)$ en fonction de Γ_1 et de $\gamma(\Gamma_2,0)$ en fonction de Γ_2 (ou fonctions $\gamma(.,0)$ et $\gamma(0,.)$ respectivement) , c'est-à-dire les cas particulier où la croissance est uniquement hydraulique ou

uniquement photovoltaïque. Il est alors économiquement intéressant de reporter l'investissement tant que la capacité hydraulique installée ne dépasse pas 115% de la puissance nominale du transformateur (respectivement que la capacité photovoltaïque installée ne dépasse pas 135%).

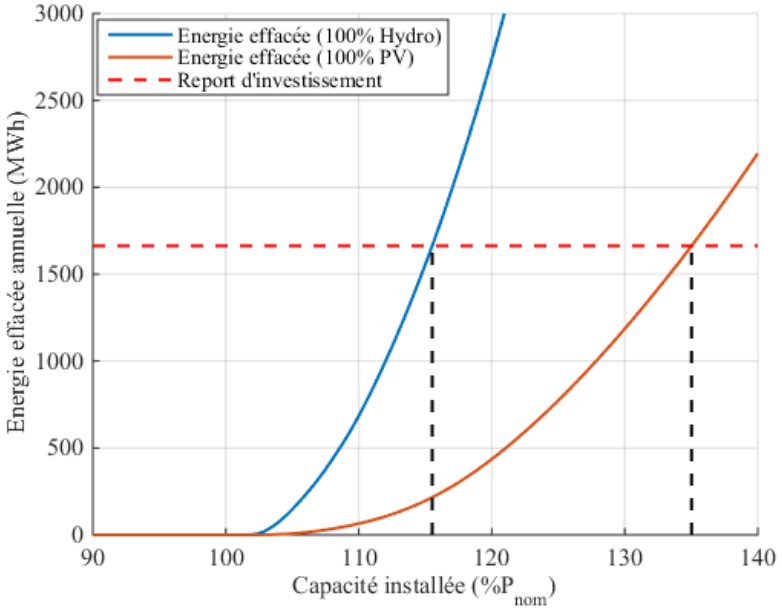

Figure IV-3 – γ(Γ1,0) en fonction de Γ1 sans charge et comparaison à la limite d'énergie effacée acceptable pour reporter l'investissement

On choisit à présent une courbe de charge agrégée à un poste source (choisi arbitrairement) sur l'année 2013. Pour le planificateur, le choix entre activer le renforcement ou utiliser l'effacement de production se fait via une comparaison technico-économique. La Figure IV-4 représentant les courbes ne niveaux de la fonction γ, fournit un abaque de décision simple entre renforcement ou effacement (limite donnée par la courbe rouge).

La situation dimensionnante en export (avec les mêmes hypothèses simplificatrices sur les pertes) est indiquée pour comparaison; c'est-à-dire que la somme des capacités de production installées doit être inférieure à la puissance nominale du transformateur plus la charge minimale. Les points où cette limite est atteinte sont tracés en bleu sur la Figure IV-4 et on obtient ainsi 3 zones dans le plan (Γ_1,Γ_2). La première (notée 1) correspond aux situations où la capacité installée ne crée pas de contrainte selon le critère actuel du planificateur, la deuxième (notée 2) à celles où les générateurs installés sont susceptibles de créer une contrainte qui pourrait être gérée par de l'effacement à un coût suffisamment bas pour justifier un report d'investissement et enfin la troisième (notée 3) à celles où l'effacement est une alternative trop onéreuse comparativement à un renforcement.

On remarque qu'entre la situation dimensionnante (en trait plein) et l'occurrence constatée d'une contrainte sur les relevés réels de production et de charge utilisés (en traits pointillés) il existe une légère marge. Celle-ci est due au fait que l'on ne dispose que d'un scénario court, avec un historique d'un an. Au vu des études réalisées au chapitre II, on s'attend à ce que les deux limites coïncident quasiment sur un historique plus long.

Chaque année, les arrivées de producteurs sont tracées sur l'abaque, selon les capacités installées prévues. Dans ce cas, les capacités installées en 2021 sont encore dans la deuxième zone, où

l'effacement de production est profitable, alors que la situation dimensionnante crée une contrainte au niveau du poste dès 2016.

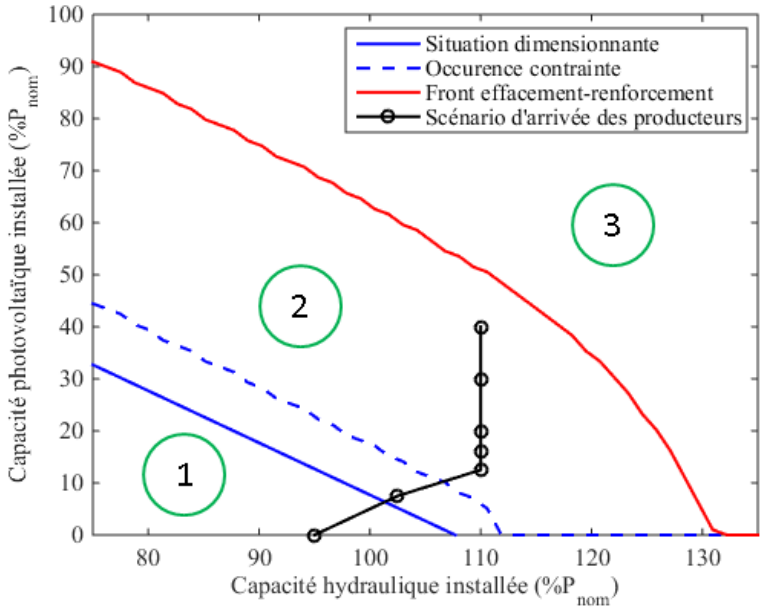

Figure IV-4 - Abaque de décision pour le transformateur A, avec charges, avec scénario d'augmentation de la production

III.1.3. Sensibilité aux paramètres

Si l'on souhaite tester la sensibilité des résultats obtenus au coût fixe par unité d'énergie choisi pour l'effacement (ou au taux d'actualisation retenu), il suffit de remarquer que toute modification du modèle de valorisation économique revient à modifier la quantité maximale d'énergie que l'on peut effacer par an avant que le renforcement ne devienne une option plus intéressante d'un point de vue technico-économique. Il suffit donc de tracer des courbes de niveaux pour d'autres valeurs que le seuil limite retenu jusqu'à présent. Sur la Figure IV-5 sont tracés les fronts limites entre effacement et renforcement pour différentes valeurs du coût unitaire de l'énergie effacée.

Sur la Figure IV-6 ont été tracés les fronts en modifiant le temps minimal imposé de la consigne. Sous les hypothèses prises précédemment, on remarque que les fronts sont quasiment confondus, que la consigne soit à 10 ou 30 minutes. Il est important de remarquer que cela ne signifie pas que le temps de consigne n'impacte pas le bilan sur l'énergie effacée, mais qu'il n'impacte pas la décision finale : à proximité du front, ajouter 1MW de production augmente de façon conséquente la quantité d'énergie à effacer et les écarts dus au temps de consigne sont du second ordre.

On rappelle que les courbes de production sont agrégées et sont effacées comme si il s'agissait d'un seul générateur et que la qualité de la prévision est supposée parfaite. La première hypothèse est discutée dans la partie suivante ; pour la seconde, on s'attend à ce qu'une prévision réelle (donc avec des incertitudes) conduise à écarter les fronts : un ordre d'une durée longue sera nécessairement conservatif pour pallier à de brusques variations de puissance non anticipées.

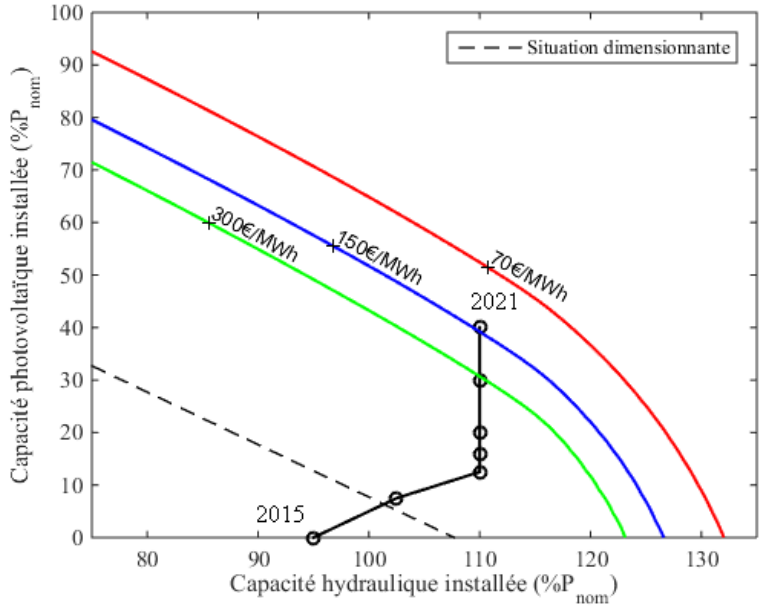

Figure IV-5 – Abaque de décision avec différentes valeurs du coût unitaire de l'énergie effacée

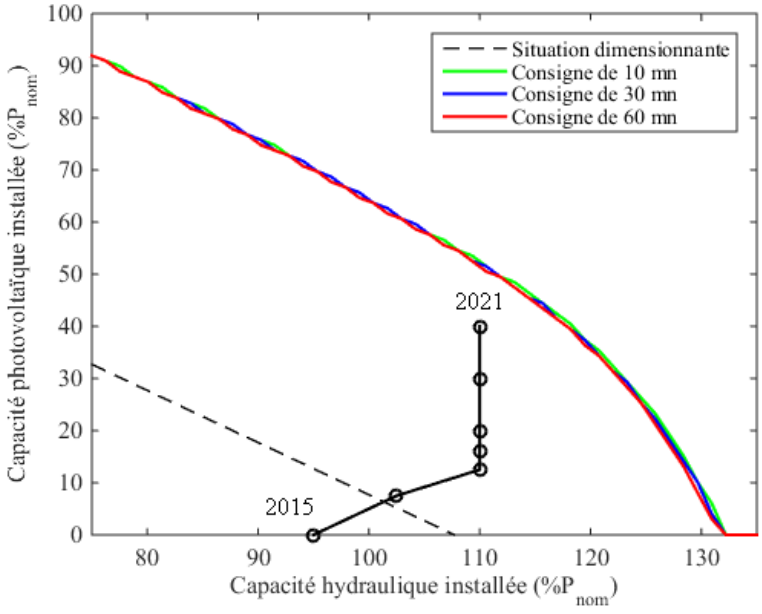

Figure IV-6 - Abaque de décision avec différentes durées de consigne pour le transformateur A

III.1.4. Effacement de type « Last In First Out » (LIFO)

La définition de la fonction γ est rendue possible par le fait que les générateurs ont été agrégés ; lorsque l'on distingue les générateurs, l'ordre d'effacement envoyé doit non seulement prévoir la charge minimale sur la période d'activation (30 minutes) mais aussi comment la production des autres générateurs est susceptible de varier. Dans ce cas l'algorithme de détermination des ordres d'effacement est décrit par le logigramme en Figure IV-7. L'effacement de type LIFO signifie que les générateurs raccordés en dernier sont effacés en priorité.

Avec les mêmes séries temporelles de référence, la quantité d'effacement évolue comme présenté en Figure IV-8. Les ordres de grandeur sont similaires à ceux obtenus précédemment avec une limite entre effacement et renforcement d'environ 160% de P_{nom} (le scénario d'arrivée de producteurs est prolongé artificiellement pour estimer la limite exacte).

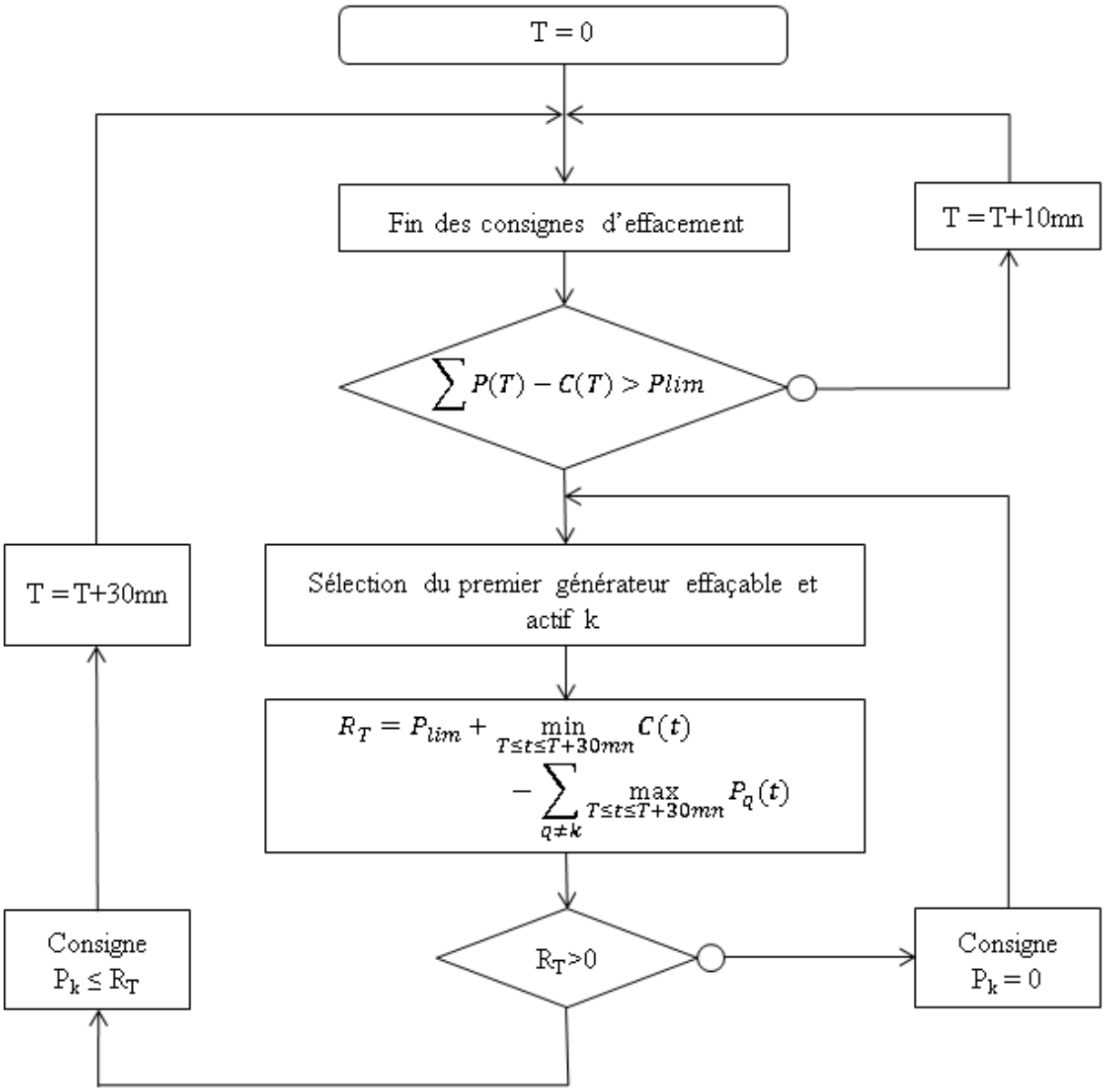

Figure IV-7 – Gestion de l'effacement lorsque l'on considère plusieurs générateurs, avec un ordre d'effacement donné. Le générateur n°k est décrit par la série temporelle Pk et la courbe de charge par la série C.

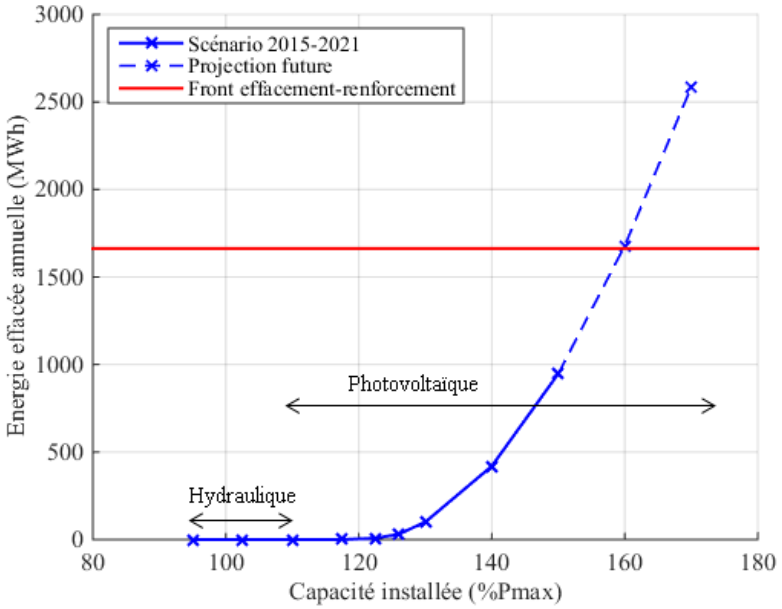

Figure IV-8 – Quantité d'énergie effacée selon la quantité de générateurs raccordés au réseau A, les générateurs étant effacés dans une logique LIFO

III.2. Cas d'étude sur un mix PV/éolien (poste B)

III.2.1. Contexte

À l'année initiale, le poste source B n'accueille pas de production décentralisée et le poste source contient un transformateur 20 MVA. Le scénario de croissance estime que des productions de type éolien et photovoltaïque vont se développer. Celui-ci est détaillé dans le Tableau IV-2. Comme précédemment, l'investissement envisagé est de 1.5M€ pour l'ajout d'un transformateur 20 MVA. Par ailleurs la P^*_{max} de la charge présente est prise à 15 MW.

Tableau IV-2 – Scénario de croissance de la capacité de production installée pour le poste B

Année	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Capacité photovoltaïque (MW)	0	0.3	3	7	11	15	19
Capacité éolienne (MW)	0	0	0	0	0	11	21
Capacité installée totale (MW)	0	0.3	3	7	11	26	40

Comme précédemment, l'arrivée de nouveaux producteurs éoliens et photovoltaïques est modélisée en mettant la série de référence correspondante à l'échelle ; ceux-ci fonctionnent en effet de manière quasi synchrone comme cela a été mis en évidence au chapitre III.

III.2.2. Étude avec un scénario de production déterministe

Comme il n'existe pas de générateurs déjà raccordés au réseau du poste source B, deux séries de référence photovoltaïque et éolienne sont choisies arbitrairement à partir de relevés de 2013. Sur la Figure IV-9 les différents fronts sont tracés ; par rapport à la situation dimensionnante le renforcement est requis dès 2020 mais l'occurrence de la contrainte ne survient qu'en 2021. L'effacement reste l'option à privilégier en 2021.

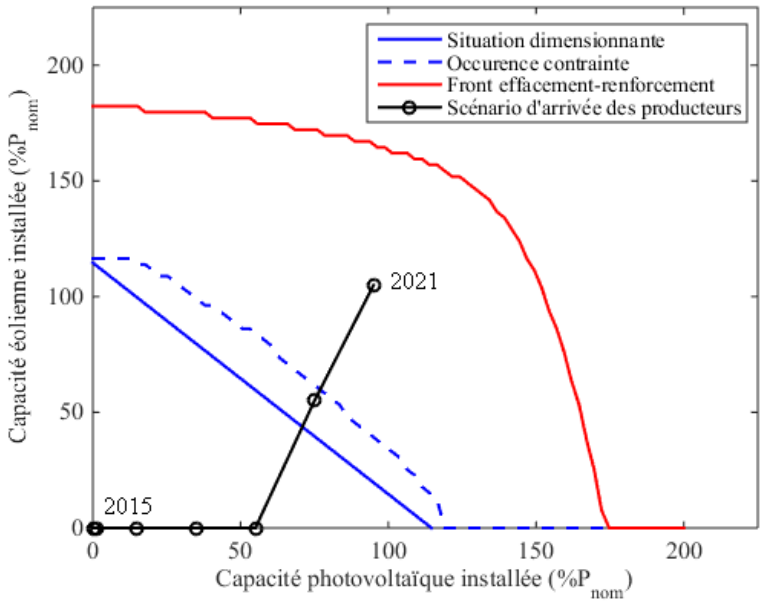

Figure IV-9 – Abaque de décision pour le transformateur B, avec scénario d'augmentation de la production

III.2.3. Sensibilité aux paramètres

Comme précédemment, on détermine l'évolution de la limite entre effacement et renforcement lorsque le coût unitaire de l'énergie effacée varie (en Figure IV-10) et pour différentes durées de consigne (en Figure IV-11). Ce dernier paramètre n'a quasiment pas d'impact.

