



**HAL**  
open science

# solutions smart grid innovantes pour l'intégration massive de la production photovoltaïque au réseau public de distribution en zone rurale

Mahana Bernier

► **To cite this version:**

Mahana Bernier. solutions smart grid innovantes pour l'intégration massive de la production photovoltaïque au réseau public de distribution en zone rurale. Energie électrique. Université Grenoble Alpes, 2019. Français. NNT : 2019GREAT036 . tel-02496989

**HAL Id: tel-02496989**

**<https://theses.hal.science/tel-02496989v1>**

Submitted on 3 Mar 2020

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

## THÈSE

Pour obtenir le grade de

### **DOCTEUR DE LA COMMUNAUTE UNIVERSITE GRENOBLE ALPES**

Spécialité : **Génie Électrique**

Arrêté ministériel : 25 mai 2016

Présentée par

**Mahana BERNIER**

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 Electronique, Electrotechnique,  
Automatique, Traitement du Signal (EEATS)**

**Solutions smart grid innovantes pour  
l'intégration massive de la production  
photovoltaïque au réseau public de distribution  
en zone rurale**

**Innovative smart grid solutions for the massive  
integration of photovoltaic generation into the  
public distribution grid in rural areas**

Thèse soutenue publiquement le **3 Juillet 2019**,  
devant le jury composé de :

**Monsieur Nouredine HADJSAID**

PROFESSEUR, Université Grenoble-Alpes, Directeur de thèse

**Madame Corinne ALONSO**

PROFESSEUR, Université Toulouse III - Paul Sabatier, Rapporteur

**Monsieur Marc PETIT**

PROFESSEUR, Centrale Supélec, Rapporteur

**Madame Marie-Cécile ALVAREZ-HERAULT**

MAITRE DE CONFERENCE, Université Grenoble-Alpes, Co-directeur de thèse

**Monsieur Florent CADOUX**

DOCTEUR, Roseau Technologies, Co-directeur de thèse

**Monsieur Christian CRISTOFARI**

PROFESSEUR, IUT de Corse, Examineur, Président

**Monsieur Alexis LAGOUARDAT**

INGENIEUR, Enedis, Invité





# Table des matières

---

<b>Table des matières</b> .....	<b>iii</b>
<b>Remerciements</b> .....	<b>v</b>
<b>Glossaire</b> .....	<b>viii</b>
<b>Liste des figures</b> .....	<b>x</b>
<b>Liste des tableaux</b> .....	<b>xiv</b>
<b>Introduction générale</b> .....	<b>1</b>
<b>Chapitre 1 : Contexte et état de l'art</b> .....	<b>4</b>
<b>I. Introduction</b> .....	<b>5</b>
<b>II. L'évolution future du réseau de distribution</b> .....	<b>6</b>
II.1. Le réseau de distribution .....	6
II.2. Les problématiques .....	9
<b>III. Contexte technique : description et modélisation des paramètres du réseau de distribution</b> ....	<b>18</b>
III.1. Cadre d'étude et paramètres clés .....	18
III.2. Modélisation du réseau HTA.....	22
III.3. Les éléments BT utilisés.....	33
<b>IV. Conclusion</b> .....	<b>50</b>
<b>Chapitre 2 : Adaptation des méthodes et modèles de raccordement et de planification</b> .....	<b>52</b>
<b>I. Introduction</b> .....	<b>53</b>
<b>II. La planification et le raccordement dans le réseau de distribution</b> .....	<b>53</b>
II.1. La planification .....	53
II.2. Les demandes de raccordement d'Enedis .....	55
<b>III. Adaptation des modèles</b> .....	<b>64</b>
III.1. Les courbes de charges des clients BT .....	64
III.2. Notre application à SMAP.....	72
III.3. Exemple d'application : impact de l'incertitude de la production maximale en BT sur l'estimation de l'insertion PV .....	77
<b>IV. Conclusion</b> .....	<b>87</b>
<b>Chapitre 3 : Méthodologie et Mise en œuvre de la Comparaison de solutions pour améliorer la capacité d'accueil des PV en BT</b> .....	<b>90</b>
<b>I. Introduction</b> .....	<b>91</b>
<b>II. Description des nouvelles études utilisées</b> .....	<b>92</b>

II.1. Définitions.....	92
II.2. Modifications apportées.....	94
II.3. Les Analyses Coûts-Bénéfices .....	115
<b>III. Solutions étudiées.....</b>	<b>116</b>
III.1. Inventaire des solutions abordées et premières comparaisons .....	117
III.2. Solutions SMAP .....	120
<b>IV. Conclusion.....</b>	<b>136</b>
<b>Chapitre 4 : Résultats et analyses des études dans le cadre du village des Haies et de la CCRC .....</b>	<b>138</b>
<b>I. Introduction .....</b>	<b>139</b>
<b>II. Observations générales.....</b>	<b>139</b>
II.1. Données de calculs.....	139
II.2. Répartition des contraintes .....	141
<b>III. Résultats des études moyennes aux Haies à horizon 2016-2050.....</b>	<b>142</b>
III.1. Résultats des cinq cas d'études aux Haies.....	142
III.2. ACB aux Haies .....	153
III.3. Synthèse pour le périmètre des Haies.....	162
<b>IV. Résultats étendus à la CCRC .....</b>	<b>164</b>
IV.1. Résultats des cinq cas d'étude.....	164
IV.2. ACB.....	167
IV.3. Synthèse pour le périmètre de la CCRC.....	171
<b>V. Conclusions .....</b>	<b>172</b>
<b>Conclusion générale et perspectives .....</b>	<b>175</b>
<b>Bibliographie.....</b>	<b>177</b>
<b>Annexes .....</b>	<b>182</b>
<b>I. Annexe 1 : Diagramme PQ des onduleurs PV .....</b>	<b>182</b>
<b>II. Annexe 2 : Études autour du contrôle local en actif et en réactif des onduleurs PV.....</b>	<b>183</b>
II.1. Pilotage en puissance réactive.....	183
II.2. Pilotage en puissance active .....	185
II.3. Simulations effectuées .....	188

# Remerciements

---

Bonjour chers lecteurs, chères lectrices, et bienvenue parmi ces lignes ! Puisque les remerciements semblent vous intéresser, je tiens déjà à vous remercier pour votre attention. Avec un peu de chance, vous trouverez ce que vous cherchez dans les pages de cette thèse. Il est toujours bienvenu d'avoir la possibilité de contribuer à d'autres travaux et à toute avancée scientifique ou technique (du moins j'espère). Ce sujet de thèse a été l'occasion, pour mon plus grand plaisir, de rencontrer une grande variété de personnes, et j'ose souhaiter que c'était réciproque (au moins, ils auront apprécié mes petits plats).

Je remercie grandement le laboratoire du G2eLab, qui m'a accueilli pendant toute ces années, avec notamment la personne de Nouredine Hadjsaïd, mon directeur de thèse, qui a toujours été d'excellent conseil et d'un grand soutien. Je remercie Florent Cadoux, sans qui je n'aurais pas pu trouver un sujet de thèse aussi passionnant. Grand merci à lui pour son soutien, ses bons conseils et son regard pertinent sur les divers sujets (et les divers problèmes) que nous avons rencontrés. Je lui souhaite de réussir avec sa propre entreprise, jeune et dynamique ! Tous mes vœux de bonheur également pour Marie-Cécile Alvarez, qui malgré un démarrage lointain (en Californie), s'est montré tout aussi attentive, compréhensive et d'une grande aide au cours de ma thèse. On ne la remerciera jamais assez pour sa gaieté et les activités qui animent l'équipe SYREL grâce à elle. Le cluster SYREL n'a jamais été aussi beau, et je souhaite aux petit-déjeuners de perdurer aussi longtemps que possible !!! Merci encore à mon équipe d'encadrement, vous avez été au top.

Mais le laboratoire ne s'arrête pas à 3 personnes, loin de là. J'ai beaucoup apprécié l'ambiance générale et la bienveillance des collègues. Je remercie les autres permanents, que ce soit Yvon, Raphaël, Lauric, Antoine, Vincent, Sédic, Elise, et tous ceux que j'oublie de citer mais que j'ai eu l'occasion de croiser au détour d'un café, d'une réunion, d'un petit dèj ou encore l'un des évènements du labo et d'Oplat (typiquement les journées du labo ou les BBQ !). Que ce soit pour discuter, obtenir des conseils ou travailler sur quelques sujets ou manips, ils ont toujours été du plus charmant accueil.

Bien entendu, le laboratoire ne serait pas le même sans tous mes chers collègues doctorants (ou stagiaires parfois). Je souhaite un avenir brillant à mes anciens collègues de la chaire Enedis. Bravo à ceux qui m'ont précédé, Julien, Aurel et Kalle. Bonne continuation dans vos propres postes à Olivier et Barnabé : merci pour tout. Pourvu que vous vous épanouissiez dans l'éducation, vous allez me manquer ! Et bonne chance à Ali pour la poursuite de sa thèse !

Immense merci aussi aux autres collègues, surtout le cluster Syrel que j'ai pu côtoyé pendant toutes ces années. Bhargav, Stéphane, Benoît, Victor, Thibault, vous êtes partis avant moi, mais c'était un plaisir de vous rencontrer. Félix, Nicolas, Laurène, Pierre, La Duchesse (qu'on peut surnommer par erreur Mamadou), Jésus, Karla, Marcos, Raphaël, ... et qui ai-je oublié ? J'aurai des anecdotes pour chacun, mais ces remerciements n'en finiraient pas ! Grand merci à tous ! Mais je me dois de remercier d'autant plus cette chère Audrey, que j'ai croisé non seulement au début de ma thèse chez Enedis, mais aussi peu de temps après directement au labo pour une thèse en bonne et due forme ! Je ne te remercierai jamais assez pour ta gaieté, les bons restaurants, l'animation du cluster avec MC, ou encore les nombreux jeux de plateaux. Bonne chance pour ta thèse, et excellente suite pour toi et Arthur. À la revoyure.

Cette thèse a été très riche en expérience (d'aucuns pourrait même parler d'expérience culinaire), et je ne peux que m'estimer chanceux d'avoir eu l'occasion d'échanger avec autant de personnes passionnantes. Car non, je n'ai pas fini ! En plus du laboratoire, j'ai eu accès aux locaux d'Enedis à Lyon et parfois même à Paris où j'ai pu discuter et m'instruire à droite et à gauche. Merci beaucoup à Janyce, qui m'a sélectionné pour cette thèse, suivi fidèlement par Alexis. Ils m'auront tout deux suivi et soutenu jusqu'au jour J, avec grande efficacité. Vous aussi, vous avez été au top ! Je leur souhaite une très bonne continuation, même si on se reverra très certainement.

Pareil pour les collègues de Lyon que j'ai côtoyé régulièrement : merci beaucoup à Aurélie, Vincent, Louis, Rémi, Olivier, Benoît, Jacques... Et tous ceux avec qui j'ai pu travailler dans le cadre du projet SMAP : bonne continuation aux partenaires, et bonne suite à Noémie et Marine avec qui j'ai le plus échangé ! Très grand merci aussi pour les retours et les enseignements du national d'Enedis : Guillaume Pelton (dont j'ai perdu le compte de toutes les aides apportées), Abibou, Thomas Ren ou Florence, et d'autres encore dont le nom m'échappe en ce moment, je n'aurai jamais été aussi loin sans vous. Grand merci, et au plaisir de vous revoir.

Enfin, je pense à mes proches et à ma famille qui, sans forcément trop comprendre la nature de mon sujet de travail, m'ont soutenu tout du long. Merci à toute ma famille en Polynésie Française, qui malgré la distance est parfois venue faire un tour en France et Grenoble, qui s'inquiète pour moi et n'hésiterai pas à remuer ciel et terre pour m'aider ! Merci à mes grands-parents de La Séguinière ! Merci à ma sœur, qui est parvenue à assister directement à ma soutenance et a partagé avec tout le monde ces talents culinaires. C'est toujours super chouette d'avoir de la famille proche ^^ Attention Poe, tu devras rendre mon canapé, sinon Nyan-Mou te jugera.

On n'oublie pas non plus les potes hors de la thèse : merci aux amis de l'ENSE3 et divers amis dofusiens. Guillaume, Olivier & Aneline, Jordi, Thibaut, on se reverra probablement dans pas si longtemps pour des vacances dans encore un nouvel endroit !

Et en effet, très grand merci à ma chérie, ma Bénédicte, qui a eu la patience de m'attendre depuis 3 ans à Paris. Bientôt fini les aller-retours depuis Grenoble. L'enchantement des weekends pourra désormais s'étaler toute la semaine, ha !



# Glossaire

---

AURA-EE	Auvergne Rhône-Alpes Énergie Environnement
BT	Basse Tension
CAPEX	Coût d'investissement ( <i>Capital Expenditure</i> )
CCRC	Communauté de Commune de la Région de Condrieu
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CVRC	Centrales Villageoises de la Région de Condrieu
DTR	Document technique de référence
ECS	Eau Chaude Sanitaire
EJP	Effacement des Jours de Pointe
ELEC SPE	Électricité spécifique
END	Énergie non distribuée
ENI	Énergie non injectée
GRD	Gestionnaire du Réseau de Distribution
HTA	Haute Tension A
HTB	Haute Tension B
HP/HC	Heures Pleines/Heures Creuses
LDF	Flux de Puissance ( <i>Load Flow</i> )
NGW	négaWatt ou scénario négaWatt ou scénario haut
OPEX	Coût de fonctionnement ( <i>Operation Expenditure</i> )
P	Puissance active
$P^*_{max}$	Puissance maximale entre les moyennes des 3 plus fortes puissances corrigées de l'effet de température en heures pleines et en heures creuses
PAC	Pompe à Chaleur
PC	Puissance Coupée
$P_{Tmb}$	Puissance à Température minimale de base
PV	Photovoltaïque ou Panneau photovoltaïque
PwF	PowerFactory
Q	Puissance réactive
R1/2/...	Réseau n°1/n°2/n°...
S	Puissance apparente
S0	Cas de référence, sans solution d'insertion
S1	Solution d'insertion n°1 : contrôle local du réactif des onduleurs PV en $Q = f(V)$
S2	Solution d'insertion n°2 : bridage des onduleurs PV à 70% à l'installation
S3	Solution d'insertion n°3 : transformateur avec régleur en charge
S4	Solution d'insertion n°4 : contrôle local du réactif des onduleurs PV en $\tan(\phi)$ fixe
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>

SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SDES	Service de la Donnée et des Études Statistiques
SMAP	SMARt grid dans les Parcs Naturels
TEPCV	Territoire à Energie Positive pour la Croissance Verte
Tend	Scénario Tendancier ou scénario bas
Tmb	Température minimale de base
V	Tension Phase-Neutre
VE	Véhicule Électrique

# Liste des figures

---

Figure 1-1 : Structure des réseaux électriques français. Source [2] .....	7
Figure 1-2 : Répartition de l'énergie électrique produite en France en 2018. Source : RTE [9].....	10
Figure 1-4 : Logos de l'ensemble des partenaires du projet SMAP .....	16
Figure 1-4 : Architecture des expérimentations du projet SMAP.....	17
Figure 1-5 : Zoom progressif de la situation des réseaux BT des Haies. En suivant les flèches depuis en haut à gauche : réseau HTA en amont des Haies (schéma PwF) ; Vue PwF sur la HTA à proximité des réseaux BT étudiés ; Vue aérienne du village ; Exemple de réseau BT des Haies (schéma PwF).....	19
Figure 1-6 : Graphique des variations possibles de la tension le long du réseau de distribution. ....	20
Figure 1-7 : Schéma descriptif du poste source [2]. ....	23
Figure 1-8 : Représentation graphique de deux départs en mode normal d'exploitation (haut) et après apparition d'un défaut permanent (bas). Source [28]. ....	26
Figure 1-9 : Représentation graphique sous PowerFactory d'un réseau HTA, avec respect des distances et de la géographie (une couleur par départ). ....	27
Figure 1-10 : Modèle de conducteur en pi, monophasé. Source [30]. ....	28
Figure 1-11 : Représentation sous PowerFactory du réseau de distribution HTA en amont des six réseaux BT étudiés du village des Haies.....	31
Figure 1-12 : Modèle de transformateur non idéal. Source [30].....	34
Figure 1-13: Modèle de transformateur non idéal – Schéma direct. ....	34
Figure 1-14 : Graphique des résistances « série » des 195 postes HTA/BT du périmètre SMAP. Ces valeurs correspondent directement à la variation de tension attendue à Puissance nominale du poste. ....	36
Figure 1-16 : Représentation graphique sous PowerFactory de l'un des réseaux BT des Haies, avec respect des distances et de la géographie .....	37
Figure 1-16 : Diagramme de répartition initiale des types de ligne des 6 réseaux des Haies. "3x150 AL + 70 AL" correspond à du 150 mm <sup>2</sup> de section par phases et 70 mm <sup>2</sup> pour le neutre. "T 70 AL" correspond à quatre fils torsadés de 70 mm <sup>2</sup> . ....	40
Figure 1-17 : Monotone des longueurs totales de lignes ou câbles des réseaux BT du périmètre CCRC .....	41
Figure 1-18 : Monotone des densités de charge surfaciques des réseaux BT du périmètre de la CCRC .....	42
Figure 2-1 : Schéma de la facturation selon les différents projets de raccordement. ....	58
Figure 2-2 : Logigramme de la réalisation du début d'une étude de raccordement.....	63
Figure 2-3 : Logigramme de l'algorithme de modification des courbes de charge de consommation. En bleu : actions ; En rouge : paramètres ou variables ; En jaune : booléens. ....	67
Figure 2-4 : Courbes de consommation d'une charge BT sans changement d'usage - Automne Jour Férié .....	68
Figure 2-5 : Courbes de consommation d'une charge BT avec changement d'usage - Automne Jour Férié .....	69

Figure 2-6 : Exemple de courbe de charge d'un usage : la pompe à chaleur - Automne Jour Férié .....	69
Figure 2-7 : Exemple de profils de production PV mesurés dans la commune des Haies .....	70
Figure 2-8 : Logigramme de l'activation du gisement PV. En bleu : actions ; En rouge : paramètres ou variables ; En jaune : booléens. ....	71
Figure 2-9 : Tableau de couleur des contraintes détectées sur le réseau 2 en fonction de pourcentages de puissances produites et consommées pour le raccordement d'une installation PV monophasé de 3 kVA.....	74
Figure 2-10 : Exemple de calcul de capacité d'accueil pour l'insertion mono-point d'une installation PV dans un réseau de distribution BT. Le carré noir représente le poste de distribution HTA/BT. ....	75
Figure 2-11 : Monotone croissante des parts du gisement total PV calculé sur le périmètre CCRC.....	76
Figure 2-12 : Carte de l'irradiation annuelle moyenne en France de 1994 à 2016. Source : Solar resource map © 2019 Solargis. ....	80
Figure 2-13 : Schéma bloc de l'évolution des différentes puissances PV .....	82
Figure 2-14 : Puissance PV par tronçon d'angles d'orientation (en degrés) – Périmètre Haies.....	83
Figure 2-15 : Profils de production PV pour plusieurs orientations (au 01/06/2011) .....	84
Figure 2-16 : Puissance relative maximale des courbes orientées. Les courbes ont été rehaussées et sont telles que $P_{\max}(180^\circ) = P_{\text{crête}}$ . ....	85
Figure 2-17 : Variations des puissances maximales calculées des onduleurs PV en 2050 par réseau des Haies pour différentes définitions de puissance. ....	86
Figure 3-1 : Exemple de variations de paramètre. De gauche à droite : paramètre fixé par trois scénarios (vert/bleu/rouge) ; paramètre variable dans le gabarit du scénario bleu ; paramètre variable dans un gabarit entre les 3 scénarios. ....	96
Figure 3-2 : Logigramme de l'algorithme élargi de modification des courbes de charge de consommation. En bleu : actions ; En rouge : paramètres ou variables ; En jaune : booléens.....	100
Figure 3-3 : Exemple d'évolution linéaire de la courbe de consommation d'une charge BT entre 2016 et 2050 - Automne Jour Férié.....	101
Figure 3-4 : Logigramme de l'algorithme de suivi de l'objectif PV. En bleu : actions ; En rouge : paramètres ou variables ; En jaune : booléens. ....	103
Figure 3-5 : Logigramme de l'algorithme de modification de la production PV par saison. En bleu : actions ; En rouge : paramètres ou variables ; En jaune : booléens. ....	106
Figure 3-6 : Exemple de courbes de production qui servent de base à l'ensemble des PV du réseau des Haies - Automne .....	107
Figure 3-7 : Arbre de décision pour la sélection de l'état initial des usages des charges du périmètre CCRC, en fonction des données disponibles au préalable dans PowerFactory.....	110
Figure 3-8 : Logigramme de l'algorithme de renforcement simplifié. En bleu : actions ; En rouge : paramètres ou variables ; En jaune : booléens. ....	121
Figure 3-9 : Tension maximale sur un réseau des Haies pour une journée d'été ouvrée. Les deux contrôles utilisés, de caractéristiques et limites identiques, sont un contrôle en réactif avec priorité du réactif et un seuil de tension à 1,085 p.u. . En bleu : notre implémentation. En rouge : la fonction de Powerfactory. ....	125
Figure 3-10 : Caractéristique $Q = f(V)$ de la solution de contrôle local en réactif. ....	126

Figure 3-11 : Logigramme de l'algorithme de contrôle local du réactif des onduleurs PV en $Q = f(V)$ . En bleu : actions ; En rouge : paramètres ou variables ; En jaune : booléens. ....	129
Figure 3-12 : Exemple de monotone de production PV. Le graphe est tiré des estimations de production sur le village des Haies. ....	131
Figure 3-13 : Logigramme de l'ensemble des boucles de simulations. En bleu : actions ; En rouge : paramètres ou variables ; Entre crochets : le nombre de script(s) dédié(s) à l'action. ....	135
Figure 4-1 : Consommation et production, en énergie annuelle, du réseau n°2 pour 50 tirages aléatoires du scénario NGW pour l'ensemble des solutions étudiées. ....	143
Figure 4-2 : Erreur relative de la consommation estimée de 2016 à 2050, par scénario, pour le réseau 1 du périmètre des Haies. ....	144
Figure 4-3 : Erreur relative de la consommation estimée de 2016 à 2050, par scénario, pour le réseau 2 du périmètre des Haies. ....	144
Figure 4-4 : Erreur relative de la consommation estimée de 2016 à 2050, par scénario, pour le réseau 1 du périmètre des Haies. ....	145
Figure 4-5 : Erreur relative de la consommation estimée de 2016 à 2050, par scénario, pour le réseau 2 du périmètre des Haies. ....	145
Figure 4-6 : Diagrammes en boîtes des années des premiers renforcements par solution d'insertion pour les six réseaux BT du périmètre des Haies pour le scénario négaWatt. ....	151
Figure 4-7 : Diagrammes en boîtes des années des premiers renforcements par solution d'insertion pour les six réseaux BT du périmètre des Haies pour le scénario tendanciel. ....	152
Figure 4-8 : Diagrammes en boîtes des « CAPEX » par solution d'insertion pour les six réseaux BT du périmètre des Haies pour le scénario négaWatt. ....	154
Figure 4-9 : Diagrammes en boîtes des « CAPEX » par solution d'insertion pour les six réseaux BT du périmètre des Haies pour le scénario tendanciel. ....	155
Figure 4-10 : Diagrammes en boîtes des « OPEX » par solution d'insertion pour les six réseaux BT du périmètre des Haies pour le scénario négaWatt. ....	157
Figure 4-11 : Diagrammes en boîtes des « OPEX » par solution d'insertion pour les six réseaux BT du périmètre des Haies pour le scénario tendanciel. ....	158
Figure 4-12 : Gain en % des coûts des différentes solutions par rapport au cas de base ( $S_0$ = aucune solution ; $S_1$ = « $Q=f(V)$ » sans limitation ; $S_2$ = « Bridage à 70% » ; $S_3$ = « OLTC » ; $S_{21}$ = « $\tan(\phi)$ fixe » ; « +R » = Renforcement simplifié). Ici, le scénario NGW pour les 6 réseaux des Haies. ....	159
Figure 4-13 : Gain en % des coûts des différentes solutions par rapport au cas de base ( $S_0$ = aucune solution ; $S_1$ = « $Q=f(V)$ » sans limitation ; $S_2$ = « Bridage à 70% » ; $S_3$ = « OLTC » ; $S_{21}$ = « $\tan(\phi)$ fixe » ; « +R » = Renforcement simplifié). Ici, le scénario Tendanciel pour les 6 réseaux des Haies. ....	160
Figure 4-14 : Gain en % des coûts des différentes solutions par rapport au cas de base. Ici, le scénario NGW pour 4 réseaux des Haies. ....	161
Figure 4-15 : Gain en % des coûts des différentes solutions par rapport au cas de base. Ici, le scénario Tendanciel pour 4 réseaux des Haies. ....	161
Figure 4-16 : Histogramme du nombre de réseaux BT par tranche de pourcentages de développement réseau par solution d'insertion PV sur le périmètre de la CCRC pour le scénario NGW ....	166
Figure 4-17 : Histogramme du nombre de réseaux BT par tranche de pourcentages de développement réseau par solution d'insertion PV sur le périmètre de la CCRC pour le scénario Tend .....	166

Figure 4-18 : Gain cumulé en % de 2016 à 2050 des coûts des différentes solutions par rapport au cas de base pour 195 réseaux BT pour le scénario NGW. ....	168
Figure 4-19 : Gain cumulé en % de 2016 à 2050 des coûts des différentes solutions par rapport au cas de base pour 195 réseaux BT pour le scénario Tendanciel.....	168
Figure 4-20 : Gain cumulé en % de 2016 à 2050 des coûts des différentes solutions par rapport au cas de base pour 195 réseaux BT pour le scénario Tendanciel.....	170

# Liste des tableaux

---

Tableau 1-1 : Caractéristiques générales des réseaux des Haies. ....	19
Tableau 1-2 : Répartition des puissances nominales des postes de distribution du périmètre CCRC ..	35
Tableau 1-3 : Données de production PV du village des Haies de 2016. ....	49
Tableau 1-4 : Répartition du taux de complétion des objectifs globaux de production PV des Haies en fonction du réseau. ....	49
Tableau 1-5 : Leviers disponibles dans le réseau de distribution et présentés dans le Chapitre 1. ....	50
Tableau 2-1 : Délais d'établissement de la proposition de raccordement selon différents cas de figure. ....	56
Tableau 2-2 : Hypothèses de calcul selon le type d'étude réalisée. ....	60
Tableau 3-1 : Coefficients globaux de consommation des Haies, toutes énergies confondues (NGW). ....	97
Tableau 3-2 : Coefficients globaux de consommation des Haies, uniquement pour l'énergie électrique (NGW). ....	97
Tableau 3-3 : Coefficients globaux de consommation des Haies, toutes énergies confondues (Tend). ....	97
Tableau 3-4 : Coefficients globaux de consommation des Haies, uniquement pour l'énergie électrique (Tend). ....	97
Tableau 3-5 : Probabilités d'occurrence des usages considérés pour les clients des réseaux BT des Haies. Les états initiaux et finaux des combinaisons d'usages sont inconnus et sont sélectionnés via ces probabilités. ....	98
Tableau 3-6 : Objectifs de production 2050 des scénarios du périmètre CCRC. ....	108
Tableau 3-7 : Coefficients de réduction globaux des scénarios du périmètre CCRC. ....	108
Tableau 3-8 : Probabilités d'occurrence des usages considérés pour les clients des réseaux BT du périmètre CCRC. Les états finaux des combinaisons d'usages sont inconnus et sont sélectionnés via ces probabilités. Les états initiaux sont sélectionnés via un algorithme. ....	109
Tableau 3-9 : Avantages et inconvénients des solutions d'insertion étudiées dans le cadre du projet SMAP. En bleu, les solutions détaillées dans cette thèse. ....	117
Tableau 3-10 : Solutions d'insertion étudiées dans le cadre du projet SMAP. Dans ce livrable, seules les solutions en bleu sont détaillées. Le « Statut » indique l'état d'avancement (« - » : non encore étudiée ; « + » : modélisée et appliquée sur un cas simple ; « ++ » : modélisée et appliquée sur les réseaux des Haies mais pas d'étude ACB ; « +++ » : étude complète ; « = » : étude de la théorie et non appliquée). ....	119
Tableau 3-11 : Données de coûts disponibles et utilisées par Enedis pour des opérations de renforcement. Les valeurs sont confidentielles. ....	124
Tableau 4-1 : Nombre de calculs de flux de puissance (ou <i>load flow</i> , noté LDF) et temps de calcul global pour les 6 réseaux du périmètre des Haies. Les simulations sont effectuées sur cinq ordinateurs différents. ....	140

Tableau 4-2 : Nombre de calculs de flux de puissance (LDF) et temps de calcul global pour les 195 réseaux du périmètre de la CCRC. Les simulations sont effectuées sur cinq ordinateurs différents. .140	140
Tableau 4-3 : Nombre de pas de temps en contraintes par réseau et par scénario en 2050 pour le périmètre des Haies pour les 8 jours types (sur 6 960 pas de temps au total, par scénario et par tirage). .....	141
Tableau 4-4 : Nombre de pas de temps en contraintes par réseau et par scénario en 2050 pour le périmètre de la CCRC pour les 2 jours types (sur 56 550 pas de temps au total, par scénario).....	141
Tableau 4-5 : Tableaux de valeur pour la consommation du cas S0+R du scénario négaWatt pour les 6 réseaux des Haies. ....	146
Tableau 4-6 : Tableau de valeur pour la production PV du cas S0+R du scénario négaWatt pour les 6 réseaux des Haies. ....	146
Tableau 4-7 : Tableau de valeur pour la consommation du cas S0+R du scénario Tendancier pour les 6 réseaux des Haies. ....	147
Tableau 4-8 : Tableau de valeur pour la production du cas S0+R du scénario Tendancier pour les 6 réseaux des Haies. ....	147
Tableau 4-9 : Pourcentages de développement des réseaux des Haies pour l'ensemble des solutions et les deux scénarios (sans renforcement du poste). En vert : pourcentage < 10% ; en rouge, pourcentage > 90%. ....	149
Tableau 4-10 : Pourcentages de développement des réseaux des Haies pour l'ensemble des solutions et les deux scénarios (avec renforcement du poste). En vert : pourcentage < 10% ; en rouge, pourcentage > 90%. ....	149
Tableau 4-11 : Gain en pourcentage des coûts des différentes solutions par rapport aux coûts de la solution de référence (Renforcement simplifié seul) pour 6 réseaux des Haies. ....	161
Tableau 4-12 : Gain en pourcentage des coûts des différentes solutions par rapport aux coûts de la solution de référence pour 4 réseaux des Haies. ....	162
Tableau 4-13 : Tableau récapitulatif des solutions d'après les différents résultats obtenus pour le périmètre des Haies. Les classements vont de 1 (le meilleur résultat) à 5 (le moins bien) avec potentiellement des égalités. ....	163
Tableau 4-14 : Tableau de répartition des consommations estimées sur le périmètre CCRC en 2016 .....	164
Tableau 4-15 : Tableau des énergies totales consommées et produites sur le périmètre CCRC.....	165
Tableau 4-16 : Gain en pourcentage des coûts des différentes solutions par rapport aux coûts de la solution de référence pour le périmètre CCRC. ....	169
Tableau 4-17 : Gain en pourcentage des coûts des différentes solutions et de certaines variations par rapport aux coûts de la solution de référence pour le périmètre CCRC.....	171
Tableau 4-18 : Tableau récapitulatif des solutions d'après les différents résultats obtenus pour le périmètre de la CCRC. ....	171



# *Introduction générale*

---

Nous sommes de nos jours de plus en plus sensibilisés aux problématiques environnementales, que ce soit par la médiatisation, l'information ou les diverses alertes et prises de conscience. La société peut toujours davantage s'impliquer directement dans la transition énergétique. En tant que vecteur énergétique principal, l'électricité est un élément central de cette évolution : les problématiques environnementales sont présentes tout au long de son cycle de vie. La production électrique serait idéalement décarbonée et d'origine renouvelable, ce que la société essaye d'atteindre avec le déploiement des productions décentralisées, notamment d'origine éolienne ou photovoltaïque (PV), ou encore avec un développement des productions au plus proche des points de consommation (productions PV chez les particuliers, autoconsommation, etc.). La consommation électrique est souhaitée raisonnable et plus efficace. Les utilisateurs sont donc incités à faire évoluer leur consommation et leurs usages, par exemple vers davantage de sobriété énergétique, ou via le développement de nouvelles technologies, avec notamment le développement des véhicules électriques, mais aussi plus simplement des équipements ayant des rendements toujours meilleurs pour la conversion d'énergie et ses usages (chauffage, équipements électriques, stockage, etc.).

Le réseau électrique a pour rôle historique d'acheminer l'énergie électrique depuis ses sites de production vers les sites de consommation. Cependant, l'électricité est un vecteur particulier : il est très difficile et coûteux à stocker à grande échelle, ce qui impose de maintenir en permanence un équilibre entre consommation et production, à tout instant, et ce quel que soit la taille du réseau ou l'éloignement des sites de production et de consommation. Il en résulte un système très complexe qui doit nécessairement s'adapter aussi bien aux évolutions de la production que de la consommation. Historiquement, l'énergie circulait depuis de grands centres de production, pilotés et prévisibles, pour ensuite être distribuée à l'ensemble des clients dans une logique de flux unidirectionnels. Dans le contexte de la transition énergétique, la situation s'est nettement complexifiée, avec l'insertion de producteurs de tout niveau de puissance et à tout niveau du réseau électrique, rendant la prévision des flux et sa gestion plus difficile. L'ensemble de ces changements de paradigme sont tout autant de défis pour les gestionnaires de réseaux, qui doivent s'adapter, en maintenant un niveau de qualité de fourniture et une sécurité du réseau électrique et des tiers optimaux.

Pour y parvenir, les gestionnaires de réseau doivent anticiper les évolutions de consommation et de production et ainsi prévoir les investissements nécessaires pour garantir le bon fonctionnement du réseau. Son évolution est un processus par nature lent, d'où la nécessité de prévoir en amont les changements à venir. Pour cela, des méthodes et des outils ont été et sont encore développés pour mesurer, modéliser, prédire ou encore planifier l'état du réseau. La planification des réseaux électriques vient historiquement permettre aux gestionnaires du réseau de distribution de prévoir leurs investissements, alors que les études de raccordements viennent répondre aux diverses demandes des clients consommateurs ou producteurs. Pour faire face aux changements, le réseau doit adapter ses outils existants, et s'orienter à ce jour vers des réseaux plus intelligents : les « smart grids », qui viennent ajouter des technologies de l'information et de la communication et devraient permettre non seulement d'avoir accès à un bien plus grand nombre de données mais en plus de pouvoir piloter le réseau plus facilement.

Ces travaux de thèse ont été menés en partenariat avec le gestionnaire de réseau de distribution Enedis dans le cadre du projet SMAP (pour « SMART grid dans les Parcs naturels ») dont l'objectif est de faciliter l'insertion massive de productions PV dans les réseaux ruraux basse tension.

Dans le chapitre 1, nous décrivons la structuration et le rôle du réseau électrique de distribution ainsi que son évolution dans le contexte de la transition énergétique. Chaque élément physique qui le constitue est détaillé ainsi que leurs pistes d'évolution en présence d'un fort taux de production PV. Dans le chapitre 2, nous revenons sur les méthodes et les modèles utilisés pour planifier le réseau électrique de distribution et pour répondre aux demandes de raccordement. Suite à leur compréhension, nous pouvons alors proposer des évolutions pour qu'ils répondent aux objectifs fixés dans le projet SMAP.

Dans le chapitre 3, nous détaillons la méthodologie que nous avons élaborée pour comparer un panel de quatre leviers smart grid (ainsi qu'une solution de référence). Elle repose sur un algorithme de Monte Carlo permettant de modéliser les incertitudes du réseau de distribution afin de simuler son évolution sur les 35 prochaines années en intégrant deux scénarios de production et de consommation différents (négaWatt et tendanciel). Nous expliquons en détails l'ensemble des hypothèses émises et des méthodes de modélisation des leviers pour assurer leur répliquabilité et leur généralisation à d'autres réseaux que ceux du projet SMAP. Enfin, le chapitre 4 présente les résultats obtenus sur plusieurs réseaux BT réels et notamment une analyse économique des leviers simulés permettant de faire ressortir des premières tendances qui seront à confirmer en déployant la méthode sur d'autres réseaux.



# Chapitre 1 : Contexte et état de l'art

---

**Table des Matières :**

<b>I. Introduction .....</b>	<b>5</b>
<b>II. L'évolution future du réseau de distribution .....</b>	<b>6</b>
II.1. Le réseau de distribution .....	6
II.1.1. Architecture des réseaux de distribution français .....	6
II.1.2. Objectifs du réseau de distribution .....	7
II.2. Les problématiques .....	9
II.2.1. Enjeux politiques .....	9
II.2.2. Développement du réseau de distribution .....	11
II.2.3. Le développement des Smart grids .....	14
<b>III. Contexte technique : description et modélisation des paramètres du réseau de distribution ....</b>	<b>18</b>
III.1. Cadre d'étude et paramètres clés .....	18
III.1.1. Le Contexte de SMAP .....	18
III.1.2. Définition des contraintes électriques .....	20
III.2. Modélisation du réseau HTA .....	22
III.2.1. Le Poste Source .....	22
III.2.2. Le réseau HTA .....	26
III.3. Les éléments BT utilisés .....	33
III.3.1. Le poste HTA/BT .....	33
III.3.2. Le réseau BT .....	37
III.3.3. Les clients BT .....	43
<b>IV. Conclusion.....</b>	<b>50</b>

## I. Introduction

Les réseaux électriques sont aujourd'hui en pleine mutation : en plus d'assurer leurs rôles historiques, ils doivent désormais poursuivre une évolution sur plusieurs années. Afin de répondre aux nombreux défis qui sont apparus, tel que la décentralisation des productions, ou encore le développement de la mobilité électrique. Les recherches R&D abondent autour de ces vastes domaines pour orienter les orientations stratégiques actuelles et futures du développement des réseaux électriques.

Face à ces opportunités, de nouvelles compétences font leur apparition dans les réseaux électriques, avec notamment les technologies du numérique ou les « Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication ». En France, l'installation des compteurs communicants « Linky » permet la mise en place de nombreux projets démonstrateurs « Smart grids » ou réseaux intelligents pour répondre aux nouveaux enjeux liés aux nouveaux modes de production et de consommation dans les réseaux de distribution.

Dans ce chapitre, nous commençons par une présentation de ce contexte général, puis nous continuons avec une présentation du contexte technique du réseau de distribution. Nous présentons quels sont les différents ouvrages et équipements utilisés à ce jour et quels sont les différents leviers que nous pouvons donc utiliser pour agir sur le réseau de distribution. Dans le cadre spécifique de cette thèse, nous reviendrons systématiquement sur le projet Smart grid « SMAP » et la volonté de permettre l'insertion massive de production photovoltaïque dans le réseau de distribution basse tension.

## II. L'évolution future du réseau de distribution

Dans cette partie, nous nous focalisons sur l'aspect général des réseaux de distribution. Nous cherchons à montrer et à comprendre les enjeux liés à l'intégration massive de production décentralisée, notamment photovoltaïque (PV) dans le réseau public de distribution.

### II.1. Le réseau de distribution

#### II.1.1. Architecture des réseaux de distribution français

Le réseau électrique est une structure critique qui permet d'alimenter en énergie électrique tout un territoire et dont dépend toute l'économie d'un pays. Historiquement, le réseau électrique en France est séparé en deux parties : le réseau de transport et de répartition d'une part, et les réseaux de distribution d'autre part. À l'origine, l'architecture du réseau est « verticale et descendante » et peut être illustrée par la Figure 1-1 :

- Le réseau de transport et de répartition achemine l'énergie depuis de grands centres de production jusqu'aux principaux sites de consommation. Ce réseau transporte une quantité très importante d'énergie et alimente les réseaux de distribution, de grands clients ou encore d'autres réseaux nationaux via des interconnexions dédiées. Il s'étale ainsi sur l'ensemble du territoire et doit permettre le transport de l'énergie sur de longues distances, avec environ 100 000 km de lignes électriques exploitées dans une structure maillée. En France, les niveaux de tension de ces réseaux sont fixes et sont catégorisés en tant que Haute Tension B, ou communément HTB : 400 et 225 kV pour le réseau de transport, puis 90 et 63 kV pour le réseau de répartition.
- Le réseau de distribution achemine ensuite l'énergie depuis le réseau de répartition jusqu'au consommateur final. Ce réseau transporte en théorie de moins en moins d'énergie au fur et à mesure qu'il se rapproche de l'utilisateur final : le réseau de distribution est conçu de manière radiale et se divise en deux niveaux de tension. En France, on distingue d'abord la moyenne tension ou Haute Tension A (HTA), fixée à 20 ou 15 kV, qui alimente certains consommateurs (industriels, commerces, etc.). Nous avons ensuite la Basse Tension (BT), fixée à 400 V, et qui alimente les consommateurs de plus faible puissance (inférieur à 36 kVA : résidentiels, petits commerces, etc.).

Cette architecture a été construite et optimisée, avec un coût maîtrisé, pour assurer une excellente qualité de service. Cependant, le réseau électrique doit désormais faire face au développement des productions d'énergie dites « décentralisées » qui peuvent s'insérer directement dans le réseau de distribution, aussi bien au niveau HTA que BT. Ces nouvelles productions modifient grandement les flux de puissance puisque la production est désormais possible à tout niveau du réseau électrique. Nous devons adapter un certain nombre de procédés pour pallier de nouveaux types de problèmes liés à ce changement, tel que des problèmes de sursensions, de surintensités, de détection de défaut comme listée dans [1].

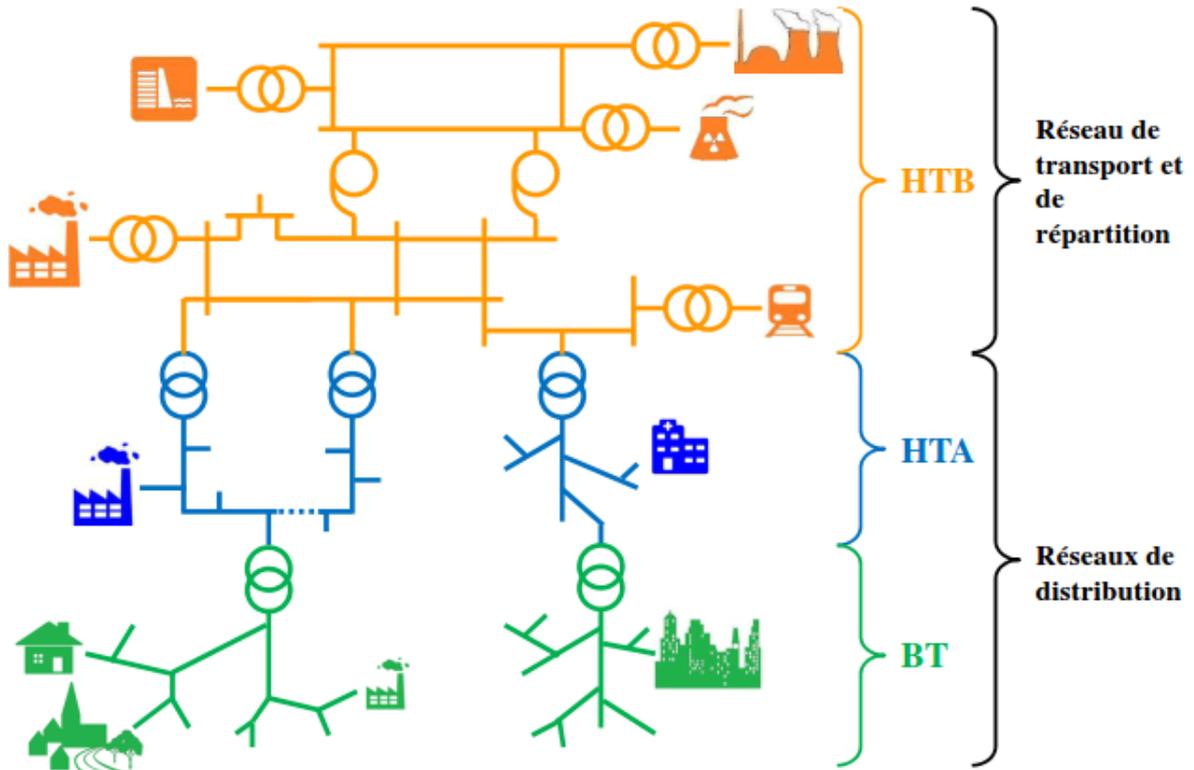


Figure 1-1 : Structure des réseaux électriques français. Source [2]

Par la suite, nous nous focaliserons surtout sur le réseau de distribution et les problèmes inhérents à l'insertion de production décentralisée.

### II.1.2. Objectifs du réseau de distribution

En temps normal, le réseau électrique de distribution français est détenu par les collectivités territoriales (communes, départements, etc.). La distribution de l'électricité est un service public qui fait l'objet d'un contrat de concession. Pour le compte des collectivités locales, les sociétés concessionnaires exploitent, entretiennent et développent le réseau électrique avec le bénéfice d'un monopole temporaire (pour la durée du contrat). Nous citerons notamment en France Enedis, le principal gestionnaire du réseau de distribution avec 95% du réseau français.

Le contrat de concession impose des droits et des devoirs envers les collectivités et les usagers du service public. En France, les sociétés concessionnaires doivent assurer la continuité et la qualité de la desserte d'électricité. Il doit aussi assurer l'accès non-discriminatoire au réseau, comme décrit dans [[3], [4]] et conformément au code de l'énergie [5]. Pour cela, ces sociétés doivent suivre ou fixer des conditions précises de raccordement, et aussi s'adapter aux évolutions du réseau pour maintenir ou améliorer la qualité de desserte. La prévision des flux de puissance, que ce soit via l'évolution de la consommation, de la mobilité électrique, ou encore via la production décentralisée, sont des sujets au cœur de ces objectifs.

Le réseau électrique est une interface entre plusieurs acteurs :

- Les **collectivités locales** ou les **autorités concédantes**, qui concluent avec le concessionnaire un cahier des charges de droits et de devoirs pour une durée prédéterminée. Elles veillent à ce que ce dernier soit respecté dans les meilleures conditions possibles, et gardent le droit de renouveler ou non les contrats de concession.
- Les **clients**, qui regroupent tous les acteurs qui sont ou seront raccordés au réseau de distribution, que ce soit pour de la production ou de la consommation ou d'autres services. Ces clients sont soumis à leurs propres contrats qui viennent aussi fixer des droits et devoirs, comme par exemple des limites de puissance.
- Le **gestionnaire du réseau de distribution** (ou GRD), exploite et développe le réseau électrique afin de raccorder et alimenter les divers clients. Le GRD essaie de réaliser des investissements efficaces avec la volonté continue d'améliorer ses performances. Les aménagements et les structures du réseau représentent des sommes très importantes et des investissements sur le long terme, parfois plusieurs dizaines d'années, potentiellement au-delà de la durée des contrats de concession en cours. Il convient pour le GRD d'optimiser au mieux ces dépenses et dispose d'outils pour les planifier et les anticiper, sans jamais négliger les performances et la qualité de desserte. En France, ces investissements sont couverts par le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (ou TURPE) [6].
- Les **régulateurs de l'énergie**, qui encadrent et veillent au bon fonctionnement des réseaux et des marchés de l'électricité, le tout en cohérence avec les politiques énergétiques. En France, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) joue ce rôle pour l'électricité et le gaz [5], [7]. Elle fixe aussi les méthodes de calcul du TURPE et veille à la qualité de service des clients. Plus largement, elle participe à la coordination européenne entre les différents régulateurs nationaux.

Dans le cadre de l'évolution des réseaux, il convient de prendre en compte les objectifs de chacun. Si nous voulons faciliter l'insertion massive de production décentralisée, nous devons donc :

- Permettre le raccordement efficace des nouveaux clients (tout type de production, mobilité électrique, auto-consommateurs, raccordements groupés, etc.). Cela peut passer par **l'adaptation des modalités de raccordement**.
- Aider les régulateurs à anticiper et comprendre les évolutions du réseau électrique et de ses marchés. Ils peuvent ensuite élaborer des cadres réglementaires ou des décisions pour **répondre aux objectifs des politiques énergétiques**.
- Aider les collectivités ou les autorités concédantes à comprendre l'évolution des réseaux et avoir des **outils pour évaluer ses performances**.
- Développer le réseau électrique en accord avec les acteurs précédents. Le gestionnaire cherche à exploiter le réseau efficacement et doit **s'adapter à l'évolution des objectifs** de ces acteurs. Nous pouvons distinguer trois sujets principaux :

- La **continuité d'alimentation**, qui mesure et quantifie les coupures d'électricité. Pour évaluer la qualité de la desserte, des indicateurs, décrit dans [8] peuvent être utilisés comme le « Critère B ou M » (temps moyen de coupure par an d'un client BT ou HTA) ou encore SAIDI (pour *System Average Interruption Duration Index*) à l'international (HTA), qui mesure le temps moyen de coupure par client (généralement sur un an) ; le SAIFI (pour *System Average Interruption Frequency Index*), qui mesure le nombre moyen de coupure par client (critère f-BT et f-HTA en France); l'énergie non distribuée, ou END, qui représente la demande d'énergie annuelle qui n'a pas été satisfaite ; la puissance coupée (PC), qui est la puissance annuelle coupée par les interruptions.
- La **qualité d'alimentation**, qui est encadrée par un certain nombre de normes. Les GRD s'engagent à respecter de nombreuses limites sur la qualité de l'onde (amplitude) et sur sa robustesse (limites en cas de perturbations, harmoniques, etc.). Nous reviendrons au cas par cas dans ce chapitre sur les limites que nous devons respecter en France.
- La **sécurité des ouvrages**, qui doit assurer la protection du matériel et des personnes. En plus des contraintes sur la qualité de l'onde, on définit plusieurs limites pour l'exploitation des ouvrages du réseau électrique. La plupart des ouvrages possèdent ainsi des puissances maximales transitées : on cherche à limiter les intensités maximales qui circulent dans les ouvrages et les échauffements qui en découlent. Dans la suite du chapitre, nous donnerons ces limites par ouvrage.

## II.2. Les problématiques

### II.2.1. Enjeux politiques

Comme nous venons de le voir, le réseau électrique de distribution doit faire face à une évolution sur plusieurs niveaux, avec d'une part le maintien des objectifs de qualité et de performances, et d'autre part l'évolution importante de son contexte, avec un changement important des types de clients et la mise en place de nouvelles politiques énergétiques.

Tout d'abord, nous avons depuis plusieurs années l'arrivée massive de production décentralisée en France. Cela provoque la perturbation du flux de puissance, historiquement unidirectionnel, des grands de production vers les consommateurs BT. Désormais, la production est insérée dans tous les niveaux de tension et peut éventuellement « refouler » depuis un niveau de tension plus bas. En 2018, le mix énergétique (électrique) français présentait une part d'énergie renouvelables de 20,3% (cf. Figure 1-2).

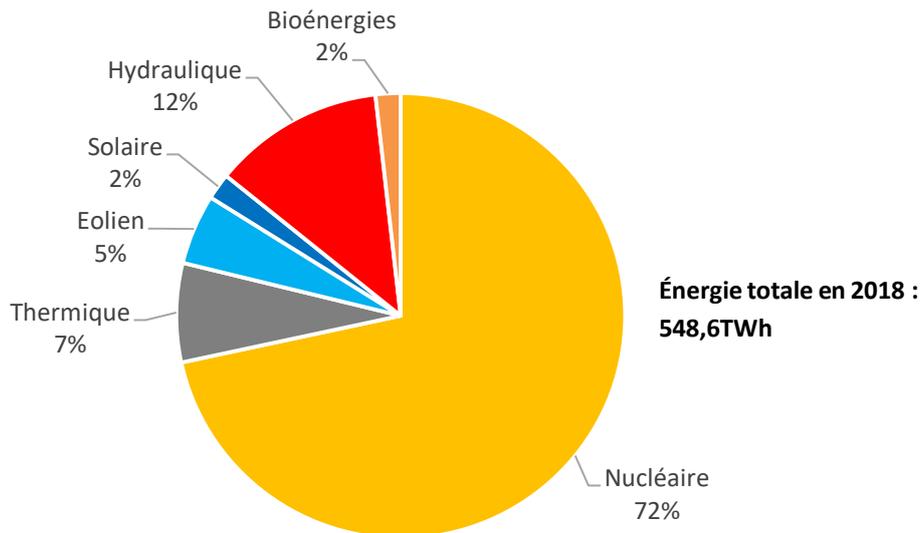


Figure 1-2 : Répartition de l'énergie électrique produite en France en 2018. Source : RTE [9].

La part de production d'énergie renouvelable doit continuer d'augmenter pour respecter les divers objectifs de développement durable et d'insertion d'énergie renouvelables.

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) du 23 janvier 2019 [10] fixe en effet des paliers à atteindre, avec +50% de capacités installés en 2023 par rapport à 2017, puis +100% en 2028. Les lois Grenelle 1 et 2 [11], [12] adoptées en 2009 et 2010 instaurent un premier objectif de réduction de 20% des émissions de gaz à effet de serre entre 2010 et 2020, ainsi que des objectifs importants sur la réduction de la consommation des bâtiments et une amélioration du code de l'urbanisme.

La France suit également la loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17/08/2015 [13] qui vise notamment à :

- Réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 ;
- Réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012 en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030 ;
- Réduire la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à la référence 2012 ;
- Porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de la consommation finale brute d'énergie en 2030 ;

Cependant, l'insertion de génération décentralisée dans les réseaux HTA ou BT n'est pas sans conséquence. Ce type de production, parfois de très faible puissance, se présente sous diverses formes et types : photovoltaïque et éolien, mais aussi groupes diesel, stockages d'énergie, cogénération, micro-hydraulique, etc. Ces types de production sont souvent qualifiés « d'intermittentes », car la production peut beaucoup varier selon les conditions météorologiques (aléas du vent ou de l'ensoleillement), ce qui complexifie beaucoup les prévisions de puissance.

De manière non exhaustive, on citera un grand nombre problèmes à prendre en compte pour permettre l'insertion massive de génération décentralisée :

- Îlotage non intentionnel du réseau en cas coupure [14], [15] : si la production s'approche de la consommation localement, il peut y avoir une alimentation directe des consommateurs par la production, même en cas de séparation du réseau amont (ce qui pose des questions de sécurité des personnes et du matériel) ;
- Aveuglement des protections et déclenchement intempestif et augmentation des courants de défauts [1] : la génération décentralisée peut alimenter des défauts ;
- Instabilités et baisse de l'inertie du réseau [16] : actuellement, la génération décentralisée (surtout via des onduleurs) ne participe pas l'inertie du réseau ;
- Baisse de la qualité de l'onde avec l'utilisation d'électronique de puissance [1] : présence importante d'harmoniques générées par les onduleurs.
- Apparition prématurée de contraintes de tensions hautes et de surintensités [1] : nous revenons sur ce point en détails dans la suite de cette thèse.

Nous ne modéliserons pas la plupart de ces phénomènes, mais il est important d'en connaître l'existence puisque l'évolution des réseaux électrique devra faire face à ces sujets.

Nous nous focaliserons sur le dernier point à savoir l'impact de la production sur les contraintes en tension et en intensité, ainsi que sur le dimensionnement de certains ouvrages. En effet, les contraintes peuvent être très différentes, d'autant plus si la production devient supérieure à la capacité d'acheminement du réseau. Les dimensionnements classiques, qui prévoient usuellement une diminution progressive de la puissance transitée et des sections de ligne le long du réseau, doivent être améliorés. Nous discuterons dans la partie III des contraintes et solutions que nous pouvons identifier.

## II.2.2. Développement du réseau de distribution

Pour répondre aux objectifs des acteurs du réseau de distribution, il faut donc comprendre et modéliser les objectifs et les enjeux et parvenir à anticiper les évolutions du réseau. C'est déjà fait depuis longtemps pour les investissements à long terme et le dimensionnement du réseau, avec la mise en place d'études technico-économiques spécifiques par le GRD. Nous distinguerons ici tout ce qui concerne la planification, qui vise à prédire et résoudre des problèmes sur une échelle à court, moyen ou long terme (souvent jusqu'à 10 ou 30 ans) ainsi que des études de raccordement standard, qui visent à résoudre des questions à court terme (dans les 3 mois tout au plus). Dans les deux cas, nous avons besoin de prédire l'état du réseau électrique, dont notamment les consommations et les productions attendues.

## a) Principe de la planification

La planification permet notamment de prévoir les investissements à long terme pour le réseau HTA. Elle cherche à calculer et assurer le suivi d'un optimum entre ses caractéristiques techniques (qualité) et économiques (coûts). Dans la partie technique, on peut définir trois objectifs : desservir la clientèle ; prévoir les flux de puissance ; assurer la qualité et la continuité de l'alimentation. Chacune des solutions apportées doit en même temps représenter un optimum de coût. Le réseau est alors dimensionné pour répondre au mieux à ces objectifs. Il n'existe à ce jour en France aucune planification à long terme pour le réseau BT, puisque qu'historiquement, cela ne se justifiait pas dans un contexte avec uniquement de la consommation classique (avec bien entendu le problème de la très grande surface à instrumenter et étudier).

Les investissements dans les réseaux électriques peuvent être très importants, et il est donc indispensable de maîtriser les coûts correspondants. Dans la mesure où la plupart des ouvrages ont une durée de vie très longue de 30 à 60 ans voire plus, il est intéressant de chercher à rentabiliser au mieux leur utilisation sur une durée relativement longue pendant laquelle on peut faire des hypothèses réalistes d'évolution des consommations, et d'anticiper la maintenance et le renouvellement de ces ouvrages. Pour cela, le GRD met à jour régulièrement des schémas cibles ou « schémas directeurs » qui donnent une vision du réseau « idéal » que l'on souhaiterait obtenir sur le long terme. Ce schéma reste hypothétique et ne représente pas ce qui sera effectivement réalisé, mais offre une cible vers laquelle tendre et qui guide toutes les décisions d'investissement (y compris les études de raccordement). Pour compléter cette vision long-terme, une planification à plus court-terme est aussi réalisée afin de définir les étapes intermédiaires à suivre pour atteindre le schéma directeur final. Ces schémas directeurs résultent de considérations multiples et complexes.

Tout d'abord, le GRD doit respecter de nombreuses contraintes dans l'élaboration du réseau électrique. Il doit en effet aménager un territoire et se confronter aux problèmes du terrain : contraintes géographiques (cours d'eau), environnementales (enterrement des lignes) ou même architecturales (ponts, rues, sites historiques). Ces questions sont nécessairement étudiées en lien avec l'urbanisme et les collectivités. De plus, le GRD doit prévoir un schéma d'exploitation adapté à la situation, tout en assurant un plan de protection efficace. En termes d'ouvrages, les GRD disposent ainsi :

- De postes de transformation, qui contiennent les transformateurs. Ces ouvrages permettent le passage d'un niveau de tension à un autre : ils servent d'interface entre le réseau de transport et le réseau de distribution (poste « source ») et entre le réseau HTA et le réseau BT (poste de « distribution »).
- Des conducteurs qui acheminent l'énergie électrique chez les clients. Ce sont des lignes électriques adaptées au niveau de tension et à la puissance transitée.
- Les protections, qui permettent de détecter et d'isoler des défauts sur le réseau électrique.
- Des organes de manœuvre, qui permettent d'isoler ou de réorganiser certaines parties du réseau (par exemple lors de la réalimentation du réseau en cas de dysfonctionnement).

Deuxièmement, la modélisation et les calculs de répartition de charges (ou flux de puissance, ou encore *Load Flow* en anglais) utilisés sont complexes. Ils permettent de déterminer l'état électrique complet du réseau électrique [17]. Pour cela, nous devons entièrement modéliser le réseau électrique, y compris les différents types de charges. Les calculs deviennent d'autant plus complexes avec l'augmentation du nombre d'éléments, ce qui serait le cas avec la prise en compte du réseau BT (Enedis comptait, en 2017, 36 millions de clients BT contre près de 800 000 postes de distribution [18]).

Finalement, les calculs sont effectués sous de fortes incertitudes puisque nous ne savons pas précisément de quoi sera fait le futur. Le GRD doit donc prédire l'évolution des sollicitations du réseau sur l'échelle de temps étudiée allant de 30 à 40 ans, au-delà le degré d'incertitudes des hypothèses est trop important. L'information est très incertaine et dépend de nombreuses variables sociétales qui impactent les estimations de consommations et de production. On citera de manière non exhaustive, la croissance économique et démographique, l'évolution des usages de consommation (mobilité électrique, type de chauffage), le développement de nouvelles technologies (stockage), le changement climatique (production PV ou éolien), etc. Dans tous les cas, il n'est pas possible de se prémunir de « tous » les risques (même en imaginant que nous les connaissons tous) : nous devons faire un compromis entre les coûts estimés, la fiabilité et les risques associés aux résultats.

## b) Principe des études de Raccordement

Les études de raccordement permettent de décider les investissements à court terme. Conformément à [19] et [20], le GRD effectue une étude pour déterminer la solution de raccordement. En France Enedis doit, légalement, définir et mener des études de raccordement suivant un classement chronologique des demandes qualifiées. Les méthodes et principes utilisés sont publiés dans sa Documentation technique de référence (DTR) et sont accessibles et souvent reprises par les GRD ou les ELD (Entreprises Locales de Distribution). Les études doivent être menées de manière objective et non-discriminatoire. Dans le Chapitre 2, nous reviendrons sur les étapes clés du raccordement, à savoir : les demandes à l'initiative du client, puis l'établissement de la proposition de raccordement. Les études de raccordement sont confrontées aux mêmes problèmes et objectifs que la planification à long terme. De plus, les contraintes de temps sont beaucoup plus fortes, et les études doivent cette fois-ci fixer ce qui va effectivement être construit et investi (objectif court terme).

On retiendra ici que l'étude de raccordement doit assurer un schéma d'exploitation correct qui respecte l'ensemble des contraintes imposées. Actuellement, les solutions usuelles pour lever (éliminer) des contraintes dans le réseau de distribution sont :

- La création de nouveaux ouvrages HTA ou BT. Ce sont notamment des nouveaux conducteurs, des nouveaux départs, de nouveaux transformateurs ou de nouveaux postes. Cela s'accompagne d'un changement de topologie du réseau.
- Le renforcement des ouvrages HTA ou BT. Cela veut dire le remplacement des ouvrages existants par des ouvrages adaptés à la nouvelle situation : on a l'installation de conducteurs de sections plus grandes, ou bien l'installation d'un transformateur de puissance nominale plus élevée.
- L'abaissement de la consigne en tension fixe du poste source (cf. III.2.1).
- L'abaissement de la consigne en  $\tan(\phi)$  fixe des producteurs HTA (cf. [21]).

- La modification de la prise fixe du transformateur HTA/BT (cf. III.3.1).
- Le rééquilibrage du réseau (par départ et par phases). Cela s'accompagne aussi d'un changement de topologie.

Nous revenons plus en détails sur toutes ces solutions dans la partie III.

### II.2.3. Le développement des Smart grids

#### a) Définition

Afin de répondre aux changements de paradigmes du réseau de distribution, de nombreuses solutions ont été proposées et étudiées. Les plus prometteuses ont souvent donné lieu à des expérimentations sur le terrain et participent au développement des « *Smart grids* ». Nous devons nous attendre à des changements de gestion du réseau électrique, mais aussi à une évolution de son utilisation.

Afin de moderniser le système électrique, les GRD cherchent à privilégier le déploiement des technologies dites Smart grids, plutôt que les réponses classiques de remplacement et de renforcement des réseaux électriques. Ces nouveaux réseaux sont davantage « intelligents » (« *smart* » en anglais) grâce à plus d'informations et de nouveaux flux de communication. Ces données supplémentaires permettent de comprendre et de proposer de nouvelles solutions pour l'ensemble des acteurs, tout en maintenant les objectifs de qualité de desserte, de sécurité et tout en étant économiquement viable. En France, cela passe par exemple par le déploiement des compteurs communicants « Linky » dans presque toute la France pour tous les clients BT d'Enedis.

En effet, le gain d'intelligence passe donc d'abord par une plus forte instrumentation du réseau électrique. Par construction, le réseau de transport est déjà instrumenté pour satisfaire les contraintes de sécurité d'approvisionnement. C'est aussi le cas pour le réseau de distribution HTA, mais cela reste limité sur le réseau de distribution BT en raison du nombre beaucoup plus important d'ouvrages et de leur criticité moindre par rapport au réseau de transport. Les Smart Grids viennent répondre à la nécessaire modernisation des réseaux : c'est une solution directe aux besoins et aux évolutions du réseau. Le Smart grid est une combinaison de trois niveaux :

- Le réseau électrique usuel avec ses ouvrages électriques. Il achemine l'électricité.
- Le réseau de communication. Il collecte les données des capteurs installés sur le réseau électrique et permet de transmettre les commandes des équipements (exemple : organes de manœuvre).
- Les services et les applications. Ils utilisent les données précédentes et ajoutent des interactions et de la réactivité.

#### b) Les projets Smart grid

Il existe de nombreux projets de Smart grid, en France ou à l'international. En France, la CRE répertorie l'ensemble des projets connus dans un annuaire, disponible sur en ligne dans [22]. La diversité des projets est à l'image de la diversité des caractéristiques des smart grid et de leur impact potentiel sur le développement du réseau à tous les niveaux.

Tout d'abord, les projets se présentent sous de nombreuses échelles en fonction des objectifs, du nombre et de la volonté des acteurs et des budgets disponibles. Les projets peuvent passer d'échelles locales (un quartier) à des échelles plus globales (à travers l'Europe). Nous pouvons citer par exemple le projet SMAP (Smart grid dans les Parcs naturels), dont la maille principale est le village des Haies, ainsi qu'un groupement de communes. Nous trouvons aussi de nombreux projets à l'échelle d'une région, comme le projet ENBRIN (Énergie Bretagne Innovation) ; ou encore le projet FLEXGRID, qui cherche à transformer la région Sud Provence Alpes Côte d'Azur en « 1<sup>ère</sup> Smart région européenne » ; ou bien encore le projet SMILE entre les régions Bretagne et Pays de la Loire. Le projet Ene.field quant à lui est déployé dans 12 pays européens.

Les projets Smart grid cherchent à répondre à des problèmes variés, avec la démonstration de différentes technologies, à différents niveaux de maturité : on peut trouver des projets qui servent d'expérimentation comme GreenLys qui testait le fonctionnement d'un Smart grid tout le long de la chaîne de valeur (en passant par tous les acteurs) ; ou à l'inverse qui servent davantage de démonstrateurs pour une solution proche de l'industrialisation, comme le projet VENTEEA qui teste du matériel et des outils de pilotage sur des sites de production éolienne.

On peut globalement classer les projets dans une ou plusieurs grandes thématiques. Nous pouvons citer les catégories suivantes :

- Le stockage d'énergie. Le projet Nice Grid par exemple testait un quartier solaire intelligent équipé de solutions de stockage, et le projet DÉMÉTER étudiait une unité de stockage sous forme de méthane.
- Les énergies renouvelables qui présentent plusieurs moyens de production. Ce sujet comporte entre autres les questions autour de leur intégration dans le réseau électrique. En plus de Nice Grid pour le PV, ou VENTEEA pour l'éolien, nous pouvons citer le projet DREAM (*Distributed Renewable resources Exploitation in electric grids through Advanced heterarchical Management*) qui expérimente des outils de gestion décentralisée.
- La gestion de la demande. Le projet TRANSFORM (*Transformation Agenda for low carbon cities*) qui implique six villes européennes, tente de modéliser les futurs besoins énergétiques du territoire.
- La mobilité électrique. Le projet CORRI-DOOR déploie en France un réseau de 200 bornes de recharge rapide.
- Et encore d'autres sujets comme les technologies de l'information, le comptage, les réseaux de gaz et toutes les questions de gestion et de combinaisons entre tous types de sujets.

### c) L'expérimentation SMAP

La thèse fait partie du projet « SMAP », pour SMArt grid dans les Parcs naturels, qui a officiellement débuté en décembre 2015. Il rassemble 10 partenaires et s'adosse à la structure des « Centrales Villageoises de la Région de Condrieu » ou CVRC, qui fait partie des partenaires (cf. figure ci-contre). Ce projet rassemble des acteurs de milieux très variés : plusieurs industriels, dont un GRD ; une association ; la commune et la région ; et un laboratoire de recherche.



Figure 1-3 : Logos de l'ensemble des partenaires du projet SMAP

Ce projet vise à faciliter l'insertion de PV sur le réseau BT via l'expérimentation et la simulation de « solutions » smart grids.

En effet, la CVRC est une entreprise qui regroupe de petites centrales photovoltaïques et est située dans un cadre spécifique repris dans les conditions d'étude de la thèse. Nous sommes situés :

- Au Village des Haies, dans un contexte rural, et donc avec une consommation relativement faible comparée à un réseau urbain ;
- Dans le Parc Naturel Régional du Pilat (PNR du Pilat), ce qui impose certaines restrictions, telle l'interdiction de PV au sol ;
- Dans un TEPCV (Territoire à Energie Positive pour la Croissance Verte), ce qui incite fortement à favoriser l'insertion de PV sur le territoire.

Le raccordement d'une centrale solaire peut nécessiter des renforcements du réseau de distribution (BT, HTA, les postes de transformation...), afin d'éviter des contraintes électriques (de type surintensités ou surtensions). Or ces renforcements peuvent s'avérer coûteux, freinant les projets des producteurs. Ces coûts ont notamment été bloquants pour la CVRC qui a dû diminuer la puissance installée de ses installations PV afin de limiter les coûts. Nous cherchons à trouver des solutions dans ce contexte spécifique.

La thèse avançait en parallèle du projet SMAP et de plusieurs expérimentations terrains :

- Sensibilisations et participations des habitants pour tester des changements d'usages ;
- Installations de compteurs communicants et mise à disposition d'une plateforme « SMAP&Moi » permettant aux habitants de visualiser leur consommation et la production du village ;
- Pilotage centralisé des onduleurs PV de la CVRC ;
- Installation et pilotage d'un transformateur HTA/BT équipé d'un régulateur en charge.

Le schéma complet de l'expérimentation est représenté dans la figure ci-dessous :

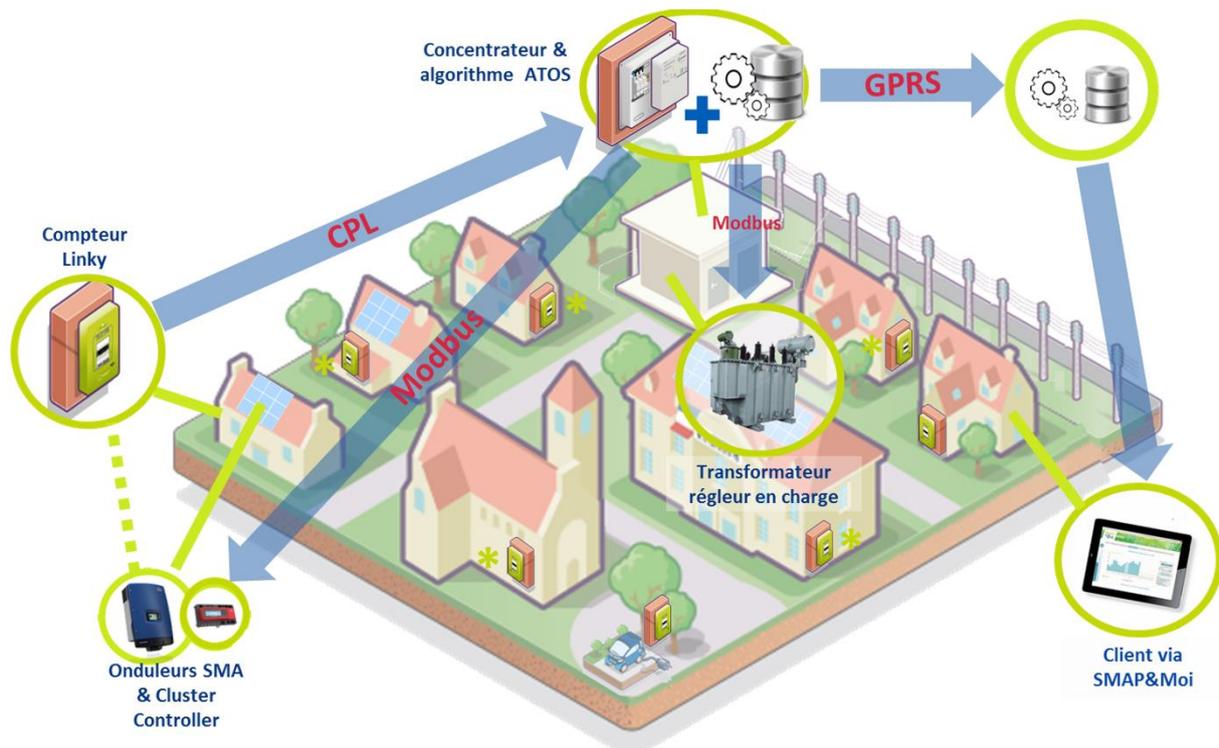


Figure 1-4 : Architecture des expérimentations du projet SMAP

Une autre partie importante du travail a été la réalisation de scénarios de consommation et de production avec les partenaires. La mise à disposition de l'ensemble des données a été pilotée par Enedis, avec l'aide de l'association Hespul et de l'Agence Régionale de l'Énergie et de l'Environnement en Auvergne-Rhône-Alpes (AURA-EE). Le projet SMAP s'est clôturé le 15 novembre 2018.

## III. Contexte technique : description et modélisation des paramètres du réseau de distribution

Dans la partie précédente, nous avons présenté le contexte général des réseaux de distribution, ainsi que les divers enjeux et objectifs. Nous en avons retenu qu'une évolution du réseau électrique est nécessaire, avec notamment le développement des smart grids. Dans le cadre du projet SMAP, et avec la volonté de permettre l'insertion massive de PV, nous détaillons ici les paramètres-clés du réseau de distribution et les divers leviers que nous pouvons utiliser.

### III.1. Cadre d'étude et paramètres clés

#### III.1.1. Le Contexte de SMAP

##### Présentation

Le réseau Basse Tension du village des Haies est entièrement modélisé dans le logiciel Erable/PowerFactory (PwF) de DlgSILENT. Cette modélisation comporte en elle-même les modèles de plusieurs éléments BT qui représentent les objets réels (clients, lignes, etc.). Nous détaillons dans les parties suivantes les éléments principaux, ainsi que les solutions qui permettraient d'améliorer l'insertion PV.

Les divers paramètres seront systématiquement appliqués aux deux périmètres d'étude de SMAP :

- Le périmètre des Haies, qui regroupe 6 réseaux électriques BT localisés dans la commune « Les Haies ».
- Le périmètre de l'ancienne Communauté de Communes de la Région de Condrieu<sup>1</sup> (CCRC), qui regroupe 195 réseaux électriques, répartis sur trois postes source. Le village des Haies est inclus dans ce périmètre.

Sur la Figure 1-5 ci-après, nous pouvons aussi distinguer les différentes échelles de travail. En suivant les flèches depuis en haut à gauche, nous avons :

- Le réseau HTA, avec le poste source qui alimente un ensemble de postes de distribution. Nous trouvons, sur un même départ, les six réseaux BT des Haies. Nous en avons de plus une représentation partielle du périmètre de la CCRC.
- La commune des Haies, avec six réseaux BT autour du centre du bourg (le village s'étend en partie au-delà des six réseaux).
- Les réseaux BT au cas par cas, avec l'ensemble des clients consommateurs ou producteurs.

---

<sup>1</sup> La CCRC regroupait 11 communes entre 1995 et 2017. Elle a été remplacé en 2018 par Vienne Condrieu Agglomération, un périmètre de 30 communes que nous n'utilisons pas.

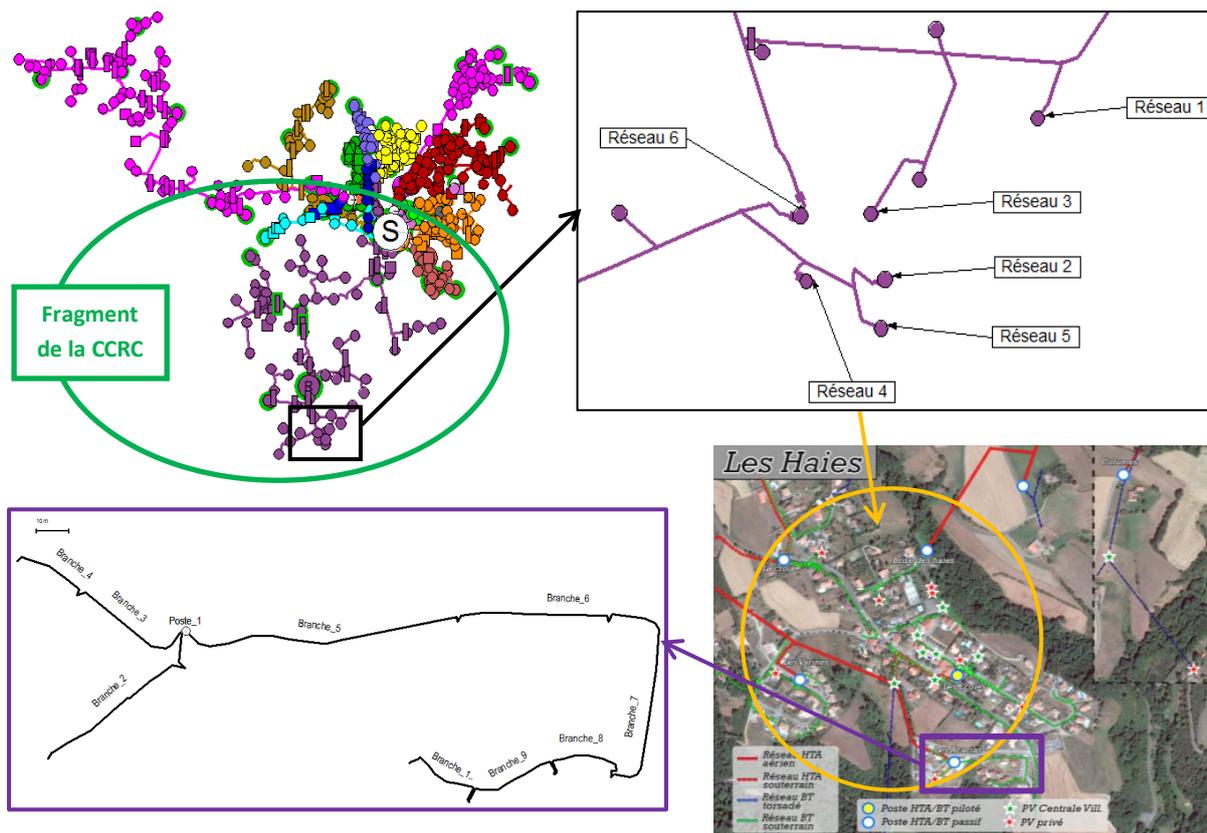


Figure 1-5 : Zoom progressif de la situation des réseaux BT des Haies. En suivant les flèches depuis en haut à gauche : réseau HTA en amont des Haies (schéma PwF) ; Vue PwF sur la HTA à proximité des réseaux BT étudiés ; Vue aérienne du village ; Exemple de réseau BT des Haies (schéma PwF).

## Données générales

Au fil de cette partie III, nous allons présenter et utiliser les diverses caractéristiques des réseaux BT du périmètre des Haies ou de la CCRC. En première approche, nous pouvons présenter les caractéristiques principales des six réseaux des Haies :

Tableau 1-1 : Caractéristiques générales des réseaux des Haies.

N°	Puissance du poste (kVA)	Nombre de clients	Nombre de centrales PV	Puissance PV installée (kVA)	Longueur maximale (m)	Consommation maximale <sup>2</sup> (kW)
1	50	6	2	12,1	500	14,2
2	250	61	11	45,1	770	191,1
3	50	12	1	4,5	200	33,6
4	250	36	1	3,0	270	80,1
5	160	20	1	3,0	300	57,1
6	160	35	2	6,0	360	78,5

<sup>2</sup> Estimations de 2016 de la  $P^*_{max}$  (définition dans III.2.2.Modélisation)

Nous avons ici des réseaux ruraux avec déjà plusieurs installations PV. La CCRC présente quant à elle des réseaux similaires, avec globalement moins d'insertion PV et en plus quelques réseaux semi-urbains. Les données proviennent directement des réseaux fournis ou de documents d'Enedis. Elles comportent, lorsqu'elles sont disponibles, les caractéristiques réelles des éléments (exemple : les impédances de lignes). D'autres informations sont incertaines car inconnues ou non disponibles (exemple : la phase de raccordement des différents éléments monophasés).

### III.1.2. Définition des contraintes électriques

#### Les contraintes en tension

L'évolution théorique de la tension dans le réseau de distribution est à l'origine prévue pour un flux de puissance descendant : la tension diminue tout au long du réseau, depuis la sortie du poste source en HTA jusqu'au client sur le réseau BT. Cependant, avec le développement de la production décentralisée, ce paradigme est remis en question de nos jours et offre une évolution du plan de tension plus complexe. Le schéma suivant détaille les différentes évolutions possibles de la tension et identifie huit étapes différentes que nous détaillerons dans le III.2 et le III.3.

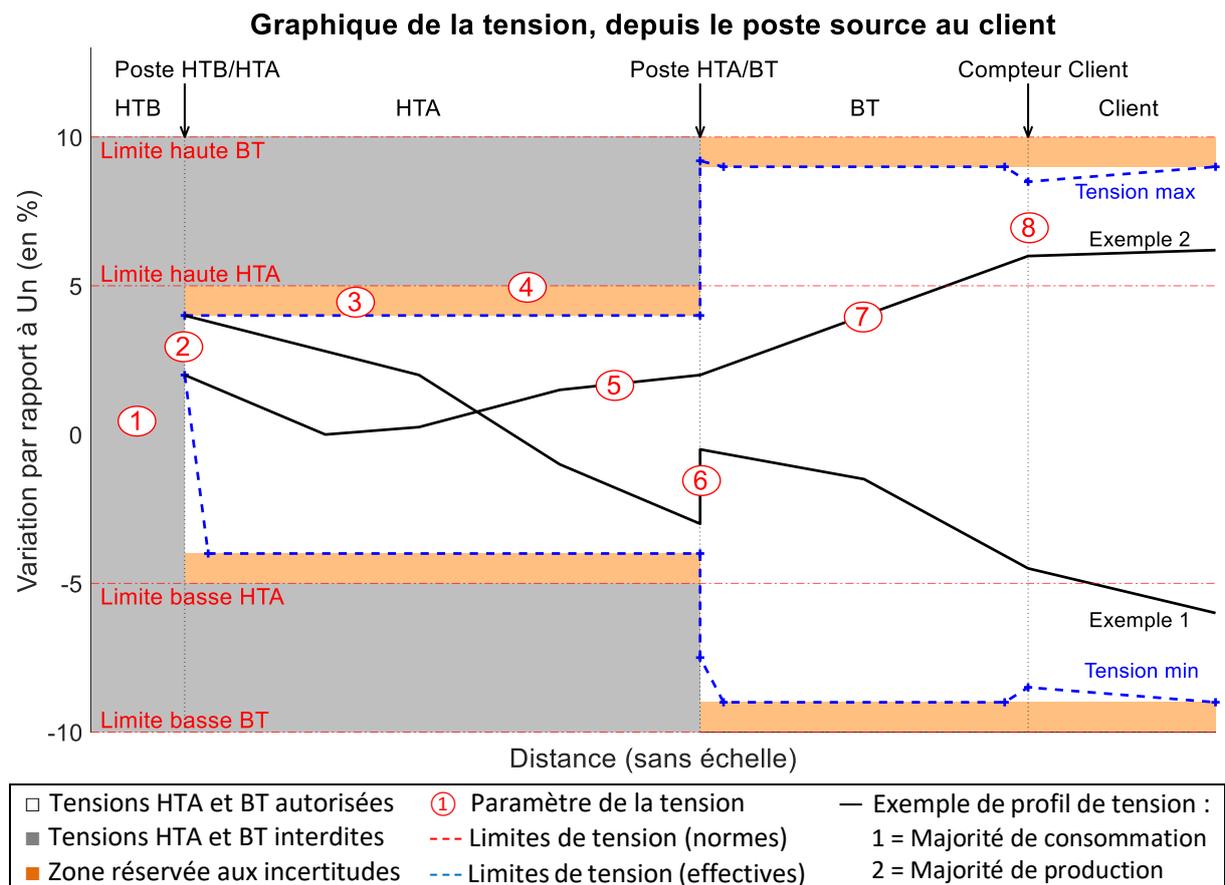


Figure 1-6 : Graphique des variations possibles de la tension le long du réseau de distribution.

Étapes :

- ① = Réseau HTB (Haute Tension B)
- ② = Tension de consigne au poste HTB/HTA
- ③ = Incertitude du régleur en charge

- ④ = Limites de tensions HTA et BT
- ⑤ = Chutes et élévations de tension sur le réseau HTA
- ⑥ = Poste HTA/BT
- ⑦ = Chutes et élévations de tension sur le réseau BT
- ⑧ = Chutes et élévations de tension dans le branchement du client

Sur l'ensemble de ces étapes se répartissent un certain nombre de marges afin de maîtriser correctement le plan de tension du réseau de distribution. Les procédés et caractéristiques varient fortement, mais un changement sur une étape aura généralement des conséquences sur les autres.