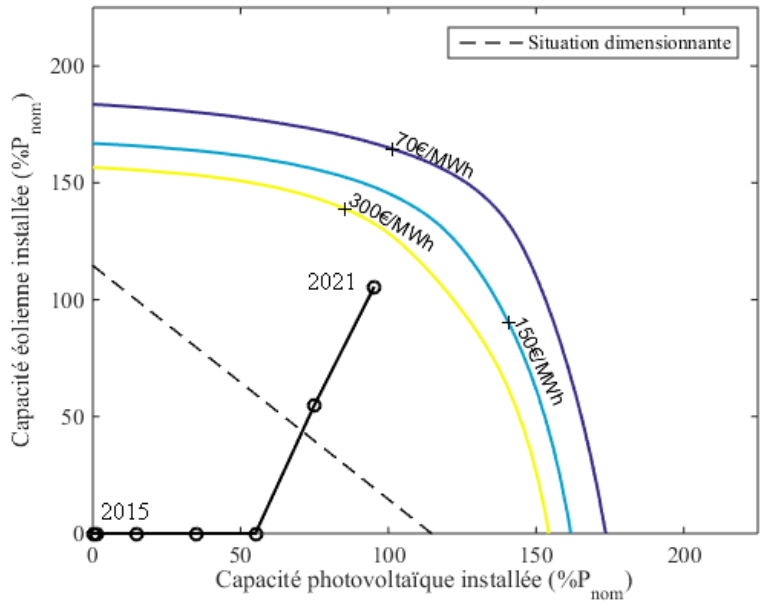

Figure IV-10 – Abaque de décision avec différentes valeurs du coût unitaire de l'énergie effacée

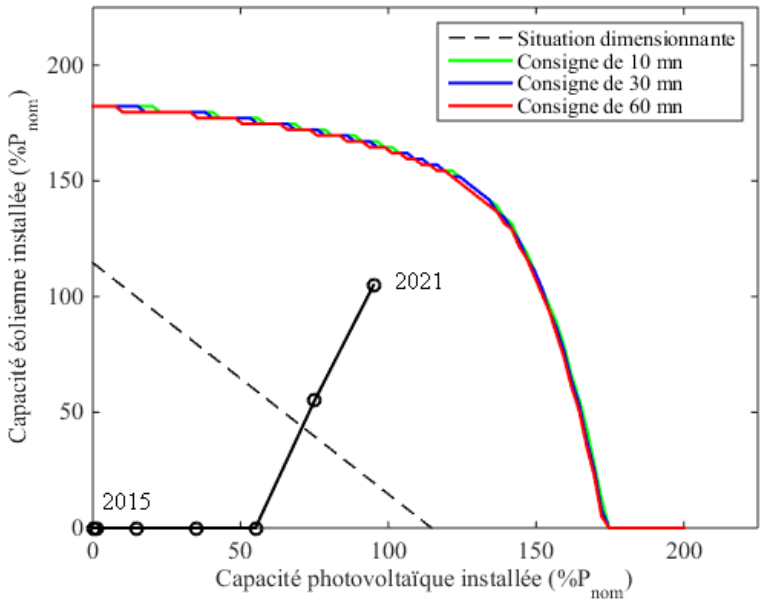

Figure IV-11 – Abaque de décision avec différentes durées de consigne pour le transformateur B

III.2.4. Effacement LIFO

Lorsque l'effacement des générateurs prend en compte l'ordre d'arrivée, on obtient les résultats présentés en Figure IV-12. En prolongeant le scénario selon la dynamique finale (arrivée de producteurs PV et éoliens supplémentaires), la limite est atteinte vers 260% de P_{nom} dont 130% dus aux producteurs éoliens et 130% aux producteurs PV. Par comparaison, le point de coordonnées (130%,130%) sur la Figure IV-9 est encore dans la zone ou le renforcement est estimé favorable. Agréger les producteurs conduit donc ici à sous-estimer la quantité d'énergie effacée.

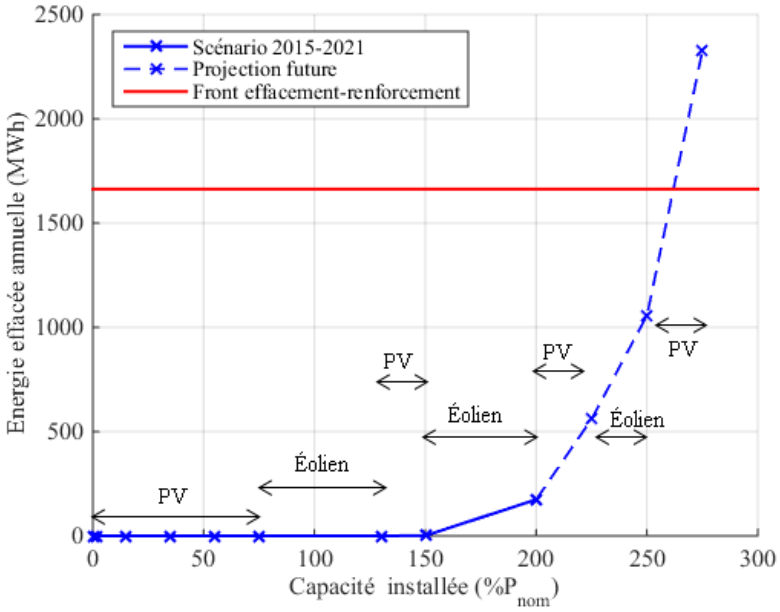

Figure IV-12 – Quantité d'énergie effacée selon la quantité de générateurs raccordés au réseau B, les générateurs étant effacés dans une logique LIFO. La projection est composée de production éolienne et photovoltaïque

- ⇨ Sous les hypothèses retenues, la durée minimale de consigne a un impact très faible sur la décision finale.
- ⇨ Agréger les générateurs peut conduire à sous-estimer la puissance qui doit être effacée.
- ⇨ Sur les cas étudiés, l'effacement est une alternative économiquement intéressante sur les premières années, même pour des prix élevés du MWh effacé.

III.3. Étude avec un scénario de production aléatoire

III.3.1. Avec un échantillon tiré au hasard

Les abaques précédents ont été tracés pour des relevés arbitraires, qui correspondent à une réalisation possible de la variable **G** (variable aléatoire associée à la quantité d'énergie effacée estimée a posteriori.). En pratique il est important de pouvoir déterminer l'espérance et la dispersion de cette variable, ce qui nécessite d'avoir plus de scénarios.

Un scénario plus riche est créé en choisissant l'ensemble des courbes photovoltaïques et éoliennes régionales du poste B. Comme détaillée au chapitre III, cette stratégie ne permet pas de créer un échantillon représentatif puisqu'il existe un aléa géographique ; par ailleurs avoir des relevés sur un an ou deux ne donne pas assez d'informations sur la variabilité météorologique d'une année à l'autre. On l'utilise donc purement à titre illustratif.

Pour chaque couple de relevés photovoltaïques et éoliens, appelés respectivement ρ et ε, on peut définir la fonction $\gamma_{(\rho,\varepsilon)}$ qui associe au couple de capacités installées la quantité d'énergie effacée par an (de manière semblable à la fonction γ définie précédemment en partie III.1.2).

Pour un couple de capacités installées (Γ_1,Γ_2), on considère alors que l'échantillon $\{\gamma_{(\rho,\varepsilon)}(\Gamma_1,\Gamma_2)\}$ sur l'ensemble des relevés ρ et ε correspond à un ensemble de réalisations aléatoires de la variable **G** et on définit la variable empirique associée. Deux critères d'arbitrage entre l'effacement de production et le renforcement sont ensuite considérés :

- Lorsque l'effacement est en moyenne une solution plus intéressante, c'est-à-dire que le coût moyen attendu E[Q] est inférieur à l'annuité.
- Lorsque la VaR 10% de **G** est inférieur à l'annuité ; cela revient à se prémunir contre un cas défavorable en garantissant que l'effacement permettra une économie sur l'année 90% du temps.

Pour le poste B, les deux fronts sont tracés en Figure IV-13. Sur un ensemble de scénarios l'occurrence de la contrainte se rapproche de la situation dimensionnante par rapport à ce qui avait été observé sur un cas déterministe (une description de la charge plus riche devrait confondre ces deux limites). Il existe par ailleurs une légère marge entre le front défini par rapport à E[Q] et celui par rapport à la VaR, qui est plus conservateur.

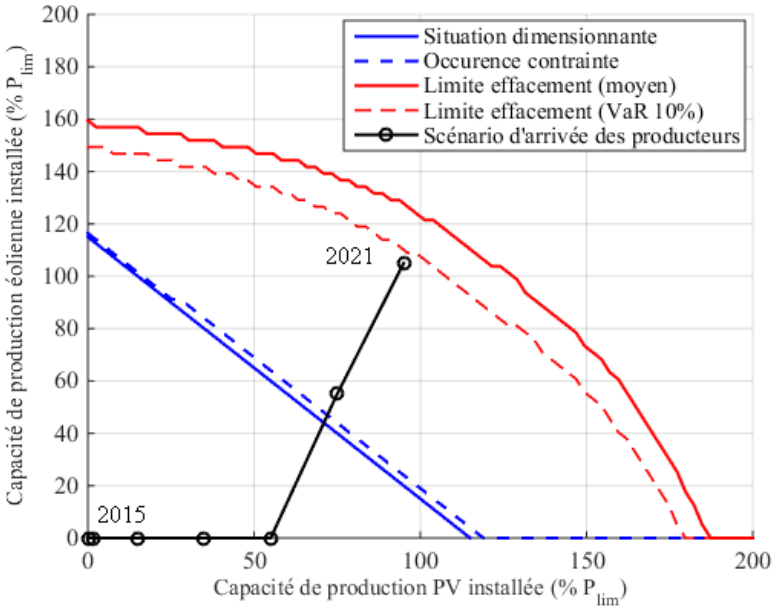

Figure IV-13 – Critère d'arbitrages entre renforcement et effacement pour le poste B

Les points de coordonnées (1,1.1) et (1,1.2) sont respectivement situés sur la limite fixée par la VaR 10% et celle fixée par la valeur moyenne. Sur la Figure IV-14 sont tracées les densités de probabilités de la variable **G** correspondante, estimées à partir de l'échantillon. On remarque que la dispersion peut être significative, ce qui pourrait justifier une approche conservative du point de vue du producteur.

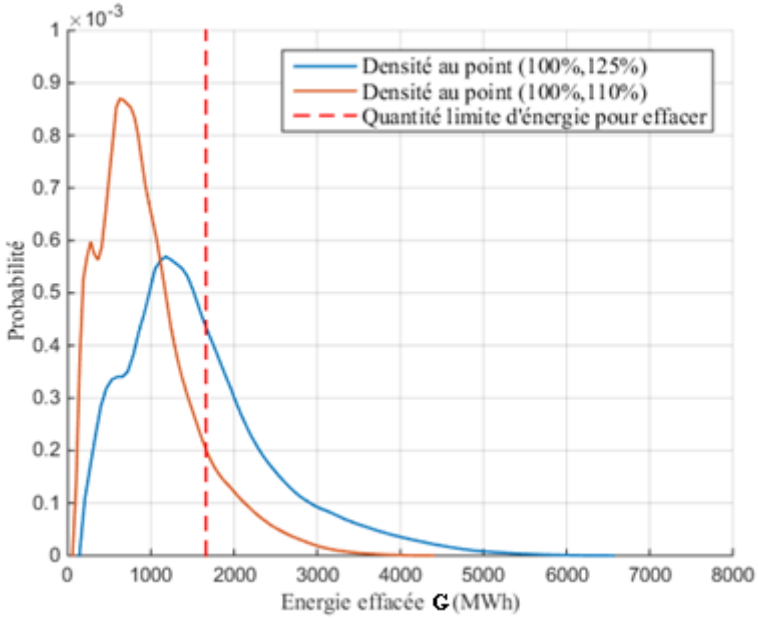

*Figure IV-14 – Densités de probabilité de **G** sur les points du front moyen (en bleu) et avec la VaR (en orange) pour une capacité photovoltaïque de 100% de la P_{lim}*

III.3.2. Avec les caractéristiques

Au chapitre III, des méthodes ont été proposées visant à modéliser la dépendance entre la charge et des productions différentes. À partir du jeu de données précédents, on détermine les caractéristiques moyennes et à risque 10% selon la définition présentée à la partie II.3.2 pour chaque saison

caractéristique. Pour l'éolien, celles-ci sont les saisons définies au chapitre II et qui correspondent à un découpage annuel (hiver, printemps et été).

Pour le photovoltaïque, la variable $\vec{R}.\vec{u}$ définie au chapitre II, partie IV.2, et qui correspond à la projection du vecteur unitaire solaire sur la normale au sol, est utilisée. Celle-ci prenant ses valeurs dans [-1;1], l'intervalle est subdivisé en n sous-intervalles disjoints $(I_k)_{1\leq k\leq n}$ et la k-ème saison solaire correspond à l'ensemble des pas de temps pour lesquels la variable $\vec{R}.\vec{u}$ appartient à I_k.

Au chapitre III, on a mis en évidence le comportement quasi indépendant entre photovoltaïque et éolien lorsque les productions sont sommées. À partir de caractéristiques PV et éoliennes, on cherche alors à construire une fonction de répartition du flux. Pour chaque saison, on détermine la caractéristique moyenne et à risque 10% obtenue sur le jeu de producteurs de la région considérée.

On considère que la charge est suffisamment connue pour pouvoir l'intégrer dans le modèle (c'est-à-dire que l'on a des modèles de charge sur chaque sous-saison). Par ailleurs, les trois saisons et les k intervalles découpent l'année en au plus 3k ensemble de pas de temps (par intersection des saisons éoliennes et solaires, éventuellement disjointes). On considère que les caractéristiques obtenues sur une saison sont constantes sur chacun des sous-ensembles obtenus par intersection de cette saison avec d'autres. Par exemple les caractéristiques de l'éolien sont les mêmes sur la saison hiver et sur le sous-ensemble « hiver et $\vec{R}.\vec{u} \geq 0.5$ ».

On peut alors construire la fonction de répartition du flux au poste source. Par exemple, on suppose que 3 intervalles ont été retenus pour le PV (I_1 = [-1 ; 0.2[, I_2 = [0.2 ; 0.7[, I_3 = [0.7 ; 1], comme au chapitre III, partie III.4.2 et donc n=3 ici).

On considère F_H, la caractéristique éolienne sur la saison hiver. Cette saison contient des pas de temps de chaque intervalle ; on définit $H_k = H \cap I_k$ pour chaque valeur de k. La caractéristique photovoltaïque sur la saison k est notée F_k.

La caractéristique F du photovoltaïque sur hiver vérifie alors l'équation (IV-3). La notation $|H_1|$ correspondant au nombre de pas de temps de la saison H_1.

$$F = \frac{|H_1|F_1 + |H_2|F_2 + |H_3|F_3}{|H|} \qquad \text{(IV-3)}$$

On passe au modèle indépendant F_S de la somme sur la saison hiver, en mettant à l'échelle par rapport aux capacités, puis en calculant le modèle indépendant de la somme (par convolution) selon l'équation (IV-4). Γ_1 et Γ_2 correspondent respectivement aux capacités éoliennes et photovoltaïques.

$$F'_S = \frac{1}{\Gamma_1\Gamma_2} F'_H\left(\frac{\cdot}{\Gamma_1}\right) * F'\left(\frac{\cdot}{\Gamma_2}\right) \qquad \text{(IV-4)}$$

Pour intégrer la charge, on utilise directement la fonction de répartition empirique de charge sur chaque sous-ensemble H_k ; le modèle indépendant de la différence entre production photovoltaïque et charge est utilisé. Dans l'équation (IV-3), on remplace la caractéristique F_k du PV par la fonction de répartition G_k du modèle indépendant « production PV moins charge », obtenue par l'équation (IV-4).

$$G'_k = \frac{1}{\Gamma_2} F'_C * F'_k\left(\frac{\cdot}{\Gamma_2}\right) \qquad \text{(IV-5)}$$

Le modèle indépendant de la somme entre « production PV moins charge » et éolien donne finalement un modèle de flux sur la saison hiver. Le processus est réitéré pour les saisons printemps et été, et permet au final d'obtenir un modèle de monotone annuel.

Sur la Figure IV-15 sont tracés les fronts limites pour l'effacement obtenus en se basant sur les modèles définis ci-dessus. Lorsque les caractéristiques moyennes sont utilisées, il a été montré au chapitre III que les estimations d'effacement sur les monotones correspondaient bien à la moyenne attendue sur l'ensemble des relevés de production considérés. Lorsque les caractéristiques à risque 10% sont utilisées, il n'y a pas de raisons particulières pour que la valeur d'effacement calculée corresponde à la VaR à 10% sur l'ensemble des courbes. Néannmoins, dans ce cas précis, les frontières obtenues sont précises.

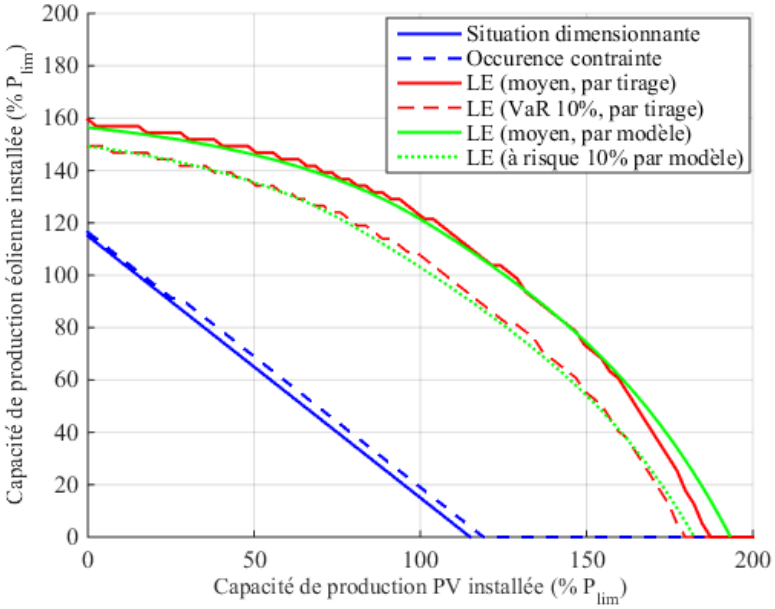

Figure IV-15 – Limite effacement (LE) obtenues par tirage et par modèle

III.3.3. Conclusion

À partir d'un échantillon représentatif (ce qui n'est *a priori* pas le cas de celui utilisé ici, cf. la partie III.3.1, mais ce qui serait accessible en pratique au distributeur), on peut déterminer des valeurs limites en puissance pour implémenter l'effacement de production. Cette limite dépend notamment de la prise en compte du risque par les acteurs concernés. On peut noter que dans ce cas précis, la différence entre un objectif de minimisation du coût moyen et un objectif portant sur la VaR à 90% est relativement faible.

Par ailleurs, sur le cas particulier où le mix de production mis en jeu est éolien et photovoltaïque, les modèles de dépendance proposés entre production et charge permettent d'approcher correctement les quantités d'effacement attendues.