Les diverses marges sont regroupées en 2 groupes cloisonnés :

- Une partie HTA avec ②, ③, ④ pour avoir de la marge sur ⑤. Nous avons donc ici le paramétrage du poste source pour, d'une part, absorber les variations de tension HTB, et d'autre part régler les perturbations sur la tension HTA.
- Une partie BT avec ④, ⑤, ⑥ et ⑧ pour avoir de la marge sur ⑦. Cette fois-ci, nous avons le poste de distribution qui aide à régler la tension BT malgré les perturbations HTA ou BT. Les différentes étapes sont traitées par la suite. Elles ont pour but de maîtriser aussi bien les chutes (cf. « Exemple 1 » de la Figure 1-6) que les élévations (cf. « Exemple 2 » de Figure 1-6).

Pour illustrer cette partie, nous utilisons les données mises à disposition par le projet SMAP et nous revenons au cas par cas sur chaque marge et levier disponible pour la tension.

### Les plages de tension autorisées

Le réseau de distribution est régi par un certain nombre de limites à ne pas dépasser qui permettent de maîtriser le plan de tension (nous ne parlons pas ici des surcharges ou contraintes thermiques).

Pour le réseau de distribution, on doit respecter en fonctionnement normal, sur l'échelle de temps étudiée (par pas de temps de 10min), les limitations suivantes (cf. étape ④) :

- Pour le réseau HTA ([23] et §1.3 de [24]) :

$$U_n - 5\% \cdot U_n < U_{HTA} < U_n + 5\% \cdot U_n \quad (\text{Mode normal})$$

$$U_n - 8\% \cdot U_n < U_{HTA} < U_n + 5\% \cdot U_n \quad (\text{Mode secours})$$

- Pour le réseau BT [24] :

$$U_n - 10\% \cdot U_n < U_{BT} < U_n + 10\% \cdot U_n$$

$$\text{Ce qui donne : } 0,90 \text{ p. u.} < U_{BT} < 1,10 \text{ p. u.}$$

Selon le type de départ, on ajoute de plus les limitations suivantes :

- Pour un départ HTA mixte (consommation & production) : l'élévation de tension générée par l'effet cumulé de production HTA & BT ne doit pas dépasser 2%.
- Pour un départ HTA direct producteur : l'élévation de tension générée par l'effet cumulé des productions HTA ne doit pas dépasser 7%.

La limite totale de +/- 10% par rapport à la tension nominale est fixée dans un cadre légal [25] et n'est donc pas modifiable ou pilotable. Si l'une de ces conditions n'est pas respectée, il y a donc une contrainte en tension. Si le GRD détecte une contrainte (en prévision, ou sur le terrain), il doit alors trouver des solutions pour la résoudre. Cela passe souvent par des travaux ou des aménagements coûteux : les solutions usuelles pour les contraintes en tension sont soit le renforcement des conducteurs, soit l'ajout de départs dédiés, soit une modification de la topologie du réseau, ou encore un mélange entre ces solutions (cf. §4.2.3 de [26]).

### Les autres contraintes électriques

Les valeurs admissibles de tension présentées ne sont pas les seules contraintes à surveiller sur le réseau de distribution. Parmi les contraintes possibles, nous devons aussi garantir :

- La tenue en température des ouvrages. On définit pour cela des limites admissibles de puissance et de courant en fonction des caractéristiques techniques des ouvrages. Un matériel en surcharge pose des risques de surchauffe, avec potentiellement des dégradations et de l'usure. Les limites choisies permettent donc un fonctionnement en régime permanent qui garantissent des températures acceptables.
- Un déséquilibre inférieur à 2% en BT : la norme EN50160 indique une mesure du déséquilibre comme le ratio de la composante indirecte de la tension sur sa composante directe. Nous devons vérifier en tout point du réseau :

$$\frac{V_i}{V_d} < 2\% \quad (1-1)$$

Avec  $V_d$  et  $V_i$  respectivement les composantes directes et indirectes de la tension obtenues par la transformation de Fortescue [27].

- Un gradient de chute de tension maximal de 2% par kW en BT : Il s'agit de la variation de tension maximale tolérée pour l'ajout de 1kW monophasé en un point du réseau BT.

## III.2. Modélisation du réseau HTA

Nous présentons ici les éléments du réseau de distribution HTA. Bien que notre contexte soit spécifiquement sur le réseau BT, la compréhension de la HTA et de certains de ses modèles est indispensable pour la précision des résultats BT.

### III.2.1. Le Poste Source

#### Présentation

Les postes sources servent d'interface entre les réseaux de transport et les réseaux de distribution. Ils permettent de transférer l'énergie électrique depuis la haute tension (HTB), en 63 kV, 90kV ou 225 kV, vers la moyenne tension (HTA), en 20 kV et parfois 15 kV. On compte en France près de 2200 postes HTB/HTA. Ces postes alimentent le réseau de distribution d'une large zone géographique sous-jacente, et sont des ouvrages critiques du réseau. Ils sont le lieu de nombreux équipements de surveillance, de protection et de télécommande.

Ces postes alimentent un réseau aval, exploité de manière radiale, via un certain nombre de départs directs (un seul utilisateur) ou partagés (plusieurs utilisateurs). Les utilisateurs sont soit des clients HTA, soit des postes de distribution à l'interface HTA/BT. Le schéma suivant illustre la structure d'un poste source :

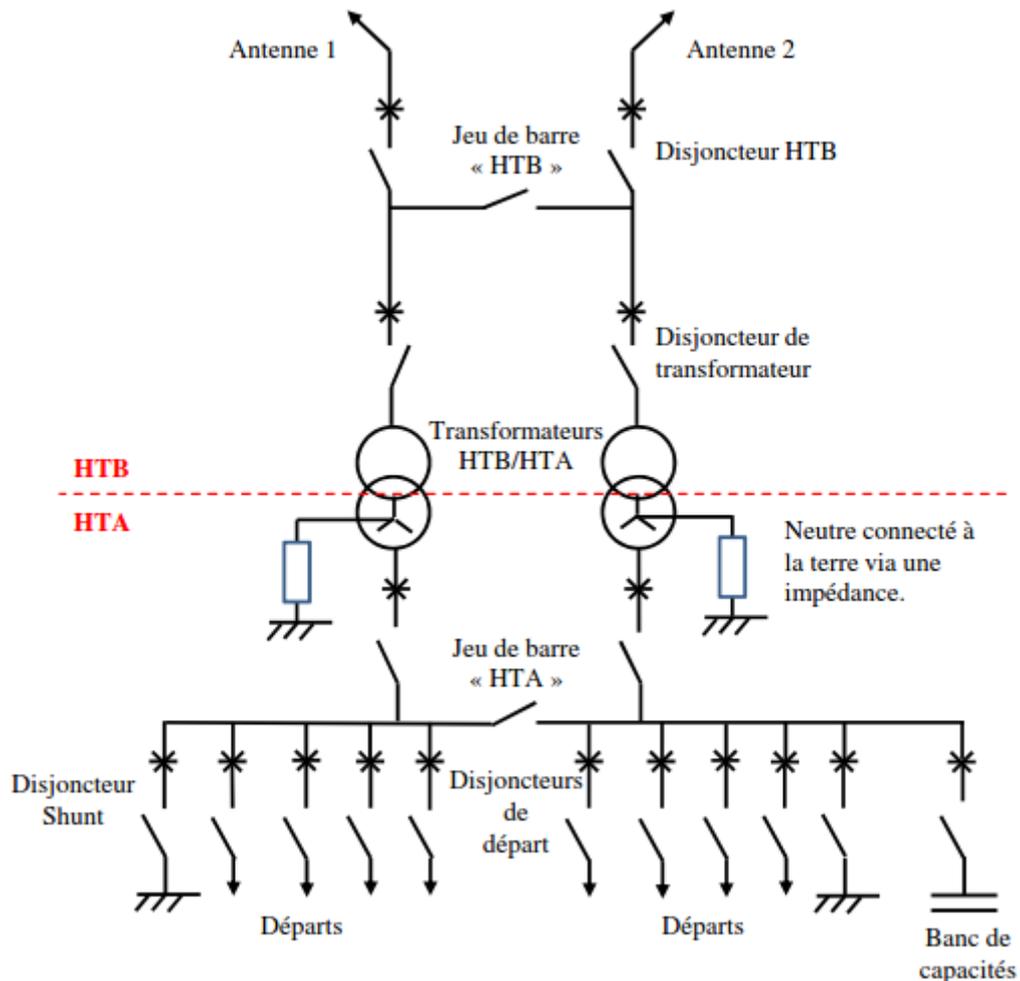


Figure 1-7 : Schéma descriptif du poste source [2].

Un poste source est relié au réseau HTA maillé grâce à des « antennes ». Il alimente ensuite une série de départs via des transformateurs HTB/HTA dimensionnés en fonction du réseau aval. Un disjoncteur Shunt permet de mettre une phase à la terre en cas de défauts monophasés, ce qui permet (la plupart du temps) de minimiser la perturbation des utilisateurs. Le banc de capacité sert à compenser de l'énergie réactive pour réduire les pertes et ajuster la tension.

## La Tension HTB

Le réseau de distribution (côté HTA) est donc relié au réseau de transport (côté HTB) via un (ou plusieurs) transformateur HTB/HTA, situé(s) dans un poste source. Sans équipement supplémentaire, la tension HTA devrait être directement liée et imposée par la tension HTB via le rapport de transformation du transformateur HTB/HTA. Ce n'est pourtant pas tout à fait le cas grâce à l'utilisation, au niveau du poste, d'un « régleur en charge » qui suit une certaine consigne de tension définie par le gestionnaire du réseau de distribution. Ainsi, tant que le régleur en charge n'est pas mis en défaut, les tensions HTB et HTA sont découplées (①). Ce n'est évidemment pas le cas pour les puissances.

### Le transformateur régleur en charge

Les postes sources peuvent donc ajuster leurs tensions de sortie. En effet, la tension du réseau de distribution doit rester dans une certaine plage de tension qui dépend du niveau observé. Pour la HTA en France, la limite de variation en régime normale est de 5%, soit une tension entre 95% et 105% de sa valeur nominale (cf. §4.3 de [26]). Les transformateurs sont équipés de prises qui permettent de sélectionner plusieurs rapports de transformation en modifiant la quantité de spires utilisées. Le régleur en charge permet de passer d'une prise à une autre sans déconnecter le transformateur ni couper l'alimentation. On notera que :

- L'opération est effectuée « en charge » puisque le transformateur peut changer de prises en fonctionnement normal sans être déconnecté du réseau.
- Il existe des opérations « hors charge » si le transformateur doit au préalable être déconnecté du réseau pour effectuer une modification (avec l'intervention de techniciens et la coupure du réseau aval).

Dans la mesure où un poste source alimente un très grand nombre de clients, le changement de prises est systématiquement effectué par un régleur en charge.

Les postes HTB/HTA suivent par défaut une consigne en tension de sortie de 1,04 p.u., c'est-à-dire 104% de la tension nominale du réseau aval (généralement 20 kV, donc une consigne de 20,8 kV en sortie). La précision de la tension de sortie dépend des prises disponibles.

On a alors, pour  $\Delta V = 1\%$  par changement de prises :

- Si  $U^{HTA} < U_{consigne} - \Delta V$ , alors on monte une prise pour augmenter la tension de sortie  $U^{HTA}$  de 1%.
- Si  $U^{HTA} > U_{consigne} + \Delta V$ , alors on descend une prise pour diminuer la tension de sortie  $U^{HTA}$  de 1%.

Le poste source est alors limité par son nombre de prises (typiquement +/- 12% autour de la valeur nominale). La tension  $U_{consigne}$  fait partie des paramètres réglables du GRD. En France, elle est par défaut à +4% en l'absence de producteurs HTA : sans ces derniers, on ne doit compenser que des chutes de tension le long du réseau HTA. Cependant, en cas d'insertion de production décentralisée HTA, il peut être intéressant de diminuer cette consigne jusqu'à 2% [24].

Nous avons comme tension de consigne générale (②) :

$$U_{consigne} \in [U_n + 2\% ; U_n + 4\%]$$

Enfin, nous retiendrons que la précision du régleur en charge est directement limitée par ses prises disponibles, par l'imprécision des mesures et par la vitesse des changements de prises (par rapport aux variations de la tension amont). Le régleur en charge suivra  $U_{consigne}$  avec une erreur de tension possible  $U_{incertitude}$  pouvant atteindre +/-1% en France [23] :

$$U_{incertitude} \in [-1\% ; 1\%]$$

Contrairement à la tension de consigne, cette incertitude n'est pas pilotable et réduit systématiquement la marge de manœuvre de 1% (③).

### Leviers et pistes d'évolution en présence d'un fort taux de production

Le poste source est le premier élément du réseau qui permet de contrôler le plan de tension de tout le réseau de distribution en aval. Son dimensionnement repose sur l'estimation des consommations et des productions en aval. Le réglage de la tension de consigne offre déjà un moyen d'améliorer l'insertion de production sur le réseau HTA mais n'est pas prévu pour directement aider le réseau BT (on cherche d'abord à compenser les variations de tension HTA, pas celles en BT).

On peut cependant noter quelques réflexions possibles :

- Le régleur en charge vise une consigne de tension fixe. On pourrait vouloir étudier un pilotage plus dynamique de cette consigne (par exemple dans une bande de tension).
- L'ajout d'autotransformateurs avec régleur en charge en aval du poste sur le réseau HTA pourrait compléter l'action du poste source en offrant un découplage de la tension le long de la HTA (comme entre la HTB et la HTA).
- Le choix de la tension de consigne pourrait être étendue à la prise en compte de la BT et de la somme de ses productions. Cela reviendrait à « prêter » une partie de la marge en tension du réseau HTA au bénéfice du réseau BT. Ce serait plutôt intéressant dans des cas où l'ajout de production HTA serait peu probable (son insertion reste prioritaire), et cela donne la possibilité d'optimiser une solution HTA plutôt qu'une somme de solutions BT. Mais il reste cependant des questions autour de l'exploitation et de l'évolution de ces réseaux.

Dans tous les cas, des changements au niveau du poste source peuvent impacter tout le réseau aval. Le poste source en lui-même ne fait pas partie des éléments modélisés dans nos études, puisque nous travaillons sur les réseaux BT. Cependant, son paramétrage impacte directement la tension HTA en amont de nos réseaux.

### Résumé

Globalement, le poste source est un élément du réseau déjà bien instrumenté et surveillé avec :

- Un régleur en charge pour régler la tension.
- Un pilotage à distance et/ou automatique et divers capteurs.

- Parfois, un banc de capacités pour réduire le transit de puissance réactive depuis le réseau amont, et donc y réduire les chutes de tensions et les pertes.

Il reste cependant sensible à une bonne estimation de la consommation et/ou de la production du réseau aval. Pour son dimensionnement, la modélisation du réseau HTA est souhaitable et nécessite une estimation des productions et consommations en aval. La possibilité de modification de la consigne existe pour faciliter l'insertion de fortes productions au niveau du réseau HTA (> 250 kVA). Ce n'est cependant (actuellement) pas applicable pour des postes de distribution (HTA/BT) dits « producteurs » c'est-à-dire ayant un excédent de production par rapport à la consommation BT à certaines périodes de l'année.

### III.2.2. Le réseau HTA

#### Présentation

Le réseau HTA en aval du poste source est divisé en plusieurs départs qui alimentent soit des clients HTA, soit des postes de distribution HTA/BT. Pour des raisons de sécurité d'approvisionnement, le réseau HTA est conçu maillé : la plupart du temps, les conducteurs forment une boucle sur un même poste source ou avec un autre poste source, ce qui permet plusieurs options d'alimentation. Lors du fonctionnement normal du réseau, son « schéma d'exploitation », est radial, ce qui fait qu'il n'y a qu'un chemin possible entre un poste source et ses charges. La configuration utilisée est variable via l'utilisation d'organes de manœuvres télécommandés (OMT) ou manuels qui peuvent être fermés ou ouverts :

- En mode normal, des OMT ouverts séparent les différents départs et ouvrent les boucles.
- En mode secours (en cas de défaut permanent), les organes de manœuvres sont utilisés pour isoler le défaut et réalimenter le plus de consommateurs possible.

La Figure 1-8 illustre ce principe avec en haut un mode normal, et en bas un mode secours :

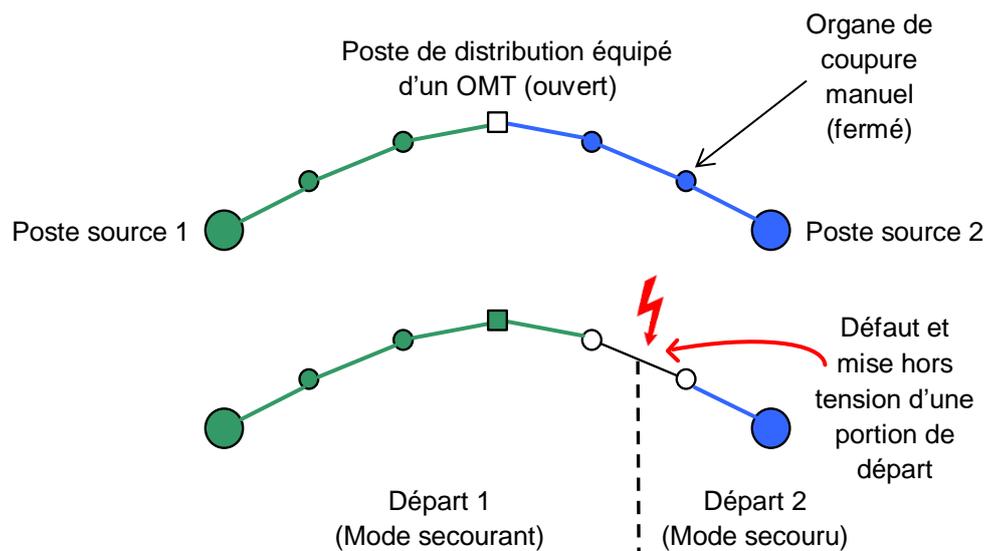


Figure 1-8 : Représentation graphique de deux départs en mode normal d'exploitation (haut) et après apparition d'un défaut permanent (bas). Source [28].

## Modélisation

### Généralités

Le réseau électrique (HTA ou BT) est représenté sous forme de graphe. Il doit comprendre la topologie électrique du réseau, et éventuellement sa topologie géographique.

Par exemple, la Figure 1-9 montre le graphe de l'un des réseaux HTA du périmètre des Haies :

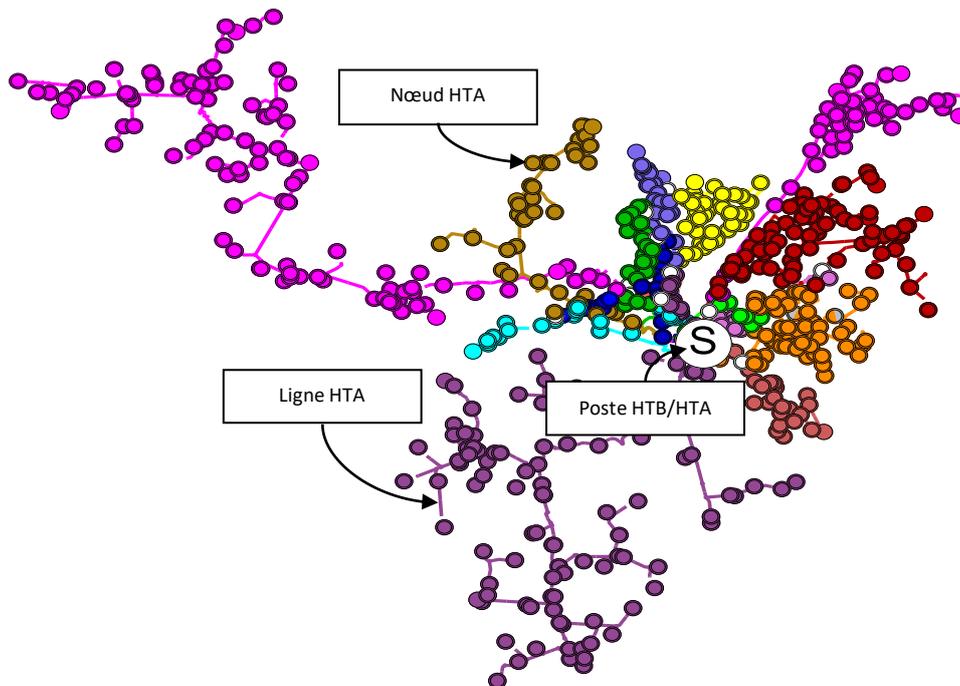


Figure 1-9 : Représentation graphique sous PowerFactory d'un réseau HTA, avec respect des distances et de la géographie (une couleur par départ).

On observe les différentes lignes qui partent du poste source « S » et qui relient les points d'entrée du réseau électrique ou « nœuds ». Ces points d'entrées peuvent être tout type de charges sur le réseau électrique, que ce soit pour de la consommation ou de la production de puissance active ou réactive. Entre ces nœuds, on représente les liaisons physiques comme les conducteurs, les organes de manœuvre, etc. Tous ces éléments doivent eux-mêmes être modélisés si nous voulons effectuer un calcul électrique. Nous présentons ici la modélisation générale des lignes, qui sera suivie peu après des modélisations des charges et du transformateur HTA/BT.

### Modèle des lignes en Pi

Dans les réseaux de distribution, on utilise généralement un modèle « en Pi » pour représenter les lignes ou les câbles [29]. Pour le réseau HTA, toutes les lignes sont composées de trois conducteurs : nous avons ici un système triphasé, classiquement considéré comme équilibré (3 phases, avec un flux de puissance identique sur chaque phase). Nous pouvons alors distinguer deux notions de tension : la tension composée  $U$ , mesurée entre phases ; et la tension simple  $V$  de chaque phase. Dans un système équilibré, on a  $U = \sqrt{3} \cdot V$  pour toutes les phases. Nous représentons dans la Figure 1-10 un modèle monophasé équivalent.

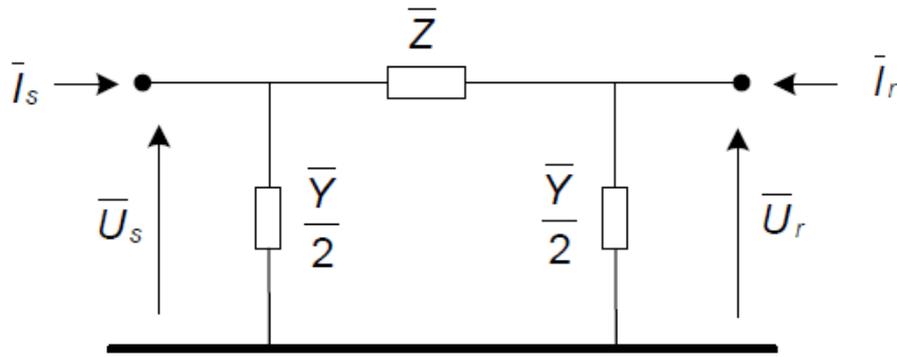


Figure 1-10 : Modèle de conducteur en pi, monophasé. Source [30].

Nous y voyons :

- Une impédance série  $Z$ . Elle comprend deux composantes :
  - Une résistance linéique (en  $\Omega/\text{km}$ ) qui dépend du type de conducteur, de la section et de la température.
  - Une inductance linéique, qui comprend l'inductance propre des conducteurs, mais aussi les inductances mutuelles entre conducteurs.
- Une admittance « shunt »  $Y$ . Elle comprend la capacité linéique des conducteurs, à cause des effets capacitifs entre les phases et la terre.

Grâce à ces modèles, il est possible d'approximer les variations de la tension entre les deux extrémités d'un conducteur (utilisées pour ⑤) et de calculer ses pertes Joule avec les équations suivantes :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U^2} \quad (1-2)$$

$$P_{\text{Joule}} = 3 \cdot R \cdot I^2 \quad (1-3)$$

Avec :

$U$  : la tension composée (en Volt)

$R$  : la résistance (en Ohm)

$X$  : la réactance (en Ohm)

$P$  : la puissance active (en W)

$Q$  : la puissance réactive (en VAr)

$P_{\text{Joule}}$  : les pertes par effet Joule (en W)

$I$  : le courant transité (en A)

De manière simple, on observe que le long des divers dipôles en aval du poste source, la tension diminue avec la consommation de puissance active et augmente avec la production de puissance active. La puissance réactive impacte également le plan de tension via le paramètre  $X$ . Cette dernière peut être réglée ou pilotée pour compenser les effets de la puissance active en particulier si le ratio  $R/X$  est faible (cf. III.3.2). On notera bien que nous pour faciliter notre compréhension, nous détaillons ici un modèle simplifié. En simulation cependant, nous résolvons directement le modèle en Pi grâce à des calculs dits de flux de puissance, ici via le solveur du logiciel PowerFactory de DlgSILENT que nous utilisons dans tous les chapitres suivants.

### Modèles des clients HTA

Les charges HTA peuvent être de plusieurs types : soit directement des clients HTA, comme des sites de production (éolien ou PV par exemple), ou des consommateurs (des industriels par exemple). En plus de ces charges, on trouve aussi l'ensemble des réseaux BT en aval, souvent modélisés en agrégeant toutes les puissances au niveau des postes de distribution HTA/BT. Cette agrégation doit s'accompagner de modèles corrects du réseau BT aval pour avoir des estimations cohérentes de flux de puissance. L'approximation via ces charges agrégées est intéressante et permet de simplifier grandement les modèles, avec de plus la possibilité de profiter du foisonnement des charges BT (cf. III.3.2).

Actuellement en France, le réseau HTA doit maîtriser les flux de puissance active et ceux de puissance réactive. Usuellement, les clients HTA peuvent participer activement à la consommation ou la production de puissance réactive. Les producteurs HTA ont en France un gabarit de puissance réactive à respecter à tout instant en fonction du plan de tension. On définit pour cela un ratio Q/P (avec P pris ici comme la puissance maximale de l'installation), aussi appelé « tangente phi » ou  $\tan(\phi)$  : le producteur HTA peut soit choisir une loi en tangente phi fixe qui sera prise dans l'intervalle  $[-0,35 ; 0,4]$  (art. 10. de [20]), ou bien un contrôle de type  $Q = f(V)$  [21]. En BT, le pilotage en réactif est à ce jour interdit (art. 9. de [20]). On a donc  $\tan(\phi) = 0$ .

Au niveau de la consommation/production de puissance active, en plus de l'intérêt d'avoir des estimations précises, le GRD dispose d'options pour adapter la demande. Contractuellement, les GRD étudient la possibilité de faire appel à des charges flexibles (ou flexibilités) pour avoir une gestion active de la demande : temporairement, des charges de divers types peuvent modifier leur consommation [31] (par exemple des charges équipées de production ou de stockage). En cas de besoin (typiquement en mode secours), le GRD peut aussi effacer des charges pour diminuer rapidement la consommation. Les producteurs peuvent aussi être effacés pour faciliter l'insertion et réduire les coûts de raccordement [21]. Enedis développe aussi des nouvelles « offres de raccordement intelligentes » (ORI) pour permettre une meilleure maîtrise de la production.

### Les puissances $P_{max}^*$ et $P_{Tmb}$

Les réseaux HTA et leurs clients sont principalement définis autour de leur caractéristique la plus dimensionnante : leur puissance maximale. Plus précisément, nous utilisons les définitions suivantes citées des documents techniques de référence d'Enedis (cf. §4.3 [26]) :

- La «  $P_{max}^*$  » est la puissance la plus élevée entre la puissance maximale pendant les heures pleines, notée  $P_{max}^*(Heures\ Pleines)$  et la puissance maximale pendant les heures creuses, notée  $P_{max}^*(Heures\ Creuses)$ . Elle est utilisée pour le régime secours (fonctionnement dégradé, dit en « N-1 »). On a :

$$P_{max}^* = \max(P_{max}^*(Heures\ Pleines), P_{max}^*(Heures\ Creuses))$$

Avec  $P_{max}^*$  (*Heures Pleines/Creuses*) la moyenne des 3 plus fortes puissances en heures pleines/creuses (à partir de relevés au pas de temps 10 min). Une correction en température est effectuée en fonction de la température normale de la zone et des relevés météo. La température normale de la zone considérée est la température moyenne statistiquement observée par les services de la météo le 15 janvier, sur plusieurs décennies. La puissance  $P_{max}^*$  est révisée tous les ans grâce à la mesure des intensités transitant dans les départs HTA des Postes Sources.

- La «  $P_{Tmb}$  » pour « **puissance estimée à la Température minimale de base** ». Elle est utilisée pour le régime normal. Cette puissance  $P_{Tmb}$  est une puissance corrigée de la  $P_{max}^*$ , ramenée à la « Température minimale de base » ( $T_{mb}$ ), c'est-à-dire une température froide dont la probabilité d'occurrence est de 1 jour par an.

L'estimation de ces grandeurs, incertaines, est une étape clé du dimensionnement et de la planification des réseaux, puisque de nombreux calculs et estimations en dépendent.

### Leviers et pistes d'évolution

Au niveau du réseau HTA, nous pouvons agir sur le réseau de distribution grâce à des actions qui portent sur :

- La tension amont, via la consigne en tension fixe au poste HTB/HTA. Cela permet de régler le plan de tension.
- R et X, via le dimensionnement des lignes ou leur renforcement. Cela passe aussi par des changements de topologie, avec un schéma d'exploitation différent : départs, postes et conducteurs différents, quitte à en créer de nouveaux, ou à réorganiser l'existant (notamment via les organes de manœuvre). Cela permet à la fois d'éviter les contraintes en tension et en courant.
- Le rééquilibrage de la HTA. Le réseau est supposé équilibré par phase, mais il peut être intéressant de réorganiser les charges HTA sur des départs dédiés ou existants pour éviter d'atteindre leur limite de capacité. Cet aspect est surveillé par la mesure du « produit PL », entre la  $P_{max}^*$  estimée du départ multiplié par sa longueur totale. Plus un départ est chargé (c'est-à-dire plus « P » est grand), ou plus le départ est long (c'est-à-dire « L » est grand), plus le risque de défaut est important, d'où une volonté de le limiter et de le répartir entre départs. Cela permet aussi de limiter à la fois les contraintes en tension et en courant.
- La puissance active P et la puissance réactive Q, via le réglage ou le pilotage des installations, et via l'estimation de la consommation/production des clients HTA. Cela fait appel aux flexibilités, à l'effacement ou encore au pilotage centralisé ou non de la puissance réactive, via des installations propres (comme des bancs de capacité) ou non (pilotage des onduleurs PV). Ces solutions peuvent participer aussi bien au respect des contraintes en tension et en courant qu'à la diminution des pertes.

Toutes les options qui peuvent permettre d'optimiser le schéma d'exploitation ou d'améliorer la gestion ou l'estimation du flux de puissance, sans dégrader la qualité du réseau, peuvent être des solutions potentielles à l'amélioration du dimensionnement et de la gestion du réseau HTA en présence d'un fort taux de production.

## Données du projet SMAP

La maîtrise de la tension du réseau HTA en amont des réseaux BT est un élément important des simulations. En effet, cette tension a un impact fort sur l'ensemble des résultats puisqu'elle initialise tout le plan de tension BT. Les réseaux sont partiellement modélisés sous PowerFactory (cf. Figure 1-11), mais il reste de nombreux paramètres à fixer pour étudier l'insertion massive de PV. De plus, il faut ajouter la création d'un lien plus direct entre les réseaux HTA et BT (cela n'existe pas pour l'instant à Enedis : les réseaux HTA et BT sont généralement étudiés séparément), notamment pour mesurer l'impact HTA des solutions utilisées en BT.

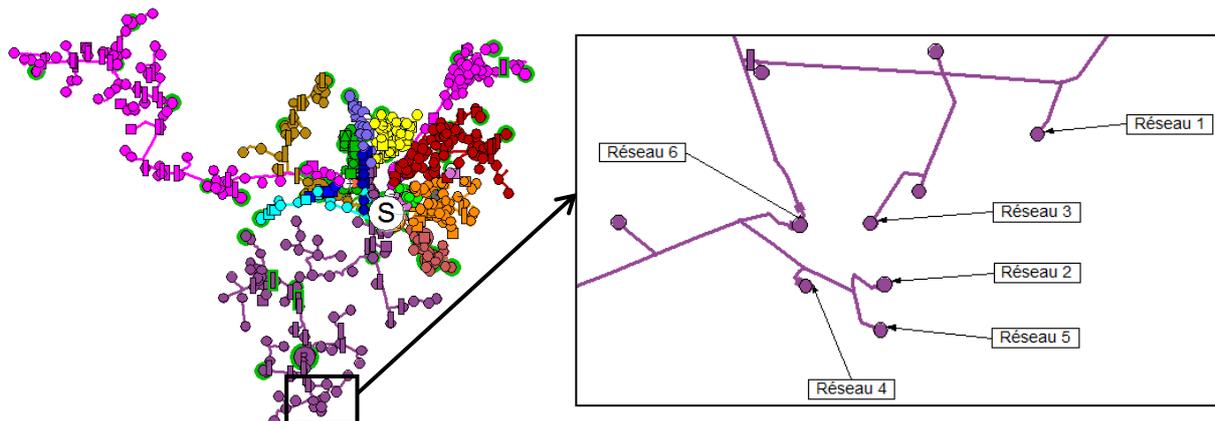


Figure 1-11 : Représentation sous PowerFactory du réseau de distribution HTA en amont des six réseaux BT étudiés du village des Haies.

Dans cette thèse, nous utilisons un élément « Réseau externe » en amont du réseau qui fixe la tension HTA à une valeur désirée (modifiable à chaque pas de temps si besoin). Nous utilisons les hypothèses suivantes :

### Hypothèses de base :

Tension HTA nominale :	$U_n^{HTA} = 1 \text{ p. u.}$
Tension de consigne au poste HTB/HTA :	$U_{\text{Poste Source}}^{HTA} = 1,04 \text{ p. u.}$
Variation de tension HTA maximale au poste HTA/BT :	$\Delta U_{\text{MAX}}^{HTA} = 0,05 \text{ p. u.}$
<b>Incertitude<sup>3</sup> sur la tension HTA :</b>	<b><math>e = \pm 0,01 \text{ p. u.}</math></b>
<b>Tension HTA à <math>P^*_{\text{max}}</math><sup>4</sup> :</b>	<b><math>U^{HTA} = 1,026 \text{ p. u.}</math></b>
<b>Tension HTA à 100% de Production et 20% de la Consommation (<math>P_{\text{Tmb}}</math>)<sup>5</sup> :</b>	<b><math>U^{HTA} = 1,042 \text{ p. u.}</math></b>

### Hypothèses pour une étude de raccordement de producteur :

<b>Étude forcée<sup>6</sup> :</b>	<b><math>U^{HTA} = U_{\text{Poste Source}}^{HTA} + e + \Delta U^{HTA} = 1,05 \text{ p. u.}</math></b>
<b>Étude délibérée<sup>7</sup> :</b>	<b><math>U^{HTA} = 1,042 \text{ p. u.}</math></b>

<sup>3</sup> Cette incertitude comprend les éventuelles erreurs de mesure et l'imprécision du régulateur en charge du poste HTB/HTA.

<sup>4</sup> Donnée d'Enedis de la tension HTA à utiliser pour les 6 réseaux des Haies au 26/02/2018 (transmise par le BERE HTA).

<sup>5</sup> Idem, donnée d'Enedis.

<sup>6</sup> Étude qui n'est pas à l'initiative d'Enedis (raccordement).

<sup>7</sup> Étude à l'initiative d'Enedis (cf. [24] page 9)

Dans le cadre des Haies, selon le moment de l'année, nous fixons **une tension HTA entre 1,026 et 1,05 p.u.** Nous pouvons noter dès à présent que le plan de tension est déjà haut (limite haute de 1,05 p.u. sur la HTA), avant l'insertion de nouvelles productions.

Par la suite, nous serons amenés à faire des calculs en fonction des différentes saisons. L'hiver et l'été sont couramment utilisés pour calculer respectivement les cas de maximum de consommation ( $P^*_{\max}$ ), et ceux de maximum de production (maximum de production PV). Il n'y a pas à ce jour d'équivalent pour le printemps et l'automne, que nous utilisons pour réaliser des calculs intermédiaires entre l'hiver et l'été pour plus de précisions. Comme nous n'avons pas de tension HTA à utiliser spécifiquement pour des études en automne ou au printemps, nous choisissons de prendre une interpolation linéaire entre les saisons hiver et été (cela revient dans ce cas à une moyenne). Nous considérons :

- $U^{HTA}(\text{hiver}) = 1,026 \text{ p.u.}$
- $U^{HTA}(\text{été}) = 1,042 \text{ p.u.}$
- $U^{HTA}(\text{printemps}) = U^{HTA}(\text{automne}) = (U^{HTA}(\text{hiver}) + U^{HTA}(\text{été}))/2 = 1,034 \text{ p.u.}$

Les données de tension HTA « hiver » et « été » proviennent des estimations de tension HTA d'Enedis pour deux cas de figure :

- Pour la tension HTA « hiver », nous utilisons la tension estimée à  $P^*_{\max}$ . Ce cas correspond notamment aux études de raccordement de consommateur, avec le maximum de consommation à considérer et une production PV nulle correspondant à l'hiver.
- Pour la tension HTA « été », nous utilisons la tension estimée à 100% de production et 20% de consommation  $P_{\text{Tmb}}$ . Ce cas d'étude est utilisé pour les études de raccordement de producteur et représente un cas de production PV maximale à consommation minimale correspondant à l'été pour le PV.
- Dans tous les cas, nous considérons que les variations de la HTA et l'incertitude de la prise du poste source sont déjà prises en compte.
- Les tensions HTA sont fixes pendant toute la durée d'une saison. Cela peut mener à de potentielles imprécisions, telle que la surestimation des contraintes en tension haute en été (à cause de la tension HTA maintenue haute). Dans la réalité, on peut s'attendre à une variation de la tension HTA, ainsi qu'à des interactions entre la tension et la production PV.

On notera pour la suite que nous utilisons ici la tension HTA « hiver » à  $P^*_{\max}$ , mais que les puissances utilisées pour les courbes de charge correspondront à la  $P_{\text{Tmb}}$  (qui est différente de  $P^*_{\max}$ , avec probablement  $P^*_{\max} > P_{\text{Tmb}}$ , soit  $U_{\text{HTA}}(P^*_{\max}) < U_{\text{HTA}}(P_{\text{Tmb}})$ ). Il se peut alors que la chute de tension en hiver soit surestimée par rapport à une étude de raccordement usuelle à  $P_{\text{Tmb}}$  (celle que nous visons). En été, les données HTA correspondent correctement aux puissances utilisées.

### Perspectives spécifiques à SMAP

La principale perspective est de mieux prendre en compte le réseau HTA et son interaction avec le réseau BT. Il est conseillé, dans un premier temps, de paramétrer correctement les réseaux HTA à étudier (de préférence automatiquement). Puis, nous pouvons proposer :

- Soit de modéliser l'ensemble du réseau HTA avec les réseaux BT à étudier, dans une seule simulation globale ;
- Soit de faire des simulations en plusieurs temps : les réseaux BT permettent de calculer les puissances agrégées aux postes HTA/BT, alors que les réseaux HTA permettent de calculer une tension en amont de chaque poste HTA/BT (avec une précision à définir).

### III.3. Les éléments BT utilisés

Dans cette partie, nous abordons les éléments directement modélisés et utilisés dans cette thèse. Nous détaillons ici les modèles utilisés et paramétrés, à la fois pour l'expérimentation SMAP, et aussi pour tout type de réseau BT.

#### III.3.1. Le poste HTA/BT

##### Présentation

Le transformateur HTA/BT du poste de distribution est l'un des principaux éléments d'étude, avec notamment une expérimentation terrain du projet SMAP : l'ajout d'un régleur en charge (OLTC, pour « *On Load Tap Changer* » en anglais). En effet, de la même façon que pour le poste source, il est possible de modifier (en charge ou non) les prises d'un transformateur pour changer le niveau de la tension BT en sortie (cf. étape ⑥). En temps normal, ces changements de prise sont effectués hors charge pour les postes HTA/BT. En fonction des variations de tension, qui peuvent venir soit du réseau BT soit du réseau HTA, une même prise n'est pas toujours adaptée à la situation. Cet aspect est étudié avec la solution correspondante (cf. Chap3.III.2.4).

Il existe en France principalement deux types de poste :

- Des postes « 400V » avec deux prises utilisables : 0% et +2,5% (la -2,5% n'est pas utilisée par Enedis)
- Des postes « 410V », qui sont plus récents, avec trois prises utilisables : 0%, +2,5%, +5%.

Par défaut, on considère la prise hors charge usuelle de +2,5%, mais la position réelle est souvent mal connue. Usuellement, ce contrôle est fait uniquement au dimensionnement et à la pose du poste. La prise hors charge est rarement modifiée, puisqu'elle nécessite une intervention sur le terrain et la mise hors tension temporaire du poste concerné.

On notera que le changement de prise est en pourcent de la tension d'entrée, et non pas en pourcent de la tension nominale. Ceci modifie la perception du résultat : pour une tension HTA haute à  $U_n = 1,05$  p.u., soit «  $U_n + 5\%$  » dit abusivement, on n'a pas exactement «  $U_n + 7,5\%$  » en sortie du poste pour une prise +2,5%. Nous avons plutôt  $U_n = (1,05 * 1,025) = 1,7625$  soit «  $U_n + 7,6\%$  ».

## Modélisation

Nous utilisons une modélisation classique de transformateur réel, dont nous avons ici une représentation schématique issue de la documentation de PowerFactory (Figure 1-12) ainsi qu'un schéma du modèle direct (Figure 1-13). On distingue :

- Le modèle de transformateur parfait : un quadripôle avec un rapport de transformation  $M$ , souvent complexe. Les transformateurs utilisés ont un indice horaire de 11 correspondant à un déphasage de  $\frac{-\pi}{6}$  soit  $-30^\circ$ .
- Les imperfections :
  - Les pertes cuivre  $R_{Cu}$ , causées par la résistance des enroulements.
  - Les inductances de fuite au primaire et au secondaire  $X_\sigma$ , causées par l'imperfection du couplage magnétique.
  - Les pertes fer  $R_{Fe}$  qui représentent les pertes par courant de Foucault et hystérésis.
  - L'inductance magnétisante  $X_M$  due à la magnétisation du circuit magnétique du transformateur.

Selon les besoins, les grandeurs sont calculées au primaire ou au secondaire, et il est aussi possible de représenter la modélisation via une transformation de Fortescue pour obtenir trois schémas : direct, inverse et homopolaire.