IV. Étude du plan de tension

IV.1. Load flow probabilisé

IV.1.1. Objectif

L'effacement de production pourrait être mis en place pour éviter des renforcements prévus sur des départs mixtes. Dans ce cas, et éventuellement pour discriminer des solutions opérationnelles proches, la question de comment les leviers impactent les flux (actifs et réactifs) dans le réseau et le plan de tension peut se poser.

Un outil a été développé pour analyser rapidement les réseaux HTA par linéarisation des équations du load flow. La linéarisation permet de gagner un temps de calcul conséquent (cf. la partie IV.1.6 ci-dessous), notamment pour une estimation probabiliste du plan de tension. Celle-ci doit se faire autour d'un ou plusieurs points de fonctionnement de référence [All81b]. D'autres solutions approchées existent comme le découplage des équations du load flow (les variations de puissance active sont associées à l'angle de phase et celles de puissance réactives à l'amplitude de tension) [Bij09] et permettent de construire des matrices de sensibilité [Ric06].

IV.1.2. Clients raccordés au réseau

On considère un modèle linéaire du réseau HTA où les poches BT sont agrégées au niveau des transformateurs HTA/BT, ceux-ci étant modélisés comme des nœuds consommateurs. Le réseau est alors représenté par sa matrice d'admittance $\underline{Y}$. On dispose par ailleurs de n séries de mesures de puissance active moyennées sur un intervalle pertinent par rapport aux critères de tension (10 minutes, cf. partie II.3.2 du chapitre I) et chacune représentative de la consommation/production d'un type de client particulier (la production étant prise négativement).

On appelle $(X_i(t))_{1\leq i\leq n}$ les séries normalisées associées, où t est l'ensemble des pas de temps où une mesure est disponible. Pour la production, la normalisation se fait par rapport à la valeur maximale théorique, on a donc des valeurs comprises entre 0 et 1. Pour la charge, elle se fait par rapport à la P^*_{max}, et les valeurs sont supérieures à 0.2 (la charge « minimale » est de $20\%P^*_{max}$).

Dans le cas de cette étude, n vaut 3 c'est-à-dire que l'on a 2 types de producteurs (un éolien et un photovoltaïque) et un consommateur HTA. Ainsi pour chaque client j raccordé au nœud k, la puissance active consommée (ou injectée) est définie comme étant $P_{i,k} = X_i \times P_{max}^{(i,k)}$, où $P_{max}^{(i,k)}$ est la puissance maximale du client i raccordé au nœud k. Pour les clients de type consommateur, la puissance réactive est prise en générale égale à $Q_{i,k} = P_{i,k} \times \tan\varphi$. Concernant les clients de type producteur, on peut envisager trois possibilités :

- à tan φ fixé ; la puissance réactive vaut alors $Q_{i,k} = P_{i,k} \times \tan\varphi$,
- à Q fixée,
- avec une régulation de type Q=f(U) (cf. la partie IV.1.1 du chapitre I).

À chaque nœud k (poste HTA/BT ou client HTA), on peut écrire la puissance apparente complexe consommée comme combinaison linéaire des puissances apparentes des clients qui sont rattachés au nœud k. On définit alors $\underline{S}_k$ comme la puissance apparente complexe consommée au nœud k. Lorsqu'un seul client de type i est présent à ce nœud, $\underline{S}_k$ s'écrira comme dans l'équation (IV-6).

$$\underline{S_k} = X_i P_{max}^{(i,k)}, + jQ^{(i,k)} \quad \text{(IV-6)}$$

Si la puissance réactive $Q^{(i,k)}$ est considérée constante ou à tan φ fixé, on peut se ramener de manière générale à une expression de $\underline{S_k}$ de la forme donnée en équation (IV-7), où $P_{max}^{(i,k)}$ correspond à la puissance maximale des clients de type i au nœud k, tan(φ) le facteur de charge fixe (si existant) et $Q_0^{(i,k)}$ la puissance réactive constante (si existante).

$$\underline{S_k}(t) = \sum_{i=1}^{n} P_{max}^{(i,k)} \, (1 + j \tan \varphi) X_i(t) + Q_0^{(i,k)} \quad \text{(IV-7)}$$

A la série temporelle **X**(t), on peut associer une variable aléatoire **X** telle que la fonction de répartition de **X** corresponde à la fonction de répartition empirique de l'échantillon **X**(t) ; cela a un intérêt si t est « représentatif » et que la loi obtenue reste stable pour d'autres pas de temps. Le bilan de puissance à chaque nœud s'exprime alors comme combinaison linéaire des variables aléatoires $(\mathbf{X_j})_{1 \leq j \leq n}$.

IV.1.3. Plan de tension au premier ordre

Déterminer le plan de tension du réseau nécessite de résoudre les équations données en (IV-8). Les vecteurs colonnes **V** et **I** correspondent à l'ensemble des tensions et courants sur les N nœuds. Les indices renvoient à la composante correspondante, éventuellement à la ligne correspondante pour une matrice.

$$\begin{array}{l} \underline{\boldsymbol{I}} = \underline{\boldsymbol{Y}}\,\underline{\boldsymbol{V}} \\ \forall k \leq N, \qquad \underline{S_k} = \underline{V_k}\,\underline{I_k^*} = \underline{V_k}\,\underline{(Y\boldsymbol{V})_k^*} \end{array} \quad \text{(IV-8)}$$

On linéarise les équations de la puissance apparente données en (IV-8)[23] autour d'un état moyen du réseau noté $\overline{\boldsymbol{V}}$ (obtenu via un load flow classique) et on note $\underline{\Delta \mathbf{V}}$, l'écart à la moyenne $\underline{\boldsymbol{V}} - \overline{\boldsymbol{V}}$ (et la notation est similaire pour les autres vecteurs). L'équation obtenue, en (IV-9) permet alors d'exprimer $\underline{\Delta \mathbf{V}}$ comme combinaison linéaire de $\underline{\Delta \mathbf{S}}$ et $\underline{\Delta \mathbf{S}}^*$.

$$\underline{\Delta \mathbf{S}} = \overline{\boldsymbol{V}} \,.\, \left(Y \underline{\Delta \mathbf{V}}\right)^* + \underline{\Delta \mathbf{V}} \,.\, (Y \overline{\boldsymbol{V}})^* \quad \text{(IV-9)}$$

Par conjugaison, on obtient un système inversible, qui conduit ensuite à une expression de $\Delta \mathbf{V}$ de la forme donnée en (IV-10). A et B étant les matrices correspondant aux coefficients obtenus ; des éléments de démonstration sont donnés dans l'annexe F.

$$\underline{\Delta \mathbf{V}} \approx \underline{A}\,\underline{\Delta \mathbf{S}} + \underline{B}\,\underline{\Delta \mathbf{S}}^* \quad \text{(IV-10)}$$

L'expression des puissances apparentes (IV-7) peut alors être injectée dans (IV-10), ce qui permet d'exprimer les valeurs de tension comme combinaison linéaire des variables $(\mathbf{X_j})_{1 \leq j \leq n}$, elles-mêmes, on le rappelle, décrites à partir de relevés réels. On peut ensuite utiliser des hypothèses de dépendance entre ces variables telles que présentées au chapitre III, comme l'indépendance. On peut aussi directement utiliser les séries temporelles, si le temps de calcul reste avantageux.

[23] Le produit utilisé ici, et noté « . », n'est pas un produit matriciel mais un produit terme à terme, (dit de Hadamard ou de Schur). Pour se ramener à des opérations matricielles classiques, il suffit de remplacer les vecteurs moyennés par des matrices diagonales, ayant pour diagonale les vecteurs correspondants. La forme présente a été utilisée par souci de clarté.

IV.1.4. Exemple sur un départ quelconque

Sur la Figure IV-16, on a représenté la fonction de répartition de la tension sur un départ arbitrairement extrait d'un réseau de distribution (cf. Figure IV-20) avec de la production éolienne et de la charge. Une courbe de production éolienne et une courbe de charge au poste source ont été utilisées pour déterminer respectivement une fonction de répartition empirique de production et une de charge. Seule la saison « été » est modélisée, afin de limiter le temps de calcul, la charge et la production ont donc un comportement quasi indépendant (cf. chapitre III, partie III.4.3.).

Sur la Figure IV-16 les courbes suivantes ont été représentées :

- le profil réel qui utilise directement les séries temporelles dans l'équation (IV-8), et nécessite plusieurs calculs de load flow pour être résolu (1 par pas de temps donc 52560 pour une année, et environ 17000 pour la saison été); les calculs de load flow ont été effectués à partir d'un script disponible sur MathWorks [Pra09] ;
- le modèle linéaire, qui utilise directement les séries temporelles sur l'équation (IV-10), et ne nécessite qu'un load flow pour résoudre l'état moyen du réseau. Celui-ci est donc plus rapide à traiter ;
- le modèle indépendant qui utilise uniquement les monotones de chaque profil (ce qui représente la loi de probabilité empirique du profil) et reconstruit la loi jointe avec l'hypothèse d'indépendance pour l'utiliser ensuite dans l'équation (IV-8). On le résout par échantillonnage de l'ensemble des valeurs possibles des variables aléatoires $(\mathbf{X_j})_{1\leq j\leq n}$, ce qui requiert plusieurs load flow (un par tirage);
- le modèle indépendant linéarisé qui utilise uniquement les monotones de chaque profil avec hypothèse d'indépendance, et revient à calculer la combinaison linéaire des variables aléatoires X déduites de l'équation (IV-10). Plusieurs techniques de calcul linéaire sur des variables aléatoires existent dans la littérature, permettant une résolution rapide (convolution par transformée de Fourier [All81c], développement de Gram-Charlier [Zha04]…).

L'adéquation entre les quatre distributions est presque parfaite, ce qui montre que l'hypothèse d'indépendance et l'approximation linéaire ne dégradent pratiquement pas la qualité du calcul ; notamment l'approximation linéaire permet une amélioration nette du temps de calcul. L'hypothèse d'indépendance pourrait servir de manière plus marginale si le nombre de types de production augmentait de façon conséquente, les relevés pourraient alors être trop limités pour être représentatifs de toutes les situations crédibles et un échantillonnage avec un nombre important de dimension sera gourmand en calcul.

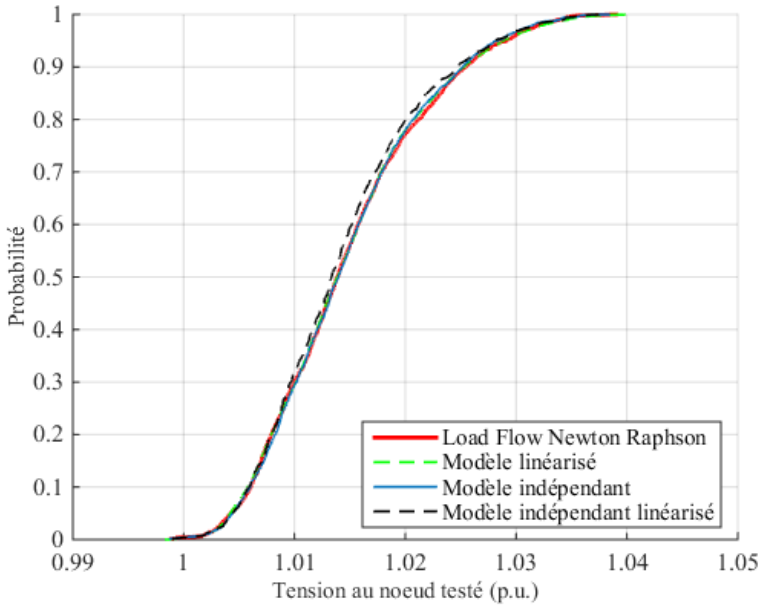

Figure IV-16 – Profil de tension sur un nœud arbitraire

IV.1.5. Fiabilité de l'estimation linéaire

On souhaite estimer la qualité des modèles précédents. Pour chacun des nœuds, on regarde l'écart maximal sur la fonction de répartition entre la probabilité donnée par les load flow de type Newton Raphson et celles données par les modèles proposés, ainsi que la valeur moyenne.

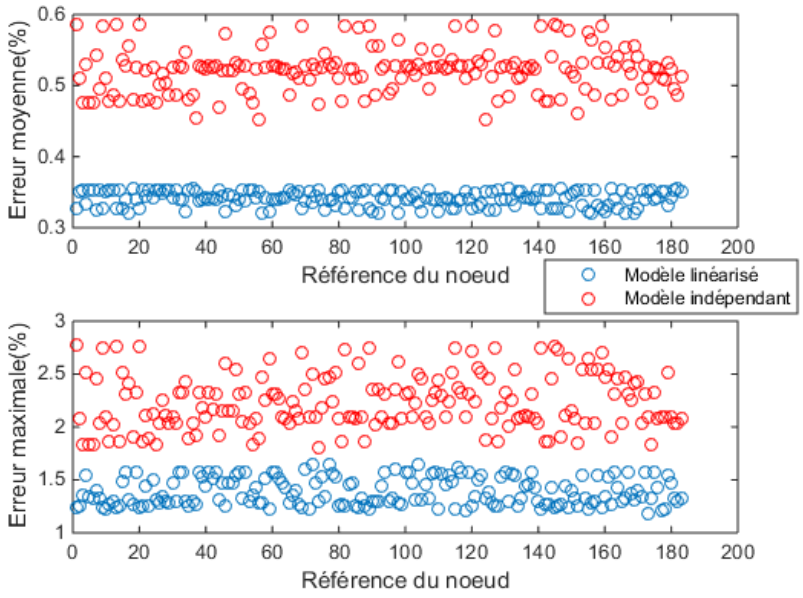

Figure IV-17 - Erreur d'estimation de la probabilité à tension donnée pour chaque nœud du départ.

De manière similaire on regarde quelles sont les erreurs possibles d'estimation de la tension pour une probabilité donnée ; c'est-à-dire que l'on détermine l'écart maximal *en abscisse* entre la courbe de

référence (load flow Newton Raphson), tandis que les erreurs de probabilité sont les écarts *en ordonnée*.

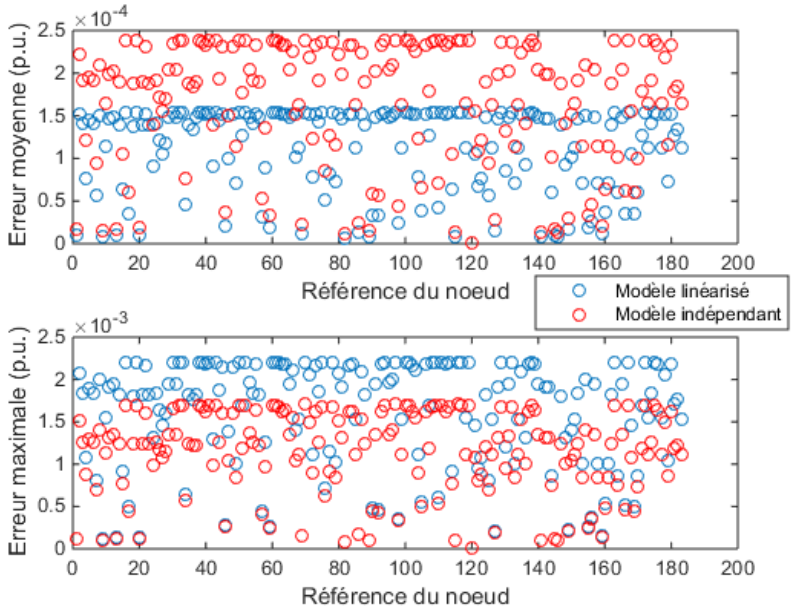

Figure IV-18- Erreur d'estimation de la tension à probabilité donnée pour chaque nœud du départ.

IV.1.6. Plan de tension probabilisé : terme correctif

L'équation (IV-9) est une linéarisation autour de valeurs moyennes, et l'erreur maximale obtenue concerne a priori les situations ou les productions et charges sont extrêmales, notamment les situations dimensionnantes. Si la précision requise doit être améliorée, il est possible d'ajouter un terme correctif. On définit α comme l'erreur commise sur l'approximation faite en (IV-9), et dont la valeur est donnée en (IV-11).

$$\alpha(\underline{\boldsymbol{V}}) = \underline{\Delta\mathbf{S}} - \overline{\underline{\boldsymbol{V}}}.\left(Y\underline{\Delta\mathbf{V}}\right)^{*} - \underline{\Delta\mathbf{V}}.\left(Y\overline{\underline{\boldsymbol{V}}}\right)^{*} = \underline{\Delta\mathbf{V}}.\left(Y\underline{\Delta\mathbf{V}}\right)^{*} \qquad \text{(IV-11)}$$

On appelle $\underline{\widetilde{\boldsymbol{V}}}$ l'estimation de $\underline{\boldsymbol{V}}$ obtenue à partir de l'équation (IV-10). On peut alors écrire l'égalité (IV-12).

$$\underline{\boldsymbol{V}} = \underline{\widetilde{\boldsymbol{V}}} - \underline{A}\,\alpha(\underline{\boldsymbol{V}}) - \underline{B}\,\alpha(\underline{\boldsymbol{V}})^{*} \approx \underline{\widetilde{\boldsymbol{V}}} - \underline{A}\,\alpha(\underline{\widetilde{\boldsymbol{V}}}) - \underline{B}\,\alpha(\underline{\widetilde{\boldsymbol{V}}})^{*} \qquad \text{(IV-12)}$$

Sous l'approximation $\alpha(\underline{\widetilde{\boldsymbol{V}}}) \approx \alpha(\underline{\boldsymbol{V}})$, on obtient alors un terme correctif que l'on peut ajouter à la première estimation de $\underline{\boldsymbol{V}}$. Il est intéressant de noter que l'on n'utilise pas la variable aléatoire $\underline{\Delta\mathbf{S}}$ sur cette seconde étape ; les techniques d'accélération des calculs évoquées précédemment peuvent donc être utilisées sur la première étape (équation linéaire avec plusieurs variables aléatoires) tandis que la seconde ne requiert des calculs (quadratiques) que sur une variable aléatoire ($\underline{\widetilde{\boldsymbol{V}}}$).

Par ailleurs, on remarque que l'approximation obtenue ($\underline{\boldsymbol{V}}$) peut être réinjectée dans l'expression (IV-12), le calcul peut se faire en plusieurs itérations. La question de la convergence et de son efficacité ne sera pas détaillée ici, on constate simplement son efficacité sur l'exemple suivant.

Sur un départ plus long et plus chargé que le précédent, on vérifie les ordres de grandeur sur l'erreur commise. Sur un nœud producteur (nœud PV du cas d'étude de la partie IV.2), on trace sur la Figure IV-19 l'erreur d'estimation sur $|\underline{\boldsymbol{V}}|$ commise selon que l'on fasse 0,1 ou 2 itérations de correction à partir du modèle linéarisé. On constate que la correction est très efficace dès la première itération.

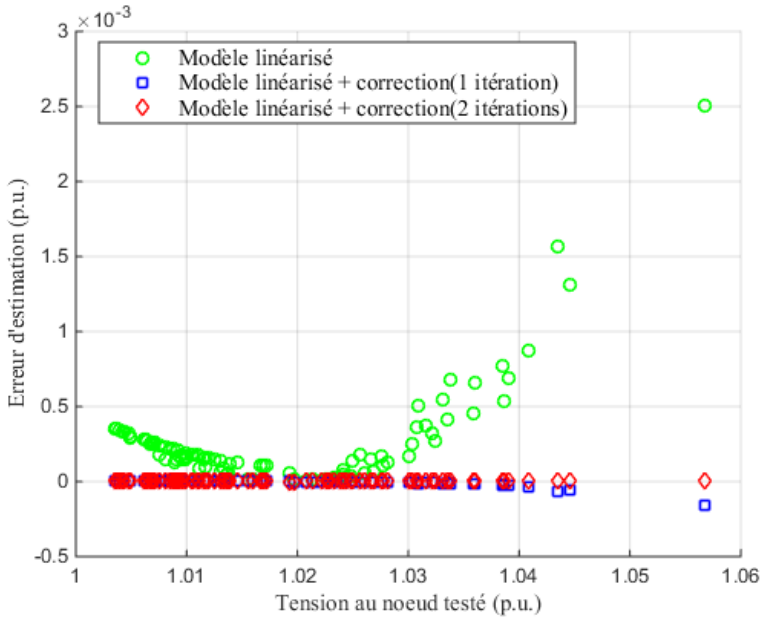

Figure IV-19 – Erreur d'estimation sur le plan de tension selon l'approximation utilisée

À partir de l'estimation du plan de tension on peut rapidement déterminer les courants circulant dans les conducteurs. Sur l'exemple précédent, on calcule les erreurs relatives et absolues maximales sur l'ensemble du départ commises selon l'approximation retenue. Les valeurs sont données dans le Tableau IV-3. On remarque que l'erreur relative du modèle linéarisé est conséquente mais elle concerne des nœuds où l'intensité soutirée est très faible (moins d'1 A).