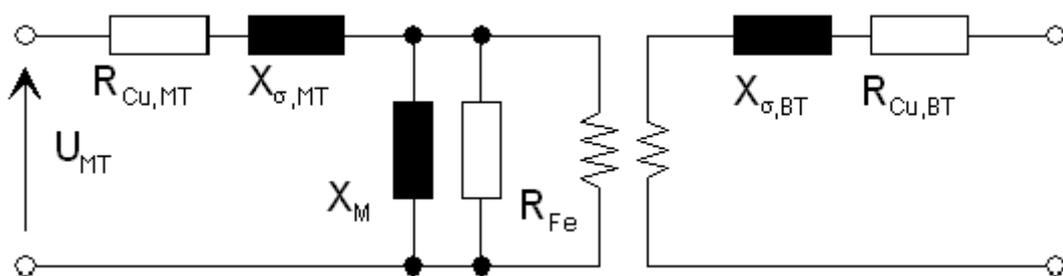


Figure 1-12 : Modèle de transformateur non idéal. Source [30].

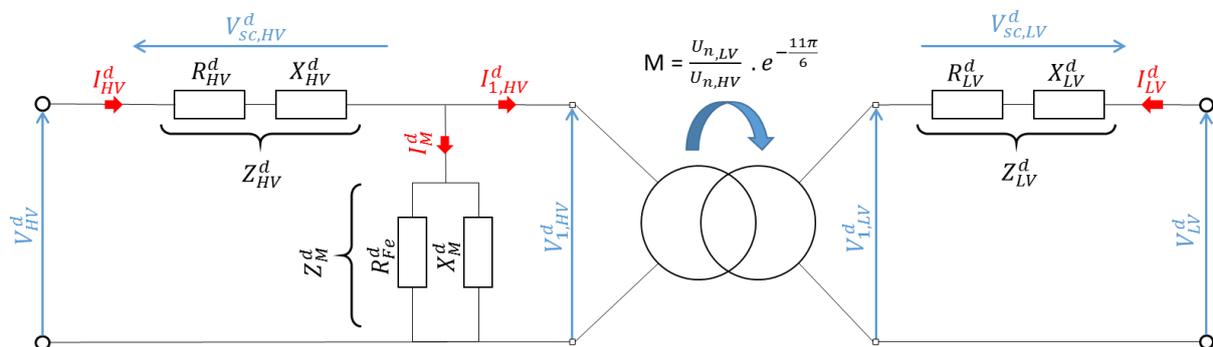


Figure 1-13: Modèle de transformateur non idéal – Schéma direct.

## Données du projet SMAP

Lors des simulations, nous utilisons les hypothèses suivantes (communes aux réseaux BT du périmètre des Haies ou de la CCRC). Les caractéristiques du régleur en charge sont celles de l'expérimentation terrain. Par contre, les caractéristiques physiques du transformateur sont identiques au transformateur de base du réseau étudié et non pas au transformateur testé sur le terrain.

---

### Hypothèses de base :

Rapport de transformation HTA/BT :	$400/20000 = 0,02$
Prise fixée par défaut :	prise n°1 à +2,5%
Nombre de prises :	3 (ou 2) <sup>8</sup>

---

### Paramètres OLTC :

Tension par prise :	+1,5%
Nombre de prises :	9

---

Selon l'étude, la prise utilisée peut être modifiée en amont ou pendant la simulation. Le poste de distribution est aussi sujet à des renforcements avec ses propres coûts. En effet, on notera que le poste est limité en courant (risque de surchauffe) et qu'il génère lui-même une variation de tension à ses bornes (cf. partie suivante « Impédance du poste HTA/BT »).

Dans le cadre des 6 réseaux des Haies, nous avons 2 types de postes :

- 4 postes anciens dits « 400V » (2 de 50kVA et 2 de 160kVA) dont les transformateurs ont 2 prises utilisables (0% et +2,5%) et une prise non utilisée (-2,5%).
- 2 postes neufs dits « 410V » de 250kVA dont les transformateurs ont 3 prises utilisables (0%, +2,5%, +5%).

La puissance de ces postes correspond à des valeurs classiques en milieu rural : deux fois 50 kVA (petit quartier résidentiel et des fermes) ; deux fois 160 kVA (deux quartiers résidentiels) ; deux fois 250 kVA (quartier résidentiel et centre-bourg).

Sur l'échelle plus large de la CCRC, nous retrouvons une plus grande variété de postes, en plus de ceux des Haies. Nous avons la répartition suivante :

Tableau 1-2 : Répartition des puissances nominales des postes de distribution du périmètre CCRC

Puissance nominale (kVA)	50	100	160	250	400	630
Nombre de postes	45	49	36	31	27	7
Part relative (%)	23%	25%	18%	16%	14%	4%

Cela donne une image cohérente de ce périmètre rural : nous observons une majorité de postes de faible puissance, avec environ 50% de 50 ou 100kVA. La DTR d'Enedis [24] indique les transformateurs 50 kVA sont limités aux zones peu denses et peu évolutives. À l'inverse, on observe peu de postes de fortes puissances, avec 7 postes de 630 KVA (et aucun de 1000kVA).

---

<sup>8</sup> L'utilisation de la prise -1 des postes 400 V est interdite. On ne peut donc utiliser que 2 prises sur 3.

## Impédance du poste HTA/BT

Contrairement au poste HTB/HTA qui suit une consigne de sortie, le poste HTA/BT ne fait qu'appliquer un ratio de transformation (sauf en cas d'OLTC). Par conséquent, son impédance est prise en compte dans les calculs. Selon le type de poste, elle est loin d'être négligeable. A tension nominale, pour une charge résistive triphasée à la puissance nominale du poste, la chute de tension correspond directement à la résistance série du poste HTA/BT exprimée en % (ou en p.u.). Sur l'ensemble des 195 réseaux disponibles dans le cadre de SMAP, nous obtenons le graphe suivant :

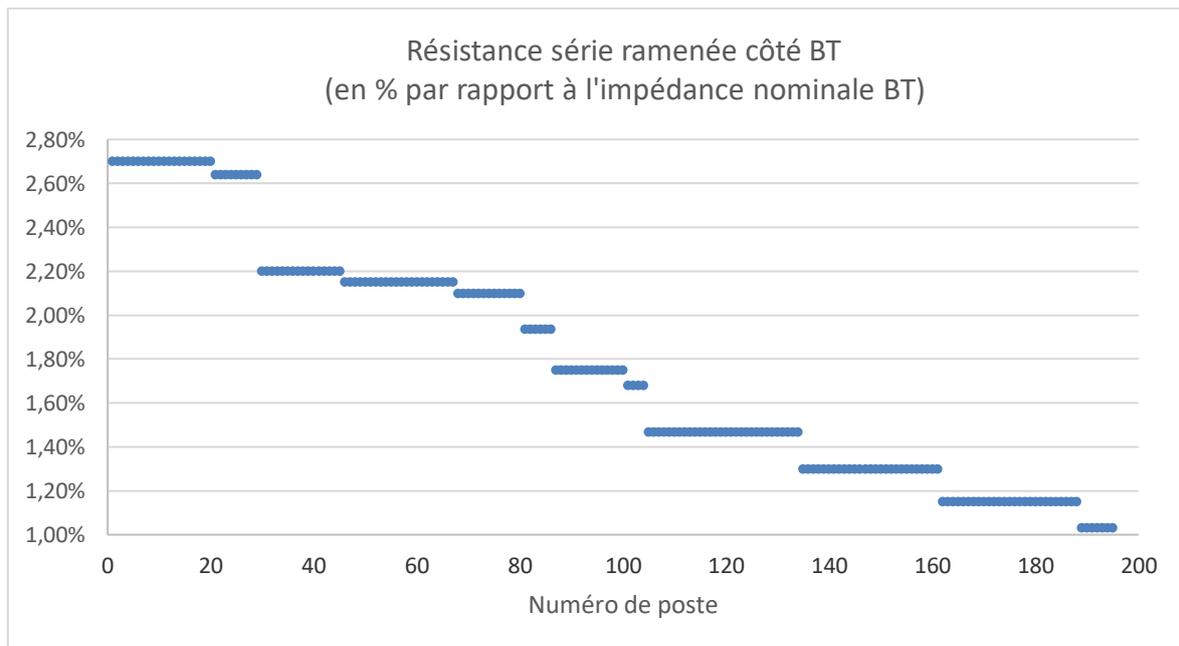


Figure 1-14 : Graphique des résistances « série » des 195 postes HTA/BT du périmètre SMAP. Ces valeurs correspondent directement à la variation de tension attendue à Puissance nominale du poste.

La base de données de PowerFactory (tous les transformateurs disponibles dans la version 2016) donne des ordres de grandeurs similaires (entre 0,5% et 3%).

**Remarque spécifique au contexte de SMAP :** sur les 195 réseaux, l'élévation de tension est supérieure à 1% à pleine charge (chargé à puissance nominale, ce qui n'est pas le fonctionnement usuel), ce qui correspond souvent à la marge en tension haute disponible. Par conséquent, en cas de refoulement de puissance depuis la BT vers la HTA, il est difficile d'atteindre une surcharge de courant au niveau du transformateur HTA/BT avant d'atteindre une contrainte en tension haute, même si on reste très proche du poste. En effet, le poste génère lui-même à ses bornes la contrainte en tension. D'après la base de données de PowerFactory, une surcharge serait surtout possible pour les postes de fortes puissances (entre 300kVA et 630kVA, de type urbains) avec des élévation/chute autour de 0,9% à 1,3%.

## Leviers en présence d'un fort taux de production

Le poste de distribution HTA/BT n'agit que sur la tension via ses prises, et fait partie des éléments qui peuvent subir une surcharge en courant. En plus de la nécessité récurrente de bien le dimensionner, nous pouvons identifier certains points :

- Améliorer la maîtrise du plan de tension au niveau du poste. Cela peut passer par une façon différente de fixer ou de modifier les prises du transformateur, comme par exemple avec la pose d'un régleur en charge (cf. Chap3.III.2.4).
- Modifier les consignes de prise de tension et la répartition des marges de tension. Avec une répartition des marges différentes au niveau du poste HTA/BT, cela pourrait faciliter l'insertion massive de PV en BT (mais avec l'inconvénient de devoir sacrifier de la marge en HTA).
- Améliorer la modélisation des postes HTA/BT. Avec la prise en compte de l'inertie thermique des transformateurs, il serait possible d'augmenter la capacité de transit sans aucune modification ni dégradation dans le cas de pics de production temporaires.

### III.3.2. Le réseau BT

#### Présentation

Nous ajoutons dans cette partie la vision d'ensemble du réseau BT, ce qui apporte des informations supplémentaires par rapport à la vue de ces éléments séparément. Tout le cœur de la thèse est la prédiction et la résolution des « contraintes » qui peuvent apparaître sur le réseau BT à cause de l'insertion de PV. Les équations (1-2) et (1-3) diffèrent en BT en raison du fonctionnement déséquilibré dû à l'alimentation monophasée ou triphasée des charges. La figure ci-contre donne cette fois un exemple de modèle de réseau BT.

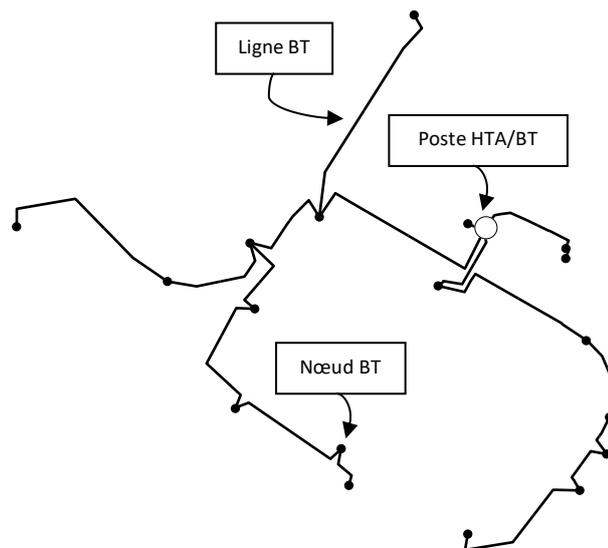


Figure 1-15 : Représentation graphique sous PowerFactory de l'un des réseaux BT des Haies, avec respect des distances et de la géographie

#### Foisonnement et déséquilibre

Une différence importante avec la HTA est la nature des charges. Contrairement au réseau HTA, le réseau BT est nettement moins foisonné et ne peut pas être considéré comme « triphasé équilibré ». En réalité, « le » profil de tension à partir de la BT se divise potentiellement en 3 profils de tension différents (un par phase) à cause des écarts de puissance entre les 3 phases du réseau. En effet, tout écart de puissance se traduira par un écart en tension plus ou moins important entre les tensions phase-neutre des dites tension de phases. Par exemple, une installation PV monophasée aura tendance à remonter la tension de sa phase de raccordement (et dans une moindre mesure, à faire baisser la tension des autres phases).

## Le dimensionnement du réseau

Nous venons de voir que les lignes et le poste de distribution sont sujets à des « contraintes en courant » qui proviennent de limitations techniques des éléments (limites thermiques). Mais ces contraintes ne sont pas les seules : nous vérifions aussi dans nos simulations l'apparition de « contraintes en tension », c'est-à-dire le dépassement des seuils limites de tension sur le réseau BT. Cela se traduit par :

- Une contrainte en tension haute : si la tension phase-neutre calculée au point de livraison de l'élément étudié<sup>9</sup> est supérieure à 1,085 p.u (ou 230V + 8,5%) pour un départ mixte<sup>10</sup> ; ou supérieure à 1,10 p.u. pour un départ uniquement producteur.
- Une contrainte en tension basse : si la tension est inférieure à 0,915 p.u. ou 230V – 8,5%.

Pour empêcher ou corriger l'apparition de ces contraintes, il est nécessaire d'en comprendre l'origine. Il est alors possible de proposer des solutions d'insertion.

Pour les contraintes en courant, cela dépend des caractéristiques de l'élément étudié :

- Le transformateur : cet élément est dimensionné pour transiter indéfiniment sa puissance nominale (à l'usure près) et est limité physiquement en température. En temps normal, le transformateur chauffe et élève sa température de façon raisonnable. Au-delà de sa puissance nominale, le transformateur peut surchauffer, et, si sa température maximale est atteinte, il y a risque de détérioration. Les solutions sont donc :
  - Limiter la puissance qui transite : avoir une bonne estimation de la production et de la consommation et la maîtriser (modèle statique) ;
  - Limiter la montée en température : avoir l'estimation de production et de consommation ainsi qu'un modèle dynamique de ces puissances ; et avoir aussi un bon modèle thermique du poste.
- Les lignes : de même, ces éléments sont limités en température et sont donc limités par le courant/la puissance transitée. Il faut donc avoir:
  - Une bonne estimation du flux de puissance dans les lignes.
  - En théorie, un modèle thermique des lignes.

Pour les contraintes en tension, il existe toute une répartition des marges en tension depuis le poste source jusqu'à la prise des clients comme présenté précédemment dans la Figure 1-6. La formule de la chute de tension d'une ligne est donnée par l'équation (1-4) :

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{(R_L \cdot L \cdot P + X_L \cdot L \cdot Q)}{V^2} = \frac{R + X \cdot \tan \varphi}{V^2} P \quad (1-4)$$

$V$  = Tension phase-neutre en amont de la ligne [V]

$L$  = Longueur de ligne [m]

$R_L$  = Résistance linéique [ $\Omega$ /m]

<sup>9</sup> La plage de tension admissible totale est de 10%. Il y a 1,5% de marge réservée aux derniers mètres de ligne dans le branchement.

<sup>10</sup> Départ avec à la fois de la consommation et de la production.

$X_L$  = Réactance linéique [ $\Omega/m$ ]

$R$  = Résistance [ $\Omega$ ]

$X$  = Réactance [ $\Omega$ ]

$P$  = Puissance active d'une phase [kW]

$Q$  = Puissance réactive d'une phase [kVAr]

$\tan\varphi = \frac{Q}{P}$  = Ratio  $Q$  sur  $P$

La variation de tension le long du réseau BT est affectée par les paramètres suivants :

- La tension en amont du réseau BT « V » :
  - Via la tension HTA ;
  - Via le rapport de transformation du poste HTA/BT, notamment via les prises utilisées ;
- L'impédance des éléments le long du réseau BT « R » et « X » :
  - L'impédance du poste HTA/BT ;
  - L'impédance des lignes, notamment via leur résistance (car le rapport R/X est généralement supérieur à 2 dans les réseaux BT) ;
- La puissance transitée dans le réseau « P » et « Q » :
  - La consommation de puissance active (charges) ;
  - La production de puissance active (PV) ;
  - La production/consommation de puissance réactive (typiquement, selon le «  $\tan\varphi$  » des éléments) ;

Selon le cas de figure, une solution d'insertion pourra agir sur la tension en utilisant tout ou partie des paramètres énoncés. Parmi ces solutions, seules certaines ont été retenues pour une étude détaillée. La plupart sont qualifiées de « *fit and forget* » (en anglais, pour « dimensionner et oublier ») à cause de la nature de la solution : on dimensionne au mieux la solution en fonction des données disponibles, puis cette solution est appliquée sans boucle de retour directe<sup>11</sup>.

#### **Notes sur les compteurs communicants :**

On notera qu'en l'absence de compteur communicant, le plan de tension des réseaux de distribution BT est normalement estimé à l'aide de simulations. La plupart des problèmes de tension haute ou basse sur le terrain sont soit détectées via des estimations (calculs annuels), soit résolues si elles sont signalées par des usagers. Avec le compteur communicant, les CMA (client mal alimentés) pourront être détectés automatiquement pour être traités en priorité. On obtient de plus l'opportunité de faire des contrôles en *feedback*, c'est-à-dire avec une prise en compte des résultats mesurés, au lieu d'utiliser principalement des méthodes en *feedforward*, qui dimensionnent des solutions sans vérifier directement le résultat (mais qui se basent sur des estimations).

---

<sup>11</sup> Il peut y avoir des remontées d'information ou des vérifications, mais ce n'est pas systématique.

## Données du projet SMAP

Les lignes BT sont généralement de plus faible section, ce qui se traduit par une résistance  $R$  plus élevée, avec un ratio  $R/X$  allant de 1 à 5 (même parfois 9 pour de faibles sections) contrairement au réseau de transport où les réactances peuvent être jusqu'à 10 fois plus grandes que les résistances. Ainsi l'impact de la puissance active sur la tension est bien plus important que celui de la puissance réactive (cf. (1-4)).

Le réseau des Haies comporte six réseaux, de topologies par défaut considérées fixes. En effet, la mairie des Haies ne prévoit aucune évolution du nombre d'habitations dans le village entre 2016 et 2050. On ne considère aucun nouveau point de livraison, mais des changements de topologies simples sont considérés en cas de renforcement. Il s'agit d'un réseau rural faiblement chargé, mais avec la volonté (par le TEPCV) d'insérer davantage d'énergie décentralisée.

Les lignes de ces réseaux ont des sections de 70 à 240 mm<sup>2</sup>, avec une majorité de 150 mm<sup>2</sup> (Ratio  $R/X > 2$ ) comme le montre la figure suivante :

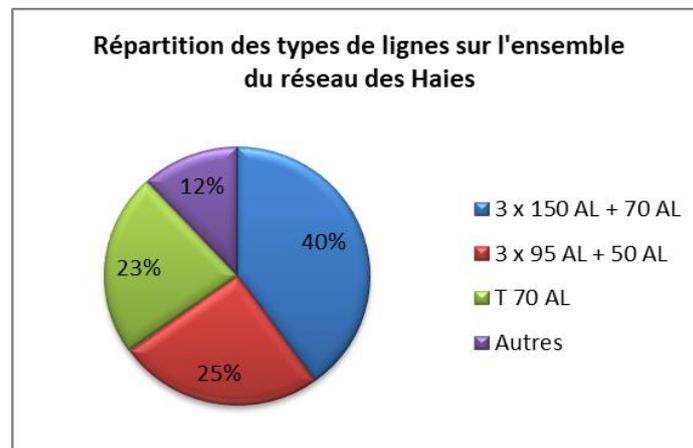


Figure 1-16 : Diagramme de répartition initiale des types de ligne des 6 réseaux des Haies. "3x150 AL + 70 AL" correspond à du 150 mm<sup>2</sup> de section par phases et 70 mm<sup>2</sup> pour le neutre. "T 70 AL" correspond à quatre fils torsadés de 70 mm<sup>2</sup>.

À résistance donnée, une ligne est limitée par un courant maximal et impacte les chutes de tension et les pertes. Une ligne de plus grande section (et donc de résistance plus faible) est gagnante sur ces aspects : une limite en courant plus haute ; des pertes plus faibles et des variations de tension plus faibles à même puissance ; mais pour un coût plus élevé. Si on prend en compte la question du coût, Enedis définit des « sections économiques » qui fixent un compromis entre coûts et performances selon la puissance à transiter (par exemple, cf. [24] p.14).

Dans le cadre de SMAP, la surcharge des lignes est difficile à obtenir avant les contraintes de tension ou la surcharge du poste. Pour un câble de 95 mm<sup>2</sup> (section majoritaire sur SMAP), on a une puissance maximale autour de 58 kW par phase, soit 174 kW triphasé. Pour transiter de telles valeurs, des postes de 250 kVA peuvent convenir. Cependant les postes 250 kVA sont plutôt entourés de ligne 160 mm<sup>2</sup> (220 kVA de puissance transitée maximale) ou 240 mm<sup>2</sup> (290 kVA) d'où une surcharge rapidement possible du poste avant la surcharge des lignes.

De plus, nous ne parlons pas ici du dimensionnement des sections économiques des lignes (cf. [24] p.14), qui tend à choisir des sections plus larges pour diminuer les pertes par effet Joule (cela permet de réduire les coûts de fonctionnement au-delà de l'investissement supplémentaire). Cette observation serait à vérifier en réseau urbain.

Les dimensions des lignes sont très variées sur le périmètre de la CCRC. Alors que les distances maximales « poste-client » restent en moyenne entre 200 et 300 m, la somme des lignes sur les départs varie beaucoup entre les réseaux comme le montre la Figure 1-17.

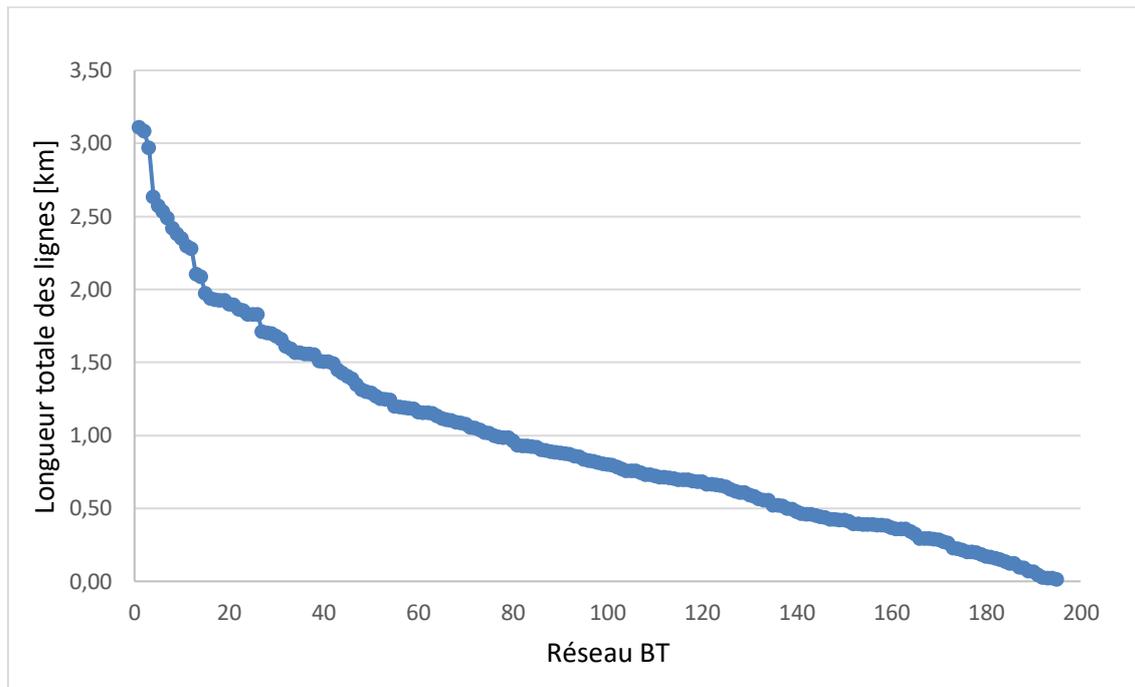


Figure 1-17 : Monotone des longueurs totales de lignes ou câbles des réseaux BT du périmètre CCRC

Nous avons en effet des postes de distribution qui sont régulièrement dédiés à quelques charges rurales (parfois avec une seule charge) et qui sont séparées par de longues distances (jusqu'à 500m). Comme attendu pour ce périmètre, nous avons surtout des densités caractéristiques de milieux très ruraux, ruraux et parfois semi-urbains.

Nous calculons une densité de puissance approchée des réseaux du périmètre de la CCRC, en tant que ratio de la somme des puissances souscrite par la surface des réseaux BT. Nous obtenons la Figure 1-18 :

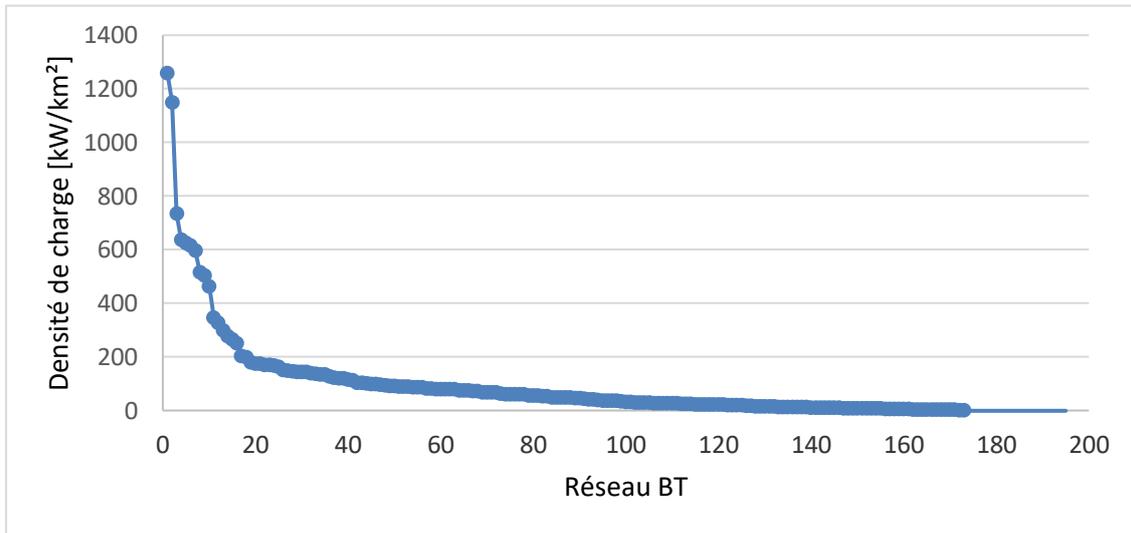


Figure 1-18 : Monotone des densités de charge surfaciques des réseaux BT du périmètre de la CCRC

En utilisant les critères de densité de [32] (§3.2), nous estimons 57% de réseaux très ruraux (10kW/km<sup>2</sup>), 38% de ruraux (100kW/km<sup>2</sup>) et 5% de réseaux semi-urbains (< 5MW/km<sup>2</sup>) sur notre périmètre CCRC. Nous divisons ici la somme des puissances contractuelles par une approximation de la surface, ici un rectangle qui contient le réseau (maximums des distances Nord-Sud et Est-Ouest).

### Résumé et Perspectives

L'insertion de PV peut générer des « contraintes » sur le réseau BT, notamment :

- Une tension BT trop haute ;
- Une surcharge des lignes ou du poste HTA/BT.

De la même façon que pour le réseau HTA (mais avec une plus grande granularité), nous pouvons agir sur le réseau BT grâce à des actions qui portent sur :

- La modification du schéma d'exploitation. La solution usuelle<sup>12</sup> pour lever les contraintes est le renforcement des conducteurs du réseau BT. On peut modifier ou créer un poste HTA/BT ou un départ ; modifier des lignes BT (topologie et/ou sections) ; modifier le réseau HTA en amont (topologie et/ou section). Lors des simulations, nous nous focalisons sur le renforcement des lignes et du poste, sans modifier la topologie des réseaux BT. Le seul changement de topologie est l'éventuelle création d'un nouveau départ entre le poste de distribution et l'élément en contrainte.
- Améliorer la modélisation des charges BT, avec notamment l'apparition des nouveaux usages comme la mobilité électrique ou l'autoconsommation.

<sup>12</sup> Une autre solution utilisable aujourd'hui est le rééquilibrage des charges monophasées.

- Améliorer la gestion de la demande BT. Cela peut passer par tout type d'actions par les consommateurs (principe des « consom'acteurs ») ou par les producteurs (études de solutions au niveau du client, comme le pilotage en réactif des onduleurs PV). Nous proposons plusieurs de ces solutions BT dans le cadre de SMAP qui sont décrites dans le Chapitre 3.

### III.3.3. Les clients BT

#### a) Paramètres clés de la consommation

#### Les courbes de charges

##### Généralités

Enedis donne la définition suivante [33] : « Ensemble de valeurs moyennes horodatées de la puissance active ou réactive injectée ou soutirée, sur des périodes d'intégration consécutives et de même durée. »

Les courbes de consommation sont utilisées pour définir la consommation des charges BT sur des pas de temps à définir. Selon ce que l'on cherche, les pas de temps peuvent être plus ou moins espacés : pour des études statiques, on prend généralement le pas de temps 10 min, car c'est le temps de définition d'apparition des contraintes de courants (cf. §5.1.2 [24]).

Pour des estimations de productions ou de consommations, les moyennes peuvent être calculées sur tout pas de temps, comme par exemple toutes les heures. Ces courbes cherchent à modéliser la consommation des charges, mais sont plus ou moins complexes selon le niveau de détail et l'échelle désirés [34] : à l'échelle de la BT, des courbes très précises réalistes sont très imprévisibles, alors que des courbes agrégées sur un grand nombre de foyers sont prévisibles (par foisonnement). Les courbes de charges font l'objet de nombreuses études [35]–[37], souvent liées à des contextes particuliers ou des scénarios de consommations et/ou de production [38].

Dans cette thèse, nous utilisons généralement les courbes de charge de cette façon :

- Utilisation de courbes dites « Bagheera » pour des études dimensionnantes. Les courbes utilisées ne sont à l'origine pas foisonnées et sont ensuite multipliées par un coefficient qui modélisent divers effets de foisonnement ou de niveau de risque<sup>13</sup>.
- Utilisation des courbes de charges adaptées aux différents scénarios de consommation : la création de ces courbes fait l'objet d'une attention particulière dans les chapitres suivants.

---

<sup>13</sup> On notera que notre méthodologie sera différente de celle d'Enedis. Notamment, nous n'avons pas accès au même calculs de foisonnement des courbes et nous ne connaissons pas les niveaux de risque.

### Le Modèle Bagheera

Pour la consommation de base des clients, nous utilisons les courbes de charge issues du logiciel « Bagheera » d'Enedis. Les courbes du modèle Bagheera sont calculées à la température minimale de base ( $T_{mb}$ ), à la fois pour les jours ouvrés et les jours fériés (weekend). Elles reposent sur un calcul annuel à partir des relevés d'un panel de clients BT (via des campagnes de mesures) ; et ce calcul est recalé en fonction des caractéristiques des clients. Les courbes se composent d'une « courbe moyenne » à laquelle on applique un « facteur de risque à 10% ». Au final, nous avons donc 2 courbes moyennes (Jour ouvré/férié à  $T_{mb}$ ) qui ont 10% de chance d'être dépassées pour chacune de nos charges.

La  $P_{T_{mb}}$  (cf. Chap1.III.2.2) est mise à jour tous les 3 mois pour chaque poste HTA/BT et prend en compte le foisonnement. Chaque poste a une  $T_{mb}$  attribuée selon sa position géographique, puis une  $P_{T_{mb}}$  est calculée pour chacune des charges. On choisit de plus la consommation maximale entre un jour ouvré ou un jour férié pour une même  $T_{mb}$ .

### La modélisation des clients

#### Le foisonnement

En temps normal, le modèle Bagheera peut agréger les courbes de charges et prend alors en compte le « foisonnement des consommations » et l'éventuel déséquilibre. Cet effet de foisonnement traduit l'effet de non synchronisme des pointes de consommation individuelle : suite à la variabilité des usages des consommateurs, les maximums de consommation ne sont pas tous à la même heure. Si on agrège la consommation d'un grand nombre de consommateurs, il y a de fortes chances que les pics de consommation s'étalent dans le temps.

Nous avons en effet la relation suivante :

$$\max \left( \sum_{N=1}^{Nmax} P(Charge(N)) \right) \leq \sum_{N=1}^{Nmax} \max(P(Charge(N))) \quad (1-5)$$

Soit par simplification :

$$\max \left( \sum_{N=1}^{Nmax} P(Charge(N)) \right) = \gamma(Nmax) * \sum_{N=1}^{Nmax} \max(P(Charge(N))) \quad (1-6)$$

Avec :

$Nmax$  = Nombre total de charges à considérer

$P(Charge(N))$  = puissance active de la charge numéro N

$\gamma(Nmax)$  = Coefficient de foisonnement pour  $Nmax$  charges. Ce coefficient est inférieur à 1 et tend à diminuer avec l'augmentation du nombre de charges. Selon le cas de figure, des tables peuvent être calculer en fonction de  $Nmax$ . Plus généralement, il n'est pas connu et varie avec le temps et le réseau étudié.

Dans nos études, les courbes ne sont pas déjà foisonnées puisque nous utilisons les courbes de charge individuelles (nous simulons l'ensemble du réseau BT et donc toutes les charges individuellement). Comme nous n'avons pas les coefficients de foisonnement, nous cherchons à estimer nous-même un coefficient global de foisonnement qui serait correct au niveau du poste HTA/BT. Nous pouvons considérer pour un poste donné :

$$\max(P(\text{Poste HTA/BT})) = \gamma_{\text{Poste HTA/BT}}(N_{\max}) * \sum_{N=1}^{N_{\max}} \max(P(\text{Charge}(N))) \quad (1-7)$$

Avec :

$P(\text{Poste HTA/BT}) =$  Puissance transitée au poste HTA/BT (à production nulle et consommation maximale) [kW]

Par exemple, nous pourrions déduire pour chacun des 6 réseaux des Haies, un coefficient de foisonnement à  $P^*_{\max}$  :

$$\gamma(\text{Réseau}) = \frac{P^*_{\max}(\text{Poste HTA/BT})}{\sum P^*_{\max}(\text{Charges})} \quad (1-8)$$

On notera que la  $P^*_{\max}$  au poste attendue des 6 réseaux a été transmise par Enedis (uniquement pour les Haies), mais que les courbes Bagheera sont calculées à la Tmb, ce qui ne donne pas le bon coefficient de calcul<sup>14</sup>. Par défaut, et en l'absence de données supplémentaires, le coefficient de foisonnement que nous utilisons vaut 1 (pas de foisonnement), ce qui est appliqué sur le périmètre CCRC. Pour les Haies spécifiquement, nous utilisons le coefficient approché par les calculs à  $P^*_{\max}$  (environ 2).

En résumé, nous avons donc un ensemble de courbes de charges considérées non foisonnées, que nous voulons utiliser pour calculer une consommation totale sur un réseau BT. Pour prendre en compte le foisonnement, nous devons calculer un coefficient dédié (qui vaut 1 s'il n'y a pas de foisonnement), que nous appliquons aux courbes de charge.

### La puissance contractuelle

En plus de la  $P^*_{\max}$  ou de la  $P_{Tmb}$ , les charges ont aussi leurs propres « puissance souscrite » ( $P_{\text{souscrite}}$ ) ou « puissance contractuelle », qui définit la puissance maximale que peut utiliser un client à tout instant. Elle doit permettre des pics de consommation plus élevés et plus courts que sur les puissances moyennées ( $P_{\text{souscrite}} > P^*_{\max}$  ou  $P_{Tmb}$ ). Cette puissance est aussi renseignée dans PowerFactory et sert, généralement, de « puissance nominale de consommation » des charges<sup>15</sup>, notée  $P_n$ .

Nous utilisons aussi des courbes de charges de certains usages qui sont exprimées en pourcentage de la  $P_{Tmb}$  de la charge. Comme  $P_{\text{souscrite}}$  diffère de  $P^*_{\max}$ , nous appliquons la formule suivante :

<sup>14</sup> On obtient en réalité le coefficient de foisonnement multiplié par un ratio entre les  $P^*_{\max}$  et les  $P_{Tmb}$  des réseaux. Nous n'avons pas accès à la  $P_{Tmb}$  totale des postes HTA/BT.

<sup>15</sup> Par défaut, PowerFactory fixe la consommation des clients à leur Puissance souscrite. Pour éviter ça, on utilise presque systématiquement des courbes de charges pour faire varier la consommation.

$$P_n(\text{Charge}) = \mu(\text{Réseau}) * P_{\text{souscrite}}(\text{Charge}) \quad (1-9)$$

Avec  $\mu$  un coefficient défini pour obtenir au niveau du poste la puissance correcte (sa  $P_{\text{max}}^*$ ). Il comporte le coefficient de foisonnement, ainsi que l'écart entre les  $P_{\text{max}}^*$  et les puissances souscrites.

$$\mu(\text{Réseau}) = \frac{P_{\text{max}}^*(\text{Poste HTA/BT})}{\sum P_{\text{souscrites}}(\text{Charges})} \quad (1-10)$$

On notera que dans l'idéal, on utiliserait la  $P_{\text{Tmb}}$ , mais en l'absence de cette donnée pour les Haies, nous utilisons ici aussi la  $P_{\text{max}}^*$  calculée au poste, ce qui doit probablement surestimer la consommation. En l'absence de valeurs, ce coefficient est par défaut ramené à 1, ce qui est le cas pour le périmètre CCRC. Dans le cas des Haies, nous pouvons calculer un coefficient de l'ordre de 0,3 pour les six réseaux.

Au final, pour chaque charge, nous avons donc une puissance consommée  $P$  par charge qui vaut soit :

- Si la courbe de charge est absolue :

$$P(\text{Charge}) = \gamma(\text{Réseau}) * P_{\text{Bagheera}}(\text{Charge}) \quad (1-11)$$

- Si la courbe de charge est relative à la puissance nominale :

$$P(\text{Charge}) = \mu(\text{Réseau}) * P_n * P_{\text{Bagheera}}(\text{Charge}) \quad (1-12)$$

### Le branchement

Le branchement des clients BT sur des départs consommateurs ou mixtes (présence de production et de consommation) réserve spécifiquement 1,5% de marge en tension. Cette marge est à l'origine pensée pour compenser une chute de tension dans le branchement (puisque le client est censé consommer). Au niveau du point de livraison, on considèrera donc systématiquement une limite en tension de 8,5% à vérifier. Cette marge de branchement est supprimée pour des départs uniquement producteurs, ce qui permet d'avoir une tension à +10% au point de livraison. Un onduleur, contrairement à d'autres équipements électriques, peut supporter des surtensions<sup>16</sup> sur le réseau d'où l'élévation à +10% pour les départs uniquement producteurs afin d'améliorer la capacité d'insertion sur le réseau BT.

### **Données du projet SMAP**

La structure du réseau des Haies est considérée fixe de 2016 à 2050. Il n'y a aucune modification du nombre de clients, ni de leurs emplacements, ni de leurs tarifs ou leur activité, ni de leurs phases lorsqu'elles sont connues<sup>17</sup>. Seule la consommation des clients est modifiée. Son estimation est nécessaire afin de traduire correctement les scénarios étudiés et les éventuels impacts des changements d'usage sur l'insertion de PV dans les réseaux BT.

<sup>16</sup> Par exemple, les onduleurs SMA BT fonctionnent de 180 à 280V.

<sup>17</sup> La pose de compteur communicant dans le projet a permis de relever bon nombre de phases.

Par contre, nous modifions les éléments suivants :

- Les phases inconnues des éléments monophasés. Le traitement est aléatoire, sans vérifier l'équilibrage des phases : pour une simulation donnée, on initialise les phases connues, et on fixe au hasard une phase de raccordement parmi les trois disponibles.
- La puissance consommée :
  - Soit par une valeur fixe (paramétrable) : une puissance fixe en l'absence de courbe de charge ; ou un facteur de mise à l'échelle qui est appliqué à la courbe de charge d'origine;
  - Soit avec une nouvelle courbe de charge, c'est-à-dire une consommation au court du temps.

Les 6 réseaux des Haies cumulent 170 charges à étudier, dont 133 sont équipées de compteurs intelligents. Les types de raccordement (monophasé ou triphasé) et les phases sont alors connus, mais c'est rarement le cas des puissances consommées. La pose des compteurs Linky a permis d'obtenir par la suite les phases réelles de raccordement d'une grande majorité des clients des Haies. Pour les phases manquantes, le raccordement est traité de façon aléatoire dans les simulations. On notera cependant que l'équilibre des phases n'est pas assuré. Des travaux préparatoires du projet SMAP montrent au contraire des variations importantes des phases des charges : la puissance moyenne transitée sur une phase variait entre 10% et 70% de la puissance totale (contre 33% dans l'idéal). Cette observation a été réalisée grâce à des mesures sur le terrain de septembre 2015.

## Perspectives

La modélisation des clients BT, ainsi que la génération de courbe de charges pertinente est une question clé. Dans le chapitre II, nous nous intéressons à leur génération et à la prise en compte des nouveaux usages afin de pouvoir comparer les solutions d'insertion PV.

En plus de ce qui a été énoncé pour le réseau BT, nous voyons ici que les clients BT disposent d'une marge en tension conséquente sur le branchement pour les départs mixtes (1,5%, sur 10% au total, dont 5% pour la HTA). Il pourrait être intéressant d'étudier la répartition de cette marge pour des clients uniquement consommateurs. On notera en effet qu'un client au maximum à +10% au lieu de +8,5% au point de livraison ne verra pas de problème de tension haute s'il ne fait que consommer (car il y a une chute de tension dans son branchement).

En effet, nous avons donc :

- Départ producteur : +10% max pour le raccordement ; +1,5% pour le branchement.
- Départ mixte : +8,5% max pour le raccordement ; +1,5% pour le branchement.

Nous proposons :

- Départ producteur : sans changement.
- Départ consommateur : +10% max pour le raccordement ; ≈0% pour le branchement.
- Départ mixte, pas de clients « mixtes » (à la fois producteur et consommateur) : +10% max pour le raccordement ; +1,5% pour le branchement des producteurs ; ≈0% pour le branchement des consommateurs.

- Départ mixte, présence de clients « mixtes » : +8,5% max pour le raccordement ; 1,5% pour le branchement (correspond au cas standard pour les départs mixtes).

Une difficulté existe quant à l'évolution des réseaux BT : que faire si on doit ajouter un client « mixte » sur un réseau qui n'en avait pas ?

## b) Paramètres clés de la production

### Présentation

Dans le cadre de l'expérimentation SMAP, la seule production étudiée est d'origine photovoltaïque (PV), uniquement au niveau de la BT et spécifiquement limitée aux toitures<sup>18</sup> dans le cadre des Haies. Il est cependant possible de simuler d'autres types de production, comme du petit éolien, du stockage, du micro-hydraulique, etc. Les travaux de thèse pourraient être repris avec tout type de production, tant que nous avons la modélisation de sa courbe de production.

L'estimation de la production PV est essentielle : pour étudier l'impact de l'insertion dans les réseaux BT, il est important d'avoir non seulement les puissances, mais aussi de maîtriser l'emplacement du PV et l'ordre d'arrivée des installations (avant même de tester des solutions d'insertion).

### Évaluation du gisement PV

Initialement, le réseau des Haies possède déjà 105 kW de capacité de production PV installés. Pour modéliser l'insertion de PV supplémentaire sur le réseau, nous avons adopté l'approche suivante :

- Les partenaires ont évalué le gisement disponible sur l'ensemble des toitures des Haies via l'utilisation du modèle « Épices » d'Hespul. Ce modèle se base sur :
  - Des données satellites (irradiation, température, etc.)
  - Un modèle de transposition des données (en fonction des données satellites, de l'environnement et du positionnement de l'installation)
  - Un modèle électrique (en fonction des données transposées)

Le modèle génère aussi des courbes de production orientées (une courbe pour chaque orientation considérée) et des estimations de production annuelles adaptées au village des Haies.

- Les centrales PV sont ajoutées séquentiellement et aléatoirement sur les différents emplacements évalués par le gisement, en fonction d'objectifs de production à atteindre.
- Possibilité de prioriser certains types de PV : fonctionnement par « actions d'insertion PV » selon les types de PV disponibles. On regroupe les producteurs dans différents groupes (non nécessairement exclusifs), qui sont ensuite associés aux actions. Par exemple : on peut commencer par une « Action n°1 = raccorder des producteurs de moins de 9kVA orientés plein sud avant 2030 », puis par une « Action n°2 = raccorder des producteurs de tout type ». Cette méthode permet de définir plus finement des scénarios d'insertion PV. L'implémentation permet une telle méthode, mais nous ne l'utilisons pas ici (il ne paraissait pas pertinent de complexifier davantage les calculs de production).

---

<sup>18</sup> Le PV au sol n'est actuellement pas autorisé dans le Parc Naturel du Pilat.

Au total, nous obtenons pour le village des Haies un gisement de 1,3 MWc réparti entre 173 PV. Nous avons dans le tableau suivant des données transmises par les partenaires, des données terrain (puissance installée) et des calculs par le logiciel Épices d’Hespul (gisement et production). Les données datent de 2016 et ne sont pas remises à jour le long de la thèse.

**Tableau 1-3 : Données de production PV du village des Haies de 2016.**

Réseau BT	Puissance déjà installée en 2016 (kW)	Gisement potentiel (kWc)	Production annuelle possible (MWh)
1	12,1	102,9	115,3
2	76,4	571,3	674,1
3	4,5	65,1	75,7
4	3	236,4	276,2
5	3	58,4	69,2
6	6	269,5	311,8
Total	105	1303,6	1522,2

Par la suite, les objectifs de production globaux de production (données propres aux scénarios) seront répartis au prorata du gisement potentiel de chaque réseau BT. Nous avons la répartition suivante :

**Tableau 1-4 : Répartition du taux de complétion des objectifs globaux de production PV des Haies en fonction du réseau.**

Réseau BT	R1	R2	R3	R4	R5	R6
Prorata du gisement	8%	44%	5%	18%	4%	21%

Nous présenterons par la suite les estimations du périmètre de la CCRC, soit plus de 6000 installations possibles estimées entre 1,5 et 755 kWc. En énergie, nous avons une répartition du gisement PV qui va de 0% à 3,7% du gisement total.

## Le producteur PV

Chaque PV a donc les caractéristiques suivantes :

- Un emplacement géographique, qui est associé au client le plus proche. Il est considéré comme l’ensemble des toitures les plus proches et peut éventuellement rassembler plusieurs PV (on ne connaît pas le nombre de « toitures disponibles » par client). En l’absence de données sur le sujet, nous avons choisi arbitrairement avec les partenaires une limite de proximité de 150m. Au-delà, l’installation PV est considérée hors du périmètre étudié. Cela correspond à une valeur conservative pour éviter de considérer trop de PV hors périmètre. Enedis considère une limite de 100m pour le raccordement d’installations d’un même propriétaire, et nous considérons une valeur large puisque les estimations « par toiture » ne collent pas nécessairement avec des limites de propriété.
- Une puissance de raccordement (1,5 à 23,8 kW) ;
- Une orientation<sup>19</sup> (entre 90° et 270° par pas de 5°) ;
- Une courbe de production annuelle :
  - Soit les courbes des courbes de production génériques d’Enedis ;
  - Soit les courbes de production transmises par Hespul.

<sup>19</sup> 90° = Est ; 180° = Sud ; 270° = Ouest

- Une énergie produite annuelle ;
- Un raccordement monophasé ou triphasé et les phases associées. Le type de raccordement et les phases sont fixés si ces phases sont connues (relevés des compteurs communicants des PV existants). Sinon, elles sont modifiées aléatoirement.

## Perspectives

Dans le cas de la production PV, de nombreuses recherches sont effectuées pour améliorer son insertion. Cela passe, comme pour les charges, par l'amélioration des mêmes principes :

- L'amélioration de l'estimation de sa production, avec par exemple de meilleurs modèles (foisonnement des orientations, cf. Chap2.III.3.2) ou une meilleure précision ou via l'utilisation de nouvelles technologies et/ou équipements (traqueurs solaires par exemple).
- L'amélioration de la gestion de la production. Les énergies renouvelables sont souvent sujettes à des productions dites « intermittentes » et peu prévisibles. Plusieurs solutions sont étudiées pour réduire ces effets (stockage par exemple).
- Compenser les effets de la production. Normalement, comme le montre la formule de Kapp (1-4), la production tend à faire monter le plan de tension. Si cette montée n'est pas compensée par assez de consommation, on peut être confronté à des contraintes en tension et en courant. Il est donc important de maîtriser l'injection de puissance (active et/ou réactive). Les solutions de pilotage des onduleurs PV en puissance active ou réactive sont un exemple. D'autres solutions matérielles, qui agiraient directement sur l'injection de puissance sur le réseau BT sont aussi envisageables (stockage, compensation en réactif).

## IV. Conclusion

Nous identifions dans ce chapitre tout le contexte et tous les éléments dont nous avons besoin pour permettre l'intégration massive de production PV dans le réseau public de distribution. Nous avons fait l'état de l'art des leviers disponibles tout au long du réseau de distribution, ce qui nous offre de nombreuses pistes de travail pour permettre l'insertion massive de production décentralisée. Nous complétons un tableau issu de [39] pour obtenir le tableau suivant :

Tableau 1-5 : Leviers disponibles dans le réseau de distribution et présentés dans le Chapitre 1.

Élément	Solution possible	Actions clé	Statut
Poste source	Réglage de la consigne de tension	Pilotage de V	Exploitation
Autotransformateur	Ajout d'un régleur en charge	Pilotage de V	Concept
Réseau HTA	Renforcement	Changement de L, R, X	Exploitation
Réseau HTA	Changement de topologie	Changement de L, R, X, V, P et Q	Exploitation
Réseau HTA	Rééquilibrage des charges et des départs	Changement de P et Q	Exploitation
Client HTA	Réglage du $\tan(\phi)$ fixe	Changement de P et Q	Exploitation

Client HTA	Gestion intelligente de la demande (Q = f(U) ; flexibilités ; effacements ; nouveaux types de clients ; etc.)	Pilotage de P et Q	Expérimentation
Poste HTA/BT	Réglage de la prise fixe hors charge	Changement de V	Exploitation
Poste HTA/BT	Réglage intelligent de la prise (ajout d'un régleur en charge)	Pilotage de V	Expérimentation
Poste HTA/BT	Prendre en compte l'inertie thermique du transformateur lors des pics de production (PV)	Changement de P et Q	Concept
Réseau BT	Renforcement	Changement de L, R, X	Exploitation
Réseau BT	Changement de topologie	Changement de L, R, X, V, P et Q	Exploitation
Réseau BT	Rééquilibrer les puissances sur les phases du réseau BT	Changement de P et Q	Exploitation
Réseau BT	Répartition des marges de tension en fonction de la configuration (branchement)	Changement des limites de V	Partiellement exploité (branchement sur départ producteur)
Clients BT	Améliorer la modélisation (évolution des usages, mobilité électrique, développement de la production décentralisée et de l'autoconsommation)	Maîtrise de P et Q	Expérimentation
Clients BT	Gestion intelligente de la demande (pilotage en puissance active et réactive, effacement, bridage, etc.)	Maîtrise de P et Q	Expérimentation

# Chapitre 2 : Adaptation des méthodes et modèles de raccordement et de planification

---

## Table des Matières :

<b>I. Introduction .....</b>	<b>53</b>
<b>II. La planification et le raccordement dans le réseau de distribution .....</b>	<b>53</b>
II.1. La planification .....	53
II.2. Les demandes de raccordement d'Enedis .....	55
<b>III. Adaptation des modèles .....</b>	<b>64</b>
III.1. Les courbes de charges des clients BT .....	64
III.1.1. Courbes de consommation .....	65
III.1.2. Courbes de Production PV .....	70
III.2. Notre application à SMAP .....	72
III.2.1. Application des études de raccordement .....	72
III.2.2. Aide à la planification .....	74
III.2.3. Élargissement géographique du périmètre .....	76
III.3. Exemple d'application : impact de l'incertitude de la production maximale en BT sur l'estimation de l'insertion PV .....	77
III.3.1. Modélisation de la production PV .....	77
III.3.2. Exemples d'incertitudes dans la définition des puissances .....	85
<b>IV. Conclusion.....</b>	<b>87</b>

## I. Introduction

Nous avons présenté dans Chap1.II.2.2 les principes et les enjeux de la planification pour le développement du réseau de distribution. Dans ce chapitre, nous approfondissons en particulier les procédures de raccordement et de planification utilisées en France, conformément aux documents techniques de référence (DTR) d'Enedis. Avec l'identification des complexités et des enjeux, il est possible de faire ressortir les éventuelles limites et les points d'amélioration. La planification, qui à ce jour se limite au réseau de distribution HTA, prévoit les évolutions à long ou moyen terme. Cependant, les demandes de raccordement, qui concernent aussi bien les réseaux HTA que BT, doivent permettre de prévoir l'évolution du réseau à court terme, avec des procédures clairement définies.

Les réseaux de distribution, notamment les réseaux BT, font preuve d'une très grande diversité et sont généralement traités au cas par cas. Afin d'avancer vers une meilleure planification des réseaux BT ou pour faciliter les raccordements, nous proposons ici une adaptation des modèles utilisés. Nous pouvons alors réaliser de nouveaux types d'analyses qui permettent d'identifier la capacité d'accueil des réseaux ou la nature des contraintes.

Nous utilisons les données du projet SMAP pour illustrer les méthodes développées, avec notamment un exemple sur l'imprécision de la production PV et son potentiel impact sur la vision du gisement, et aussi sur les performances de solutions d'insertion. Nous verrons ensuite dans le chapitre 3 d'autres propositions de solutions pour résoudre les problèmes détectés.

## II. La planification et le raccordement dans le réseau de distribution

### II.1. La planification

Dans le Chapitre 1 (cf. II.2.2.a)), nous avons présenté les objectifs de la planification et son contexte. Nous détaillons désormais en détail l'un de ses éléments principaux : la réalisation des schémas directeurs, qui doivent donner une image de la cible à 30 ans du réseau de distribution au niveau de la HTA. Sa réalisation est découpée en plusieurs étapes décrites dans [26], [40]–[42] :

- **L'élaboration du diagnostic** : le GRD analyse la totalité de son existant et des données à disposition pour faire un état des lieux de l'existant et identifier les éventuels problèmes.
- **La prévision des consommations et des puissances** : il s'agit d'évaluer, à partir des informations disponibles (économiques, démographiques, géographiques, etc.) l'évolution de consommation et de la production.

- **La cible à long terme** : elle représente un schéma du réseau HTA nécessaire et suffisant, à terme, pour alimenter les utilisateurs du réseau. Son élément le plus structurant est le choix de son architecture, avec l'ensemble des équipements et de son schéma d'exploitation qui peuvent être modifié si cela permet de minimiser les investissements. Cette cible sert d'objectif mais n'est jamais réellement atteinte en pratique car elle est régulièrement modifiée au fil des années pour s'adapter aux nouvelles connaissances sur les réseaux et sur les consommateurs/producteurs.
- **La définition des stratégies de développement des réseaux** : ce qui permet d'avoir des cibles à moyen terme des étapes à suivre pour passer de l'état initial à l'état final (la cible long terme). Le GRD définit des stratégies, c'est-à-dire des successions d'opérations cohérentes à réaliser.
- **L'échéancier des travaux et des investissements** : avec la définition de stratégies, il est possible de définir des cibles à 5 ou 10 ans, et d'en déduire les plans d'investissements et ainsi calculer le bilan actualisé de chaque stratégie.
- **L'estimation du niveau de qualité de fourniture** : elle est possible suite aux étapes précédentes. Le GRD estime l'évolution probable de la qualité de fournitures et calcule les différents critères de qualité (SAIFI, SAIDI, END, PC présenté dans la partie Chap1.II.1.2).

Pour réaliser les différents calculs nécessaires, le GRD définit des cas d'études particuliers qui doivent permettre de « dimensionner » le réseau. On distingue trois cas de figure :

- Pour le raccordement d'un consommateur :
  - Le dimensionnement à Température minimale de base. On utilise dans ce cas la  $P_{Tmb}$  pour calculer la consommation. Les productions décentralisées sont toutes considérées nulles, ce qui doit représenter le fonctionnement en schéma dit « normal », ou « situation en N » (Aucune défaillance).
  - Le dimensionnement à Température normale d'hiver (cf. Chap.1.Chapitre 1 :III.2.2III.2.2 partie Modélisation). On utilise la  $P^*_{max}$  pour calculer la consommation, tandis que les productions décentralisées sont nulles. Cette situation est utilisée pour définir la consommation à considérer pour le dimensionnement du régime secours ou « situation en N - 1 » (défaillance d'un ouvrages).
- Pour le raccordement d'un producteur :
  - Le dimensionnement à Production maximale. On considère le maximum de production possible et une consommation minimale fixée à 20% de la  $P_{TMB}$ . Pour du PV, cela correspond par exemple à la synchronisation de toutes les productions maximales, sans foisonnement.

## II.2. Les demandes de raccordement d'Enedis

Dans cette thèse, nous nous focalisons sur le raccordement des installations au niveau de la Basse Tension (BT), ce qui impose certaines limitations. Nous avons accès à la documentation d'Enedis et aux textes du régulateur de l'énergie (la CRE). Nous ne traitons pas ici, sauf indication contraire, les cas de raccordements suivants :

- Raccordement d'éléments<sup>20</sup> de puissance > 36kVA ;
- Raccordements collectifs (groupe de demandes simultanées) ;
- Raccordements provisoires (pour des installations temporaires) ;
- Raccordements à des sites non raccordés au réseau public de distribution.

Nous détaillons ensuite les étapes clé d'une demande de raccordement.

### a) Étape 1 : Initiative du client et échanges avec le distributeur

Tous les 3 mois, le tarif de rachat de l'électricité d'origine photovoltaïque est ajusté en fonction des volumes de projets de raccordements effectués. Ce tarif diminue actuellement de 2.6% chaque trimestre, comme défini dans [43]. Cet ajustement trimestriel provoque l'afflux périodique de demandes de raccordement en fin de trimestre (pour profiter du tarif de rachat avant la baisse). Un dossier doit alors être complété auprès du Distributeur (le plus souvent Enedis). Une fois complet et examiné, le projet est dit « qualifié » et passe en liste d'attente avec les autres projets pour un traitement par ordre chronologique. La capacité d'accueil est à ce moment réservé ([43] et [44]).

Si le client souhaite bénéficier du tarif de rachat, la demande de raccordement fait aussi office de demande de contrat de rachat auprès de l'Agence d'Obligation d'Achat Solaire d'EDF. Le dossier est envoyé le jour de la date de qualification (§6.1 de [44] et §8.1 de [45]). A partir de cette date l'article 3 du texte [43] donne plusieurs précisions sur les conditions de validité du tarif de rachat. Le contrat, d'une durée de 20 ans, est valable à la date de mise en service de l'installation. Celle-ci doit être de plus complète dans les 18 mois à compter de la demande complète de raccordement. Le client a donc 18 mois à partir de la date de qualification pour recevoir et accepter une Proposition de Raccordement (PDR) sauf cas particuliers. De plus, la mise en service n'est validée qu'une fois l'attestation de conformité obtenue. Cette attestation est délivrée par le Comité national pour la sécurité des usagers de l'électricité (CONSUEL) agréé pour exercer le contrôle de la conformité des installations électriques intérieures aux règlements et normes de sécurité en vigueur. On notera également les potentiels délais très importants pour certains travaux (exemple : de l'ordre de 5 mois pour la commande d'un transformateur).

**Problème n°1 : Le temps de traitement des demandes de raccordement (étude, calculs) est une contrainte.** Nous devons retenir qu'il y a une contrainte de temps non négligeable pour la réalisation des études de raccordement, ce qui impose de maîtriser au mieux la complexité des études, d'autant que ces dernières tendent à arriver de manière groupée en fin de trimestre.

---

<sup>20</sup> Surtout de la production PV ici. Les informations restent valables pour de la consommation seule, mais nous ne faisons pas de raccordements de consommateurs dans cette thèse.

**Problème n°2 : Il n’y a pas d’études groupées.** Dans le cadre de SMAP, la Centrale Villageoise de la Région de Condrieu (CVRC) a fait face à de nombreux délais suite à la complexité des demandes d’études groupées. Alors que ces demandes sont possibles pour des puissances supérieures, ce n’était pas le cas en-dessous de 36 kVA. À cause du fonctionnement en file d’attente, les PDR sont générées à l’unité, l’une après l’autre, et sont alors bloquées par les cas « problématiques » (avec renforcement). De plus, selon l’ordre de la file d’attente et les installations retenues, les renforcements peuvent complètement changer. Ce nouveau cas est en cours d’étude pour améliorer l’organisation interne du service « inférieur à 36 kVA ».

## b) Étape 2 : établissement de la Proposition De Raccordement (PDR) et répartition des charges

### Délais d’établissement de la PDR

Selon le cas de figure, la PDR est envoyée selon des délais fixés dans les DTR et est sujette à des pénalités de retard. Le Tableau 2-1 présentent les différents délais d’envoi à partir des données résumées dans [46] et [47] :

Tableau 2-1 : Délais d’établissement de la proposition de raccordement selon différents cas de figure.

Type de raccordement	Branchement simple	Branchement complexe (détection de contraintes)
Production seule de puissance $\leq 3$ kVA	4 semaines	3 mois
Production seule de puissance $> 3$ kVA	6 semaines	3 mois
Ajout sur Consommation ou Consommation seule, avec dispositif d’anticipation de raccordement <sup>21</sup>	3 mois	3 mois
Ajout sur Consommation ou Consommation seule, sans dispositif d’anticipation de raccordement	10 jours ouvrés	6 semaines

Nous devons distinguer deux cas de figure. D’une part, nous avons les ajouts de production seule, c’est-à-dire qu’il n’y a que de la production au point de livraison du client. D’autre part, comme souvent pour les installations PV, la production est « ajoutée » à la consommation du client : la production est raccordée au même point de livraison que pour la consommation, et il est possible de réutiliser les ouvrages existants. C’est uniquement possible pour un même propriétaire.

**Problème n°1 bis :** En cas de modifications des caractéristiques du raccordement (puissance par exemple), les durées de réalisation d’une nouvelle PDR sont recalculées, sans modifier la date de qualification, ce qui limite encore le temps disponible.

<sup>21</sup> Enedis met en œuvre des dispositifs pour anticiper la demande de raccordement si elle peut solliciter le titulaire d’une autorisation d’urbanisme. Il n’y pas d’équivalent pour la production seule. Cela n’accélère pas les procédures mais les fixe à 3 mois.

## Répartitions des coûts de raccordement

Le barème de facturation est donné par les parties 8.1.4 (production seule), 9.1.4 (ajout sur consommation) et 10.1.4 (raccordement simultané de production et de consommation) de [45]. Il a été validé par la CRE le 8 juillet 2015 [48].

Pour le raccordement d'une production seule de puissance inférieure à 6 kVA monophasé ou 18 kVA triphasé, et si la distance de raccordement depuis le poste de distribution est inférieure à 250 m, les éléments facturés<sup>22</sup> au demandeur sont les suivants :

- Ouvrages de branchement.
- Nouveaux ouvrages d'extension BT créés à l'occasion du raccordement.

S'il s'agit d'un raccordement en ajout sur consommation (vente en surplus ou en totalité), et si la puissance est inférieure à 6 kVA en monophasé et inférieure à 18 kVA en triphasé, la facturation comprend :

- La modification des ouvrages de branchement.

Sinon, pour tous les autres cas, la facturation comprend en plus (en cas de contraintes) :

- Le remplacement des ouvrages BT.
- La modification ou la création d'un poste HTA/BT.
- Les nouveaux ouvrages HTA.

---

<sup>22</sup> On notera que la facture peut bénéficier d'une réfaction maximale de 40%, payée par le TURPE.

Le logigramme suivant résume les différentes situations :

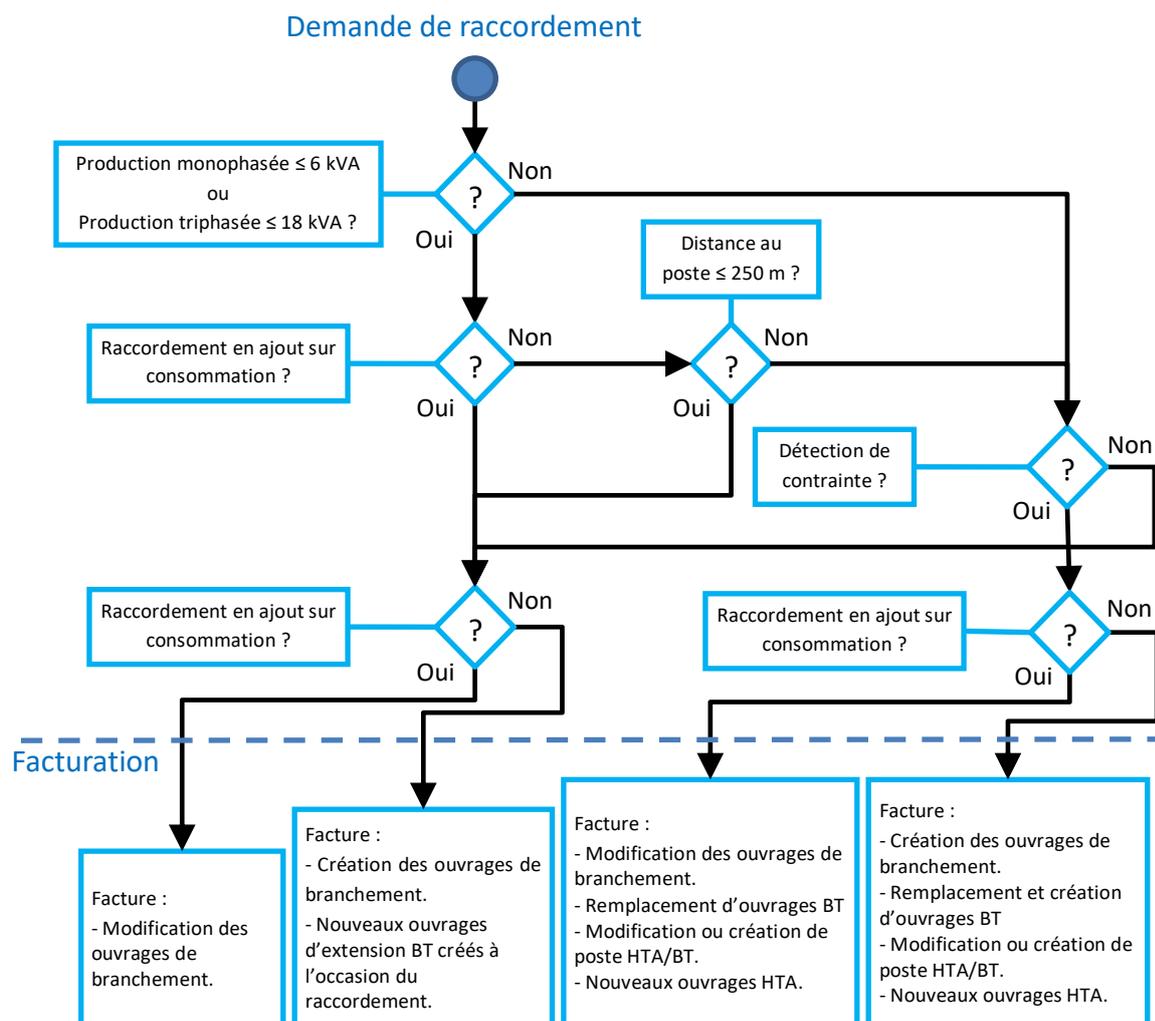


Figure 2-1 : Schéma de la facturation selon les différents projets de raccordement.

Dans le cas de la CVRC par exemple, nous ne raccordons que des « productions seules<sup>23</sup> ». Les centrales sont toutes triphasées et de puissances inférieures à 18kVA. La facturation est donc dépendante de la distance au poste des différents projets, ainsi que de la détection éventuelle de contraintes. De façon plus générale, les raccordements dans SMAP sont considérés indistinctement comme des raccordements de « production seule » ou en « ajout sur consommation » puisque cela n’impactera ni nos résultats ni nos calculs de coûts.

Nous reprenons la liste des leviers usuels (cf. Chap1.II.2.2.b)). Nous avons en BT :

- La création de nouveaux ouvrages HTA ou BT, avec ou sans changement de topologie.
- Le renforcement des ouvrages HTA ou BT.
- La modification de la prise fixe du transformateur HTA/BT.
- Le rééquilibrage des départs ou des trois phases, avec ou sans changement de topologie.

<sup>23</sup> Plus spécifiquement, la CVRC raccorde des installations sur des toitures de particulier. Dans la mesure où la CVRC n’est pas propriétaire des toitures, ce n’est pas considéré comme un ajout sur consommation.

**Problème n°3 : Le fonctionnement en file d'attente n'est pas optimal.** La question de la répartition des coûts est une contrainte récurrente qui s'ajoute à la complexité des études groupées. Avec le fonctionnement en file d'attente, la répartition des coûts de renforcement se fait entre un unique client et éventuellement le GRD. Par conséquent, comme dans SMAP, les projets qui nécessitent des renforcements sont souvent écartés. La capacité d'accueil varie beaucoup selon la position des installations PV dans le réseau de distribution : le « premier arrivé » peut potentiellement réserver la majorité de la capacité d'accueil avec un emplacement non optimal (par exemple en bout de ligne), mais ce sera aux installations suivantes de payer d'éventuels renforcements nécessaires : on parle alors d'effet de seuil. Les études groupées offrent par exemple l'opportunité d'optimiser le placement des installations PV. Pour éviter les effets de seuils au niveau HTA, il existe aussi en France les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (SRRREN ou S3REN), qui permettent de planifier les aménagements de certaines régions pour une capacité d'accueil réservée par poste source.

**Problème n°4 : Il y a un besoin d'alternatives au renforcement.** En France, nous disposons d'un panel de solutions limité pour répondre à une violation de contrainte. En BT, il s'agira le plus souvent du renforcement du réseau électrique : soit par le changement d'un ouvrage (section supérieure de ligne par exemple) ; soit par un changement de topologie (réagencement du réseau, ajout d'un nouveau départ, ou ajout d'un nouveau poste) ; soit parfois via le rééquilibrage (réduction du déséquilibre) des éléments monophasés. Nous reviendrons dessus dans le chapitre 3.

### c) Principes des études de raccordement d'une production de puissance $\leq 36$ kVA

#### Principe

Quel que soit le réseau de distribution, le GRD procède à une étude technique pour étudier la faisabilité du raccordement de l'installation sur un départ dédié ou existant. Alors que les étapes précédentes définissent un cadre contractuel et juridique pour la demande de raccordement, nous avons de plus besoin de prévoir quel sera l'impact de ce raccordement sur le réseau de distribution. En effet, au-delà des procédures et des autorisations, le GRD doit s'assurer que le réseau de distribution respecte ses objectifs et qu'il n'y aura pas de violations de contraintes (tenue du plan de tension ; pas de dépassement de la capacité de transit ; pas de fort déséquilibre).

Toute la difficulté est de faire une étude fiable, dans un temps limité, et avec les informations (parfois incertaines) que le GRD a à disposition. Il peut alors évaluer les éventuelles modifications à effectuer, et quantifier des coûts prévisionnels. Cela passe notamment par la sélection de cas dimensionnants qui ont été choisis comme cas de référence. Pour l'insertion de PV, cela correspond à des hypothèses hautes sur la tension en amont du poste HTA/BT et sur la production, et faible sur la consommation. Ce principe est le même que pour la planification des réseaux, mais avec des données et des hypothèses différentes.

Ces questions de raccordement sont directement à l'interface avec les clients, et sont souvent confrontées à des questions de « capacité d'accueil ». En effet, avant même de faire des demandes de raccordement, il y a un intérêt important à connaître quels sont les emplacements possibles pour effectuer un raccordement à moindre coût (sans aucun renforcement a priori), ce qui peut orienter les choix des clients (soit le client a des choix d'emplacements géographiques, soit le client peut choisir d'installer ou non de la production selon les coûts de raccordement). Pour la planification, cela peut aussi permettre de mieux estimer où peuvent se développer des installations PV (et anticiper les futures demandes) et donc prévoir les évolutions nécessaires.

### Hypothèses d'études

Selon le type de raccordement (consommateur ou producteur), les études et leurs hypothèses changent. Nous indiquons dans le tableau suivant les hypothèses à prendre dans le cas d'une étude de raccordement de consommateur, ou alors du raccordement d'un producteur. On pourra entendre parler de types d'études : les études de remise à niveau du réseau (ou « délibérée »), et l'étude de raccordement du producteur proprement dite (ou « délibérée »). L'étude « forcée » répond à la demande d'un client. L'étude « délibérée » intervient lorsque Enedis évalue des investissements délibérés : cela arrive notamment suite à la détection d'une contrainte (à l'état initial, ou plus généralement lors de simulations dédiées), ou si un renforcement est nécessaire sur une ligne qui ne connecte pas directement le nouveau producteur au poste de distribution.

Tableau 2-2 : Hypothèses de calcul selon le type d'étude réalisée

Paramètre	Hypothèse de raccordement de consommateur	Hypothèse de raccordement de producteur [24]
Puissance consommée	$P_{\max} = P_{Tmb}$	20% de $P_{\max}$
Puissance produite	0%	100 % de la puissance de raccordement
Tension au primaire du poste HTA/BT	$U_n - X\%$ <sup>24</sup> , avec X calculé par Enedis	$U_n + 4\%$
Prise hors-charge du poste HTA/BT	0% - 5%	0% - 5%
Incertitude sur le poste HTB/HTA	- 1%	+ 1%
Seuil de contrainte en courant du poste HTA/BT	110% pendant 2h	110% pendant 2h
Seuil de contrainte en courant des lignes	100%	100%
Seuil de contrainte en tension au point de raccordement	+/- 8,5%	+/- 8,5% si départ mixte +/- 10% si départ de production seule

<sup>24</sup> Tension HTA minimale au primaire du poste, calculée à  $P_{Tmb}$ .

Ce tableau présente de nombreux paramètres à maîtriser dans les simulations. Les puissances consommées ont été décrites dans le chapitre précédent (cf. Chap1.III.2.2), et nous traitons plus en détails la question de la puissance produite dans la dernière partie de ce chapitre. Les hypothèses sont adaptées au type de raccordement et aux risques associés :

- Pour un consommateur, on vérifie (entre autres choses) les limites de tension basse : estimation de la tension HTA minimale au droit du poste ; incertitude basse sur la tension de sortie du poste HTB/HTA ; prise à +2,5% s'il y a aussi des producteurs sur le réseau BT étudié, sinon on choisit la prise +2,5% ou +5% en fonction de la chute de tension attendue (cf. 5.1.3 de [24]) ; marge de tension de 1,5% réservée au branchement du client.
- Pour un producteur, on vérifie les limites de tension haute : estimation de la tension HTA maximale au droit du poste (généralement « +4% ») ; prise effective si elle connue, sinon prise à 0% ou +2,5% en fonction de l'élévation de tension attendue. La marge de 1,5% pour les derniers mètres de ligne chez un consommateur est toujours valable. Par contre, en cas de départ purement producteur, elle n'est pas considérée.
- La tension de sortie du poste HTB/HTA est par défaut considérée à +4% par rapport à la tension nominale. En cas de production HTA importante, Enedis peut choisir de modifier la tension de consigne du poste source pour avoir une tension de sortie entre « +4% » et au minimum « +2% » par rapport à la tension nominale.
- Les seuils des contraintes en courant sont de 100% en régime permanent pour le poste HTA/BT et les lignes. Le poste peut de plus atteindre 110% de charge pendant 2h grâce à son inertie thermique. Pour les lignes, les seuils peuvent aussi être dépendants de la température et de la distance avec d'autres lignes/câbles.

## Déroulement de l'étude

L'étude de raccordement de producteur se déroule en 2 grandes étapes, illustrées dans la Figure 2-2 :

- Une première étape en hypothèse de raccordement de producteur :
  - o Une première fois sans le producteur demandeur : résolution des éventuelles contraintes à l'état initial (remise à niveau du réseau).
  - o Une deuxième fois avec le producteur demandeur : résolution des éventuelles contraintes causées directement par le producteur.
- Si des contraintes à l'état initial ont été détectées, une deuxième étape en étude « délibérée » est réalisée. Elle étudie le réseau initial (sans les renforcements initiaux de l'étude forcée) avec les éventuels travaux de renforcement causés par le producteur demandeur. Cette étape permet une estimation plus précise des renforcements à réaliser et complète la remise à niveau du réseau. Elle vise à connaître les éventuelles contraintes restantes sur le réseau : ces contraintes peuvent être déjà présentes à l'état initial ; ou alors apparaître sur le réseau BT à cause du producteur, mais hors du cadre de l'offre de raccordement (par exemple : apparition de contraintes sur des lignes qui ne sont pas directement entre le producteur demandeur et le poste HTA/BT).

La résolution des contraintes se fait manuellement et prend en compte les projets en cours ou en attente, ainsi que les informations communiquées par les communes et les investissements prévus à moyen/long terme. Une bonne connaissance de la réalité du terrain est souvent essentielle pour produire une étude pertinente (exemple simpliste : connaître l'agencement des rues pour placer des lignes).

On notera bien que le client peut décider à tout moment de modifier les caractéristiques de son installation, par exemple pour essayer de réduire ou éviter des coûts de renforcements s'il y a lieu. Cependant, il faut alors refaire une étude complète avec de nouveaux délais pour établir une nouvelle proposition de raccordement. À ce jour, le GRD ne peut pas proposer aux clients d'alternatives à ce qui est demandé pour le raccordement (par exemple, proposer une puissance de raccordement qui éviterait des renforcements), c'est au client de choisir d'éventuelles modifications. Ce processus côté client peut cependant être simplifié avec la mise en place de nouveaux outils. Enedis permet par exemple d'utiliser l'outil « Tester mon raccordement<sup>25</sup> » pour estimer plus rapidement l'intérêt d'un raccordement à tout emplacement de son territoire couvert.

---

<sup>25</sup> <https://www.enedis.fr/actualites/un-nouveau-service-pour-faciliter-le-raccordement>

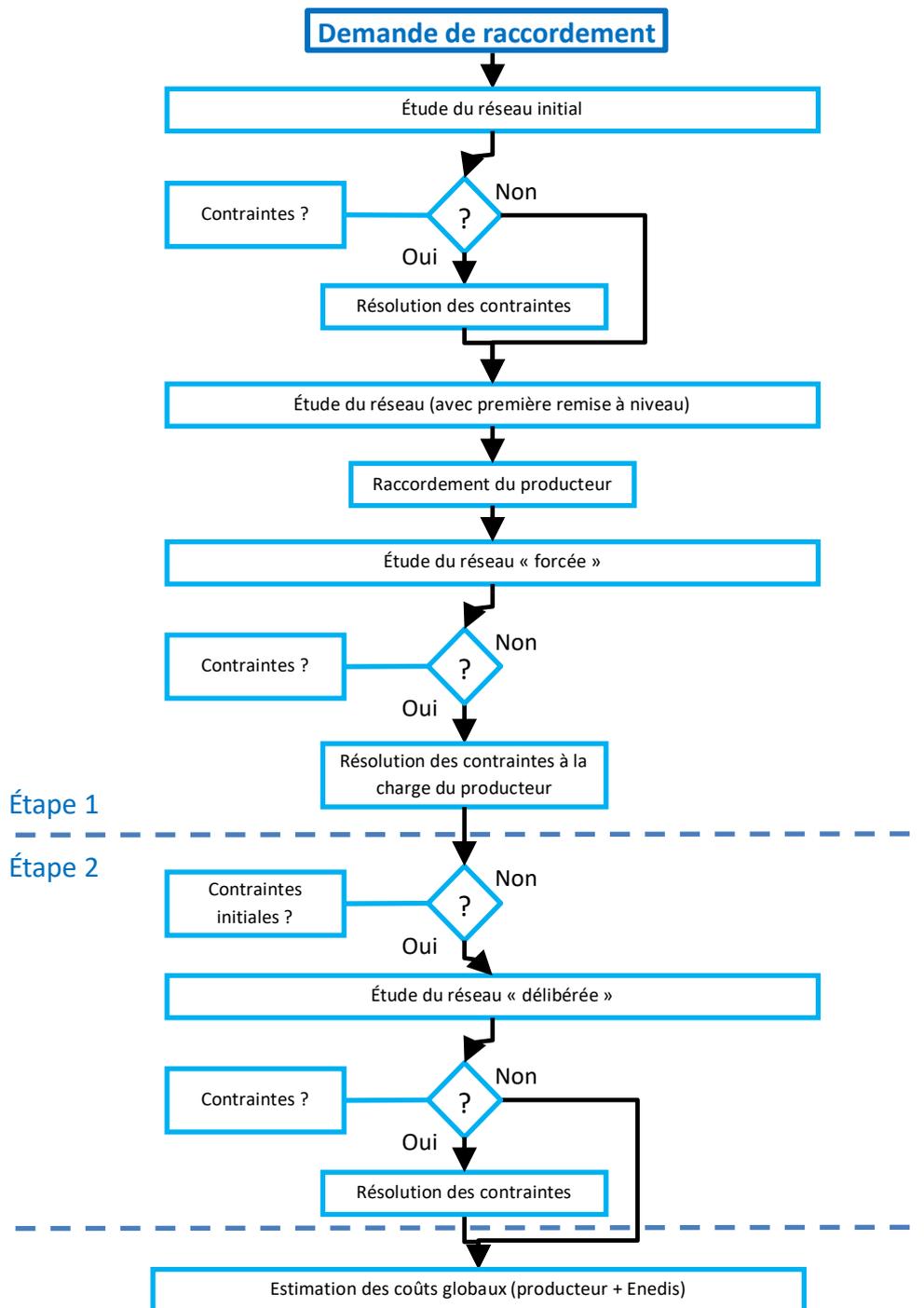


Figure 2-2 : Logigramme de la réalisation du début d'une étude de raccordement

On notera aussi la réalisation possible de deux pré-études :

- La répartition des producteurs monophasés existants : la phase est optimisée pour minimiser les chutes de tension le long des départs. Les producteurs sont placés selon leur production et l'impédance du réseau en amont.
- La répartition des producteurs monophasés sur les différents départs du transformateur.

Dans nos applications, nous ne séparons pas les études en plusieurs étapes. La détection de contraintes, ou la levée de ces dernières, se font de manière globale sur le réseau BT, sans chercher à séparer les périmètres de l'offre de raccordement. Cela n'impactera pas les calculs de coûts décrits dans le Chapitre 3. Nous retenons aussi que nous n'appliquons pas ici les deux pré-études décrites. En effet nous ne considérons pas avoir la maîtrise de la répartition des phases, ni la maîtrise de la répartition des PV dans nos cas d'études.

### III. Adaptation des modèles

Dans cette partie, nous modifions les modèles et les processus utilisés dans la partie précédente afin de pouvoir résoudre les problèmes relevés. Pour cela, nous devons d'abord créer un cadre propice à l'analyse et la modification des paramètres qui entrent en jeu lors d'un raccordement ou lors de la planification. Nous commençons donc ici une adaptation des modèles avec notamment la maîtrise de la production et de la consommation. Nous pourrions ensuite seulement nous intéresser aux problèmes. Sans encore les traiter, nous essayons d'avoir un cadre qui permet de répondre aux questions suivantes : Comment réaliser des études groupées ? Comment optimiser le raccordement des installations PV ? Comment intégrer de nouvelles solutions face à l'intégration massive de production PV ? Comment le faire en un temps acceptable ?

#### III.1. Les courbes de charges des clients BT

Dans la partie précédente, nous avons vu que nous avons besoin des puissances extrêmes de consommation et de production des différentes charges BT si nous souhaitons faire des études de raccordement (ou de planification). Dans le Chapitre 1, partie III.2.2, nous détaillons la définition de ces puissances et de certains facteurs clé.

Pour une étude de raccordement usuelle, les calculs sont réalisés pour des points de fonctionnement spécifiques représentant les « pires » conditions du réseau, c'est-à-dire pour des productions et consommations fixées (ex : maximum de consommation et production nulle). C'est suffisant pour dimensionner un réseau à un instant donné et cela permet de limiter efficacement le nombre d'études.

Cependant, il existe des incertitudes autour de ces points de fonctionnement. Afin de les lever, nous pouvons travailler avec des courbes de charge sur un intervalle de temps donné. Celles-ci permettent alors de définir la consommation ou la production de chacun des éléments BT. Nous étudions ensuite chacun des pas de temps en régime permanent et nous avons alors la possibilité de tester des solutions d'insertion.