Tableau IV-3 - Erreurs maximales commises sur l'estimation des courants dans les conducteurs du départ étudié selon l'approximation retenue

	Modèle linéarisé	Correction (1 itération)	Correction (2 itérations)
Erreur maximale absolue	5.84 A	0.36 A	0.02 A
Erreur maximale relative	87.9%	2.4%	0.06%

Les temps de calcul sont testés sur le logiciel Matlab [Mat16], avec un processeur Intel(R) Core(TM) i5-6600 CPU 3.3 GHz. Chaque méthode est testée pour des nombres de pas de temps (de 10 à 10000 selon les méthodes) où le plan de tension doit être déterminé. Les temps de calcul réalisés sont interpolés linéairement pour obtenir une fonction $\tau(N)$ qui au nombre de pas de temps calculés N associe le temps de calcul τ en secondes.

- Avec un algorithme de Newton-Raphson par pas de temps, et une précision de 1kVA (pour des puissances de l'ordre de quelques centaines de kW ou MW) on obtient $\tau(N) \approx 1.57N$.
- Avec la linéarisation $\tau(N) \approx 1.7+10^{-5}N$. Le terme constant correspond au calcul de l'état moyen du réseau et des matrices A et B. L'approximation linéaire ne reflète pas tout à fait le comportement du temps de calcul mais le terme constant est de toute façon dominant.
- Pour une itération $\tau(N) \approx 1.7+5.10^{-4}N$; pour deux $\tau(N) \approx 1.7+10^{-3}N$.

Par exemple, lorsque trois types de clients sont présents un découpage de chaque profil individuel selon les centiles conduira à $100^3 = 10^6$ états possibles. L'approximation linéaire nécessitera environ 12 secondes de temps de calcul ; chaque itération supplémentaire 10 minutes environ. Faire un load flow de type Newton-Raphson pour chaque cas est inenvisageable.

Pour la suite de l'étude on se limitera à une itération ; l'incertitude sur la tension est de l'ordre de 10^{-4} p.u. ce qui est suffisant ici (à titre de comparaison, la précision du régleur en charge HTB/HTA est de 0.01 p.u. Le cas traité sera une contrainte en tension (plus plausible dans le cas du réseau étudié) mais l'étude pourrait être adaptée pour une contrainte en courant.

IV.2. Cas d'étude

IV.2.1. Introduction

On envisage à présent le cas où l'effacement de production soit utilisé en tant que levier visant à éviter l'occurrence de contraintes dans le réseau, par exemple un dépassement de la tension maximale.

Sur un départ arbitraire mixte, issu d'un réseau réel d'Enedis et que l'on appellera J, on modélise l'arrivée d'un producteur HTA dont la PTF (cf. chapitre I, partie IV.1) classique impliquerait un renforcement, que la régulation du réactif soit de type tan ϕ fixe ou Q=f(U) (cf. chapitre I, partie IV.1.1). Une option envisageable est que le producteur puisse bénéficier d'une offre de raccordement alternative avec effacement, où la perte de puissance active pourrait être compensée par l'économie sur le coût de renforcement.

Le départ J est représenté en Figure IV-20, dans le schéma géographique donné par le logiciel Powerfactory.

IV.2.2. Méthodologie

Le départ J est initialement un départ sans production, dont la P^*_{max} vaut 4.8 MW. Les charges sont agrégées au niveau des transformateurs HTA/BT, et présentent un tan φ de 0.4 environ. On considère un modèle à tan φ fixe pour les charges.

Le départ possède 183 nœuds, et une longueur maximale entre un nœud et le poste source de 32 km. On considère l'arrivée de deux producteurs, respectivement de type éolien et photovoltaïque raccordés selon le scénario donné dans le Tableau IV-4, de façon à ce que l'opération de raccordement de référence nécessite une intervention du GRD sur le réseau, que l'on suppose ici être un renforcement.

La tension de référence au poste source est prise à 1.02 p.u. conformément aux réglages actuels (cf. chapitre I, partie IV.2). Les bandeaux de régulation des producteurs éoliens et photovoltaïques sont fixés à [-0.35 ;-0.25] (cf. partie IV.1.1 du chapitre I).

Tableau IV-4 - Scénario d'arrivée de production sur le départ J

Type de production	Éolien	Photovoltaïque
Puissance maximale	1.5 MW	2 MW
Distance au poste	15.1 km	22.8 km

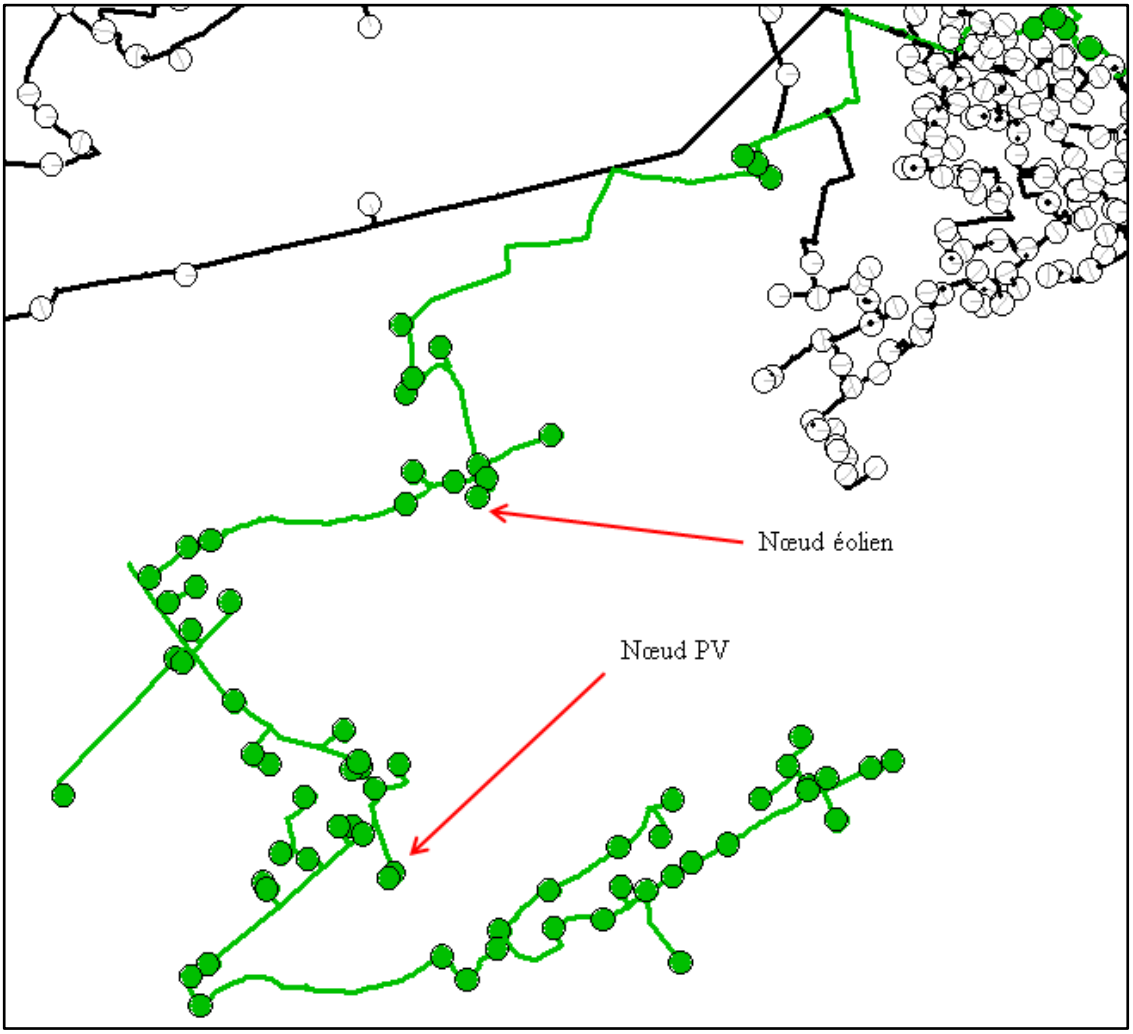

Figure IV-20 – Topologie du départ J (schéma géographique Powerfactory)

À partir de la méthodologie présentée en partie IV.1.3 (modèle linéaire du plan de tension et hypothèse d'indépendance entre charge, production éolienne et production photovoltaïque), on détermine le plan de tension probabilisé du départ sans producteur, puis avec le producteur éolien et ensuite avec les deux producteurs.

L'hypothèse d'indépendance fait que les deux situations dimensionnantes (productions maximales et charge minimale et réciproquement) sont notamment estimées puisque leur probabilité d'occurrence est non nulle.

Les résultats sont présentés en Figure IV-21. On rappelle que les régleurs en charge HTB/HTA maintiennent la tension au poste avec une précision de 0.01 p.u. (pas du régleur en charge, cf. chapitre I partie III.2.4) ; si l'étude fixe la tension au poste à 1.02 p.u. la limite de tension à ne pas dépasser est

de 1.04 p.u., afin de garantir que 1.05 soit respectée. On considère par ailleurs que le tan ϕ des producteurs est dans la partie haute du bandeau de régulation (fixé à -0.25).

L'arrivée du producteur photovoltaïque nécessitera une reconfiguration ou un renforcement du réseau puisque la limite de 1.04 p.u. est susceptible d'être légèrement dépassée.

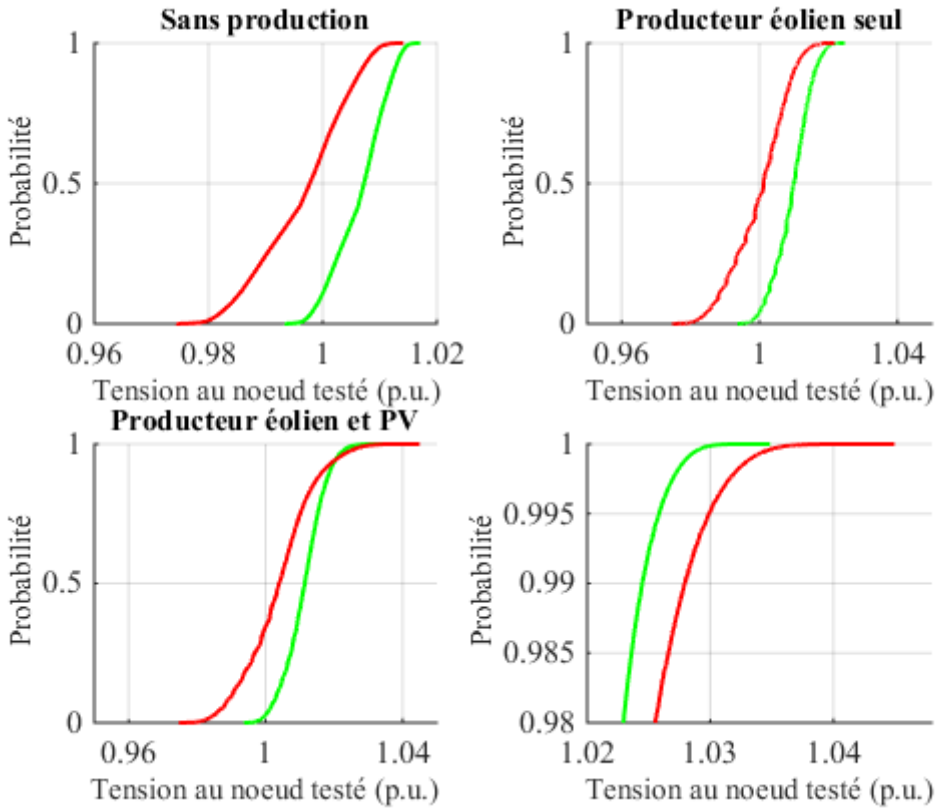

Figure IV-21- Plan de tension probabilisé aux nœuds de production selon l'arrivée des producteurs. Rouge : nœud PV, vert : nœud éolien. En bas à droite : agrandissement de la figure « producteur éolien et PV » pour les valeurs de tension les plus hautes (probabilité d'occurrence à 2%).

IV.2.3. Solution 1 : par renforcement

Par renforcement classique de 14 tronçons de lignes, aériennes de section 54 mm² qui sont remplacés par des câbles 240 mm² Al, pour une longueur totale de 3.7 km. On suppose que l'ordre de grandeur du coût total d'un renforcement en HTA est de 100 k€/km. Celui-ci est à la charge du producteur (cf. chapitre I, IV.1.2).

On a utilisé précédemment l'hypothèse d'indépendance entre charge, production éolienne et production photovoltaïque, que l'on sait être imprécise selon les résultats du chapitre III. On compare donc les résultats obtenus avec les données d'origine, c'est-à-dire trois séries temporelles respectivement de charges, et productions photovoltaïque et éolienne à ceux obtenus avec l'hypothèse d'indépendance. On obtient le profil de tension présenté en Figure IV-22 lorsque le renforcement est effectué, et on constate que la probabilité de dépassement de 1.04 p.u. est nulle ; le renforcement permet donc bien de lever la contrainte potentielle.

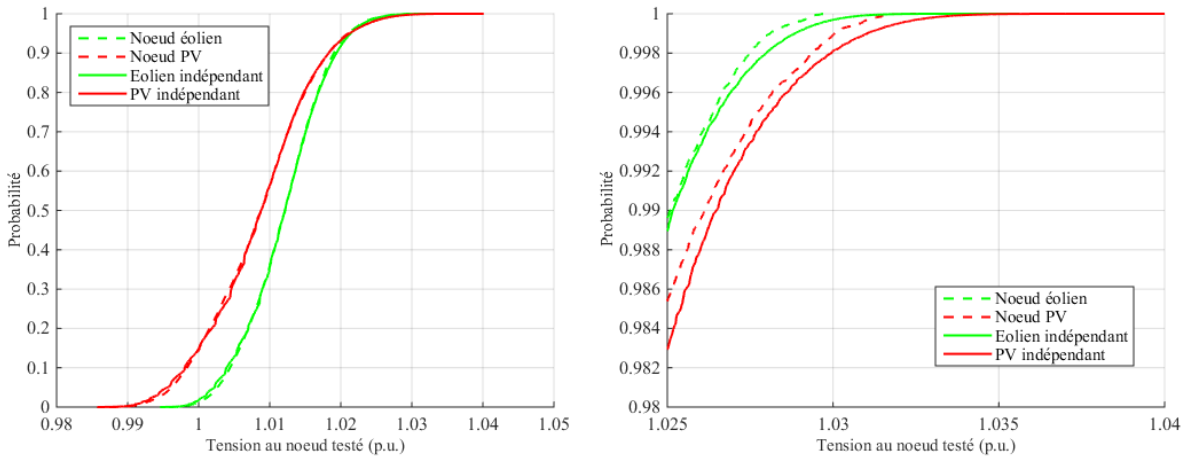

Figure IV-22 - Profil de tension des nœuds producteurs avec la solution de renforcement (zoom sur les valeurs de tension comprises entre 1.025 pu et 1.04 pu) à droite

IV.2.4. Solution 2 : par effacement de production

On suppose que le producteur pourrait bénéficier d'une offre de raccordement alternative, où celui-ci s'efface selon la tension mesurée au niveau du point d'injection. On utilise alors une régulation de type P=f(U), similaire à celle utilisée pour la puissance réactive et présentée au chapitre I, partie IV.1.1. Le producteur injecte sans restriction jusqu'à 1.049 p.u. et sa production doit être nulle au-dessus de 1.05 p.u. Celle-ci est simplement utilisée pour déterminer rapidement la quantité d'énergie à effacer requise mais l'effacement en général pourrait être implémenté différemment (par exemple par des consignes directes du GRD au producteur). Ici, nous sommes dans un cas particulier où la contrainte potentielle est locale et donc directement évaluable par le producteur ; en général, une communication sera a priori requise : par exemple si l'on inversait l'ordre d'arrivée des producteurs, le raccordement du producteur éolien créerait une contrainte au niveau du nœud PV.

On fait l'hypothèse que le poste source est en permanence à 1.03 p.u. et que le tan ϕ du producteur dans la partie haute du bandeau de régulation (-0.25). Ces hypothèses sont pessimistes mais nous ne disposons pas de modèles sur la fluctuation de tension en HTB ou sur la régulation de la puissance réactive par les générateurs.

Les deux fonctions de répartition des tensions aux nœuds considérés sont tracées en Figure IV-23

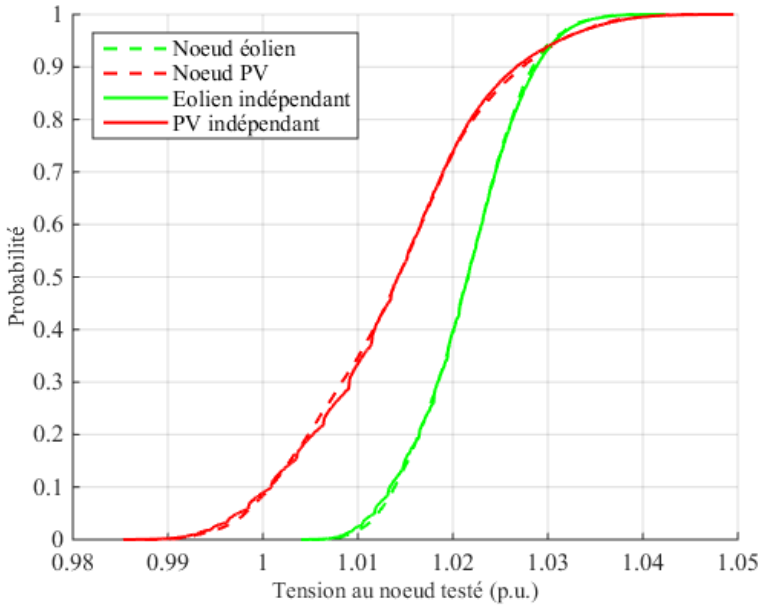

Figure IV-23 - Profils de tension des nœuds producteurs avec effacement du producteur PV. En pointillés : données réelles, en trait plein : avec hypothèse d'indépendance entre les entrées.

Dans cette situation, la quantité d'effacement requise est de 72 MWh sur l'année pour le modèle indépendant. En supposant le coût de l'effacement pour le producteur de 70€/MWh, la perte de valeur assumée par le producteur serait donc d'environ 5 k€ par an contre 370 k€ pour le renforcement, ce qui reste a priori avantageux quel que soit le poids de l'actualisation ou la durée de vie de l'installation. Par ailleurs les modèles indépendants s'avèrent en fait plus pessimiste que les observations réelles, notamment puisque la production éolienne est plutôt corrélée positivement avec la charge (production plus importante pendant la saison hiver, où la charge est plus importante). Sur les relevés d'un an utilisés, l'effacement n'aurait même pas eu à être utilisé.

Globalement on remarque même que les queues de distribution au niveau des fortes valeurs de tension (ordonnée proche de 1 sur la Figure IV-23) sont très étirées, les situations où la tension s'approche des valeurs limites restent donc globalement rares lorsque plusieurs types de production coexistent sur un départ mixte ; dans ce cas la flexibilité présente une valeur importante comparativement au renforcement.

V. Conclusion sur l'effacement

À partir de jeux de données réelles, et sous des hypothèses spécifiques, l'intérêt technico-économique de l'effacement de production a été mis en évidence. Dans des réseaux dimensionnés par la production, ce levier permet d'éviter ou de décaler des renforcements avec en contrepartie l'apparition d'une quantité « d'énergie non produite ».

Afin de prendre une décision efficace au niveau de la planification, il est important d'estimer le coût induit par cette énergie, ainsi que la dispersion possible. Une méthodologie pour tracer des abaques de décision a été proposée, avec prise en compte éventuelle d'une aversion au risque sur le critère de décision (par utilisation de la VaR). Par ailleurs les modèles proposés précédemment donnent des estimations cohérentes malgré certaines simplifications sur l'aspect dynamique des productions et de la charge (durée de l'ordre d'effacement ramené à 10 minutes sur une monotone). Sous les hypothèses retenues, l'impact de la durée de l'ordre d'effacement est en effet peu sensible.

La question du partage de la valeur a été posée. Dans la situation où l'effacement permet d'éviter un investissement mutualisé qui concerne des ouvrages partagés, il serait cohérent que les producteurs effacés soient compensés et les coûts d'effacement anticipés intégrés à la quote-part.

Enfin, un modèle simplifié d'analyse probabiliste du réseau a été implémenté et testé sur le plan de tension. Linéariser les équations du load flow permet, avec une très bonne précision, de déterminer l'évolution des lois de probabilités de certaines variables importantes dans le réseau, telles que les tensions, courants, et pertes en ligne. Il a été mis en évidence que sur des départs mixtes accueillant plusieurs types de production, la répartition des tensions possibles a tendance à être étalée au niveau des valeurs hautes. Cela signifie que l'utilisation d'un levier permettant de gérer des occurrences rares de tension haute peut permettre d'éviter des investissements conséquents sur le réseau de distribution.

Par ailleurs de nombreuses hypothèses ont été faites par analogie avec celles utilisées pour choisir de renforcer le réseau : prise en compte d'un offset de 0.01 p.u. au niveau du poste source, puissance réactive dans la partie basse du bandeau de régulation du producteur, charge répartie au prorata des consommations maximales des postes HTA/BT et tan ϕ connu et fixé. Si celles-ci font sens pour décider du renforcement du réseau, des modèles plus précis (a priori probabilistes) seront nécessaires pour évaluer correctement les quantités d'énergie à effacer. Notons qu'une estimation conservative, telle qu'effectuée ci-dessus, montre déjà le potentiel du levier et pourrait aussi suffire pour une offre de raccordement alternative.

Conclusion générale et perspectives

L'objectif de cette thèse était d'explorer l'apport d'outils statistiques supplémentaires au domaine de la planification des réseaux électriques, issus de l'augmentation programmée de l'information disponible en temps réel sur les réseaux de distribution. La croissance récente de la production décentralisée, implique que ceux-ci, en plus de leur rôle historique d'acheminer la puissance chez les consommateurs, peuvent aussi refouler de la puissance sur le réseau de transport, parfois dans des proportions telles que les réseaux deviennent dimensionnés par les situations d'export maximal et non plus d'import maximal. Le comportement statistique de la production a donc été au cœur de cette étude.

Dans le chapitre II, des données de production ont été analysées pour tester l'hypothèse d'un foisonnement possible des producteurs en aval du poste source. Des saisons explicatives, ainsi qu'un modèle explicatif de la puissance maximale fournie par une installation photovoltaïque ont été proposés. Les résultats obtenus montrent que les situations dimensionnantes actuelles sont des options réalistes dans la majorité des cas ; quelques mixs de production présentaient un léger potentiel de foisonnement des puissances produites et consommées.

Dans le chapitre III, des modèles de dépendance entre les producteurs ont été testés afin de proposer une méthodologie de construction de monotones de puissance agrégée à partir des lois de probabilité marginales des différents producteurs. Les producteurs éoliens et photovoltaïques se comportent de façon quasi synchrone au niveau d'un poste source, alors que les variations des producteurs de type cogénération sont indépendantes d'un générateur à l'autre. Enfin dans le cas de la production hydraulique, un traitement au cas par cas est nécessaire vu la grande dispersion observée sur le jeu de données utilisé. Des modèles gaussiens de copule ont été testés pour expliquer le comportement statistique de la production cumulée, ceux-ci pouvant s'étendre à un nombre quelconque de producteurs, mais des études complémentaires seront nécessaires.

Par ailleurs les productions et les charge de types différents ont globalement un comportement indépendant au sein d'une saison donnée et leur somme peut se modéliser comme telle. À partir de ces modèles, les lois de probabilité des flux de puissance peuvent être construites et les risques d'occurrence des situations de sollicitation forte du réseau quantifiés.

Enfin le chapitre IV traite du cas particulier de l'effacement de production. À partir de la méthodologie précédente ou de l'analyse directe des relevés de production, la quantité d'énergie à effacer chaque année peut être déterminée sous forme d'une variable aléatoire. Selon le critère de décision retenu, des abaques de report d'investissement peuvent alors être créées.

À la suite de ces travaux plusieurs perspectives d'études peuvent être envisagées. Dans un premier temps, les modèles probabilistes de production par type de génération pourraient être précisés par l'utilisation de données complémentaires, potentiellement à disposition du GRD (via échange avec les producteurs éventuellement). Le modèle de puissance photovoltaïque proposé au chapitre II pourrait ainsi être validé de façon générale.

Pour une valeur seuil donnée, il est possible de déterminer les fréquences de dépassement de cette valeur pour un ensemble de relevés de production, et de déterminer des indicateurs statistiques sur cette fréquence prise comme une variable aléatoire (dans cette étude la moyenne et le 0.9-fractile ont été utilisés). Sur quelques cas d'études, l'utilisation de la fréquence « conservative », avec un risque de

10% a conduit à une estimation de la fréquence d'utilisation du levier opérationnel présentant un risque de dépassement similaire. Cette idée, non développée, mériterait d'être creusée afin de valider mathématiquement la faible erreur commise et l'intégrer éventuellement dans des abaques décisionnels.

Dans le cas de l'effacement de production, la qualité de la prévision n'a pas été un sujet détaillé dans cette étude ; celui-ci obligera a priori à des choix plus conservatifs en termes de volume effacés qu'une gestion omnisciente. La méthodologie proposée pourra donc être mise à jour en conséquence.

Enfin, selon l'évolution du cadre législatif et la capacité du GRD à proposer des offres de raccordement alternatives basées sur l'effacement de production, les nouveaux SRRRER devront être mis à jour en conséquence dans un objectif d'efficacité accrue. Le couplage avec la production diffuse, c'est-à-dire de faible puissance et raccordée en basse tension, devra être détaillé, notamment pour vérifier si les tendances statistiques observées restent valables sur un nombre de générateurs plus élevé.

Bibliographie

[All81a] R. N. Allan, A. m. Da Silva, and R. C. Burchett, “Evaluation Methods and Accuracy in Probabilistic Load Flow Solutions,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, no. 5, pp. 2539–2546, May. 1981.

[All81b] R. N. Allan and A. M. L. da Silva, “Probabilistic load flow using multilinearisations,” *Transmission and Distribution IEE Proceedings C - Generation*, vol. 128, no. 5, pp. 280–287, Sep. 1981.

[All81c] R. N. Allan, A. M. L. da Silva, A. A. Abu-Nasser, and R. C. Burchett, “Discrete Convolution in Power System Reliability,” *IEEE Transactions on Reliability*, vol. R-30, no. 5, pp. 452–456, décembre. 1981.

[Alv09] M.-C. Alvarez-Hérault, “Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée,” Theses, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2009.

[And11] F. Andrén, S. Henein, and M. Stifter, “Development and validation of a coordinated voltage controller using real-time simulation,” in *IECON 2011 - 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, 2011, pp. 3713–3718.

[Art99] P. Artzner, F. Delbaen, J.-M. Eber, and D. Heath, “Coherent Measures of Risk,” *Mathematical Finance*, vol. 9, no. 3, pp. 203–228, 1999.

[Bal11] K. Balamurugan and D. Srinivasan, “Review of power flow studies on distribution network with distributed generation,” in *2011 IEEE Ninth International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS)*, 2011, pp. 411–417.

[Ban15] K. N. Bangash, M. E. A. Farrag, and A. H. Osman, “Smart Control of on Load Tap Changer deployed in Low Voltage Distribution Network,” in *2015 4th International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS)*, 2015, pp. 1–6.

[Bec11] B. Beckers and P. Beckers, *Calcul du rayonnement solaire atténué par l’atmosphère*. 2011.

[Ben63] Benjamin Y. H. Liu and Richard C. Jordan, “A Rational Procedure for Predicting The Long-Term Average Performance of Flat-Plate Solar-Energy Collectors,” *Solar Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 53–74, 1963.

[Bij09] P. R. Bijwe, B. Abhijith, and G. K. V. Raju, “Robust three phase fast decoupled power flow,” in *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE ’09. IEEE/PES*, 2009, pp. 1–5.

[Car91] CARRIVE Philippe, “Réseaux de distribution Structure et planification,” *Techniques de l’ingénieur Réseaux électriques de distribution publique*, vol. base docum, no. ref. article : d4210, Dec. 1991.

[Cel02] G. Celli, S. Mocci, F. Pilo, and R. Cicoria, “Probabilistic optimization of MV distribution network in presence of distributed generation,” 2002.

[Cha07] G. W. Chang, S. Y. Chu, and H. L. Wang, “An Improved Backward/Forward Sweep Load Flow Algorithm for Radial Distribution Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 2, pp. 882–884, mai. 2007.

[Coi13] COIFFIER Alain, “Schémas directeurs de développement des réseaux électricité de distribution MT,” *Techniques de l’ingénieur Réseaux électriques de distribution publique*, vol. base documentaire : TIB264DUO, no. ref. article : d4211, Nov. 2013.

[Con14] Conseil international des grands réseaux électriques and Comité d’études C6, *Planning and optimization methods for active distribution systems*. Paris: CIGRÉ, 2014.

[Coo86] R. M. Cooke and R. Waij, “Monte Carlo Sampling for Generalized Knowledge Dependence with Application to Human Reliability,” *Risk Analysis*, vol. 6, no. 3, pp. 335–343, 1986.

[Cre16] CRE, “Accès non discriminatoire et indépendance - Principes - Réseaux - CRE,” 2016. [Online]. Available: http://www.cre.fr/reseaux/principes/acces-non-discriminatoire-et-independance. [Accessed: 20-Jun-2016].

[Dig14] DIgSILENT Powerfactory, “DIgSILENT PowerFactory 15 - User Manual.” DIgSILENT GmbH, May-2014.

[Dut15] H. Dutrieux, “Méthodes pour la planification pluriannuelle des réseaux de distribution. Application à l’analyse technico-économique des solutions d’intégration des énergies renouvelables intermittentes.,” 2015.

[Ein12] A. Einfalt, F. Kupzog, H. Brunner, and A. Lugmaier, “Control strategies for smart low voltage grids #x2014; The project DG DemoNet #x2014; Smart LV Grid,” in *Integration of Renewables into the Distribution Grid, CIRED 2012 Workshop*, 2012, pp. 1–4.

[Ele15] Electricité Réseau Distribution France, “Étude de l’impact sur la tenue thermique et sur le plan de tension des ouvrages en réseau pour le raccordement d’une production décentralisée en HTA,” 15-Mar-2015. [Online]. Available: http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-PRO-RES_05E.pdf.

[Emb01] P. Embrechts, F. Lindskog, and A. McNeil, “Modelling dependence with copulas,” *Rapport technique, Département de mathématiques, Institut Fédéral de Technologie de Zurich, Zurich*, 2001.

[Ena07] F. B. Enacheanu, “Outils d’aide à la conduite pour le opérateurs des réseaux de distribution,” 2007.

[Ene15] Enedis, “frm_rapport_trimestriel_parc_racc_2015.pdf,” 2015. [Online]. Available: http://www.enedis.fr/sites/default/files/frm_rapport_trimestriel_parc_racc_2015.pdf. [Accessed: 21-Jun-2016].

[Ene16] Enedis, “Missions de service public | Enedis,” 2016. [Online]. Available: http://www.enedis.fr/missions-de-service-public. [Accessed: 21-Jun-2016].

[Erd08] ERDF, “Description physique du réseau public.” Jan-2008.

[Erd10] ERDF, “Principes d’étude et règles techniques pour le raccordement au réseau public de distribution géré par ERDF d’une installation de consommation en HTA.” Jan-2010.

[Erd11a] ERDF, “Principes d’étude et de développement du réseau pour le raccordement des clients consommateurs et producteurs BT.” Jan-2011.

[Erd11b] ERDF, “Principes d’étude et de développement du réseau pour le raccordement des clients consommateurs et producteurs BT.” 03-Jan-2011.

[Erd12] ERDF, “Présentation du Dispositif d’Échange d’Informations d’Exploitation (DÉIE) entre ERDF et un site producteur raccordé en HTA sur le réseau public de distribution.” 01-Jan-2012.

[Erd14a] ERDF, “Convention de Raccordement au Réseau Public de Distribution HTA d’une Installation de Production d’énergie électrique Conditions Générales.” Aug-2014.

[Erd14b] ERDF, “Conditions de raccordement des installations de production relevant d’un Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables ou d’un volet géographique.” 2014.

[Erd15] ERDF, “Étude de l’impact sur la tenue thermique et sur le plan de tension des ouvrages en réseau pour le raccordement d’une production décentralisée en HTA.” Mar-2015.

[Erd16a] ERDF, “Barème pour la facturation des raccordements au réseau public de distribution d’électricité concédé à ERDF.” Jan-2016.

[Erd16b] ERDF, “Étude de l’impact sur la tenue thermique, la tension et le comptage dans les Postes Sources pour le raccordement d’une production décentralisée en HTA.” Jan-2016.

[Est13] A. L. Estopier, S. Georgiopoulos, E. C. Eyre, and C. Marantes, “Flexible plug and play low carbon networks: Commercial solutions for active network management,” in *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, 2013, pp. 1–4.

[Fag15] F. Faghighi, A. Vergnol, P.-E. Labeau, J.-C. Maun, and V. De Wilde, “A Net Balance-Based Approach in Risk Assessment of Distributed Generation Curtailment,” 2015.

[Gen00] C. Genest and A.-C. Favre, “Everything You Always Wanted to Know about Copula Modeling but Were Afraid to Ask,” *Journal of Hydrologic Engineering*, vol. 12, no. 4.

[Gou15] V. Gouin, “Évaluation de l’impact du Smart Grid sur les pratiques de planification en cas d’insertion de production décentralisée et de charges flexibles,” 2015.

[Hus95] K. H. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, and M. Osakada, “Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions,” *Transmission and Distribution IEE Proceedings - Generation*, vol. 142, no. 1, pp. 59–64, Jan. 1995.

[Kan15] L. Kane and G. W. Ault, “Evaluation of Wind Power Curtailment in Active Network Management Schemes,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 2, pp. 672–679, Mar. 2015.

[Kho09] H. M. Khodr, J. Martinez-Crespo, M. A. Matos, and J. Pereira, “Distribution Systems Reconfiguration Based on OPF Using Benders Decomposition,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 4, pp. 2166–2176, Oct. 2009.

[Kun94] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*, vol. 7. McGraw-hill New York, 1994.

[Leg07] Legifrance, “Arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d’électricité,” *Journal Officiel*, 28-Dec-2007.

[Mac12] R. Macdonald, C. Foote, and R. Currie, “Probabilistic assessment of constraint volumes on active networks,” presented at the CIRED Workshop 2012, Lisbonne, 2012.

[Mac13] R. Macdonald and C. Foote, “Constraint analysis techniques for active networks,” presented at the CIRED 2013, Stocholm, 2013.

[Mat16] Mathworks, “MATLAB – Le langage du calcul technique - MathWorks France,” 2016. [Online]. Available: http://fr.mathworks.com/products/matlab/. [Accessed: 01-Jul-2016].

[Mir96] V. Miranda and L. M. Proença, “Probabilistic choice vs. risk analysis-conflicts and synthesis in power system planning,” 1996, vol. 20, p. 16.

[Mor05] J. Morren, S. W. H. de Haan, and J. A. Ferreira, “Contribution of DG units to voltage control: Active and reactive power limitations,” 2005, pp. 1–7.

[Nou00] Nouredine HadjSaid, “Analyse des réseaux électriques.” [Online]. Available: http://tcts.fpms.ac.be/cours/1005-01/theocirc8.pdf. [Accessed: 01-Jul-2016].

[Och10] L. F. Ochoa, C. J. Dent, and G. P. Harrison, “Distribution Network Capacity Assessment: Variable DG and Active Networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 87–95, Feb. 2010.

[Olm99] F. . Olmo, J. Vida, I. Foyo, Y. Castro-Diez, and L. Alados-Arboledas, “Prediction of global irradiance on inclined surfaces from horizontal global irradiance,” *Energy*, vol. 24, no. 8, pp. 689–704, Aug. 1999.

[Pag14] A. Pagnetti, G. Delille, G. Malarange, and A. Minaud, “Probabilistic methods moving towards the field: A tool for DG connection studies featuring the alternatives to grid reinforcement,” 2014.

[Pra09] Praviraj PG, “File Exchange - MATLAB Central - Newton-Raphson Loadflow,” 05-Aug-2009. [Online]. Available: https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/21059-newton-raphson-loadflow/content/nrlfppg/nrlfppg.m. [Accessed: 01-Jul-2016].

[Rau00] K. Rauma, “Aspects industriels de la gestion de tension et la capacité d’accueil du generation photovoltaïque dans les réseaux basse tension,” Université Grenoble-Alpes.

[Ric06] O. Richardot, “Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l’aide de la Production Décentralisée,” Theses, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2006.

[Rte00a] RTE, *Quelle valeur attribuer à la qualité de l’électricité ? L’AVIS DES CONSOMMATEURS*. .

[Rte00b] RTE - Réseau de transport d'électricité, "Panorama de l'électricité renouvelable en 2015." [Online]. Available: http://www.rte-france.com/sites/default/files/panorama_des_energies_renouvelables_2015.pdf.

[Rte11] RTE, "Modalités d'installation à l'interface RPT/RPD d'un automate d'effacement sélectif de production raccordée en HTA," in *Documentation technique de référence*, 2011, pp. 181–185.

[Rte15] RTE, "Marché de capacité | RTE France," 2015. [Online]. Available: http://www.rte-france.com/fr/article/marche-de-capacite. [Accessed: 01-Jul-2016].

[Rwe00] RWE Deutschland AG, *Report of development for flexible MV-network operation*. Grid4EU.

[Sap00] G. Saporta, *Probabilités, analyse des données et Statistiques*, 2e ed. Technip.

[Sce10] S.C.E. Jupe, P.C. Taylor, and A. Michiorri, "Coordinated output control of multiple distributed generation schemes," *Renewable Power Generation, IET*, vol. 4, no. 3, pp. 283–297, May. 2010.

[Sge13] S. Georgiopoulos, E. Cerqueira, R. Johnston, R. Currie, and C. Marantes, "Flexible plug and play low carbon networks: An open and scalable active network management solution for a faster and cheaper distributed generation connection," presented at the Electricity Distribution (CIRED 2013), 22nd International Conference and Exhibition on, 2013, pp. 1–4.

[Sgv12] SGV, "Impacts des Smart Grids pour le réseau | Smart Grid Vendée," 2012. [Online]. Available: http://smartgridvendee.fr/impacts-des-smart-grids-pour-le-reseau.html. [Accessed: 17-Jun-2016].

[Ste13] T. Stetz, F. Marten, and M. Braun, "Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 534–542, Apr. 2013.

[Tah15] A. M. Tahboub, V. R. Pandi, and H. H. Zeineldin, "Distribution System Reconfiguration for Annual Energy Loss Reduction Considering Variable Distributed Generation Profiles," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 4, pp. 1677–1685, août. 2015.