Le fonctionnement par courbe de charge permet d'étudier :

- Plusieurs configurations de production/consommation et d'estimer des valeurs minimales et maximales de production/consommation sur le réseau BT.
- Les grandeurs cumulatives, comme l'énergie (pertes, énergie effacée, etc.) ou des compteurs (nombre de contraintes, temps d'utilisation des solutions, etc.).

- D'observer la (dé)synchronisation éventuelle des pics/creux de consommation/production. Cela peut être soit entre plusieurs éléments BT, ce qui donne des effets de foisonnement (cf. Chap1.III.3.2). Cela peut être une désynchronisation entre les creux de consommations et les pics de production : le minimum de production (PV par exemple) n'est pas forcément synchrone avec le maximum de consommation. L'aspect temporel des courbes de charge permet de le modéliser et de repérer les nouveaux points dimensionnants.

Cependant, même si l'utilisation de courbes de charge permet, en théorie, un gain important en précision, la génération des courbes est un sujet complexe et fait l'objet de nombreuses recherches (comme expliqué au Chap1.III.3.3). La génération de courbes de charge ou de production n'est pas l'un des objectifs de la thèse, mais elles restent l'une de nos données d'entrée principale. Au cas par cas, nous expliquerons l'origine de ces courbes ou leurs éventuelles modifications, mais nous ne nous focaliserons pas ici sur l'amélioration des courbes utilisées. Les courbes de charge ont toutes été transmises par les partenaires du projet SMAP et sont majoritairement confidentielles. Nous montrons ici quelques exemples anonymisés pour illustration. En tout état de cause, **nous n'avons pas la possibilité de modéliser les courbes de charges de la même façon qu'Enedis** : nous reprenons des courbes du modèle Bagheera, mais nous n'avons pas accès à plusieurs des données (niveaux de risque, foisonnement, certaines méthodes de calculs). Nous proposons ici une méthode générale et adaptée à nos besoins.

### III.1.1. Courbes de consommation

Nous avons vu dans le Chap1.III.3.3 que les courbes de consommation sont utilisées pour définir la consommation des charges BT à chaque pas de temps. Ces courbes sont sujettes à de fortes incertitudes mais tentent tout de même de définir des profils « types » de consommation pour classer les différents utilisateurs. Ces courbes types modélisent alors, en moyenne, et suivant certains niveaux de risque, la consommation des charges. Dans le cadre de SMAP, ces courbes se basent à la fois sur des scénarios de consommation, que nous définirons dans le Chapitre 3, et sur des données ou des statistiques locales.

#### a) Les courbes de charge retenues

Nous pouvons définir et utiliser plusieurs types de courbes de charge, généralement tirées de mesures réelles sur le terrain. Mais l'accessibilité à ce type de données reste difficile, et les données elles-mêmes ne sont pas forcément adaptées au périmètre étudié. Dans le cas de SMAP, nous n'avons pas pu faire un usage direct des mesures des compteurs communicants : en l'absence de suffisamment d'accords de consentement pour le relevé des consommations, nous n'avons obtenu que trop peu de données de consommation réelles (cela reviendrait à faire des études avec des consommations modélisées).

À la place, nous essayons de modéliser l'évolution de la consommation des charges BT grâce à la modification de leurs « usages ». Nous définissons ici quatre catégories d'usage qui regroupent les principales consommations d'une charge domestique :

- Le **chauffage**, qui peut être électrique (avec ou sans pompe à chaleur (PAC)) ou autre (bois, gaz, fioul, etc.).

- La production d'**eau chaude sanitaire** (ECS), qui peut aussi se faire d'après différentes technologies : chauffe-eau électrique, chauffe-eau thermodynamique (et/ou une PAC), chauffe-eau solaire, chauffe-eau autre (bois, gaz, etc.).
- La consommation d'**électricité spécifique** (ELEC SPE), qui regroupe tous les usages spécifiques de l'électricité. Cela regroupe par exemple l'électroménager (réfrigérateur, four...), les appareils électroniques (télévision, ordinateur...) ou encore l'éclairage.
- La **mobilité électrique**, avec l'ajout de la recharge d'un véhicule électrique. Il existe une grande variété de bornes disponibles avec puissances de 3 à 50kW (données disponibles sur [49]).

Pour des charges non domestiques, nous n'avons pas défini d'usages en particulier (par manque de données). Nous utiliserons des courbes de consommation spécifiques à ces types de charge.

Au total, nous avons donc les courbes suivantes :

- Les courbes de charge « dimensionnantes » des clients, obtenues via le logiciel Bagheera et la base de données d'Enedis (cf. Chap1.III.3.2). Les courbes sont au pas de temps 10min et datent de mai 2016. Ces courbes comprennent la consommation initiale pour le chauffage et l'ECS, ainsi que la consommation électrique spécifique. Nous avons deux types de courbes Bagheera :
  - Les courbes à  $P_{Tmb}$ , que nous considérons comme base « hiver »
  - Les courbes à 20% de  $P_{Tmb}$ , que nous considérons comme base « été »

Nous ajoutons aussi les courbes « 60% de  $P_{Tmb}$  » en faisant la moyenne des deux courbes précédentes. Nous les considérons comme courbe de base pour les saisons de transition (linéaire) « Printemps » et « Automne ».

- Les courbes de consommations pour différents types de chauffage :
  - Un chauffage électrique
  - Une PAC pour le chauffage
- Les courbes de consommation pour différents type d'ECS :
  - Une ECS chauffée à l'électricité
  - Une PAC spécifique pour l'ECS
  - Une ECS par chauffage solaire. La consommation électrique indiquée est le chauffage d'appoint en cas d'ensoleillement insuffisant.
- Les courbes de consommation de VE :
  - Une borne de recharge électrique (puissance modifiable selon les données)

Grâce aux courbes de base et aux courbes d'usage, nous calculons aussi de nouvelles courbes de charge afin de modéliser des changements d'usage. Ces courbes de charge sont alors **une combinaison linéaire** des courbes précédentes et sont calculées pour chaque charge selon les paramètres et les hypothèses d'étude. Les coefficients de la combinaison linéaire sont calculés avec des « probabilités d'occurrence » par usage, que nous détaillons dans le Chapitre 3.

## b) Algorithme de génération de courbes de charge

Nous expliquons ici la méthode utilisée pour générer aléatoirement de nouvelles courbes de charges. Nous utilisons l'algorithme de la Figure 2-3 :

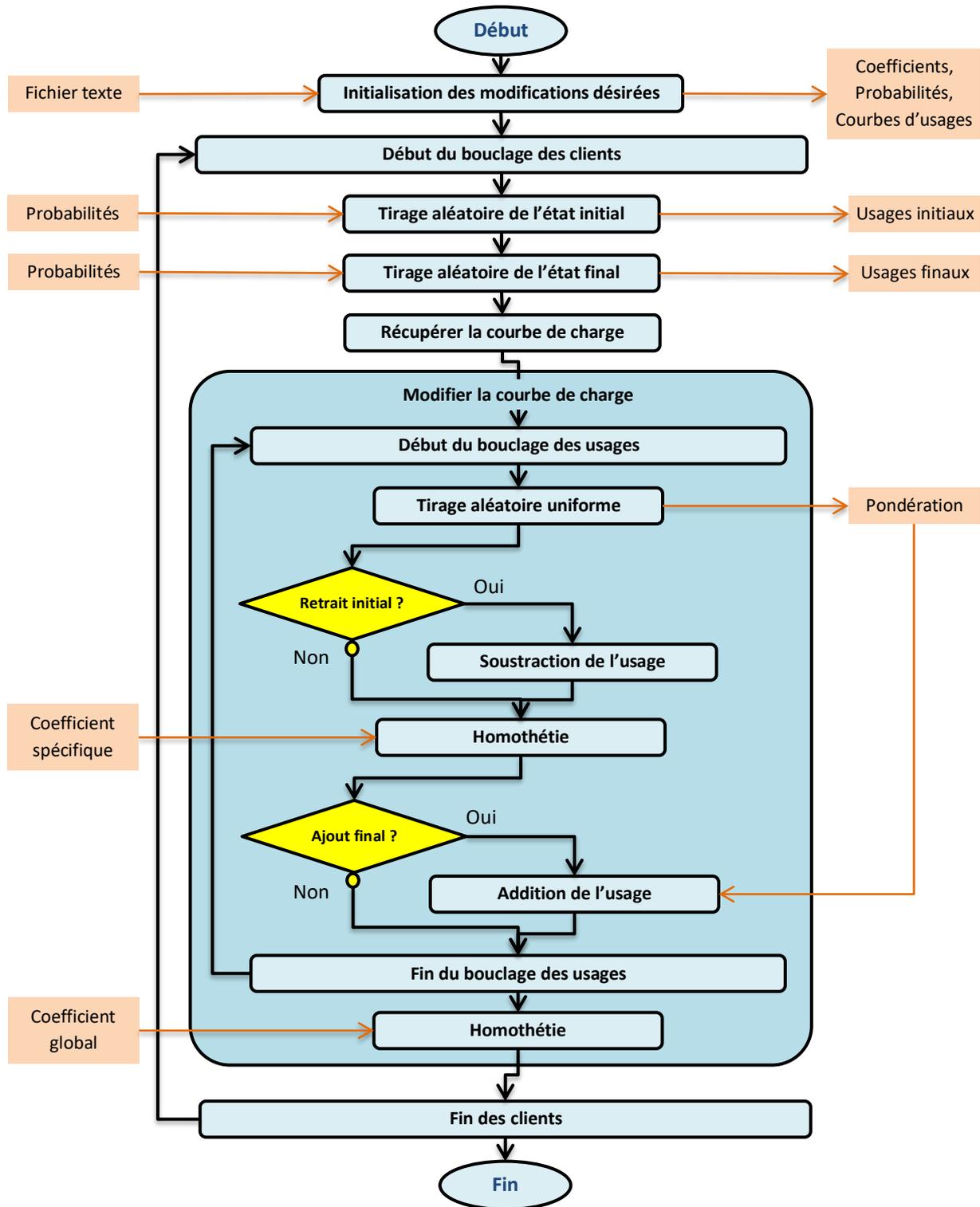


Figure 2-3 : Logigramme de l'algorithme de modification des courbes de charge de consommation. En bleu : actions ; En rouge : paramètres ou variables ; En jaune : booléens.

En amont de l'algorithme, nous devons :

- Importer depuis un fichier texte d'initialisation les données et paramètres pertinents : choix des usages, coefficients à utiliser et divers paramètres d'initialisation. Ce fichier texte générique regroupe aussi la majorité des paramètres de simulation.

Puis, pour chaque client sur le réseau :

1. Faire un tirage aléatoire. Nous obtenons :
  - a. Les usages initiaux. Nous considérons que ces usages sont inclus dans la courbe de base.
  - b. Les usages finaux. S'il y a une différence avec les usages initiaux, cela définit les ajouts et retraits d'usages à effectuer.
2. Récupérer la courbe de charge de base de cette charge.
3. En option : faire un tirage aléatoire uniforme entre 0 et 1 pour chaque usage (soit 7 tirages en tout, ou 8 tirages avec la mobilité électrique).
4. Générer la nouvelle courbe de charge :
  - a. Soustraire à la courbe initiale les usages initiaux qui sont modifiés. Les éventuelles valeurs négatives sont ramenées à 0.
  - b. Appliquer le coefficient d'électricité spécifique à la courbe résultante.
  - c. Ajouter les nouveaux usages. En option : pondérer les valeurs entre des valeurs minimales et maximales
  - d. Appliquer l'éventuel coefficient global à la courbe résultante.
5. Fin : Passage au traitement du client suivant.

### Exemple 1 : Chauffage & ECS non électrique avant et après modification ; Coefficient de 60% pour l'électricité spécifique

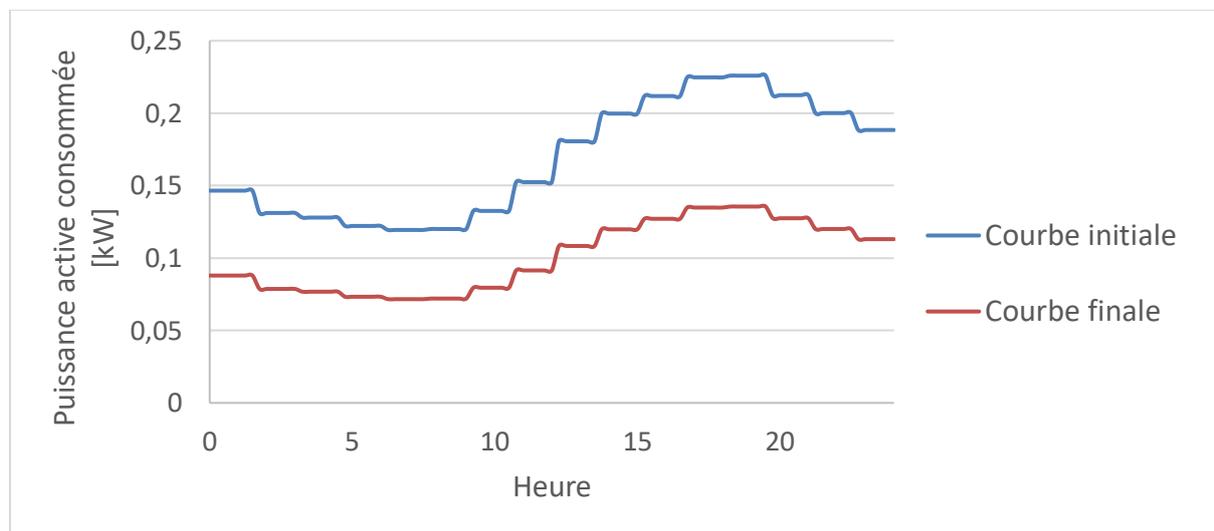


Figure 2-4 : Courbes de consommation d'une charge BT sans changement d'usage - Automne Jour Férié

Nous modifions dans cet exemple la consommation d'un client des Haies pour une journée fériée en automne. La courbe finale est ici une simple homothétie de la courbe initiale (aucun retrait ni ajout d'usage). On observe en même temps la faible consommation générale de ce client (cas assez classique des Haies).

**Exemple 2 : Chauffage & ECS non électrique en 2016 ; Chauffage & ECS non électrique avec ajout d'une PAC en 2050 ; Coefficient de 60% pour l'électricité spécifique**

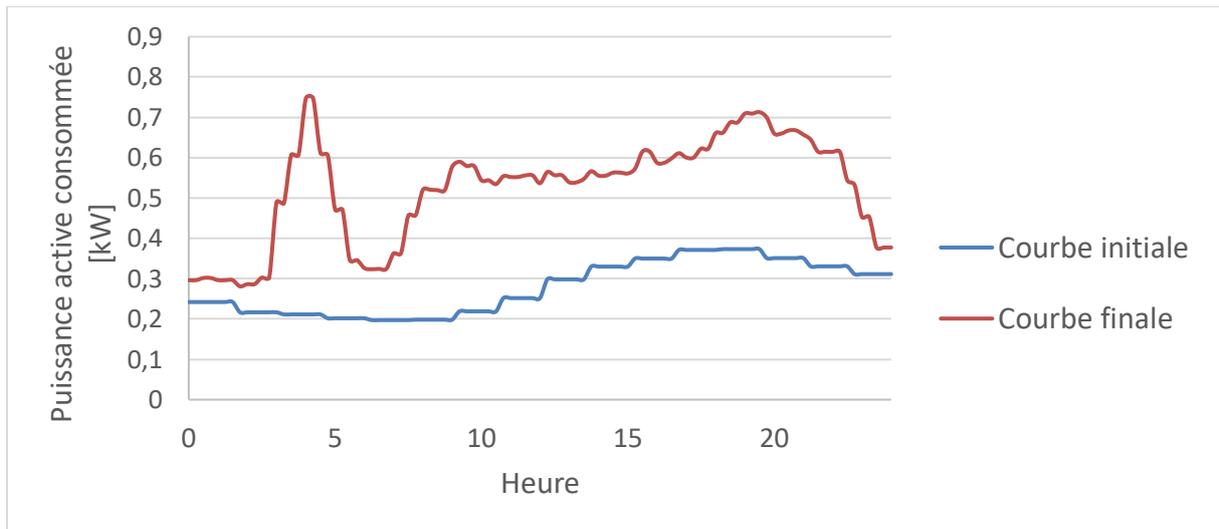


Figure 2-5 : Courbes de consommation d'une charge BT avec changement d'usage - Automne Jour Férié

Dans ce second exemple, nous reprenons la même courbe initiale. Cette fois encore, la courbe finale comporte une homothétie de la courbe initiale à laquelle on ne soustrait aucun usage. Puis on ajoute une pompe à chaleur de puissance fixe, dont un exemple est la courbe suivante :

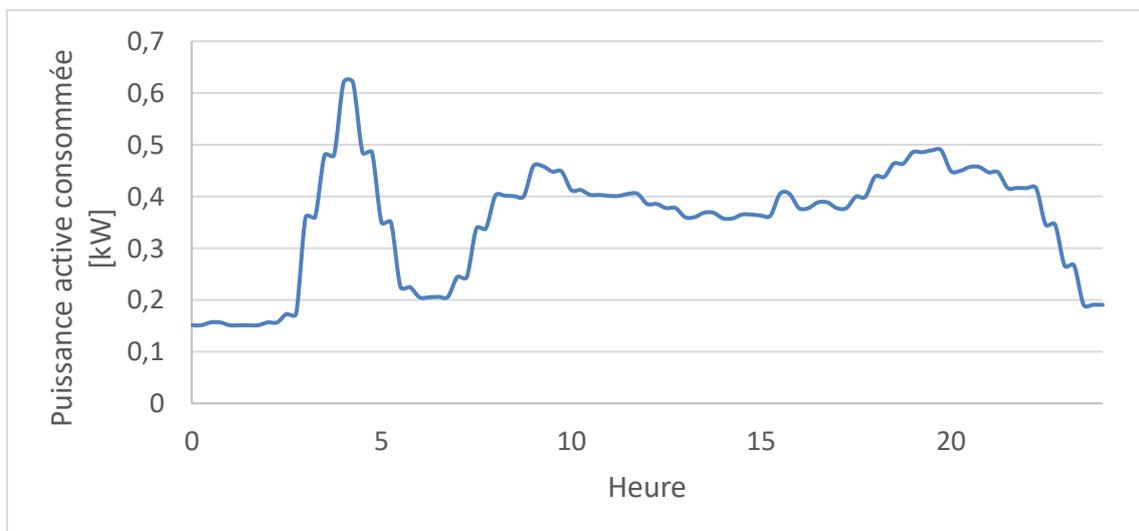


Figure 2-6 : Exemple de courbe de charge d'un usage : la pompe à chaleur - Automne Jour Férié

Nous noterons que les courbes de charges générées sont généralement aléatoires. Ceci reflète les incertitudes inhérentes à la consommation estimée. Afin d'étudier l'impact de la consommation correctement, il est important d'étudier l'influence de ses aléas sur les résultats. C'est pour cette raison qu'il sera nécessaire dans la suite de cette thèse de faire plusieurs tirages aléatoires pour vérifier la cohérence des résultats.

### III.1.2. Courbes de Production PV

#### a) Les types de courbes

De la même façon que pour la consommation, nous utilisons des courbes de production pour représenter la production décentralisée au cours du temps. Dans le contexte de SMAP, nous nous focalisons sur de la production photovoltaïque (PV). De nombreuses études cherchent spécifiquement à prédire le productible PV pour une installation donnée [1], [50]–[52]. Là encore nous rappelons que nous ne cherchons pas à détailler les courbes de production en elles-mêmes., mais nous nous intéressons beaucoup aux valeurs dimensionnantes.

Ces courbes d'entrée ont aussi été transmises par les partenaires du projet. Nous disposons des années complètes de production relative de 2007 à 2017, avec des orientations de 90° (plein est) à 270° (plein ouest) par pas de 5°. Nous utilisons ces données pour créer différents profils de production. Par exemple, nous pouvons définir 4 courbes moyennes (1 par saison) par année disponible, soit 11 fois 4 courbes de production moyenne à notre disposition. On calcule pour cela une journée moyenne, dont chaque pas de temps est la moyenne des mêmes pas de temps des autres journées de la saison (exemple : la valeur à 12:00 de la courbe moyenne « été 2008 » est une moyenne de toutes les valeurs à 12:00 des courbes classifiées « été 2008 »). Nous pouvons aussi définir des courbes de maximums de production entre 2007 et 2017 et observer les variations par an et par orientation.

Selon les paramètres et leur éventuelle sensibilité, nous pouvons être amené à utiliser plusieurs types de courbe de charge ou de production. Si nous souhaitons tester un panel de courbes avec des productions variées (par exemple pour trouver des cas qui permettent de dimensionner les ouvrages du réseau), nous avons par exemple des productions par saison :

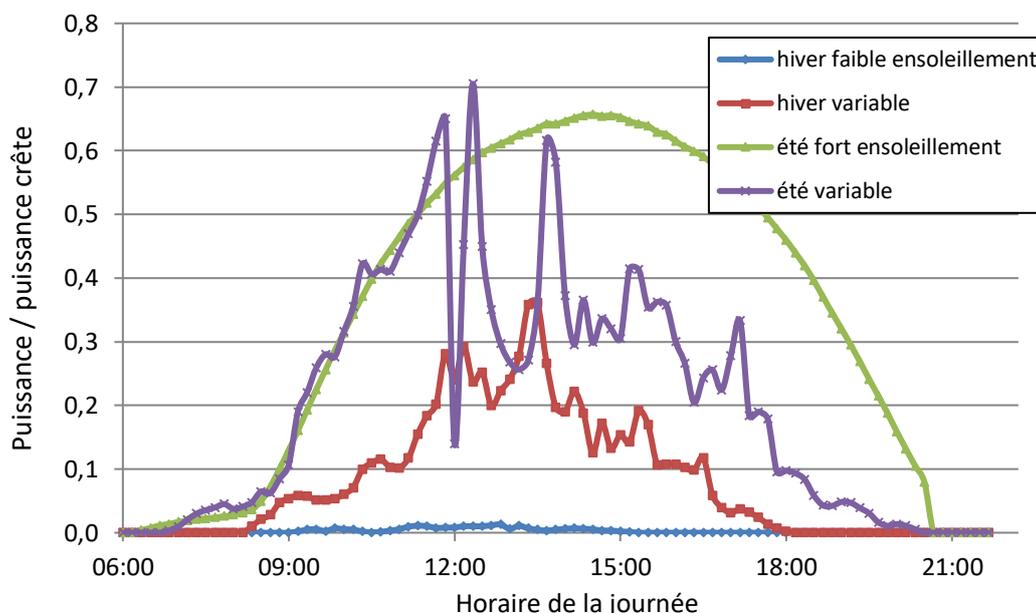


Figure 2-7 : Exemple de profils de production PV mesurés dans la commune des Haies

Nous noterons que, contrairement aux courbes de base de la consommation, nos courbes de production sont différentes d'une saison à l'autre, y compris pour les saisons printemps et automne. Ceci justifie nos calculs sur l'ensemble des quatre saisons (tant que les données sont disponibles).

## b) Algorithme d'activation du gisement PV

Le but est d'activer la production PV par rapport à un objectif de production prédéfini. Cela se traduit ici par le suivi d'un objectif de production en énergie ou en pourcentage du gisement disponible. L'algorithme est représenté par le logigramme de la Figure 2-8.

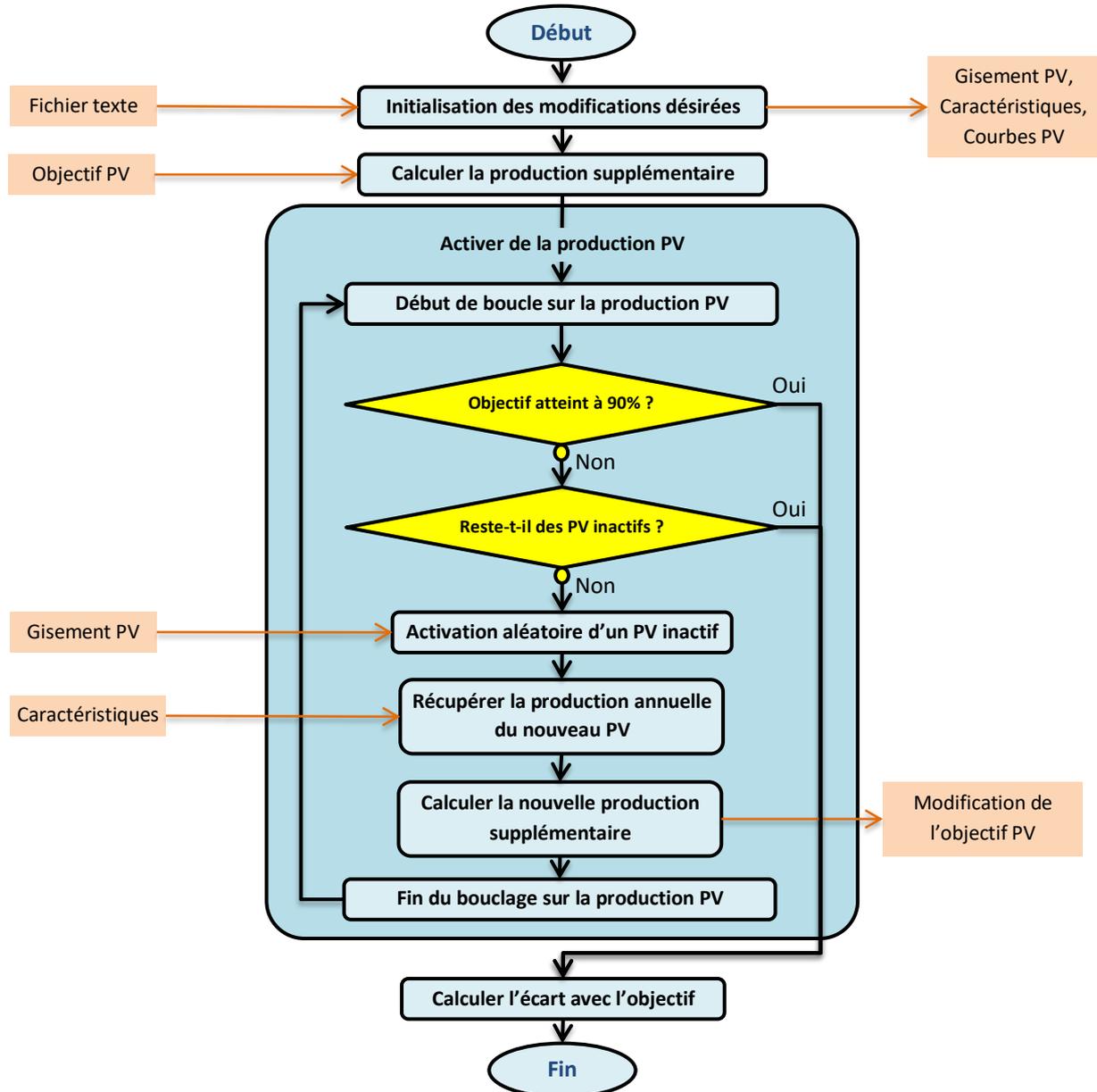


Figure 2-8 : Logigramme de l'activation du gisement PV. En bleu : actions ; En rouge : paramètres ou variables ; En jaune : booléens.

En amont de l'algorithme, nous devons :

- Placer tout le gisement inactif.
- Initialiser et enregistrer, pour tous les PV, ses caractéristiques : puissance de raccordement, orientation, énergie produite annuelle.
- Copier dans un dossier du projet les courbes de production communes aux installations (au moins une par orientation).

Puis :

1. Calculer l'objectif de production à suivre. On peut le définir en énergie, en pourcentage du gisement disponible, ou même en fonction de l'insertion PV désirée.
2. Activer aléatoirement un PV inactif :
  - a. Récupérer la production annuelle du PV
  - b. Si la somme des productions annuelles des PV activés cette année dépasse 90% de l'objectif<sup>26</sup>:
    - i. Passer à l'étape suivante
    - ii. Sinon : s'il y a encore des PV inactifs, reboucler sur 2. Sinon, passer à l'étape suivante.
3. Calculer l'écart avec l'objectif et l'enregistrer.
4. Fin.

Une fois le gisement placé aléatoirement et activé, il reste encore à calculer et à attribuer une courbe de production à chacun des PV, selon leurs spécificités éventuelles (orientation, puissance, etc.).

#### **Précisions sur l'implémentation dans PowerFactory :**

Par défaut, l'intégralité du gisement PV évalué d'un réseau est placé dès l'initialisation d'un réseau<sup>27</sup>. Il est cependant placé « inactif », c'est-à-dire que l'élément n'est pas considéré dans les calculs. Les caractéristiques suivantes sont immédiatement fixées : emplacement, puissance de raccordement, énergie annuelle attendue, orientation. D'autres caractéristiques seront fixées au moment de l'activation : courbe de production, type de raccordement, phase de raccordement, puissance active ou réactive.

## **III.2. Notre application à SMAP**

Nous appliquons dans cette partie les modèles décrits aux données du projet SMAP, pour les deux périmètres « Haies » et « CCRC ».

### **III.2.1. Application des études de raccordement**

#### **Hypothèses**

Pour nos études de raccordement de production PV, nous reprenons la majorité des hypothèses en fonction des données disponibles. En complément des données du Chapitre 1, nous avons donc les points suivants :

- Nous utilisons soit les estimations de tension HTA minimales et maximales de chaque poste HTA/BT, soit une tension HTA fixe à +4%. Les estimations HTA sont transmises par Enedis pour les réseaux BT étudiés (à jour en octobre 2018).

---

<sup>26</sup> Ce seuil a été fixé pour compenser les dépassements des ajouts discrets de production PV. On verra plus tard qu'elle permet d'obtenir une médiane des productions calculées proche de l'objectif initial.

<sup>27</sup> Cela facilite énormément l'implémentation et évite de manipuler un grand nombre de fois les PV.

- Nous utilisons par défaut les prises +2,5% des postes HTA/BT, sauf dans le rare cas où ces prises sont connues (deux postes des Haies).
- Nous considérons de base que tous nos départs sont mixtes, notamment car nos installations sont sur toiture et vraisemblablement au même nœud qu'un consommateur.

### **Raccordement de consommateurs :**

Pour le périmètre des Haies, nous avons les hypothèses suivantes :

- On ne considère que des charges résidentielles ;
- On ne considère que les changements d'usage qui impactent la consommation électrique. À savoir :
  - Les modifications de type de consommation pour le chauffage ou l'eau chaude sanitaire (ECS). Par exemple : le passage d'un chauffage au gaz pour un chauffage électrique, ou l'installation d'une Pompe à Chaleur (PAC) ;
  - Éventuellement le développement des Véhicules électriques (VE) et de la climatisation.

Pour le périmètre CCRC, nous considérons les mêmes changements d'usages, mais nous avons tout type de charges.

### **Raccordement de Producteurs :**

La production PV suit son propre jeu d'hypothèses et est traitée différemment des charges :

- On ne considère que du PV sur toiture (pas de grande centrale au sol – et uniquement sur la toiture d'un « client ») ;
- L'échelle considérée est suffisamment petite pour que tous les PV produisent suivant une même courbe relative : à puissance de raccordement égale, les PV de même caractéristiques produisent la même chose. La puissance de raccordement, cependant, reste propre à chaque PV, par exemple selon l'orientation des panneaux et les éventuelles solutions appliquées. Si on ne considère pas de variation dans l'orientation des PV, on ne garde que l'orientation plein sud.
- Si l'orientation des PV est prise en compte, les PV de même orientation ont leurs propres courbes minimales, maximales et pondérées (une pour chaque angle considéré).

De plus, contrairement aux charges, les PV ne sont pas tous présents dès le début des simulations. Il faut les ajouter dans le réseau des Haies, en plus de l'éventuelle production PV déjà existante, en fonction du gisement identifié.

### **Tableaux de couleurs**

Grâce à ces hypothèses, nous pouvons déjà simuler des raccordements par points de fonctionnement, c'est-à-dire à production et consommation fixe. Nous étudions ici un cas particulier d'insertion PV qui met en évidence une contrainte en tension haute sur l'un des réseaux des Haies. La Figure 2-9 illustre les résultats obtenus pour l'insertion d'une centrale monophasée de 3 kVA en bout de ligne du réseau 2. La phase (choisie arbitrairement) est la phase B.



## Réseau anonyme avec insertion mono-point de PV

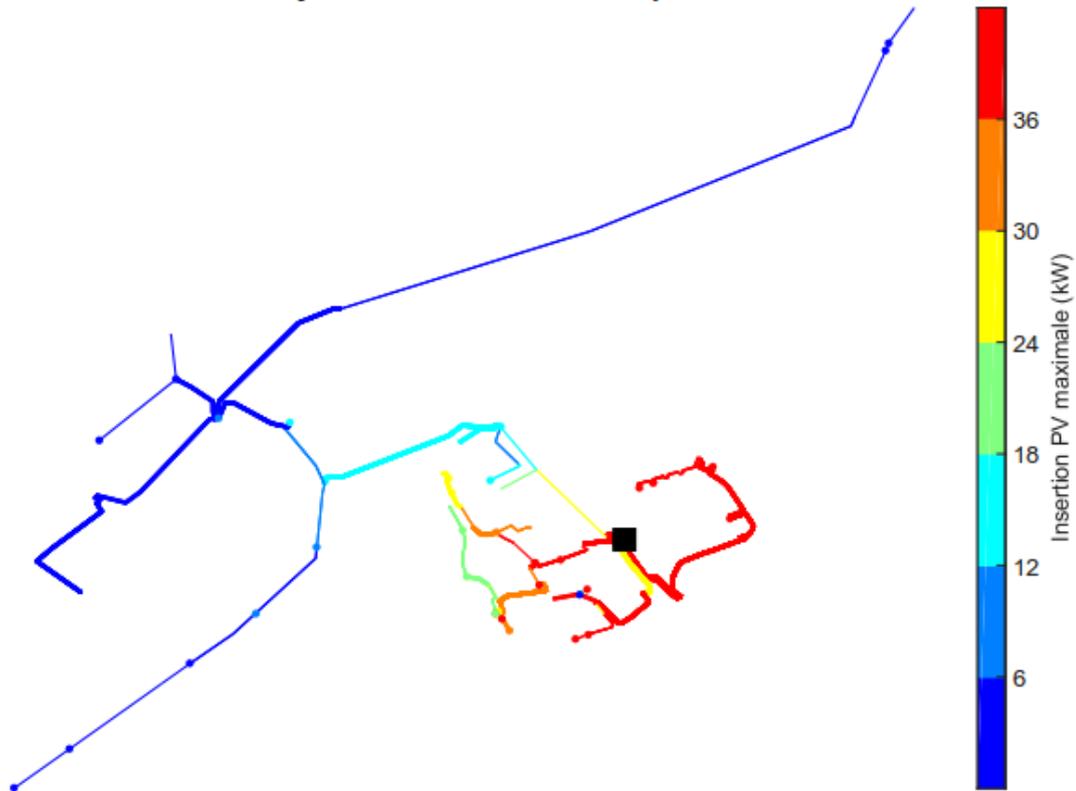


Figure 2-10 : Exemple de calcul de capacité d'accueil pour l'insertion mono-point d'une installation PV dans un réseau de distribution BT. Le carré noir représente le poste de distribution HTA/BT.

Nous avons sur cette figure la représentation d'une évolution classique de capacité d'accueil. Pour l'insertion d'une seule installation supplémentaire PV à la fois, nous testons tous les emplacements du réseau pour trouver la quantité maximale qu'il est possible d'insérer avant contraintes. Avec les hypothèses fixées, nous avons sur ce réseau entre 0 et 36 kVA possible selon l'emplacement : une faible capacité en bout de ligne (à cause de fortes chutes de tension), et à l'inverse une plus forte insertion près du poste HTA/BT (moins de chute de tension, et une capacité de transit suffisante).

On notera bien qu'il s'agit d'un calcul pour un seul PV. La représentation serait tout autre pour l'insertion d'un PV supplémentaire, ou encore différente pour une étude groupée. Bien que ce ne soit pas abordé ici, il est tout à fait possible de réfléchir sur un calcul de capacité d'accueil pour plusieurs PV, mais avec une réflexion à avoir sur les plages possibles de variations de puissance et le nombre de PV à étudier (dès deux installations, le nombre de combinaisons de placements et de puissances peut rapidement fortement augmenter le nombre de calculs nécessaires). **Nous nous concentrerons davantage dans cette thèse sur les calculs technico-économiques, et moins sur l'évaluation des capacités d'accueil ou sur les niveaux d'insertion.**

### III.2.3. Élargissement géographique du périmètre

Avec les simulations développées dans le cadre de SMAP, nous avons tous les éléments désirés pour étudier le réseau BT du village des Haies. Cependant, le village des Haies ne comporte que six réseaux BT. Leurs topologies sont très différentes, ce qui affecte beaucoup les résultats obtenus et ne permet aucune généralisation pour d'autres réseaux BT, et il serait hasardeux de le faire.

Pour aborder ce problème de répliquabilité, nous proposons une généralisation géographique des résultats. Nous passons de l'échelle du village des Haies à l'échelle de l'ancienne Communauté de Communes de la Région de Condrieu (CCRC) avec 195 réseaux BT. Ceci apporte de nombreux avantages :

- Fiabilisation des résultats obtenus aux Haies
- Observation de la répliquabilité des résultats à une autre maille. Dans tous les cas, les résultats restent à considérer dans leur contexte d'étude (par exemple : réseaux très majoritairement ruraux).

Pour les périmètres de la Communauté de Communes de la Région de Condrieu (CCRC), de la même façon, on ne considère que les modifications d'usages qui changent la consommation électrique. Sur ce périmètre par contre, nous devons considérer des charges de tout type.

Pour la production, nous avons des hypothèses similaires au périmètre SMAP, à savoir :

- Nous utilisons l'estimation par Hespul du gisement PV disponible sur l'ensemble de la CCRC, soit plus de 6000 installations possibles estimées entre 1,5 et 755 kWc. En énergie, nous avons une répartition du gisement PV qui va de 0% à 3,7% du gisement total selon le réseau étudié (pour une médiane à 0,35%).

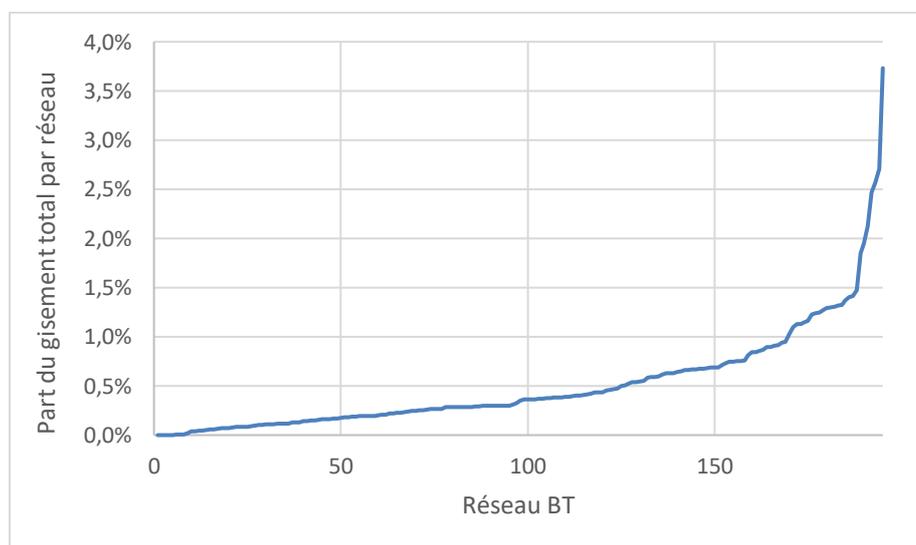


Figure 2-11 : Monotone croissante des parts du gisement total PV calculé sur le périmètre CCRC

- Les installations sont au maximum à 150 m de leur point de livraison. De plus, en BT, on ne peut pas installer plus de 36 kWc par installation.
- Nous disposons des données de tension HTA utilisées par Enedis pour les études de raccordement de producteurs, ainsi que pour des études à  $P^*_{max}$  (même contexte que pour le périmètre SMAP).

Ce riche contexte nous permet une grande maîtrise de l'environnement d'études, et nous pouvons donc modéliser et comparer un grand nombre de solution d'insertion. La partie III.3 suivante en est un exemple.

### III.3. Exemple d'application : impact de l'incertitude de la production maximale en BT sur l'estimation de l'insertion PV

Grâce aux modèles et méthodes développés dans le cadre de SMAP, il nous est possible d'évaluer la sensibilité ou l'impact d'un très grand nombre de paramètres ou de solutions d'insertion. Les solutions dans leur ensemble seront détaillées dans le Chapitre 3. Nous proposons ici une illustration de notre méthodologie via l'évaluation de l'impact d'un paramètre clé de l'insertion PV : la « puissance maximale » des installations.

#### III.3.1. Modélisation de la production PV

Nous nous intéressons ici aux estimations de production PV, et notamment à la puissance maximale à considérer afin de dimensionner correctement le réseau électrique. En temps normal, nous utilisons une puissance maximale «  $P_{max}$  » qui représente la puissance maximale que peut produire l'installation photovoltaïque complète. Cette valeur est usuellement toujours considérée parfaitement précise, même si la production journalière effective peut beaucoup varier.

Dans cette partie, nous étudions l'impact de l'imprécision sur l'estimation de puissance sur les études de raccordements.

##### a) Définitions

Le GRD définit trois notions de « puissance » distinctes d'après [53], dont les valeurs peuvent être différentes.

#### La puissance maximale produite « $P_{max}$ »

Tout d'abord, nous devons définir précisément ce qu'est la «  $P_{max}$  » et expliquer son évaluation et de fait les imprécisions qui en résultent. Nous avons :

La «  $P_{max}$  » est le maximum de production que peut atteindre l'installation PV complète à considérer, en fonction de ses caractéristiques propres et de ses conditions de fonctionnement.

Spécifiquement pour de la production PV en BT en France, on peut parler indistinctement de la puissance active maximale  $P_{max}$  (en kW) de l'installation ou de sa puissance apparente maximale  $S_{max}$  (en kVA). En effet, la production PV en BT n'a actuellement (juin 2019) pas le droit de produire ou de consommer de la puissance réactive. En HTA, les centrales PV doivent respecter des profils spécifiques en puissance actives et réactives [21].

Cependant, l'article 1 de [54] indique que pour la BT « **La puissance de raccordement est donnée directement par le client en kVA à 0,1 kVA près, telle que la puissance en kVA reste inférieure à la puissance en kWc** ». Cette puissance de raccordement est ensuite utilisée pour les études de raccordement de l'installation PV même, ainsi que pour d'autres installations qui viendraient plus tard dans la file d'attente. On notera aussi qu'en présence de plusieurs installations PV, on ne considère aucun coefficient de foisonnement, c'est-à-dire que par défaut nous considérons les productions PV parfaitement synchronisées (par exemple à midi). Nous avons donc sur un même réseau BT une estimation du maximum de production en tant que somme des puissances de raccordement.