[Tay14] J. Taylor, A. Everard, A. . Buckley, L. M. . Hall, and J. R. . Briggs, "Investigating Correlation of PV Generation Time Series - PV_generation_correlation.pdf," *Sheffield Solar*, 01-Oct-2014. [Online]. Available: http://www.microgen-database.org.uk/uploads/zinnia/files/PV_generation_correlation.pdf. [Accessed: 20-Jun-2016].

[Tin67] W. F. Tinney and C. E. Hart, "Power Flow Solution by Newton's Method," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-86, no. 11, pp. 1449–1460, Nov. 1967.

[Tri12] A. Trias, "The Holomorphic Embedding Load Flow method," in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012, pp. 1–8.

[Wit13] J. Witkowski, E. Lejay-Brun, G. Malarange, and L. Karsenti, "Field demonstration of local voltage regulation on ERDF MV network," in *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, 2013, pp. 1–4.

[Wpd16] WPD, "Western Power Distribution - Alternative Connections," 2016. [Online]. Available: https://www.westernpower.co.uk/Connections/Generation/Alternative-Connections.aspx. [Accessed: 17-Jun-2016].

[Yeh08] T. H. Yeh and L. Wang, "A Study on Generator Capacity for Wind Turbines Under Various Tower Heights and Rated Wind Speeds Using Weibull Distribution," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 2, pp. 592–602, Jun. 2008.

[Zha04] P. Zhang and S. T. Lee, "Probabilistic Load Flow Computation Using the Method of Combined Cumulants and Gram-Charlier Expansion," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 1, pp. 676–682, Feb. 2004.

[Zon15] Y. Zonta and J. Merley, "The French scheme for RES connection. Coordination between stakeholders at regional level.," presented at the CIRED 2015, 2015.

Annexes

Annexe A : Structure et critères de raccordement sur les réseaux de distributions

V.1. Architecture des réseaux de distribution

Pour respecter ses engagements en termes de qualité de fourniture, le distributeur doit mettre en place des schémas de secours permettant de réalimenter une partie des clients en cas de perte de l'un des ouvrages du réseau. Les structures HTA vont généralement favoriser une double possibilité d'alimentation/d'évacuation de la puissance. Ce n'est néanmoins pas une obligation, notamment en cas de départ direct (un seul client) où la possibilité de secours relèvera d'un accord contractuel entre le client et le distributeur.

On appelle coefficient d'utilisation du réseau le rapport entre la puissance maximale délivrée en schéma normal d'exploitation par un groupe de départs et la capacité maximale de ce groupe de départs (en puissance transitée théorique). Une structure avec un coefficient d'utilisation élevé valorise le réseau mais limite les possibilités de secours, notamment en cas d'incidents simultanés. Globalement le coefficient d'utilisation des structures employées dépasse rarement 0.5 ; on évite de charger un départ au maximum de ses capacités thermiques pour des raisons de durée de vie et d'arbitrage technico-économique entre les investissements et le prix des pertes Joule des structures choisies.

V.1.1. Schéma en coupure d'artère

Un schéma en coupure d'artère utilise des bouclages sur les départs HTA via des organes de manœuvre télécommandés (OMT). On peut distinguer les structures à secours intégré (marge de sécurité dans les câbles de travail) ou spécialisé (existence d'un câble de secours) :

Boucle simple ou coupure d'artère de source à source : les départs sont bouclés sur un autre poste source (artère de source à source) ou sur le même (boucle simple) par des OMT ouverts. Ces structures sont à secours intégré.

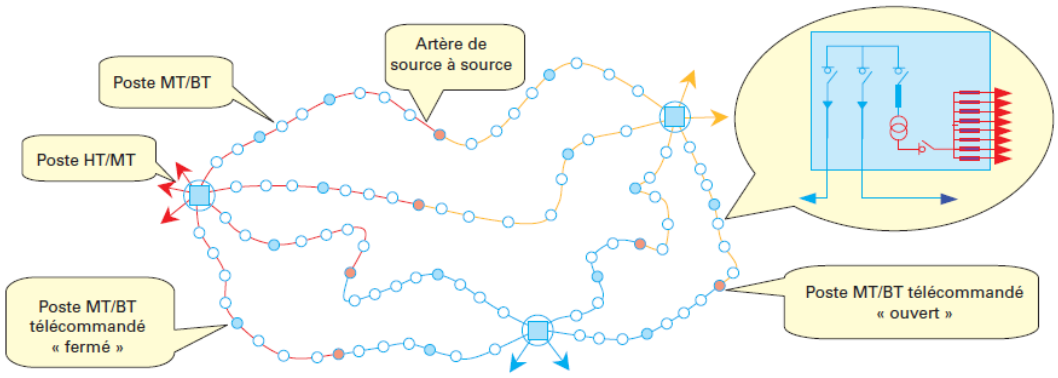

Figure 1 - Schéma source à source [Coi13]

- La structure en maille : les départs HTA forment une boucle coupée en plusieurs tronçons, chaque tronçon étant relié à d'autres postes sources ou à d'autres boucles. Ce schéma est appliqué dans les zones les plus denses. Il offre un bon coefficient d'utilisation du réseau.

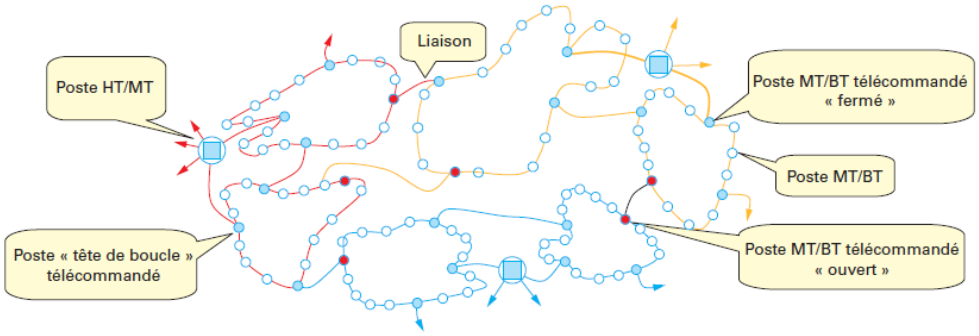

Figure 2 - Schéma structure maillée [Coi13]

- La structure en fuseau ou en épi : les départs HTA sont chargés à leur capacité maximale et sont secourus par un câble spécialisé maintenu sous tension à vide à raison d'un câble de secours pour 4 à 6 câbles d'alimentation. Le coefficient d'utilisation associé à cette structure peut dépasser 80 %. En pratique, pour réduire les pertes Joule, on limite la charge à 70 % sur chaque départ. Cette structure a deux points faibles : le risque de pannes simultanées sur plusieurs départs et l'absence de possibilité de secours en cas de défaillance au poste source.

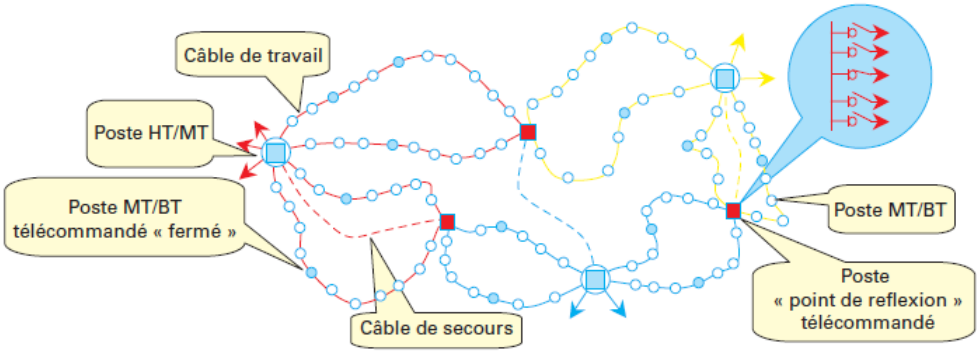

Figure 3 - Structure en fuseau [Coi13]

V.1.2. Double dérivation

Les transformateurs HTA/BT sont reliés à un câble travail et un câble secours situés sur deux départs indépendants, un jeu d'interrupteurs permettant de passer de l'un à l'autre. Cette structure est généralement réservée aux milieux urbains et péri-urbains puisque coûteuse.

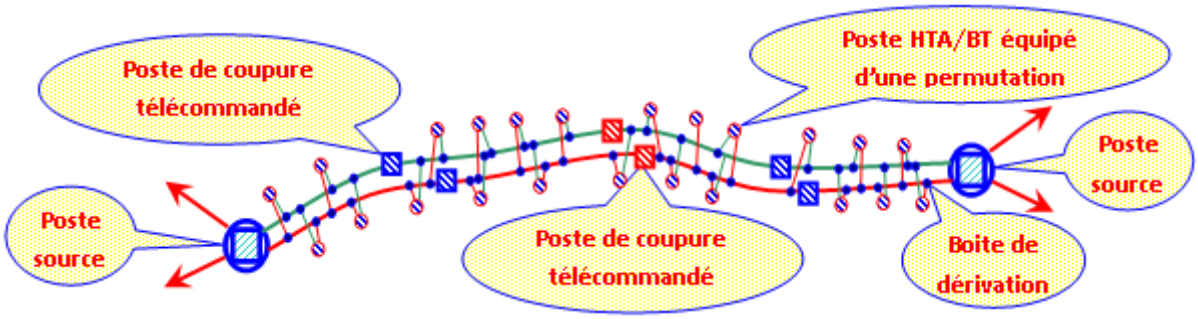

Figure 4 - Structure en double dérivation (référence cours Alain Coiffier)

V.1.3. Architecture des réseaux BT [Erd11b]

Un poste HTA/BT neuf doit respecter la structure cible à 5 ans du schéma directeur, les différents types de raccordement sont :

- En coupure d'artère (zones périurbaines et urbaines) : le poste de livraison est inséré directement sur le départ HTA. Ce raccordement est le plus classique.
- En antenne (zones rurales et périurbaines) : le poste HTA/BT est raccordé au moyen d'une canalisation.
- En double dérivation (grandes agglomérations): Le poste de livraison est alimenté par deux câbles parallèles, l'un de travail et l'autre de secours.

V.2. Critères de raccordement

V.2.1. Critères pour le raccordement d'un poste HTA/BT [Erd11b]

Les critères de décision pour le raccordement sont basés sur la puissance nominale Sn du transformateur et la longueur de raccordement Lr au réseau HTA techniquement réalisable. On distingue les départs de type urbain (critères dans le Tableau 1) et rural.

Tableau 1-Caractéristiques des raccordements HTA en milieu urbain[Erd10]

Type de départ HTA	**Urbain en coupure d'artère**		**Urbain en double dérivation**
Caractéristiques du raccordement HTA	Lr ≤ 250m	Lr > 250m	Quelle que soit la longueur Lr
Type de réseau HTA à réaliser		Souterrain	
Solution de raccordement du poste HTA/BT	Coupure d'artère	Coupure d'artère ou antenne	Double dérivation

On considère le départ comme urbain s'il dessert majoritairement des communes en zone A ou B de l'arrêté qualité [Leg07] ou s'il est composé à moins de 8% de réseau aérien [Erd11b]. Dans le cas où l'antenne et la coupure d'artère sont envisageables, le choix se fait par un arbitrage technico-économique sur 10 ans avec application d'un taux de croissance des charges existantes [Erd11b].

Longueur à 250m

En milieu rural les critères sont similaires mais pour une distance au départ supérieure à 250m et des puissances soutirées faibles (moins de 400 kVA), un raccordement en antenne est a priori un choix plus intéressant. Cette limite peut être expliquée en comparant le prix des deux stratégies : en coupure d'artère on doit utiliser deux fois plus de longueur de conducteur qu'en antenne, en revanche dans le premier cas on se laisse une possibilité de secours lors d'une coupure entre la dérivation et le transformateur HTA/BT. Les coupures en amont de la dérivation ou en aval du transformateur ont le même impact sur le coût des deux stratégies.

V.2.2. Conducteurs HTA

Puissance maximale en HTA

Les puissances maximales pouvant transiter sur un départ HTA sont données par le tableau suivant [Erd11b].

Tableau 2 - Limites en puissance acceptable pour un départ HTA, si les câbles sont à proximité d'autres câbles

	Départ en pointe été	Départ en pointe hiver
Un = 20kV	P_{max} = 7.5 MVA	P_{max} = 9.2 MVA
Un = 15kV	P_{max} = 5.7 MVA	P_{max} = 6.9 MVA

Ces chiffres sont basés sur des contraintes thermiques pour un câble 240mm² Alu à proximité d'autres câbles au poste source et sont à distinguer des critères pour la recherche de la cible à 30 ans (Tableau I-2) basés sur l'optimisation des structures cibles. En effet dans le premier cas on s'intéresse seulement à la limite de charge admissible pour des raisons techniques tandis que dans le second on cherche à réaliser des investissements à long terme qui offrent un bon compromis entre coût de l'investissement et évolutivité (l'objectif n'est pas d'avoir un réseau « saturé » ni sous-utilisé à terme).

Les cellules départ d'un poste source sont calibrées en 400A ou 1250A. Pour la première cela correspond environ à une limite de 12 MVA transités en 20 kV, sans câbles voisins à proximité. Dans le cas du raccordement direct d'un client avec une puissance de raccordement comprise entre 12 et 40 MW, on peut créer plusieurs départs en parallèle avec des câbles de type 240² Alu ou 240² Cu capables de faire transiter la puissance totale en respectant la limite éventuelle de 400A.

Type de conducteurs

En HTA les câbles utilisés selon les types de départs sont généralement [Erd11b]:

En souterrain :

- 240² Cu pour les départs dédiés ;
- 150² et 240² Alu pour les ossatures qui sont les dérivations principales sur un départ (directement issues du poste source) ;
- 95² Alu pour les antennes non évolutives (pas de croissance de la charge prévue sur la durée de vie).

En aérien :

- 148² Alm pour les ossatures [24] ;
- 54² Alm pour les dérivations.

Contraintes sur les conducteurs

La norme C 33-226 impose un régime permanent limité à 90°C pour l'âme conductrice du câble (250°C pour un court-circuit inférieur à 5s).

[24] Alm : Almélec, alliage d'aluminium, de magnésium et de silicium plus résistants aux contraintes mécaniques liées à l'environnement

Pour les conducteurs souterrains BT, l'intensité maximale doit être réduite si le câble passe sous fourreau ou s'il est à proximité d'autres câbles (20 cm) à partir de 10m de parcours commun. Les facteurs de correction sont donnés par le tableau suivant. Ils ont été calculés à partir des caractéristiques des câbles NF C33-226 âme aluminium de sections 150 et 240 mm².

Tableau 3 - Facteur de correction dû à la proximité d'autres câbles

	Câbles enterrés directement	Câbles sous fourreaux
1 câble	1	0.8
2 câbles	0.85	0.7
3 câbles	0.78	0.62
4 câbles	0.72	0.58

Section économique des conducteurs HTA

Lors du raccordement d'une installation de consommation/production en HTA, la section économique de câble choisie est celle qui réalise le meilleur compromis entre investissement et dépenses d'exploitation et de maintenance actualisées sur la durée de vie de l'ouvrage.

Ce calcul peut être effectué avec prise en compte d'un taux de croissance pour la charge en aval mais pas de la production. On minimise la somme C des coûts d'achat et de pose des câbles, et des pertes Joule actualisées sur la durée de service de la ligne (que l'on appelle h, comptée en heures). Cette somme est de la forme :

$$C = (g + c + \alpha S)L + A(3L\frac{\rho}{S}I^2hW) \quad (1)$$

Le terme $(g+c+\alpha S)$ représente un coût linéique où g est un coût fixe lié aux travaux et $c+\alpha S$ une approximation affine du coût d'un câble de section S. Le paramètre L est la longueur de la ligne.

Le coûts des pertes Joule est donné par le second terme de la somme. La puissance annuelle dissipée s'écrit $3L\rho/S.I^2$ avec ρ la conductivité linéique d'un conducteur de phase et I la moyenne quadratique de l'intensité circulant dans le câble. Par ailleurs W est le prix d'achat des pertes et A un coefficient lié à l'actualisation permettant de comparer des investissements avec des coûts opérationnels (comme expliqué au chapitre I, partie III.1.3).

Pour déterminer la durée d'utilisation, on se sert des données déjà disponibles dans le cas d'un tronçon avec des utilisateurs déjà présents. Pour un nouveau tronçon, on considère la puissance souscrite maximale et une valeur de H_{max} de 5000 heures par an [Erd10]. La Figure 5 représente l'abaque de choix de câble par rapport à la puissance concernée et la durée d'utilisation.

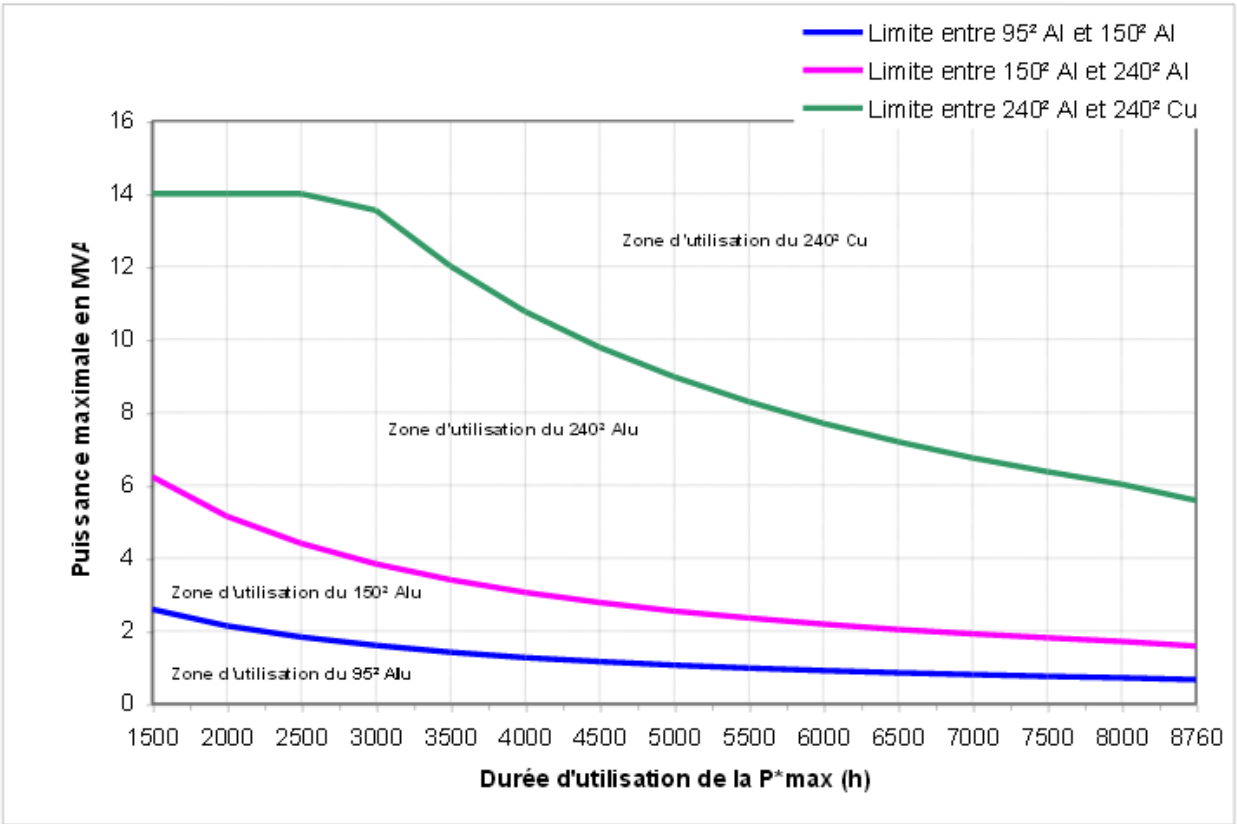

Figure 5 - Abaque moyenne des câbles HTA [Erd15b]

Généralement la section économique est suffisante pour assurer une tenue en tension et en intensité sur la portion de réseau considérée et la durée de vie des conducteurs, pour des contraintes liées à l'augmentation des charges. Néanmoins elle fait abstraction de la croissance éventuelle de la production.