Pour mieux comprendre la source des incertitudes, nous devons revenir sur ces points :

- La confusion entre les puissances. Il existe trois puissances distinctes à séparer : la puissance maximale produite (en kVA), la puissance de raccordement (en kVA), et la puissance crête (en kWc).
- L'évaluation de la puissance maximale par le client, qui dépend de paramètres complexes.

### La puissance de raccordement « $P_{racc}$ »

Cette puissance peut facilement être confondue avec la  $P_{max}$ , mais ne représente pas la même chose. Nous pouvons définir simplement la puissance de raccordement «  $P_{racc}$  » :

La «  $P_{racc}$  » est la puissance contractuelle maximale que veut pouvoir injecter le producteur sur le réseau de distribution.

Typiquement, un producteur veut assurer l'injection de sa production PV sur le réseau électrique pour éviter des pertes de productible. Le client peut donc demander à avoir  $P_{max}$  comme puissance de raccordement, notamment pour des producteurs PV qui ont choisies la revente en totalité (toute la production PV est injectée dans le réseau).

Pour des clients en autoconsommation par contre, l'injection de puissance est en « surplus » et peut tout à fait être définie comme inférieure à la  $P_{max}$  de l'installation PV. C'est au client de s'assurer du dimensionnement correct de ses installations pour respecter la puissance de raccordement (qui est contractuelle).

En théorie, nous devrions avoir :

$$P_{racc} \leq P_{max,estimée} \quad (2-1)$$

En pratique, il n'y a pas d'obligations et nous n'avons aucune certitude sur la véracité de l'inégalité (l'inverse peut donc être vrai).

On notera les points suivants :

- La  $P_{racc}$  demandée est à l'initiative du client, d'après ses propres estimations de puissance (via son installateur). Les seules limitations en BT sont d'avoir au maximum 6kVA en monophasé et 36 kVA en raccordement triphasé. Le GRD peut éventuellement vérifier la cohérence en demandant  $P_{racc}$ , qui est utilisée pour les calculs électriques, ainsi que la  $P_{max}$  estimée et la puissance crête des installations PV.

- Le producteur n'a généralement pas intérêt à demander  $P_{racc} < P_{max}$ , au risque de devoir écrêter de la production. L'hypothèse classique «  $P_{racc} = P_{max}$  » pour de l'injection en totalité reste le cas le plus probable.

### La puissance crête « $P_{crête}$ »

Le client, l'installateur et le GRD ont connaissance de la puissance crête «  $P_{crête}$  » de l'installation PV. Cette puissance est une des caractéristiques propres de chaque installation et est une image de la  $P_{max}$  dans des conditions particulières. Ces grandeurs sont généralement différentes et ne devraient pas être confondues ni utilisées à la place de l'autre. En effet, nous avons cette définition :

« En photovoltaïque, la puissance-crête ( $P_{crête}$ ) est la puissance théorique (exprimée en watt crête Wc) que peut produire un module PV, dans des conditions standard de test (STC) : ensoleillement nominal de 1000Watt/m<sup>2</sup> ; incidence normale du rayonnement (midi solaire) ; AM=1,5 ; de température (25°C). » [55]

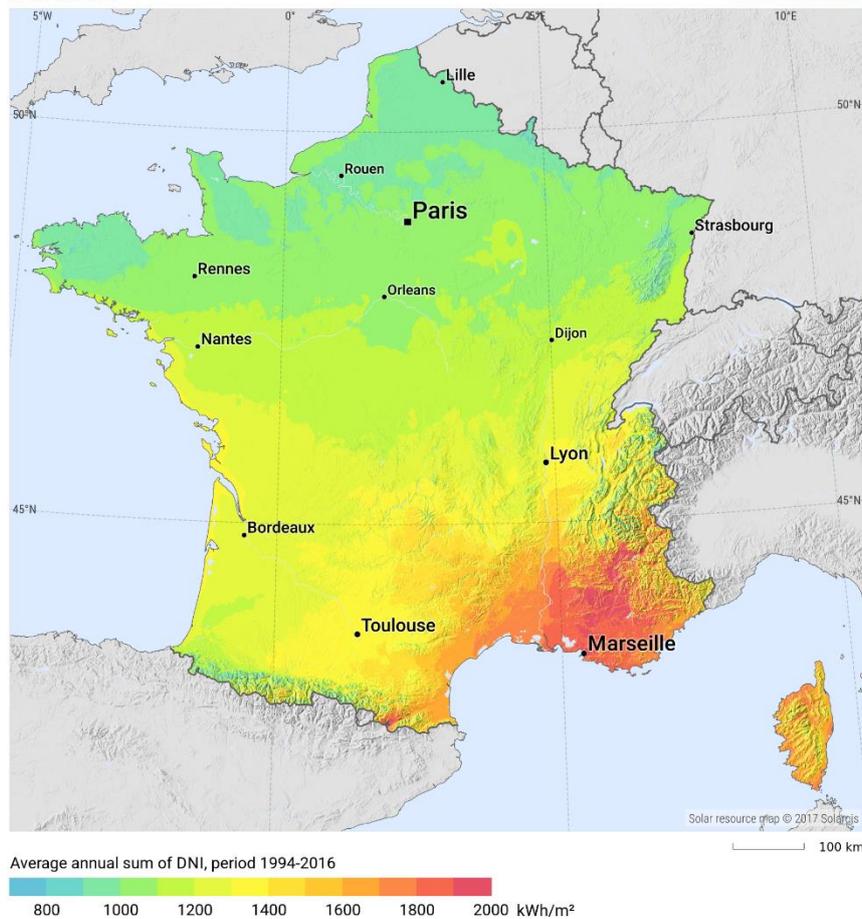
La puissance crête est donc surtout une puissance théorique calculée dans des conditions standardisée (*Standard Test Conditions* ou STC) et qui ne concerne que les modules PV :

- Une irradiance (éclairage énergétique) de 1000Watt/m<sup>2</sup>, ce qui est une valeur possible en France. C'est cependant inégal et sa valeur maximale dépend beaucoup de la situation géographique, comme l'illustre la Figure 2-12 : on compte en moyenne une production annuelle en France autour de 1090kWh/an au Nord-Pas-de-Calais, contre plus de 1640kWh/an à Nice.

**DIRECT NORMAL IRRADIATION**

**FRANCE**

**SOLARGIS**



**Figure 2-12 : Carte de l'irradiation annuelle moyenne en France de 1994 à 2016.**

Source : Solar resource map © 2019 Solargis.

- Une incidence normale du rayonnement, avec une inclinaison de 45° et une orientation plein sud. L'incidence normale est atteinte au midi solaire en Europe (autour de 13h en été).
- Une Masse d'air ou épaisseur d'atmosphère AM = 1,5 : on considère 1,5 atmosphère à traverser avant d'atteindre le niveau de la mer, ce qui est la grandeur type dans toutes les régions tempérées.
- Une température du module de 25°C. La température de module est généralement bien supérieure à la température ambiante (jusqu'à 80°C selon les modèles pour un fort ensoleillement).

La puissance crête est une puissance théorique utilisée pour la comparaison des performances de modules PV, ou pour l'évaluation de gisement PV ou encore estimer rapidement les surfaces de panneaux installées. Il est important de la calculer, et le GRD peut s'en servir pour vérifier les caractéristiques de l'installation. Cependant, en aucun cas cette puissance ne devrait être utilisée directement comme  $P_{max}$  ou comme  $P_{racc}$ . On notera de plus que cette puissance ne comprend pas les caractéristiques complètes d'une installation (aucun onduleur). Dans la mesure où le GRD n'a pas comme mission officielle d'être un expert en production PV, on ne s'attend pas à ce qu'il puisse vérifier avec précision la puissance donnée. Enedis impose par exemple :

$$P_{racc} \leq P_{crête} \quad (2-2)$$

## b) Notion d'incertitudes sur l'évaluation de la $P_{max}$

Dans tous les cas, la véritable  $P_{max}$  d'une installation complète donnée reste complexe et fait le sujet de nombreuses recherches [1], [50], [52]. Sans chercher à détailler, nous souhaitons, pour mieux comprendre, identifier et quantifier les sources d'incertitude dans le calcul de la  $P_{max}$ .

La puissance initiale est celle, fixe, produite par le soleil. Ensuite, l'énergie est progressivement perdue avant d'être finalement injectée dans le réseau électrique, ce que nous illustrons dans la Figure 2-13. Nous distinguons ici quatre catégories distinctes :

- L'environnement, qui est l'influence la plus importante, mais aussi la plus complexe à évaluer avec précision. Cela comprend aussi bien l'heure du jour que la nébulosité, ainsi que tous les paramètres externes à l'installation PV. Nombre de ces paramètres tendent à évoluer plus ou moins fortement avec le temps (jour/nuit, saisons, climat, etc.). Face à cette complexité, une solution est d'essayer de mesurer directement l'ensoleillement, par exemple avec des pyranomètre [56].
- Le module PV. Les modules classiques sont en silicium polycristallin, mais de nombreuses technologies existent et possèdent des caractéristiques différentes. Pour le PV classique, le rendement est usuellement entre 10% et 20%, avec une sensibilité assez forte à la température et à l'usure, d'où un effet temporel supplémentaire.
- L'onduleur, qui possède ses propres caractéristiques. Le rendement de l'onduleur est aussi sensible au point de fonctionnement et à la température. Son dimensionnement est essentiel pour une installation PV puisque sa puissance nominale «  $P_{n, Onduleur}$  » est classiquement utilisée comme puissance de raccordement. Un sous-dimensionnement par rapport à la  $P_{max}$  peut être intéressant pour diminuer le coût d'investissement en sacrifiant des pics de production (s'ils sont estimés peu probables). Un surdimensionnement peut être intéressant pour assurer l'injection de tout le productible et pour essayer de bénéficier du maximum de rendement de l'onduleur. Le surdimensionnement offre de plus une marge de manœuvre plus grande pour utiliser un pilotage en puissance réactive de l'onduleur.

Et enfin, les autres contrôles ou utilisations : autoconsommation, stockage, pilotage en actif ou en réactif, etc. Cette fonction comprend sa propre complexité, en plus de l'estimation de la  $P_{max}$ .

L'estimation de la  $P_{max}$  est peu cadrée et dépend beaucoup de la qualité des études amont, ou encore de la volonté du client ou de l'installateur. En résumé, selon les cas de figures, nous pouvons avoir une valeur renseignée au GRD parmi toutes ces valeurs :

$$P_{max,1} \leq P_{racc} \leq P_{max,2} \leq P_{n,Onduleur} \leq P_{max,3} \leq P_{crête} \leq P_{max,4} \quad (2-3)$$

Du point de vue du GRD, la puissance maximale estimée utilisée peut être indistinctement une  $P_{max,i}$  avec  $i$  de 1 à 4.

De manière exhaustive, un calcul de  $P_{max}$  complet devrait donc ressembler au schéma suivant :

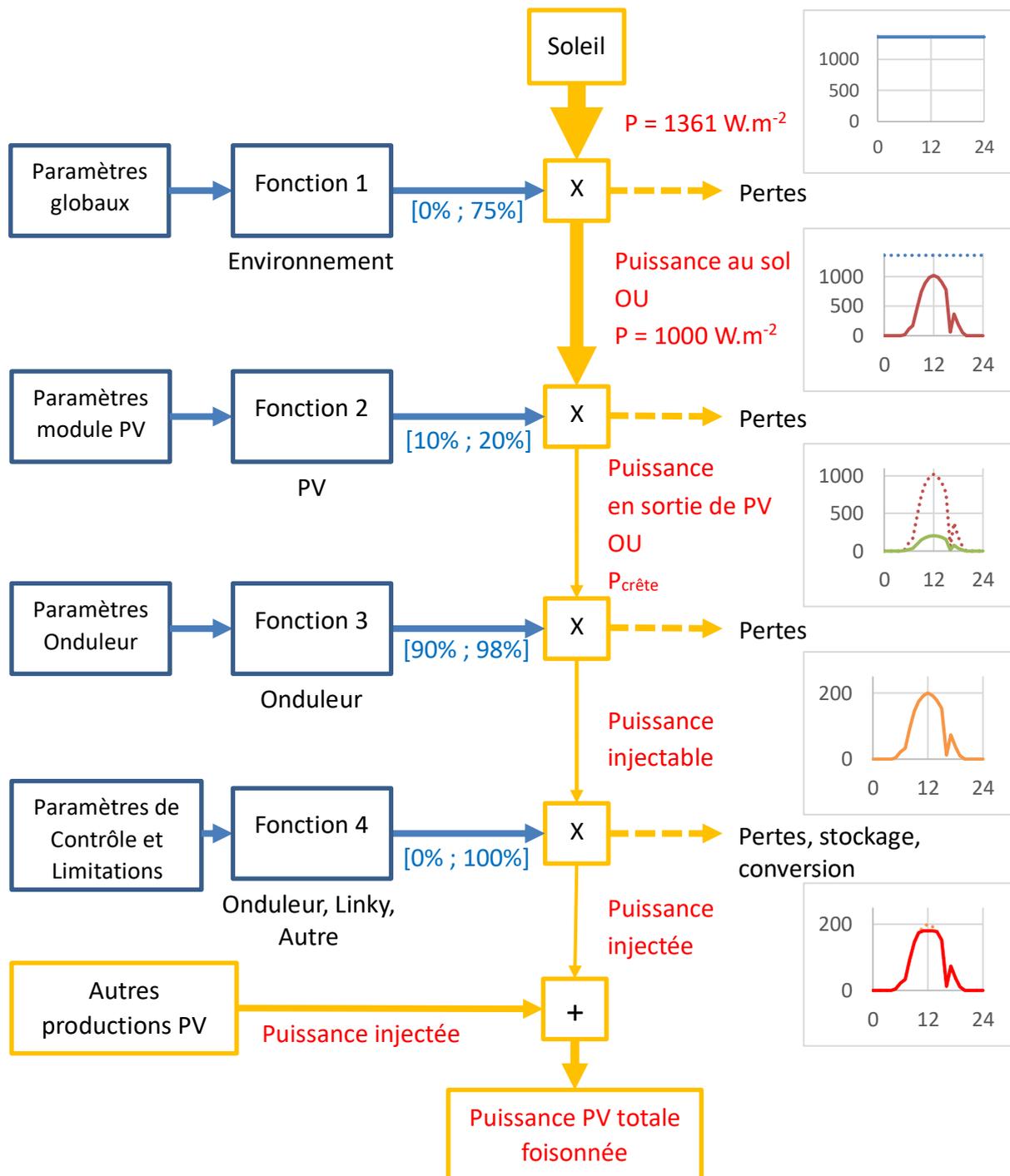
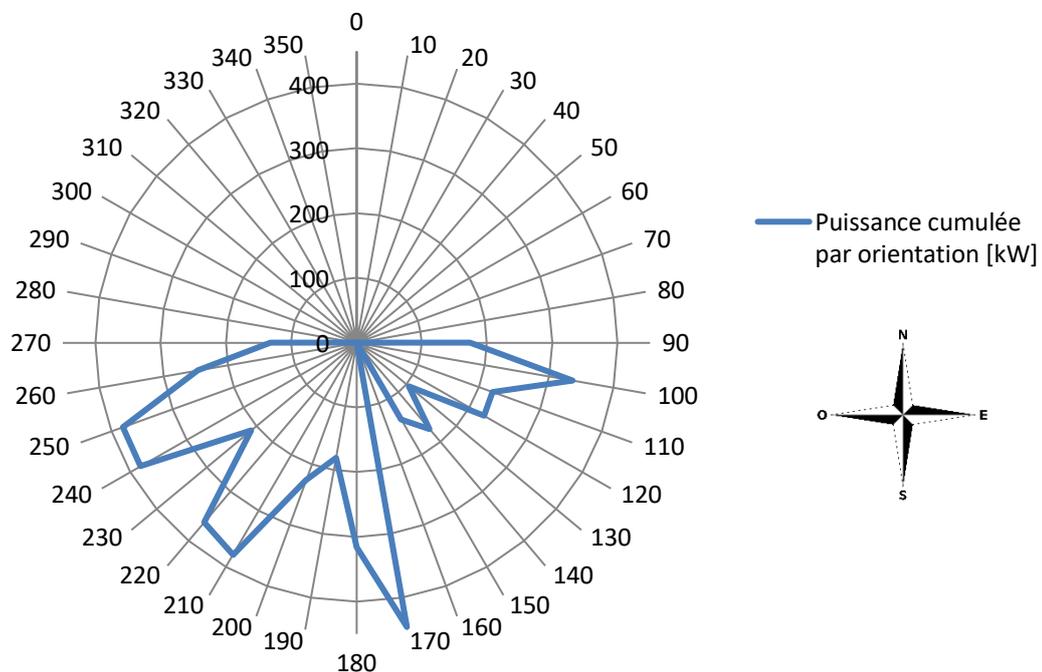


Figure 2-13 : Schéma bloc de l'évolution des différentes puissances PV

### c) Gisement PV calculé par Hespul

L'association Hespul, partenaire de SMAP, a calculé le gisement PV des Haies et de la CCRC. Ce gisement a été identifié et transmis en utilisant la terminologie « Puissance crête » : on donne la puissance «  $P_{\text{crête}}$  » d'une toiture. Il ne s'agit pas ici d'une caractéristique du matériel électrique installé, mais bien d'une image de la surface couverte par des panneaux photovoltaïques. Le gisement identifié par Hespul caractérise une « surface exploitable sans correction d'orientation » d'une toiture donnée (bien que cette surface soit exprimée en kWc plutôt qu'en  $m^2$ ), c'est-à-dire la puissance maximale que l'on pourrait produire, à ces conditions :

- On équipe de panneaux toute la superficie validée de la toiture identifiée. Cette surface comprend les toitures orientées de plein est à plein ouest. Un coefficient de réduction modélise la surface non recouvrable par du PV (cheminée, velux, etc.).
- On produit dans les conditions standardisées (cf. définition de  $P_{\text{crête}}$ ). Une production plus réaliste est obtenue avec l'utilisation de courbes de production adaptée (également calculée par Hespul).
- On a un angle idéal, soit généralement plein sud, avec une inclinaison de toiture de  $45^\circ$ . Cette dernière hypothèse reste peu réaliste en pratique, à moins d'installer les panneaux dans un plan différent de celui du toit. De plus, les angles de l'orientation des maisons varient largement de plein est ( $90^\circ$ ) à plein ouest ( $270^\circ$ ), comme l'illustre la Figure 2-14. Pour cela, Hespul fournit par ailleurs l'orientation de chaque toiture, ainsi qu'une famille de profils de production correspondant à certaines valeurs de l'orientation :  $90^\circ$  à  $270^\circ$  tous les  $5^\circ$ , avec une inclinaison fixe de  $45^\circ$ .



Nous utilisons donc deux informations : le « gisement en kWc » d'une part, et la valeur de l'orientation et le profil de production associé (en %) d'autre part. Nous obtenons par multiplication, par exemple, les courbes suivantes :

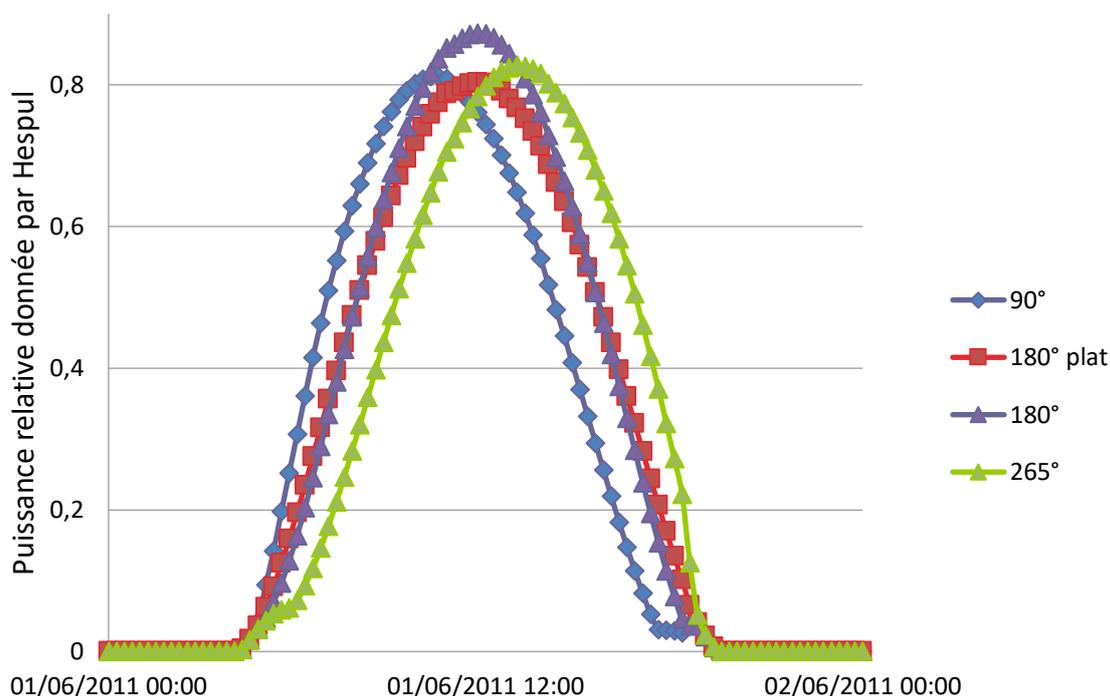


Figure 2-15 : Profils de production PV pour plusieurs orientations (au 01/06/2011)

Nous avons dans cette figure, trois orientations (90°, 180° et 265°) et deux inclinaisons (plat = 0°, et une inclinaison usuelle à 45°). On notera bien que même le profil « plein sud » (180°) n'atteint pas la valeur de 100%. Il plafonne ici à environ 87% (année de référence 2011, au maximum de production le 1/06). Ceci vient des divers effets expliqués précédemment qui peuvent modifier la production, tels que le rendement de l'onduleur, le climat, etc.

Dans les calculs, nous modélisons ainsi les producteurs par un certain profil prédéfini dont on connaît la valeur maximale. Cette valeur est assimilable à la  $P_{max}$  définie ci-dessus, à ceci près que la  $P_{max}$  « usuelle » est incertaine (c'est une prévision), tandis que la  $P_{max}$  considérée dans des calculs est toujours parfaitement définie. Dans cette partie III.3 uniquement, nous ajoutons une incertitude sur l'évaluation de la  $P_{max}$ .

### III.3.2. Exemples d'incertitudes dans la définition des puissances

#### a) Calculs sur le gisement des Haies

Nous étudions ici l'insertion du gisement des Haies ainsi que les courbes de production transmises par les partenaires. Nous distinguons principalement deux effets.

#### Effet 1 : Orientation non optimale

Une réduction de production entre 0% et 7% est visible par un effet d'angle « non optimal », indépendamment du réseau. Nous avons en effet la figure suivante :

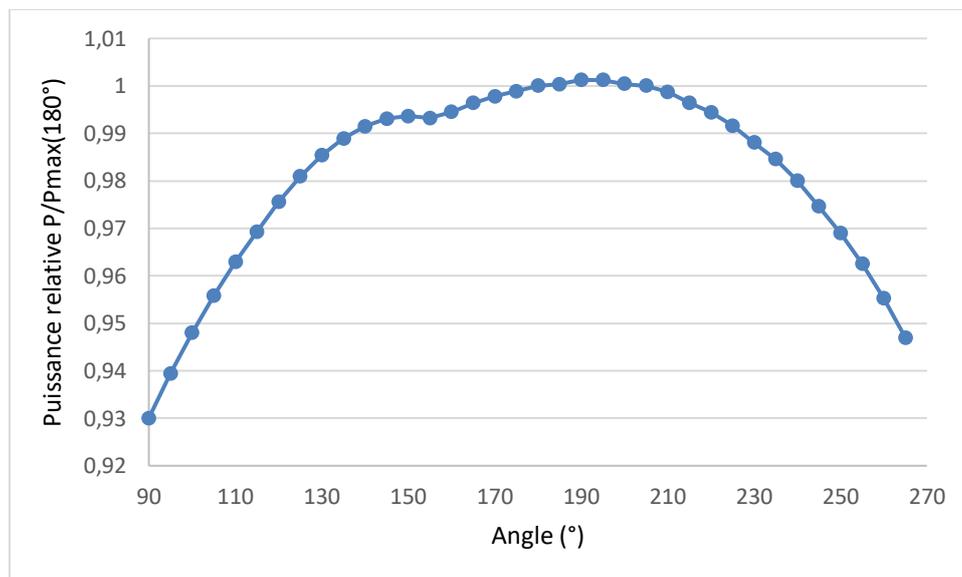


Figure 2-16 : Puissance relative maximale des courbes orientées. Les courbes ont été rehaussées et sont telles que  $P_{\max}(180^\circ) = P_{\text{crête}}$ .

Un deuxième effet, dit de « foisonnement » est causé par la prise en compte des différentes orientations de tous les PV d'un réseau BT. Cet effet est visible sur l'ensemble du réseau suite à la non synchronisation des maximums de production, grâce à la dispersion des orientations (cf. Figure 2-14).

#### Effet 2 : Ensoleillement non standard, paramètres réels PV et onduleurs

Il comprend (a minima) :

- L'ensoleillement maximum réel attendu au lieu de l'ensoleillement standard ;
- L'inclinaison du panneau ;
- Le rendement des panneaux à une température cohérente de fonctionnement ;
- Le rendement de l'onduleur à une température ambiante cohérente ;
- L'éventuel « pré-foisonnement » en cas de multiples rangées de panneaux pour un même producteur.

Un tel calcul serait en théorie autour de 87% d'après les modélisations d'Hespul, pour l'année de référence 2011 au 1/06. Cependant, malgré le nombre de paramètres pris en compte, l'étude n'est pas exhaustive : l'orientation, les éventuels ombrages, la limitation en injection et l'impact d'une solution smart grid ne sont pas considérés ici.

### b) Mesure de l'impact des incertitudes sur l'insertion PV

Pour illustrer l'impact de ces effets, nous testons ici un panel de situations qui utilisent différentes définitions de puissance :

- Le cas de base, qui représente une puissance maximale qui se veut réaliste. On produit donc à «  $P_{max}$  ». Ce cas ne comporte pas les effets d'orientation.
- Le cas orienté, qui représente une puissance maximale théoriquement plus réaliste, avec la prise en compte des orientations.
- Puis nous avons quatre cas avec l'utilisation d'une solution d'insertion PV : nous bridons les installations PV à 70% de la puissance maximale PV estimée. La «  $P_{max}$  estimée » peut alors être :
  - La puissance maximale PV «  $P_{max}$  » ;
  - La puissance crête de l'installation PV «  $P_{crête}$  », soit un réglage équivalent à 58% de la  $P_{max}$  (pour les courbes spécifiques du village des Haies, nous avons  $70\% P_{crête} = 58\% P_{max}$ ) ;
  - La puissance de l'onduleur, ici sous-estimée de 10%, «  $P_{onduleur-}$  », soit un réglage équivalent à 63% de la  $P_{max}$  ;
  - La puissance de l'onduleur, ici surestimée de 10%, «  $P_{onduleur+}$  », soit un réglage équivalent à 77% de la  $P_{max}$  ;

Nous obtenons la figure suivante pour des calculs d'insertion PV en 2050 :

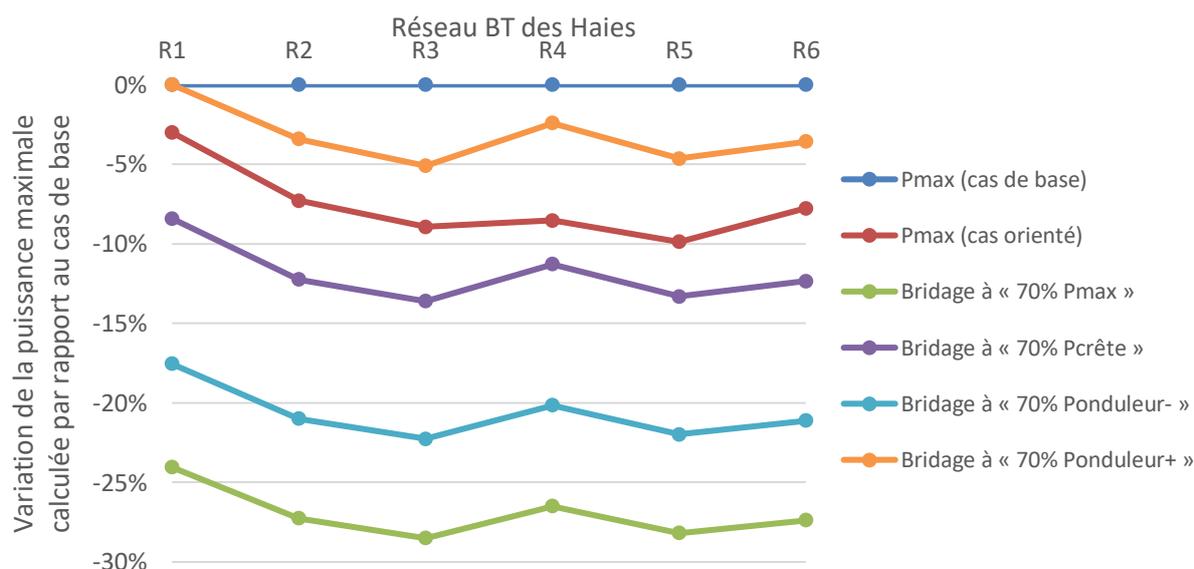


Figure 2-17 : Variations des puissances maximales calculées des onduleurs PV en 2050 par réseau des Haies pour différentes définitions de puissance.

Le bridage visé est ici de -30% sur la puissance maximale, mais nous observons des valeurs entre 0% et -29%. Nous voyons ici nettement que sans une estimation précise de la puissance maximale, le dimensionnement du bridage PV devient complexe si nous prenons en compte cette incertitude.

Nous souhaitons mettre ici en avant que :

- Nous sommes en mesure d'étudier avec précision la sensibilité de certains paramètres clés, comme la puissance maximale des PV.
- La  $P_{\max}$  est une grandeur difficile à évaluer, mais dont la précision peut impacter fortement le paramétrage de solutions d'insertion. Nous avons donné l'exemple du bridage, mais le dimensionnement des onduleurs PV pour du pilotage en réactif peut aussi être concerné.

Le but n'est pas nécessairement d'inciter à une meilleure modélisation PV (il existe déjà de nombreuses études), mais plutôt de s'interroger sur la pertinence d'une vérification de la production en BT. Elle existe déjà partiellement dans le réseau HTA, mais avec l'avancée des smart grids, une mesure BT de la  $P_{\max}$  des PV est envisageable. Le distributeur n'a actuellement pas la mission de faire cette vérification. Mais de même qu'il y a une distinction entre la  $P_{\max}^*$  et la  $P_{\text{racc}}$  d'un consommateur, on peut s'interroger sur la pertinence d'une distinction entre la  $P_{\max}$  d'une installation et sa propre  $P_{\text{racc}}$ . Nous ne reparlons plus de cette variation de  $P_{\max}$  dans la suite, mais cela reste un paramètre clé à avoir en tête lors de la lecture des résultats.

## IV. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons expliqué les étapes utilisées aujourd'hui pour répondre à une étude de raccordement, et dans une moindre mesure à la planification des réseaux et leurs évolutions futures afin de faciliter l'insertion de productions PV. Hormis le choix des hypothèses, nous pouvons retenir certaines limitations majeures, auxquelles nous souhaiterions répondre : Comment réaliser des études groupées ? Comment optimiser le raccordement des installations PV ? Comment intégrer de nouvelles solutions face à l'intégration massive de production PV ? Comment le faire en un temps acceptable ?

Nous donnons plusieurs éléments de réponse à ces questions grâce aux méthodes et algorithmes développés, avec la possibilité d'étudier en détails des points de fonctionnement (les tableaux de couleurs), des capacités d'accueil, ou encore certains paramètres comme la puissance maximale des installations PV. Tous ces sujets peuvent être poursuivis pour répondre aux problématiques d'études groupées et d'optimisation du raccordement PV.

Cependant, nous nous focaliserons surtout dans la suite sur l'intégration de nouvelles solutions d'insertion PV, et leur comparaison sur un point de vue technico-économique afin de proposer des alternatives à la solution classique de renforcement.





# Chapitre 3 : Méthodologie et Mise en œuvre de la Comparaison de solutions pour améliorer la capacité d'accueil des PV en BT

---

## Table des Matières :

<b>I. Introduction .....</b>	<b>91</b>
<b>II. Description des nouvelles études utilisées .....</b>	<b>92</b>
II.1. Définitions.....	92
II.1.1. Étude moyenne .....	92
II.1.2. Étude dimensionnante.....	94
II.2. Modifications apportées.....	94
II.2.1. Scénarios de production et de consommation .....	95
II.2.2. Modifications des estimations de consommation .....	99
II.2.3. Modifications des estimations de production .....	102
II.2.4. Élargissement géographique du périmètre des études.....	108
II.2.5. Prise en compte des incertitudes .....	112
II.2.6. Améliorations et perspectives.....	114
II.3. Les Analyses Coûts-Bénéfices .....	115
<b>III. Solutions étudiées .....</b>	<b>116</b>
III.1. Inventaire des solutions abordées et premières comparaisons .....	117
III.1.1. Inventaire et premières comparaisons.....	117
III.1.2. Avancement .....	118
III.2. Solutions SMAP .....	120
III.2.1. S0 : Cas de base et renforcement simplifié.....	120
III.2.2. S1 : Contrôle local en réactif de type $Q = f(V)$ .....	124
III.2.3. S2 : Bridage des onduleurs.....	130
III.2.4. S3 : Transformateur HTA/BT équipé d'un régleur en charge.....	131
III.2.5. S4 : Contrôle local en réactif de type Tangente phi fixe .....	133
III.2.6. Boucles de calculs.....	133
<b>IV. Conclusion.....</b>	<b>136</b>

## I. Introduction

Les chapitres précédents nous donnent tous les éléments nécessaires pour étudier en détails tout réseau basse tension. Le chapitre 1 nous offre les modèles et les paramètres des éléments principaux du réseau BT (lignes, postes, clients, etc.) ainsi que les objectifs et contraintes à respecter (cadre réglementaire). Le chapitre 2 met à disposition une adaptation des études de raccordement, avec notamment une méthodologie pour la génération de courbes de consommation et de production.

Grâce à cette base de travail, nous avons déjà la possibilité de faire un très grand nombre d'études pour analyser l'état d'un réseau BT, avec par exemple l'évaluation de sa capacité d'accueil de production décentralisée, ou encore la réalisation de tout autre étude de sensibilité d'un paramètre en particulier. Dans le champ des possibles, nous nous focalisons ici sur les objectifs et le contexte du projet SMAP : nous cherchons à comparer différentes solutions qui permettent d'améliorer l'insertion de productions décentralisées, ici spécifiquement des générateurs photovoltaïques (PV). Nous cherchons donc à évaluer les performances de ces solutions, tant d'un point de vue technique que d'un point de vue économique et pratique.

**Nous détaillons dans ce chapitre toute notre méthodologie pour comparer des solutions d'amélioration des capacités d'accueil de productions PV. Nous appliquons cette méthodologie au contexte spécifique du projet SMAP avec un élargissement des conditions d'études et la définition d'un panel de solutions.**

Avant de définir ces solutions, nous devons d'abord améliorer nos outils et compléter notre méthodologie du chapitre 2 : nous décidons d'élargir le périmètre d'étude avec la réalisation d'études à long terme. Nous avons désormais besoin de définir des scénarios de production et de consommation pour modéliser l'évolution des courbes de charges. Selon les données disponibles et les travaux visés, nous sommes amenés à définir des études « moyennes » ou « dimensionnantes ».

En parallèle, nous sélectionnons un panel de cas d'étude à réaliser. Nous retenons ici principalement cinq cas différents, soit cinq solutions pour améliorer l'insertion PV. Nous avons un cas de référence qui correspond à la solution usuelle : un renforcement simplifié développé dans le cadre de la thèse. Puis quatre cas plus innovants, avec des solutions connues et potentiellement rapidement industrialisables : un transformateur régleur en charge (OLTC, pour l'anglais « *On Load Tap Changer* ») ; un bridage des onduleurs à l'installation ; et deux types de contrôle local en réactif des onduleurs PV (l'un avec une mesure locale de tension, et l'autre avec un ratio fixe entre la puissance réactive et la puissance active produite).

## II. Description des nouvelles études utilisées

Nous décrivons ici les études que nous utilisons pour la comparaison de nos solutions d'insertion. Nous ajoutons en effet, par rapport aux chapitres précédents, deux types d'études différents, ainsi que la notion de « scénarios » et une meilleure prise en compte des incertitudes. Enfin, pour améliorer la comparaison de nos solutions, nous réalisons de plus une analyse coût-bénéfice à partir de données d'Enedis (ces données ne sont pas communiquées ici).

### II.1. Définitions

De base, les raccordements sont calculés sur une échelle temporelle restreinte : quelques points de fonctionnement, ou quelques jours de calcul dans les études précédentes. Or, nous devons aller plus loin dans le cadre de SMAP : pour modéliser l'évolution du réseau et sa planification, nous voulons calculer des simulations sur une échelle long terme, soit ici 35 ans, entre 2016 et 2050. Pour cela, il nous faut adapter la méthodologie et trouver un moyen pertinent de faire des études de plus longue durée avec le logiciel PowerFactory, tout en maintenant un temps de calcul raisonnable. Notamment, selon ce que nous souhaitons observer, il n'est pas nécessaire de calculer l'intégralité des 35 ans au pas de temps 10 min. Nous pouvons réduire le temps de calcul avec deux types d'études : une étude dite « moyenne » et une autre dite « dimensionnante ».

#### II.1.1. Étude moyenne

Lors d'une étude moyenne, nous nous intéressons à l'évaluation des moyennes des grandeurs. C'est notamment utile pour l'évaluation des coûts et cela simplifie l'obtention de grandeurs annuelles (pertes, production, consommation). Les solutions doivent être comparées sur des performances mesurées dans la durée : si on souhaite proposer ces solutions pour offrir de nouvelles options à la planification du réseau électrique, il est essentiel de savoir comment ces solutions influencent l'insertion PV sur le long terme.

D'ici à 2050, le contexte est nécessairement incertain. Nous nous basons donc sur deux scénarios : un scénario « haut » de forte insertion PV dit « négaWatt », et un scénario « bas » de plus faible insertion PV dit « Tendanciel ».

##### a) Élargissement temporel des simulations

Afin de prendre en compte les effets temporels sur le long terme, il a d'abord fallu modifier les simulations afin d'étendre la période d'étude à des durées annuelles (2016 à 2050). Comme le calcul complet de 35 ans au pas de temps 10 min demanderait énormément de ressources (plusieurs mois de calcul pour une seule simulation), il était nécessaire d'apporter des modifications.

Pour cela, nous avons donc choisi de calculer chaque année uniquement lors de « 8 jours type », représentatifs **en moyenne** de l'année complète (cf. Chapitre 2 de [28]). Nous avons :

- La distinction entre les jours travaillés nommés ici « Jours ouvrés » (JO) et les jours non travaillés nommés ici « Jours Fériés » (JF), ce qui impacte la consommation.

- La distinction des saisons, qui impactent la consommation, la production et la tension HTA. Nous utilisons la séparation des jours de l'année 2018 :
  - L'hiver, du 1/12 au 28/02, avec 62 JO et 28 JF
  - Le printemps, du 1/03 au 31/05, avec 61 JO et 31 JF
  - L'été, du 1/06 au 31/08, avec 65 JO et 27 JF
  - L'automne, du 1/09 au 30/11, avec 64 JO et 27 JF

Chaque année comporte donc 8 jours de calcul, dont les résultats finaux sont multipliés en fonction du nombre de jours de chaque saison pour obtenir des valeurs pour une année complète.

## b) Modification des courbes de charges

Selon la disponibilité des courbes de charge, nous proposons un nouveau jeu d'hypothèses.

- Les courbes de charges représentent les moyennes saisonnières des grandeurs utilisées. Nous n'avons plus nécessairement accès à des courbes issues de « Bagheera » (cf. Chap1.III.3.3) : les hypothèses autour de l'obtention de ces courbes sont différentes. Notamment, nous ne connaissons pas les niveaux de risque.
- Les données d'entrée utilisées étaient ici de qualité et de quantité très hétérogènes : autant que possible, nous travaillons sur des courbes minimales et maximales qui sont extraites d'un panel (confidentiel) de courbes moyennes transmises par Enedis. Pour chaque jour type et pour chaque usage<sup>28</sup>, lorsque l'information est disponible, les courbes de charge possèdent à chaque pas de temps une valeur maximale et une valeur minimale. Lorsque ce n'est pas le cas<sup>29</sup>, les courbes minimales et maximales sont identiques.
- En l'absence de loi de probabilité connue sur nos courbes de charge, nous considérons ici une distribution uniforme des valeurs possibles entre le minimum et le maximum.
- Il n'y a aucun aléa temporel lors du calcul de combinaison linéaire des courbes moyennes. Entre deux charges, les mêmes usages sont synchrones (en moyenne donc).

En résumé, nous avons pour cette étude :

- Les courbes de base Bagheera de chaque client (une par saison).
- 16 courbes de charges pour chaque usage considéré, selon la disponibilité des données (les courbes sont potentiellement identiques).

Et nous générons :

- 16 courbes de charges pour chaque client et pour chaque année.

---

<sup>28</sup> Rappel : dans SMAP, les courbes de charges sont générées à partir de certains « usages » par le consommateur.

<sup>29</sup> Dans notre cas, par exemple, nous n'avons qu'une seule courbe de consommation pour les usages de type pompe à chaleur.

### II.1.2. Étude dimensionnante

Dans les études dimensionnantes, on se place dans le cas le plus défavorable selon un certain niveau de risque pour le réseau. C'est notamment le cas pour les études de raccordement ou de planification (cf. Chap2.II.1). Elles doivent s'assurer que le réseau, après d'éventuels travaux ou l'application des solutions proposées dans ce chapitre, est en mesure de respecter ses divers rôles, et ce dans la majorité des cas de figure.

Nous avons montré dans la partie précédente que le projet SMAP met à disposition des courbes moyennes pour la consommation et la production. Pour les études dimensionnantes cependant, nous n'avons pas de données adaptées puisque nous n'avons aucune idée du niveau de risque de dépassement des valeurs utilisées.