V.3. Modèle général de ligne en PI

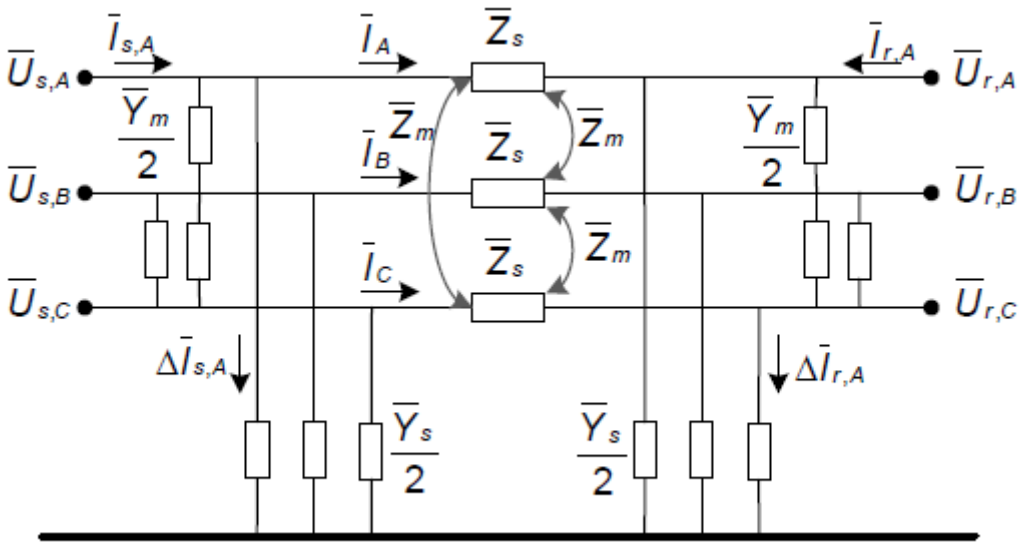

Figure 6 - Modèle en PI d'une ligne triphasée [Dig14]

Le modèle, représenté en Figure 6 est complètement décrit par les équations matricielles suivantes [Dig14] :

$$\begin{bmatrix} \bar{U}_{s,A} - \bar{U}_{r,A} \\ \bar{U}_{s,B} - \bar{U}_{r,B} \\ \bar{U}_{s,C} - \bar{U}_{r,C} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_s & \bar{Z}_m & \bar{Z}_m \\ \bar{Z}_m & \bar{Z}_s & \bar{Z}_m \\ \bar{Z}_m & \bar{Z}_m & \bar{Z}_s \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} \bar{I}_A \\ \bar{I}_B \\ \bar{I}_C \end{bmatrix} \tag{2}$$

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{s,A} \\ \bar{I}_{s,B} \\ \bar{I}_{s,C} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} \bar{Y}_s & \bar{Y}_m & \bar{Y}_m \\ \bar{Y}_m & \bar{Y}_s & \bar{Y}_m \\ \bar{Y}_m & \bar{Y}_m & \bar{Y}_s \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} \bar{U}_{s,A} \\ \bar{U}_{s,B} \\ \bar{U}_{s,C} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{I}_A \\ \bar{I}_B \\ \bar{I}_C \end{bmatrix} \tag{3}$$

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{r,A} \\ \bar{I}_{r,B} \\ \bar{I}_{r,C} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} \bar{Y}_s & \bar{Y}_m & \bar{Y}_m \\ \bar{Y}_m & \bar{Y}_s & \bar{Y}_m \\ \bar{Y}_m & \bar{Y}_m & \bar{Y}_s \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} \bar{U}_{s,A} \\ \bar{U}_{s,B} \\ \bar{U}_{s,C} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \bar{I}_A \\ \bar{I}_B \\ \bar{I}_C \end{bmatrix} \tag{4}$$

Annexe B : Trajectoire du Soleil et position des générateurs PV

V.1. Trajectoire du Soleil

On pose les hypothèses simplificatrices suivantes :

- La Terre est assimilable à une sphère de centre C et de rayon R_t.
- Le Soleil est assimilé à un point matériel S.

La trajectoire de la Terre autour du Soleil est elliptique, la durée d'une révolution complète est 365.25 jours. On appelle *écliptique* le plan dans lequel s'inscrit la trajectoire.

La Terre effectue par ailleurs un mouvement de rotation autour d'un axe *Nord.* On définit l'équateur comme le plan passant par C et normal à cet axe. L'axe vernal est défini comme l'intersection des plans de l'écliptique et de l'équateur et est supposé stable dans le temps. Ces différents paramètres sont représentés sur la Figure 7.

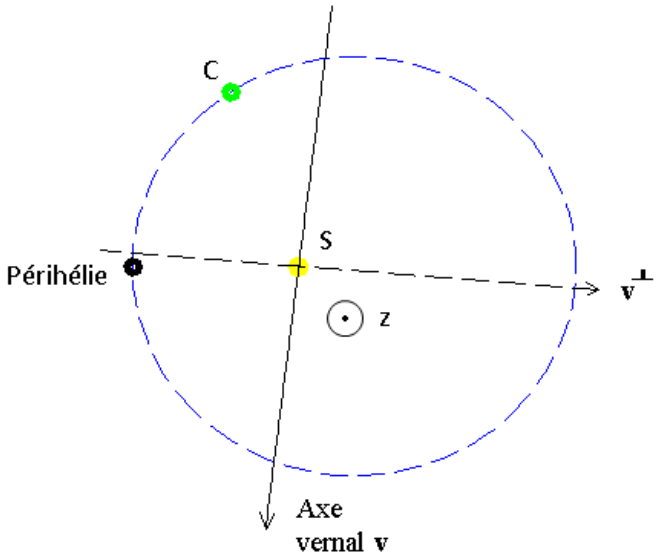

Figure 7 - Trajectoire (en pointillés) de la Terre (centre C) autour du Soleil S

Dans le plan de l'écliptique, on appelle *anomalie vraie* v l'angle orienté entre la direction du *périhélie* (point où la distance Terre-Soleil est minimale) et celle de la Terre par rapport au Soleil. Celle-ci vérifie l'équation suivante :

$$v = M + \left(2e - \frac{1}{4}e^3\right)\sin(M) + \frac{5}{4}e^2\sin(2M) + \frac{13}{12}e^2\sin(3M) \qquad (5)$$

Qui contient principalement deux termes : l'anomalie moyenne M (anomalie que l'on aurait dans le cas d'un mouvement circulaire uniforme) et un terme correctif dérivé des lois de Kepler. M suit une loi affine par rapport au temps, de coefficient directeur connu (on effectue une rotation complète en un

an) donc il suffit de connaitre une valeur de référence. Par exemple M était de 357,5291° le 01/01/2000 à 12h UTC.

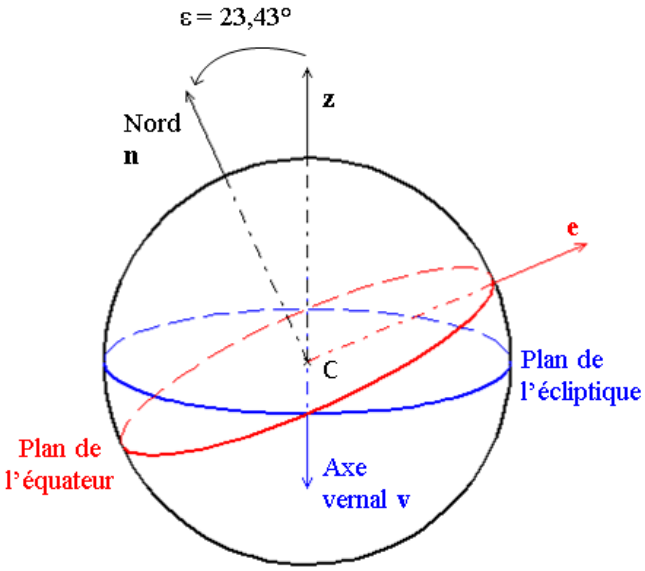

Figure 8 - Référentiel géocentrique par rapport au plan de l'écliptique

On définit naturellement deux bases :

- B : $(\vec{v},\overrightarrow{v_\perp},\vec{z})$ une base orthonormée, où **v** est un vecteur unitaire de l'axe vernal, et $\mathbf{v}_\perp$ un axe dans le plan de l'écliptique.
- B' : $(\vec{v},\vec{e},\vec{n})$ une base orthonormée telle que **n** soit le vecteur unitaire de l'axe nord et **e** dans le plan de l'équateur.

On utilise souvent les coordonnées sphériques pour situer un point à la surface de la Terre, via la latitude et la longitude. Le plan de l'équateur et l'axe Nord sont fixes dans le référentiel terrestre et la latitude sera donc la même dans ce référentiel et dans $\mathfrak{B}$. En revanche la longitude est définie par rapport à un axe du plan de l'équateur, fixe dans le référentiel terrestre mais en rotation dans $\mathfrak{B}$'. Par conséquent, selon le point O considéré on doit rentrer l'information « longitude à l'instant t=0 dans le référentiel $\mathfrak{B}$' ».

Le mouvement de rotation de O dans $\mathfrak{B}$' s'écrit :

$$\overrightarrow{CP}|_{\mathfrak{B}'} = |CP| \begin{vmatrix} \cos(\lambda)\cos(\omega t - \varphi) \\ \cos(\lambda)\sin(\omega t - \varphi) \\ \sin(\lambda) \end{vmatrix} \quad (6)$$

avec ω la vitesse angulaire de rotation de la Terre (23h56 environ) et λ la latitude de P. φ est une constante qui dépend de la longitude.

On passe de $\mathfrak{B}$ à $\mathfrak{B}$' par une rotation de ε = 22.41° autour de l'axe vernal. Via la matrice de rotation correspondante *R* on peut donc écrire l'équation de **CS** dans $\mathfrak{B}$' comme :

$$\overrightarrow{CS}|_{\mathfrak{B}'} = R^{-1}\overrightarrow{CS}|_{\mathfrak{B}} \quad (7)$$

Les vecteurs $\overrightarrow{CO}$ et $\overrightarrow{SO}$ normalisés donnent respectivement la normale au sol $\vec{u}$ et $\vec{R}$ définis au chapitre II, partie IV.2. Les angles solaires vérifient alors les relations suivantes :

$$\cos(z) = \vec{u}.\vec{R} \approx \frac{\overrightarrow{CO}.\overrightarrow{SC}}{|CO||SC|} \tag{8}$$

$$\overrightarrow{CS}|_{\mathfrak{B}'} \approx \overrightarrow{OS}|_{\mathfrak{B}'} = |OS| \begin{vmatrix} \cos(z) \\ \cos(z)\cos(a) \\ \cos(z)\sin(a) \end{vmatrix} \tag{9}$$

À partir des équations (8) et (12) on détermine $\overrightarrow{CS}$ dans $\mathfrak{B}'$ et on peut en déduire z puis a .

V.2. Position des panneaux

Comme précisé au chapitre II, partie IV.4.2, la position exacte du panneau n'est pas connue. Or définir le point O d'observation nécessite de fixer une latitude et une longitude (à un instant donné). Les hypothèses suivantes ont donc été prises :

- les générateurs étant localisés par région, on prend une latitude approximative (au centre) de celle-ci ;
- on fixe la longitude initiale de manière à ce que les fortes productions correspondent à une orientation plein Sud. Pour cela on calcule la production moyenne pour chacun des 144 pas de temps de la journée (sur toute l'année) et l'on ajuste φ pour que ce pas de temps corresponde en moyenne à a=0.

Annexe C : propriété d'un échantillon statistique

Comme précisé dans le corps de l'étude, les mesures successives sur un générateur ne sont pas des réalisations indépendantes d'une même variable aléatoire, qui est en général une condition nécessaire à toute étude statistique. Pour éviter ce problème il est à priori possible d'extraire un sous-échantillon de la série de mesures initiale telle que l'intervalle entre deux mesures soit suffisamment important pour considérer celles-ci comme indépendantes.

On définit le coefficient d'autocorrélation, pour un décalage τ donné, comme le coefficient de corrélation linéaire entre une série temporelle X_t et la série décalée $X_{t+\tau}$. En Figure 9 sont tracés les coefficients d'autocorrélation pour un producteur éolien choisi arbitrairement. En cas d'indépendance des différents relevés, ces coefficients doivent avoir des valeurs proches de 0 (théoriquement nulles pour une série de longueur infinie) ; inversement si le coefficient d'autocorrélation pour un décalage T donné est trop éloigné de 0, l'hypothèse d'indépendance de la suite de variable (X_{jT}) peut être rejetée avec un risque d'erreur très faible [Sap00]. Sur la Figure 9, on constate qu'une période T satisfaisante pour pouvoir considérer le sous-échantillon $(X_{jT})_{1\leq j\leq T/N}$ comme indépendant sera au moins de l'ordre de la journée.

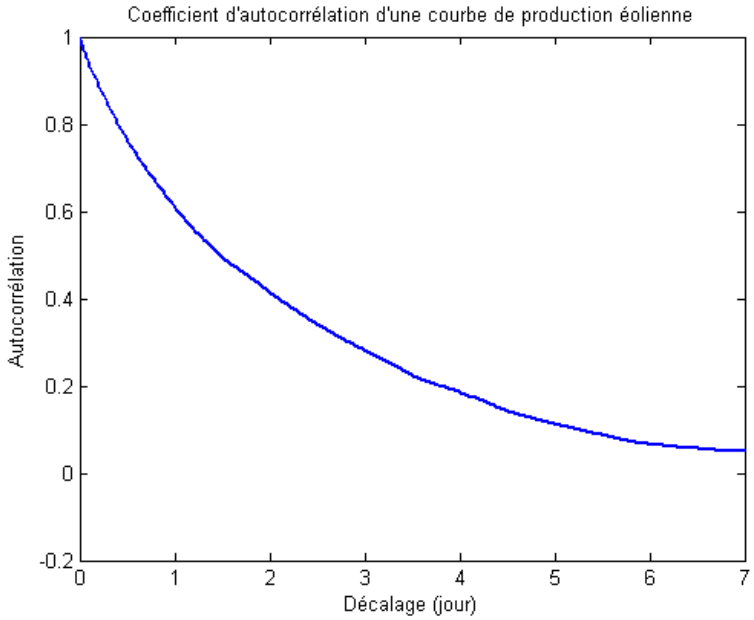

Figure 9 - Coefficient d'autocorrélation selon le décalage pour une série temporelle de relevé de production éolien

On considère un vecteur $(x_1,x_2,\ldots,x_n)$ dont les coordonnées représentent n réalisations indépendantes d'une variable aléatoire **X**, qui ont ensuite été triées dans l'ordre croissant (dans le cas des relevés issus des générateurs, cette suite serait donc les valeurs de la monotone). Dans cette étude, on s'est intéressé à la fonction de répartition empirique G_X définie comme :

$$\begin{cases} G(x) = 0 \; si \; x < x_1 \\ G(x) = \dfrac{i}{n} \; si \; x_i \leq x \leq x_{i+1} \\ G(x) = 1 \; si \; x \geq \; x_n \end{cases} \qquad (10)$$

L'estimation empirique de la loi de **X** dépend des tirages effectués ; notamment **X** peut prendre des valeurs au moins égales à x_n (valeur la plus haute de l'échantillon). On s'intéresse alors à la loi de ces valeurs et on pose, pour chaque i≤n, $\mathbf{X_i}$ la variable aléatoire des valeurs possibles prises par x_i (si par exemple on tirait plusieurs échantillons de taille n).

On peut montrer [Sap00]que :

$$F_{X_i} = F_{\beta(i,n-i+1)} \text{ o } F_X \tag{11}$$

où $F_{\beta(p,q)}$ est la fonction de répartition d'une loi beta de type I, avec p et q comme paramètres. Celle-ci vérifie :

$$\forall x \in [0;1], F_{\beta(p,q)}(x) = \int_0^x \frac{\Gamma(p)\Gamma(q)}{\Gamma(p+q)} y^{p-1}(1-y)^{q-1}dy \tag{12}$$

Dans l'équation (12), le terme basé sur la loi beta I est indépendant de la distribution X considéré ; on s'intéresse donc au comportement de ce terme selon le rang i considéré. De l'équation (12) on déduit directement :

$$\left(F_X(\boldsymbol{X}), F_{X_i}(\boldsymbol{X})\right) = \left(\boldsymbol{U}, F_{\beta(i,n-i+1)}(\boldsymbol{U})\right) \tag{13}$$

avec $\mathbf{U}=F_X(\mathbf{X})$; à partir de (24) on peut donc tracer l'allure des fonctions F_{X_i} par rapport à F_X indépendamment de la distribution de X. Sur la Figure 10, quelques exemples sont donnés, avec n fixé à 100.

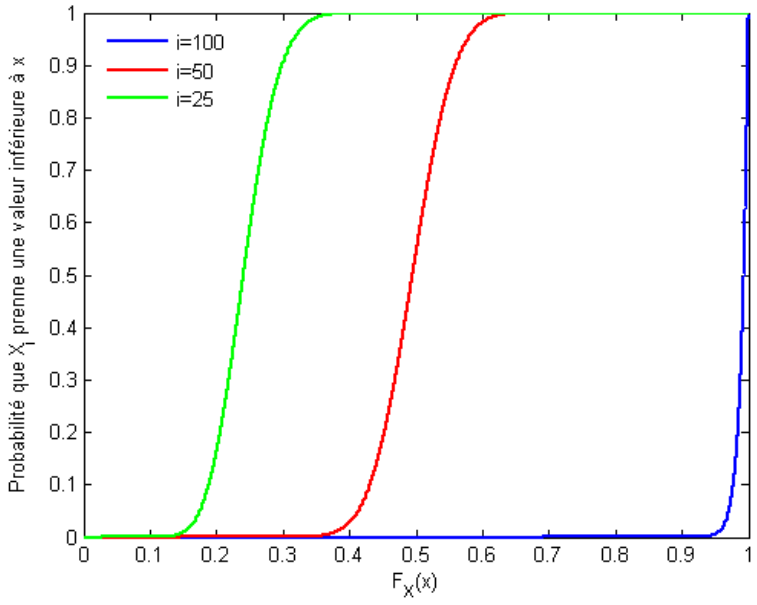

Figure 10 – Fonctions de répartition de X_{25}, X_{50} et X_{100} pour n=100

À partir de ce résultat, on souhaite vérifier si x_i (pour un rang i quelconque) est un estimateur correct du i/n – quantile de **X**. De manière générale, l'expression donnée en (14) et illustrée sur quelques exemples en Figure 10 permet de déterminer des intervalles de confiance sur U. On calcule ceux-ci, avec un risque d'erreur r selon la formule suivante :

$$I_i = \left[F^{-1}_{\beta(i,n-i+1)}(r/2); F^{-1}_{\beta(i,n-i+1)}(1-r/2)\right] \tag{14}$$

Sur les trois rangs donnés en exemple dans la Figure 10, et pour r=5% cela donne :

$$\begin{aligned} I_{25} &= [0.164; 0.331] \\ I_{50} &= [0.397\ ;\ 0.593] \\ I_{100} &= [0.964\ ;\ 1.000] \end{aligned} \qquad (15)$$

Ces intervalles permettent d'estimer l'incertitude potentielle sur $F_X(x_i)$; la valeur x_i appartient donc à l'intervalle $F_X^{-1}(I_i)$ avec un risque d'erreur r. Comme on le constate sur l'équation (14) (ou la Figure 10), l'intervalle I_i est plus restreint pour les valeurs extrêmes de i. La précision de l'estimation des valeurs extrêmes dépend ensuite de la forme de la distribution des valeurs de X :

- Pour une loi uniforme, F_X est linéaire et passer de I_i à $F_X^{-1}(I_i)$ ne « déforme » pas l'intervalle. Les valeurs extrêmes x_1 et x_n sont des estimateurs du minimum et du maximum plus fiables que les valeurs centrales ne le sont des quantiles de **X**.
- Pour des lois où la queue de distribution est très étalée (par exemple la loi normale), l'intervalle $F_X^{-1}(I_n)$ peut devenir très large et l'estimation des valeurs extrêmes moins fiable.

Dans le cas des générateurs, ceux-ci sont généralement conçus pour fonctionner à une puissance nominale, notamment dans le cas de l'hydraulique, de l'éolien et de la cogénération, et ce maximum est atteint régulièrement dans l'année. Cela exclut la possibilité d'une queue de distribution étalée, et le maximum est donc estimé de manière fiable.

Le cas du photovoltaïque est plus problématique, puisque les valeurs de production les plus hautes sont parfois peu observées.

Annexe D : Corrélation entre producteurs de même type

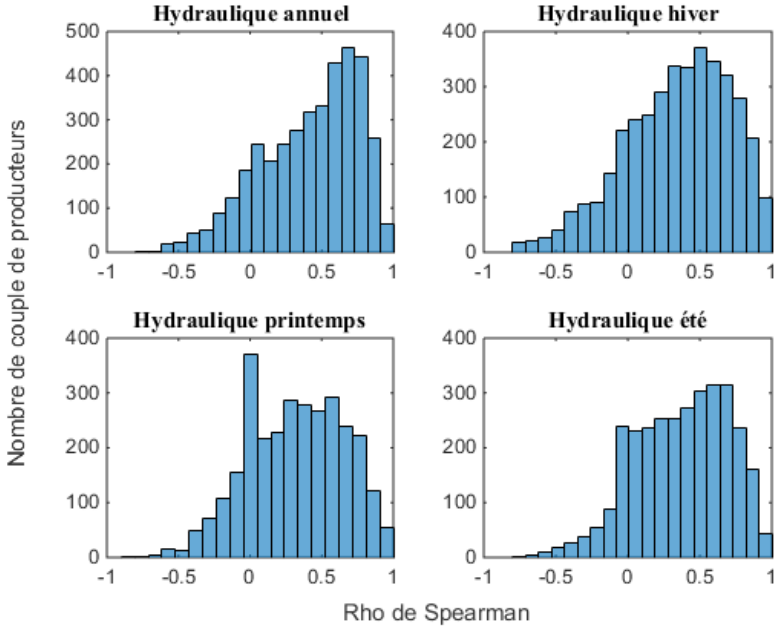

Figure 11 – Histogrammes des coefficients de corrélation de Spearman sur les couples de producteurs hydrauliques au même poste et selon la saison

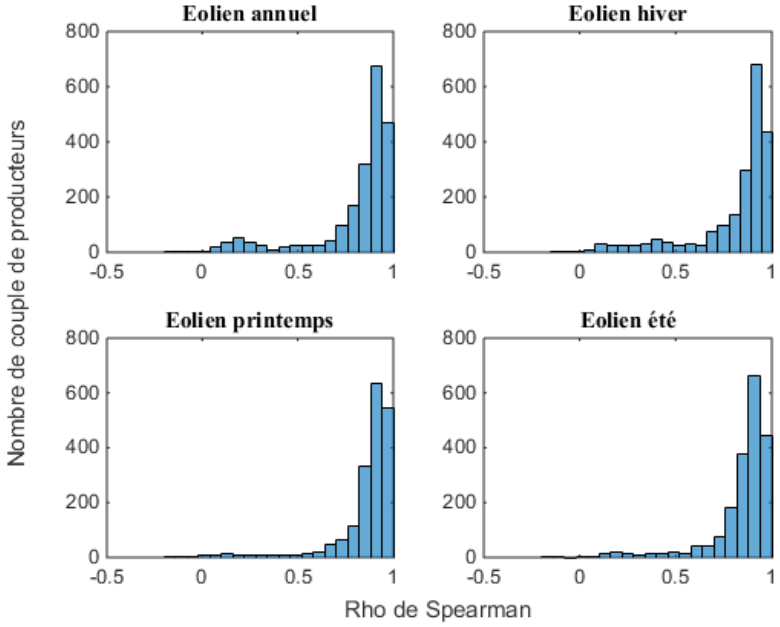

Figure 12 – Histogrammes des coefficients de corrélation de Spearman sur les couples de producteurs éoliens au même poste et selon la saison

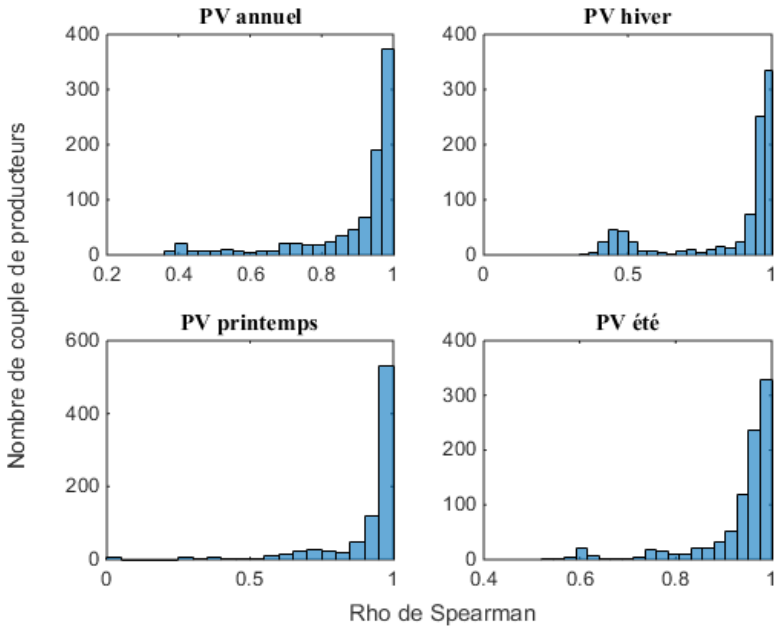

Figure 13 – Histogrammes des coefficients de corrélation de Spearman sur les couples de producteurs photovoltaïques au même poste et selon la saison

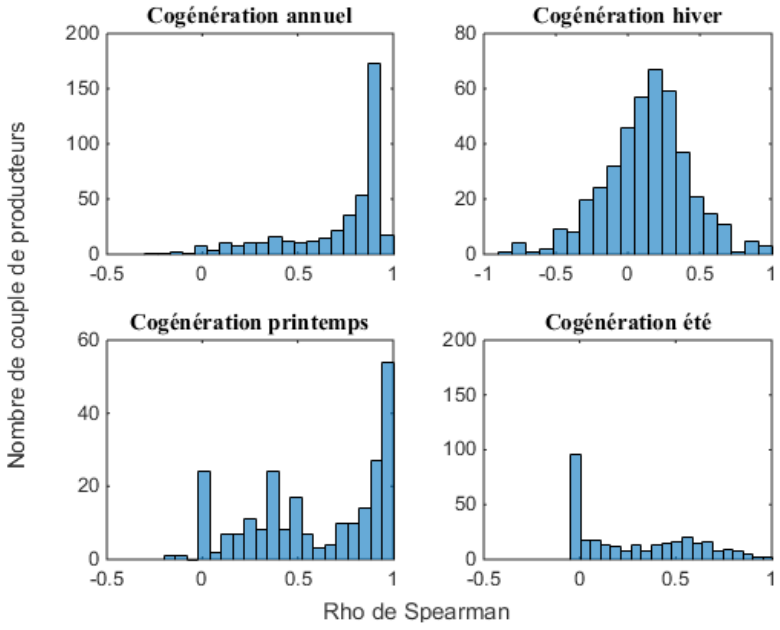

Figure 14 - Histogrammes des coefficients de corrélation de Spearman sur les couples de producteurs cogénérations au même poste et selon la saison

Annexe E : modéliser la queue de distribution de la charge

À partir de la courbe de charge $(C_t)_{1\leq t\leq N}$ où t représente un pas de temps de 10 minutes et N le nombre de pas de temps sur cette courbe, on obtient une série de tirages non indépendants sur la variable considérée (la charge). Notamment la i-ème valeur dans l'ordre croissant correspond au i/N-quantile de la loi de probabilité empirique associée et on la note Q_i.

On considère ensuite que les valeurs basses de la charge (c'est-à-dire celles qui intéressent le plus, dans le contexte d'une étude sur l'effacement) ont un comportement assimilable à la queue de distribution d'une loi normale, et globalement stable (deux courbes sont présentées en tant qu'exemples sur la Figure 15) ; il est en effet raisonnable de supposer qu'en été lors des heures de faible charge les usages sont peu corrélés et on s'attend ce qu'une loi normale rende compte du comportement d'une somme indépendante d'après le théorème central limite.

Comme précisé au chapitre II, la monotone est une représentation inversée de la fonction de répartition. Celle d'une loi normale a la forme générale suivante :

$$\forall x \in \mathbb{R}, F(x) = \frac{1}{2} + \frac{1}{2}\mathrm{erf}\left(\frac{x-\mu}{\sigma\sqrt{2}}\right) \quad (16)$$

On fait donc l'hypothèse que sur un même poste source, la partie *basse* annuelle de la consommation est une information fiable pour extrapoler aux années suivantes, notamment parce qu'elle est normalement moins thermosensible que la partie haute.

Arbitrairement, on considère $(Q_t)_{1\leq t\leq 600}$, c'est-à-dire les 100 heures où la charge est la plus faible. Par fitting on cherche μ et σ tels que :

$$\forall t \in [\![1; 600]\!], F(Q_t) = \frac{1}{2} + \frac{1}{2}\mathrm{erf}\left(\frac{x-\mu}{\sigma\sqrt{2}}\right) \quad (17)$$

La courbe obtenue N(x) avec $0\leq x\leq 1$ coïncide donc sur l'intervalle considéré ([1/N ; 600/N] de par la discrétisation).

Pour garantir que 20% P^*_{max} ait une haute probabilité d'être une limite basse annuelle, on considère le ratio r= (20%P*max)/(μ-3σ). On effectue ensuite les opérations suivantes :

On tire un échantillon $(U_t)_{1\leq t\leq N}$ à partir d'une loi uniforme sur [0 ; 1]. Si $U\leq 600/N$, on pose $C'_t=rN(U_t)$, sinon $C'_t=rQ(NU_t)$ (Q fonction de répartition inverse associée à (Q_i)). Par construction on obtient donc une monotone de charge dont la grande majorité des valeurs sont construites à partir de la distribution initiale et les valeurs basses à partir de l'approximation normale. Le ratio permet de garantir un risque de dépassement faible pour $20\%P^*_{max}$[25].

On agence les points C'_t par la permutation qui permet de passer de Q_t à C_t (on peut aussi utiliser une courbe de charge différente pour avoir une permutation différente).

[25] Idéalement on souhaiterait associer le choix « μ-3σ » à une probabilité annuelle de non dépassement déterminée (par exemple 99.7% comme pour la Ptmb) mais le caractère non indépendant des séries traitées fait qu'il est difficile de préciser exactement le lien entre écart-type et probabilité de dépassement. Ce traitement n'ayant de sens que dans l'étude présente, on se limite à ce choix arbitraire.

Pour obtenir un tirage sur N années, on réitère le processus N fois avec éventuellement des références de charge différentes. On remarque que ce traitement, même si il permet de créer des courbes cohérentes, devrait conduire à des comportements disparates dans les valeurs hautes de la charge ; mais celles-ci n'impactant pas l'effacement de production, on ne cherchera pas à affiner le modèle.

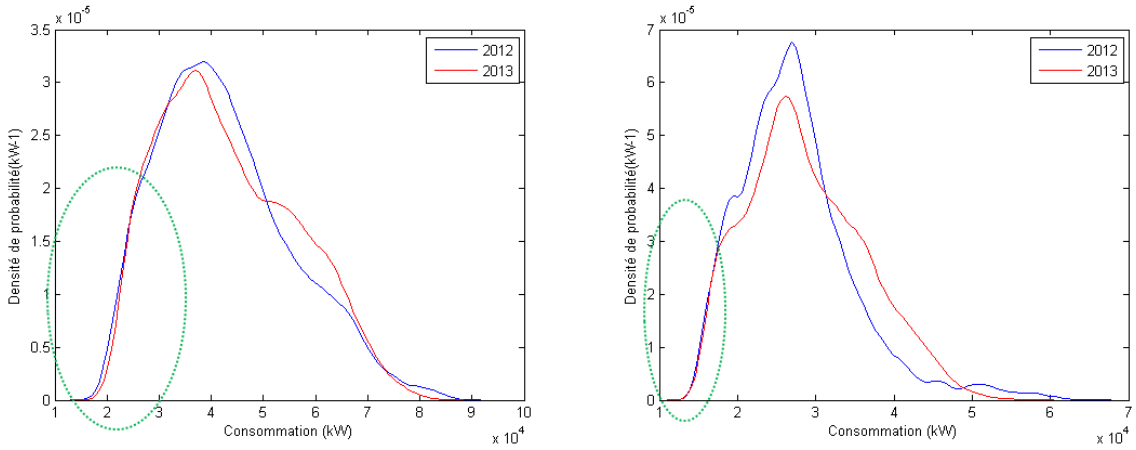

Figure 15 – Deux exemples de courbes de charges postes sources sur les années 2012-2013

Pour chaque type de production, on choisit aléatoirement le relevé annuel d'un producteur de la région pour rendre compte d'une année de production. On met ensuite la courbe à l'échelle pour garantir que le maximum atteint dans l'année corresponde à la capacité de production. On réitère le processus pour obtenir N années.

Annexe F : Détail sur l'implémentation du load flow probabilisé

On reprend l'approximation au premier ordre présentée en partie IV.1.3, du chapitre IV.

$$\underline{\Delta \mathbf{S}} = \overline{\underline{\boldsymbol{V}}} . \left(Y \underline{\Delta \mathbf{V}}\right)^* + \underline{\Delta \mathbf{V}} . \left(Y \overline{\underline{\boldsymbol{V}}}\right)^* \tag{18}$$

On pose D_v et D_I les matrices diagonales dont les diagonales sont formées à partir des vecteurs $\overline{\underline{\boldsymbol{V}}}$ et $(Y\overline{\underline{\boldsymbol{V}}})^*$. L'équation (18) s'écrit alors :

$$\underline{\Delta \mathbf{S}} = D_V Y^* \underline{\Delta \mathbf{V}}^* + D_I \underline{\Delta \mathbf{V}} \tag{19}$$

À partir de (19) conjuguée, on obtient :

$$\underline{\Delta \mathbf{S}}^* = D_V{}^* Y \underline{\Delta \mathbf{V}} + D_I{}^* \underline{\Delta \mathbf{V}}^* \tag{20}$$

On suppose sans perte de généralités que le premier nœud est le nœud slack. Alors par définition, la première composante du vecteur $\underline{\Delta \mathbf{V}}$ est nulle (la tension à ce nœud est considérée fixe) ; on supprime la première ligne et la première colonne des matrices et vecteurs dans l'équation (20), ce qui revient à ne plus écrire les équations concernant le nœud slack.

On admet que la matrice réduite (que l'on continue à noter Y par simplification) est inversible, au moins dans le cas d'un réseau radial (des éléments de démonstration peuvent être obtenus dans [Nou00]) ; le vecteur D_V ne possède a priori pas de composantes nulles. On peut alors écrire :

$$\underline{\Delta \mathbf{V}}^* = (D_V Y^*)^{-\mathbf{1}} (\underline{\Delta \mathbf{S}} - D_I \underline{\Delta \mathbf{V}}) \tag{21}$$

L'équation (21) injectée dans (20) donne alors :

$$\left(D_V{}^* Y - D_I{}^* (D_V Y^*)^{-\mathbf{1}} D_I\right) \underline{\Delta \mathbf{V}} = \underline{\Delta \mathbf{S}}^* - D_I{}^* (D_V Y^*)^{-\mathbf{1}} \underline{\Delta \mathbf{S}} \tag{22}$$

On retrouve l'expression proposée en (IV-10) en inversant la matrice $\left(D_V{}^* Y - D_I{}^* (D_V Y^*)^{-\mathbf{1}} D_I\right)$. On peut montrer que celle-ci est inversible en remarquant que :

$$D_V{}^* Y - D_I{}^* (D_V Y^*)^{-\mathbf{1}} D_I = D_V{}^* Y \left[I - \left((D_V Y^*)^{-\mathbf{1}} D_I\right)^* (D_V Y^*)^{-\mathbf{1}} D_I\right] \tag{23}$$

La matrice $D_V{}^* Y$ est inversible et le second terme matriciel a des valeurs propres de la forme 1-$|\lambda|^2$ avec λ les valeurs propres de $(D_V Y^*)^{-\mathbf{1}} D_I$. Il est donc suffisant de vérifier que les λ sont de modules strictement inférieurs à 1. On peut montrer simplement que celles-ci valent $\underline{I_i^*} / (\underline{y_{ii}}\ \underline{V_i})$ avec i les indices des nœuds. En remarquant que l'ordre de grandeur de I/V est de quelques centièmes au plus (la tension est de l'ordre de la dizaine de kV et l'intensité de quelques centaines d'Ampères au maximum), il faut une impédance cumulée de l'ordre de plusieurs dizaines d'ohms ce qui est irréaliste sur un réseau HTA. On pourra donc bien inverser l'équation (22) en pratique.

Résumé de thèse en Français

Dans le domaine de la distribution d'électricité, l'arrivée progressive de production décentralisée rend certains réseaux de distribution exportateurs de puissance, au point où des investissements sont nécessaires pour permettre l'évacuation de la puissance produite. La progression de l'instrumentation des réseaux permet au distributeur d'obtenir des informations de plus en plus riches sur la production décentralisée et la question d'intégrer celles-ci dans les procédés de planification français se pose.

À partir de relevés de production, on vérifie que les situations de référence utilisées pour dimensionner le réseau présentent un risque d'occurrence suffisant pour nécessiter des investissements. Si des solutions offrant de la flexibilité sont utilisées, celles-ci peuvent être intégrées au processus de planification. Une étude technico-économique est nécessaire et des méthodes sont proposées pour estimer les fréquences de forte production et la dispersion possible pour un ou plusieurs producteurs. Des modèles simples de loi jointe sont proposés.

Le cas pratique de l'effacement de production est testé sur des réseaux considérés réalistes. À partir des relevés réels et des modèles, l'effacement est comparé à l'option d'investir au niveau du poste source. Des abaques de décision sont tracés permettant une projection rapide du distributeur. Par ailleurs dans une optique d'utilisation de l'effacement pour gérer des contraintes intra-réseau, une méthode de calcul de load flow probabilisé est proposée ; celle-ci permet d'estimer rapidement la quantité d'effacement requise et de réaliser un comparatif économique entre plusieurs options.

Résumé de thèse en Anglais

In the field of electricity distribution, some grids are more and more frequently exporters due to the gradual arrival of decentralized generation. Some grid investments are required to allow the evacuation of the power generated. As more and more information about decentralized production are available for the DSO, the question of integrating them into the planning processes arises.

From data of energy production, it appears that the current situations tested for sizing the grid are likely to be reached on a several years basis. If consumption or production flexibilities are used, these can be integrated into the planning process. A technical and economic study is needed and methods are proposed to estimate the frequencies of high production and possible dispersion for one or more producers. Simple models of joint distribution are proposed.

The practical case of curtailing production has been tested on networks with realistic scenarios of producers arrival. From actual data and previous models, curtailment and reinforcement are compared on a technico-economic basis. A abacus is plotted as a simple decision tool for the DSO. The question of using curtailment to defer or avoid intra-grid investment has also been investigated ; a calculation method of probabilistic load flow is proposed; it gives a quick and accurate estimation of the energy to curtail in order to avoid a constraint.