Ces études ne seront donc pas développées dans cette thèse, mais elles restent toutefois possibles dans le cadre développé. Par exemple, si on utilise les valeurs extrémales disponibles, nous pouvons réaliser l'étude suivante avec un jeu d'hypothèses adapté :

- Nous nous intéressons à 4 jours types, pour se focaliser sur les valeurs extrêmes (été et hiver).
- Les courbes de charge sont prises avec les hypothèses les plus contraignantes : au maximum de production (et minimum de consommation) et aussi au maximum de consommation (et minimum de production), avec dans l'idéal un niveau de risque à maîtriser.
- Pour chaque jour type, il n'y a qu'une seule courbe dimensionnante.
- Les hypothèses et les aléas sont adaptés pour correspondre aux conditions dimensionnantes. Il reste encore en aléas les variations autour des objectifs, autour des phases monophasées, et autour des placements des installations PV.

## II.2. Modifications apportées

Dans la partie précédente, nous avons montré que pour réaliser les études à long terme voulues, il nous faut modifier la consommation et la production sur notre réseau BT. Les courbes de charges et leur modification permettent d'étudier et d'appliquer des évolutions de consommation. Nous proposons ici, grâce aux travaux du projet SMAP, un exemple pratique de données d'entrée qui permettent de définir, à la fois un jeu de courbes de charges, ainsi que leurs évolutions au cours du temps.

Suite à notre focalisation sur des études moyennes à long terme, nous nous intéressons aux modélisations nécessaires à la généralisation temporelle des simulations, c'est-à-dire le passage de simulation sur une journée à des simulations de 2016 à 2050.

Nous avons déjà traité la question de la génération des courbes de charges (cf. Chap2.III.1.1). Cependant, la consommation doit désormais rendre compte de l'évolution attendue des usages d'ici à 2050. En modifiant la consommation, on ne pourra pas nécessairement produire de la même façon sans affecter le réseau BT, ce qui affecte alors l'insertion PV. D'autre part la production PV utilisée doit aussi être modélisée de façon cohérente afin de pouvoir calculer correctement les divers impacts de l'insertion PV attendue. Ces estimations donnent lieu à deux travaux distincts : la définition de « Scénarios », qui posent des hypothèses globales de production et de consommation ; et la modélisation des courbes de charges de production/consommation de chaque élément en fonction des scénarios.

## II.2.1. Scénarios de production et de consommation

### a) Hypothèses d'utilisation des scénarios

Pour cette étude, il a été décidé de choisir deux scénarios :

- Un scénario « Haut » de forte insertion PV, dit « négaWatt » (NGW) puisqu'il reprend les hypothèses du scénario négaWatt adaptées au village des Haies. Ce scénario sert de scénario « haut » car on considère une forte production d'origine renouvelable et une diminution de la consommation.
- Un scénario « Bas » ou « Tendanciel » (Tend) qui poursuit les tendances de production et de consommation actuelles. Il permet de comparer les résultats obtenus avec le scénario NégaWatt en proposant un scénario « bas » avec une insertion PV moindre et une consommation qui stagne ou augmente.

Chaque scénario comprend le jeu d'hypothèses suivant :

- Un cadre temporel :
  - Les études sont calculées de 2016 à 2050, soit 35 ans.
  - Pour les études moyennes, on retrouve ce découpage :
    - Chaque année est subdivisée en 4 saisons (printemps, été, automne, hiver)
    - Chaque jour est soit de type « ouvré » (du lundi au vendredi, hors jours fériés), soit de type « férié » (samedi, dimanche et jours fériés)
  - Pour un dimensionnement, il faudrait définir et étudier des jours dimensionnants : a minima deux par an (un pour vérifier l'impact de la production, et l'autre pour la consommation).
- Un cadre spatial : le village des Haies. Les hypothèses sont en effet différentes pour les calculs à l'échelle de la Communauté de Communes et seront présentés ultérieurement.
- Une évolution de la consommation :
  - Des coefficients globaux de consommation énergétique (taux de croissance, taux de rénovation des bâtiments, estimation de la sobriété énergétique)
  - Les courbes de charge des usages considérés : Chauffage, Eau chaude sanitaire (ECS) et électricité spécifique (ELEC SPE) (cf. Chap2.III.1.1.b)). Nous pouvons aussi traiter la climatisation et la consommation des véhicules électriques (VE) selon le cas d'étude.
  - Une modification des usages. La modification est ici supposée linéaire dans le temps, par manque de plus d'information.

- Une évolution de la production :
  - Des objectifs de production PV. Un objectif peut être choisi parmi des valeurs indiquées par les scénarios. L'évolution des objectifs est ensuite linéaire.

Il est possible de prendre en compte les incertitudes de plusieurs façons. Nous pouvons citer comme type de calculs [28] :

- Des calculs à paramètres fixes, mais dont on connaît (par calculs, mesures, estimations) les incertitudes. C'est par exemple le cas de courbes Bagheera et des demandes de raccordement ;
- Des études de Monte Carlo, avec des tirages aléatoires des variables dans des gabarits prédéfinis ;
- Des approches plus complexes, comme des représentations probabilistes ou possibilistes, avec un travail sur les lois de probabilité des variables.

Nous retenons pour nos besoins la méthode de Monte Carlo, qui a l'avantage de correspondre à nos données (nous n'avons pas de statistiques précises disponibles), et qui est facile à mettre en œuvre dans le logiciel utilisé, contrairement aux méthodes probabilistes.

Ces méthodes de calcul se cumulent avec la prise en compte de scénarios d'évolution suivant plusieurs méthodes (cf. p.97 de [2]) :

- Les variations sont fixées par les scénarios ;
- Variation autour des scénarios dans des gabarits connus ;
- Variation entre les scénarios de base ;

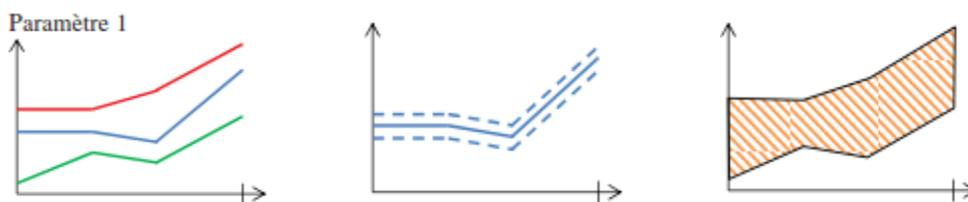


Figure 3-1 : Exemple de variations de paramètre. De gauche à droite : paramètre fixé par trois scénarios (vert/bleu/rouge) ; paramètre variable dans le gabarit du scénario bleu ; paramètre variable dans un gabarit entre les 3 scénarios.

Nous verrons dans la partie suivante que nous définissons avec les partenaires deux jeux complets et cohérents de données. Nous évitons donc la variation entre les deux scénarios car nous ne voulons pas perdre la cohérence des données, et nous privilégions faire varier les paramètres dans des gabarits fixés par scénarios.

## b) Données des scénarios du projet SMAP

Nous avons ici les données obtenues spécifiquement dans le cadre du projet SMAP via les travaux des partenaires du projet, principalement HESPUL et AURA-EE. Ces chiffres de consommation sont calculés à partir des données de 2014 (principalement de l'INSEE). Nous présentons ici les données calculées pour toutes énergies confondues (fioul, charbon, bois, etc.), qui servent à l'élaboration des scénarios, puis les données obtenues pour l'énergie électrique uniquement, qui sont utilisées pour les calculs électriques.

## Scénario « Haut » ou négaWatt

Pour la consommation « NGW », nous avons les tableaux suivants (on rappelle toutefois que la somme des approximations ne vaut pas forcément l'approximation de la somme).

Tableau 3-1 : Coefficients globaux de consommation des Haies, toutes énergies confondues (NGW).

Consommation	2016	2050	VARIATION
CHAUFFAGE [MWh]	4572,20	3739,7	-18%
ECS [MWh]	723,52	301,31	-58%
ELEC SPE [MWh]	905,98	546,45	-40%
<b>TOTAL [MWh]</b>	<b>6201,70</b>	<b>4587,46</b>	<b>-26%</b>

Tableau 3-2 : Coefficients globaux de consommation des Haies, uniquement pour l'énergie électrique (NGW).

Consommation	2016	2050	VARIATION
CHAUFFAGE [MWh]	326,51	183,7	-44%
ECS [MWh]	371,60	216,23	-42%
ELEC SPE [MWh]	905,98	546,45	-40%
<b>TOTAL [MWh]</b>	<b>1604,08</b>	<b>946,38</b>	<b>-41%</b>

Pour la production « NGW », nous avons un objectif de production en 2050 : 761MWh/an (pour 1,5GWh/an de gisement)

## Scénario « Bas » : Tendanciel

Pour la consommation « Tend », nous avons ces tableaux :

Tableau 3-3 : Coefficients globaux de consommation des Haies, toutes énergies confondues (Tend).

Consommation	2016	2050	VARIATION
CHAUFFAGE [MWh]	4572,20	4358,4	-5%
ECS [MWh]	723,52	598,85	-17%
ELEC SPE [MWh]	905,98	841,69	-7%
<b>TOTAL [MWh]</b>	<b>6201,70</b>	<b>5798,94</b>	<b>-6%</b>

Tableau 3-4 : Coefficients globaux de consommation des Haies, uniquement pour l'énergie électrique (Tend).

Consommation	2016	2050	VARIATION
CHAUFFAGE [MWh]	326,51	620,2	+90%
ECS [MWh]	371,60	437,98	+18%
ELEC SPE [MWh]	905,98	841,69	-7%
<b>TOTAL [MWh]</b>	<b>1604,08</b>	<b>1899,87</b>	<b>18%</b>

Pour la production « Tend », nous avons un objectif de production en 2050 : 227MWh/an, soit trois fois moins que pour le scénario négaWatt. De plus, les consommations électriques ont une tendance générale à augmenter au global de presque 20% tandis que dans le scénario négaWatt elles baissent de 40% environ.

### c) Les probabilités d'occurrence

Nous avons accès à : un scénario ; un réseau avec toutes ses charges et leurs courbes de consommation de base ; les courbes de charge de tous les usages considérés. Nous devons regrouper le tout de façon cohérente. Pour cela, nous faisons pour chaque charge une combinaison linéaire des divers usages en fonction de calculs basés sur les « probabilités d'occurrence » calculés par les partenaires.

Une **probabilité d'occurrence** de l'usage X à l'année Y est « la probabilité qu'une charge utilise l'usage X à l'année Y ». Par exemple : nous avons une probabilité de 0,25 en 2016 pour l'usage « Chauffage non électrique & ECS non électrique » du scénario négaWatt. Cela veut dire que nous considérons, pour chaque charge, 25% de chance d'avoir à la fois un chauffage et une ECS non électrique.

Ces probabilités sont obtenues à partir de statistiques locales tel que la croissance des logements résidentiels, le taux de rénovation des bâtiments ou encore les évolutions d'usage estimées.

Nous avons les valeurs suivantes pour les six réseaux du village des Haies :

**Tableau 3-5 : Probabilités d'occurrence des usages considérés pour les clients des réseaux BT des Haies. Les états initiaux et finaux des combinaisons d'usages sont inconnus et sont sélectionnés via ces probabilités.**

Chauffage	ECS	État initial en 2016	Scénario NGW en 2050	Scénario Tend en 2050
Autre	Autre	25%	26,6%	22,1%
Autre	Électrique	53%	14,3%	19,8%
Autre	Solaire et appoint	-	17,6%	3,3%
Autre	Thermodynamique	-	24,1%	12,3%
Électrique	Électrique	22%	7,3%	15,0%
Électrique	Solaire et appoint	-	-	1,5%
Électrique	Thermodynamique	-	-	2,0%
PAC	Autre	-	-	0,5%
PAC	Électrique	-	0,3%	0,2%
PAC	PAC	-	8,3%	21,3%
PAC	Solaire et appoint	-	-	0,2%
PAC	Thermodynamique	-	1,5%	1,8%

## II.2.2. Modifications des estimations de consommation

### a) Évolution de la consommation

Lors des simulations, chaque charge se voit attribuer 3 courbes de charge spécifiques. La courbe de charge utilisée est une somme pondérée d'une courbe initiale (en 2016, obtenue avec le logiciel Bagheera) et d'une courbe finale (en 2050 calculée à l'état initial des boucles de calcul).

Selon la pondération, cette courbe peut être égale à la courbe initiale ou à la courbe finale. Avec les partenaires, nous avons choisi une pondération simple, linéaire suivant l'année en cours :

$$Valeur(An) = \frac{Valeur_{finale}(An - 2016) - Valeur_{initiale}(An - 2050)}{2050 - 2016} \quad (3-1)$$

On notera que les scripts peuvent accepter tout type de formule pour représenter les différentes croissances possibles (logarithmique, exponentielle, polynomiale, etc.). Un vecteur de coefficients de pondération serait aussi possible avec quelques modifications.

### b) Algorithme de génération élargie de courbes de charge

Nous détaillons ici l'algorithme de génération de courbe de charge, suivi de deux exemples. Les courbes de charge par usage proviennent d'un outil de simulation des usages en développement chez Enedis. Nous avons donc : une courbe initiale « purement Bagheera » ; et des courbes finales et intermédiaires « hybrides » entre Bagheera et le second outil de simulation.

Nous reprenons l'algorithme du Chap2.III.1.1.c). Le but est toujours de générer aléatoirement de nouvelles courbes de charges selon les hypothèses fixées auparavant. Pour un scénario donné, nous utilisons l'algorithme représenté dans le logigramme suivant :

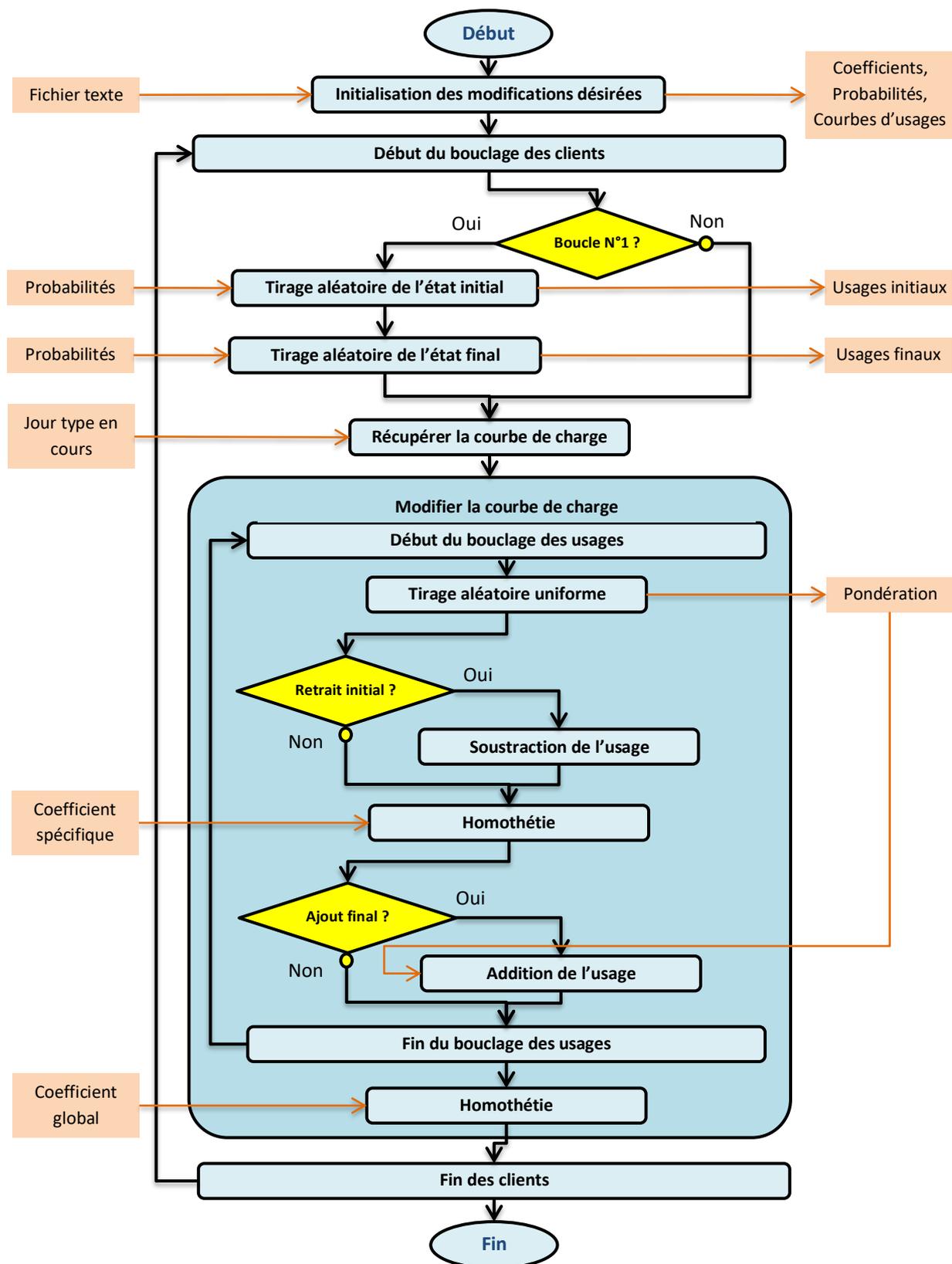


Figure 3-2 : Logigramme de l'algorithme élargi de modification des courbes de charge de consommation. En bleu : actions ; En rouge : paramètres ou variables ; En jaune : booléens.

En amont de l'algorithme, nous devons :

- Attribuer à chaque client les trois courbes spécifiques pour chacun des huit jours type. On a donc 24 courbes par client.
- Copier dans un dossier du projet les courbes de charges de tous les usages, soit dans le cas de SMAP : 16 courbes par usage (courbes min/max des 8 jours types), dont 3 types de chauffage, 4 d'ECS, et éventuellement la mobilité électrique (7 ou 8 usages au total).
- Lire dans un fichier et sauvegarder les données pertinentes :
  - Paramètres d'initialisation : choix des usages et coefficients à utiliser.
  - Probabilités d'occurrence. Deux fichiers textes externes sont lus par un script.

Puis, par jour type donné et pour chaque client sur le réseau :

1. Une seule fois par boucle de simulation<sup>30</sup> : Faire un tirage aléatoire en fonction des probabilités d'occurrence. On obtient pour chaque client :
  - a. Un type initial de chauffage et d'ECS<sup>31</sup>
  - b. Un type final de chauffage et d'ECS
2. Récupérer la courbe de charge intermédiaire de cette charge pour le jour type en cours.
3. Faire un tirage aléatoire uniforme entre 0 et 1 pour chaque usage (7 tirages en tout, ou 8 tirages avec la mobilité électrique).
4. Appliquer les pondérations entre les valeurs minimales et maximales des usages et générer la nouvelle courbe intermédiaire :
  - a. Soustraire à la courbe initiale les usages initiaux qui sont modifiés. Les éventuelles valeurs négatives sont ramenées à 0.
  - b. Appliquer le coefficient d'électricité spécifique à la courbe résultante.
  - c. Ajouter les nouveaux usages pondérés entre leurs valeurs minimales et maximales
  - d. Appliquer l'éventuel coefficient global à la courbe résultante.
5. Fin : Passage au traitement du client suivant.

Nous obtenons par exemple les courbes de la figure 3-1 : la consommation évolue (linéairement ici) d'une courbe initiale vers une courbe finale à chaque nouvelle année.

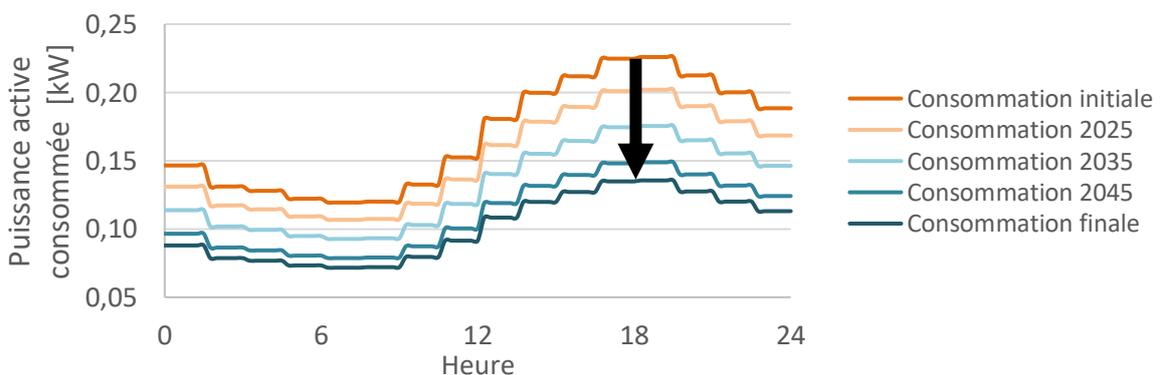


Figure 3-3 : Exemple d'évolution linéaire de la courbe de consommation d'une charge BT entre 2016 et 2050 - Automne Jour Férié

<sup>30</sup> La courbe finale est alors fixée pour toute la suite des simulations. Elle sera modifiée uniquement en cas de nouveau tirage aléatoire.

<sup>31</sup> Les usages initiaux ne sont pas connus.

Nous noterons que les courbes de charges générées sont, par construction, aléatoires. Ceci reflète les incertitudes inhérentes à la consommation estimée d'ici à 2050. Afin d'étudier l'impact de la consommation correctement, il est important d'étudier l'influence de ces aléas sur les résultats. C'est pour cette raison, en plus d'autres aléas sur le PV notamment, qu'il est nécessaire de faire plusieurs tirages aléatoires pour vérifier la cohérence des résultats.

### II.2.3. Modifications des estimations de production

#### a) Évolution de la production

Nous utilisons le panel de courbes disponibles pour définir une courbe minimale de production, et une autre courbe maximale de production. Ces courbes sont définies comme les extrêmes en chaque point de chacune des 11 courbes moyennes saisonnières. On obtient alors 8 courbes de journées type PV, contre 16 courbes de journées type pour chaque charge. Contrairement aux charges, nous ignorons pour le PV la différence entre les jours ouvrés ou fériés.

La production PV a de plus les hypothèses suivantes :

- Pour chaque jour-type, il y a :
    - Une courbe de production relative minimale
    - Une courbe de production relative maximale
    - Une courbe relative pondérée entre les deux autres courbes. Elle sert de base de production à tous les PV du réseau. Nous effectuons la pondération suivante :
      - Tirage aléatoire d'une valeur « x » dans l'intervalle [0 ; 1]
      - On a alors, en tout point de la courbe pondérée :
- $$\text{Valeur pondérée}(t) = x * \text{Valeur}_{max}(t) + (1 - x) * \text{Valeur}_{min}(t) \quad (3-2)$$
- Avec t le pas de temps en cours.
- Si l'orientation des modules PV est prise en compte, il y a aussi une courbe minimale, maximale et pondérée pour chaque angle considéré.

#### b) Évolution des objectifs de production PV

Le but est d'activer la production PV par rapport aux scénarios en cours. Cela se traduit ici par le suivi linéaire d'un objectif de production supplémentaire (en énergie) qui est actualisé chaque année de calcul. Comme pour les charges, il est possible de choisir d'autres types de croissance jugés plus adaptés. Nous fixons arbitrairement un seuil d'arrêt et une plage pour l'objectif PV final.

Nous obtenons le logigramme de la Figure 3-4 sur la page suivante.

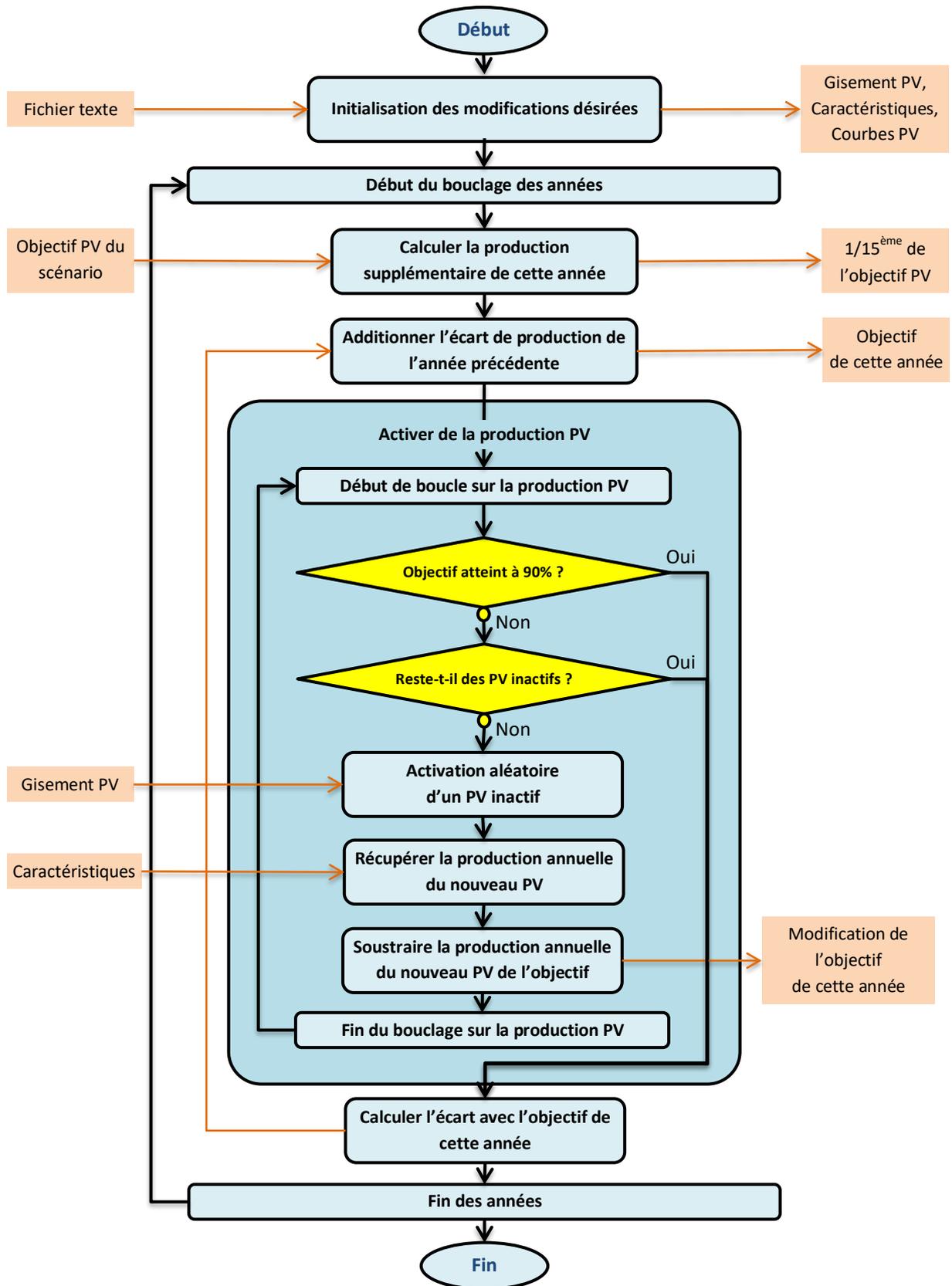


Figure 3-4 : Logigramme de l'algorithme de suivi de l'objectif PV. En bleu : actions ; En rouge : paramètres ou variables ; En jaune : booléens.

En amont de l'algorithme, nous devons donc désormais :

- Placer tout le gisement inactif.
- Initialiser et enregistrer, pour tous les PV, ces caractéristiques : puissance de raccordement, orientation, énergie produite annuelle.
- Copier dans un dossier du projet les courbes de production type, soit 8 courbes.

Puis, au début de chaque nouvelle année de calcul :

1. Calculer l'objectif de production (en énergie) :
  - a. Récupérer « l'écart avec l'objectif » de l'année précédente
  - b. Ajouter 1/35<sup>ème</sup> de l'objectif final de production (calculs sur 35 ans).
2. Activer aléatoirement un PV inactif :
  - a. Récupérer la production annuelle du PV
  - b. Si la somme des productions annuelles des PV activés cette année dépasse 90% de l'objectif :
    - i. Passer à l'étape suivante
    - ii. Sinon : s'il y a encore des PV inactifs, reboucler sur 2. Sinon, passer à l'étape suivante.
3. Calculer l'écart avec l'objectif de cette année et l'enregistrer.
4. Fin.

Le gisement est ainsi placé avec un suivi linéaire de l'objectif global. Une évolution non linéaire serait intéressante à analyser dans des travaux futurs (par exemple en modifiant le calcul de l'objectif à suivre chaque année).

Dans notre cas, l'objectif final vise un ajout de 50 à 100% des objectifs NGW (761 MWh/an) ou Tendanciel (227 MWh/an) pour un gisement total estimé à 1522 MWh/an. De plus, le critère d'arrêt est arbitrairement fixé à 90% de cet objectif. Nous choisissons ce fonctionnement pour plusieurs raisons :

- Nous fixons une plage de 50 à 100% de l'objectif final à cause d'une incertitude non quantifiée sur cet objectif. Nous pouvons donc tester différents niveaux d'insertion autour de l'objectif fixe des scénarios.
- Nous avons aussi une inconnue importante sur le gisement : il est difficile de savoir si l'installation est déjà installée à l'état initial. La manipulation est possible avec une comparaison, au cas par cas, des données géographiques et des puissances de raccordement. Mais cela n'a pas été fait à cause de la grande imprécision :
  - Tout d'abord, un client peut décider de n'installer qu'une partie de son gisement, gisement qui lui-même n'est pas parfaitement précis.
  - À l'inverse, le gisement évalué est ici lié à des toitures, et non pas à des propriétés en particulier, d'où un « découpage » qui ne correspond pas nécessairement aux installations existantes, même si les puissances sont les bonnes.
  - Au final, il est donc possible d'avoir aléatoirement un PV « deux fois » (une fois pour l'installation réelle initiale, et une fois pour l'ajout fictif), ce qui peut avoir un impact important sur les réseaux BT qui ont initialement une forte insertion.

- Par construction, et à cause de la nature discrète des installations, l'algorithme peut dépasser l'objectif de production. En effet, le seuil est presque systématiquement dépassé avec la dernière centrale ajoutée : selon le panel d'installation PV disponible sur le réseau BT étudié, l'erreur maximale pourra représenter une installation entière (jusqu'à 36 kVA de puissance installée). À 100% de l'objectif de production, nous dépassons toujours l'objectif visé : nous préférons fixer un seuil à 90%, que nous vérifions a posteriori.

Les valeurs fixées sont donc arbitraires et ne sont pas nécessairement idéales. Elles permettent cependant d'améliorer la précision de nos résultats, comme nous pourrions le vérifier dans le chapitre suivant. Une alternative intéressante pourrait être d'optimiser le seuil d'arrêt et/ou la plage de variation des objectifs.

### c) Algorithme élargi de création d'une courbe de production PV

Les simulations bouclent sur les 8 journées type par année. Pour chaque journée type d'une nouvelle saison, par exemple « Printemps férié », nous devons calculer les courbes de production de la saison en cours de tous les sites de production PV actifs. Pour la journée suivante, ici « Printemps ouvré », le script ne fait rien puisque la saison n'a pas changé.

Sous forme de logigramme, nous obtenons la Figure 3-5.

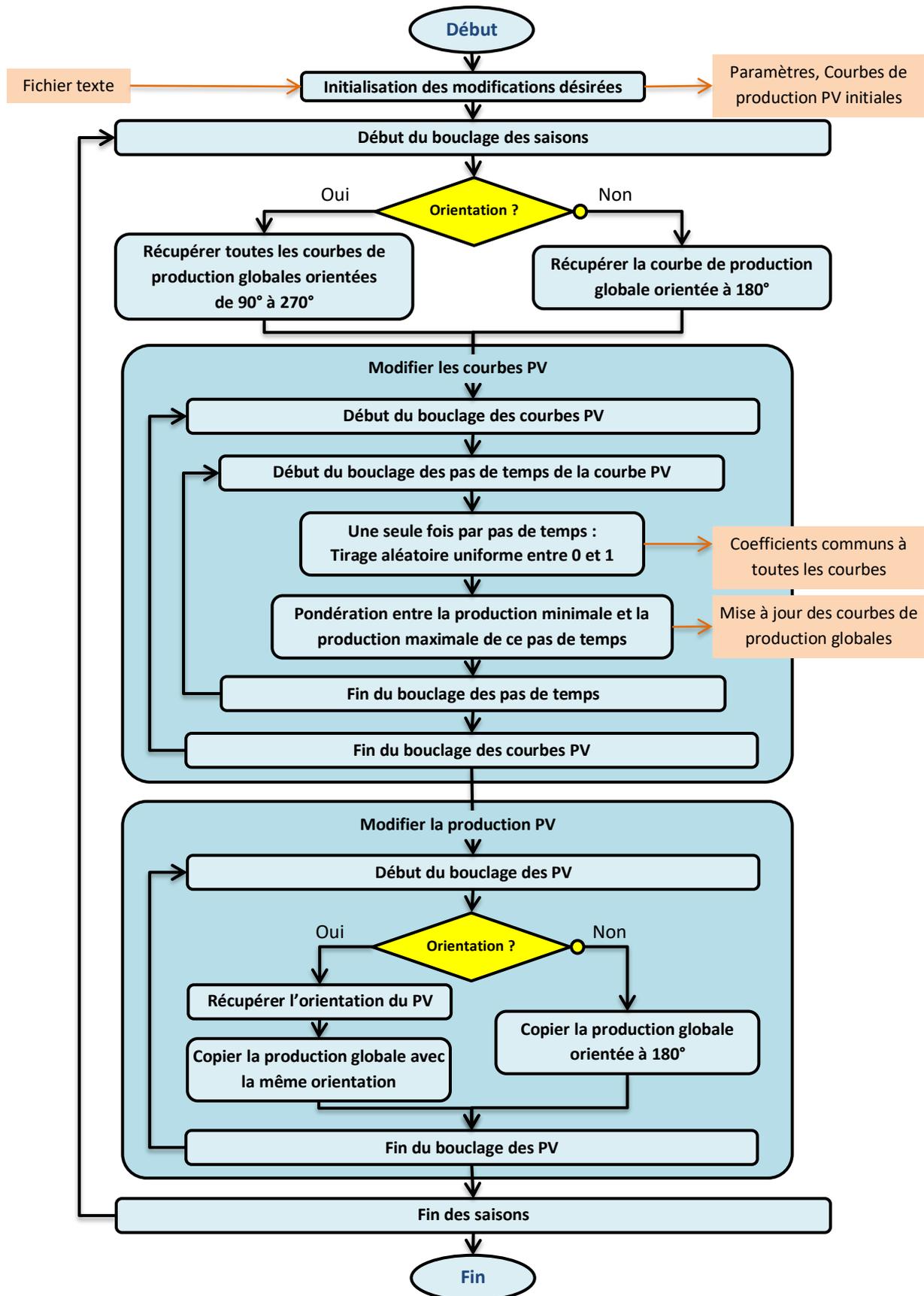


Figure 3-5 : Logigramme de l'algorithme de modification de la production PV par saison. En bleu : actions ; En rouge : paramètres ou variables ; En jaune : booléens.

Au début d'une nouvelle saison :

1. Récupérer les courbes de production minimale et maximale de la saison en cours
2. Récupérer la courbe de production qui stocke la courbe pondérée.
3. Faire un tirage aléatoire entre 0 et 1 de distribution uniforme pour chaque pas de temps de la courbe pondérée. Appliquer alors la nouvelle pondération entre les valeurs minimales et maximales des usages. C'est la nouvelle courbe de production de base de tous les PV.
4. Si l'orientation des PV est à prendre en compte, il faut reboucler à l'étape 1. Pour traiter toutes les orientations de 90° à 270°. On obtient une courbe de base par orientation.

Pour chaque PV actif sur le réseau :

1. Récupérer la courbe de production de base en cours
2. Si l'orientation n'est pas à prendre en compte<sup>32</sup> :
  - a. Copier les valeurs de l'unique courbe de production dans la courbe de production du PV.
  - b. Sinon :
    - i. Récupérer l'orientation du PV
    - ii. Copier les valeurs de la courbe de production avec l'orientation correspondante dans la courbe de production du PV.
3. Fin. (Traitement du PV suivant)

Par exemple, nous pouvons obtenir les courbes suivantes :

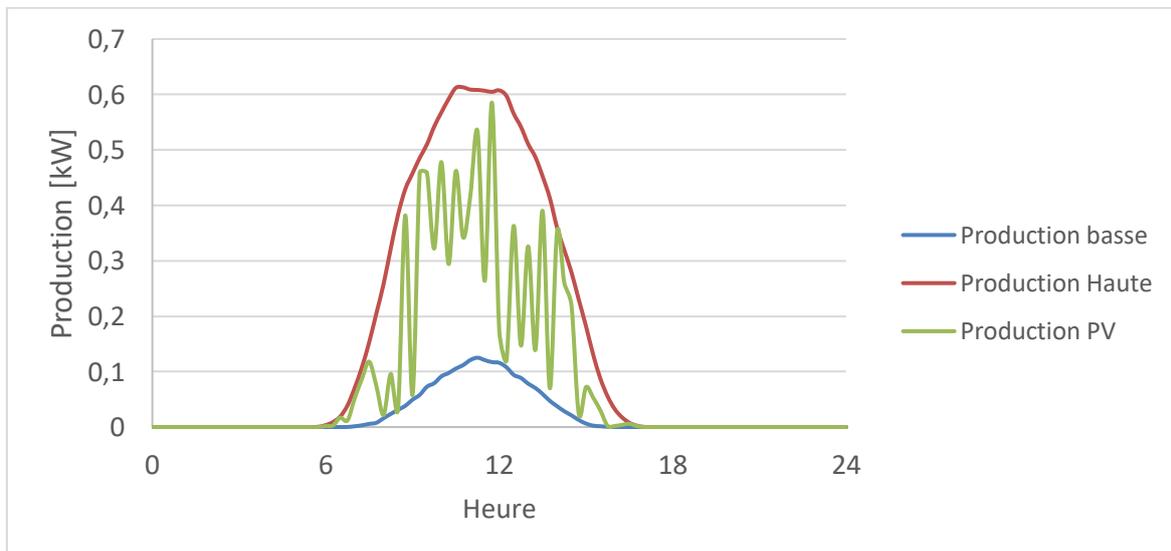


Figure 3-6 : Exemple de courbes de production qui servent de base à l'ensemble des PV du réseau des Haies - Automne

Nous noterons que les courbes de production sont toutes relatives à la puissance active du PV. Par défaut, cette puissance est égale à la puissance nominale du PV, elle-même égale à la puissance de raccordement du réseau. Cette puissance active pourra cependant être modifiée par les solutions d'insertion.

<sup>32</sup> On peut soit utiliser les courbes orientées pour faire une étude plus précise, soit utiliser des courbes « plein sud » (180°) avec une production maximale non foisonnée à midi (hypothèse actuelle pour le raccordement PV).

On notera aussi l'aspect très bruité des courbes : la courbe moyenne en elle-même ne représente pas une courbe PV « réaliste », mais uniquement une suite de puissance produite moyenne probable pour chaque pas de temps calculés. Les puissances extrêmes d'une vraie installation PV (par exemple : aucune production sur la journée) ne sont donc pas nécessairement atteintes, et les variations ne sont pas forcément réalistes. Cela n'a aucune importance ici car : nous étudions les grandeurs moyennes évaluées par une méthode de Monte Carlo ; nous n'utilisons que des solutions statiques dans cette thèse (pas d'impact des variations).

## II.2.4. Élargissement géographique du périmètre des études

Afin de passer de l'échelle du village des Haies à l'échelle de l'ancienne Communauté de Communes de la Région de Condrieu (CCRC), nous devons nous adapter à un jeu d'hypothèses et de données différent. Avec la quantité plus élevée de données à récupérer et à traiter pour ce nombre de réseaux BT, nous n'avons pas (avec les partenaires du projet) réalisé un travail aussi précis que pour le village des Haies. Nous avons adopté une méthode alternative plus générique pour limiter la quantité de données nécessaires. On rappelle que, comme pour le périmètre SMAP, nous nous attardons surtout sur la qualité de la méthodologie et des simulations. Les données d'entrée restent largement modifiables et/ou améliorables au besoin et nous proposons dans cette thèse de nombreux exemples.

### a) Scénarios CCRC

Comme dans la partie Chap3.II.2.1.b) précédente, nous définissons un scénario haut « NGW » et un scénario bas « Tend » à utiliser sur le périmètre de la CCRC.

Pour les producteurs, nous reprenons les données PV de la CCRC (cf. Chap2.III.2.3) auxquelles nous ajoutons de nouveaux objectifs de production. La méthode est identique à celle du périmètre des Haies, mais appliquée à la nouvelle répartition des objectifs (de 0 à 3,7% de l'objectif par réseau). Nous avons :

Tableau 3-6 : Objectifs de production 2050 des scénarios du périmètre CCRC.

Objectifs de production NGW à l'échelle CCRC	36 280 MWh/an
Objectifs de production Tend à l'échelle CCRC	11 187 MWh/an

Cependant, nous n'avons pas de données globales qui estiment l'évolution de la consommation entre 2016 et 2050 sur ce périmètre. À la place, nous utilisons un coefficient de réduction qui estime l'efficacité énergétique attendue d'ici 2050.

Tableau 3-7 : Coefficients de réduction globaux des scénarios du périmètre CCRC.

Coefficient de réduction global NGW	59%
Coefficient de réduction global Tend	56%
Coefficient de réduction global des charges du tertiaire (NGW et Tend)	70%

Nous avons aussi de nouvelles probabilités d'occurrence, avec désormais une dépendance à l'état initial. L'état initial n'est plus aléatoire, mais défini par un algorithme.

Tableau 3-8 : Probabilités d'occurrence des usages considérés pour les clients des réseaux BT du périmètre CCRC. Les états finaux des combinaisons d'usages sont inconnus et sont sélectionnés via ces probabilités. Les états initiaux sont sélectionnés via un algorithme.

Chauffage	ECS	État initial en 2016	Scénario NGW en 2050	Scénario Tend en 2050
Autre	Autre	ECS non électrique & Chauffage non électrique	51%	52,50%
Autre	Électrique		18%	-
Autre	Solaire et appoint		3%	0,50%
Autre	Thermodynamique		-	1,50%
Autre	PAC		-	-
Électrique	Électrique		-	-
Électrique	Solaire et appoint		-	-
Électrique	Thermodynamique		-	-
PAC	Autre		-	1,50%
PAC	Électrique		-	4%
PAC	PAC		-	40%
PAC	Solaire et appoint		-	-
PAC	Thermodynamique		28%	-
Autre	Autre		ECS électrique & Chauffage non électrique	-
Autre	Électrique	87%		54%
Autre	Solaire et appoint	-		7%
Autre	Thermodynamique	-		30%
Autre	PAC	-		-
Électrique	Électrique	-		-
Électrique	Solaire et appoint	-		-
Électrique	Thermodynamique	-		-
PAC	Autre	-		-
PAC	Électrique	13%		2%
PAC	PAC	-		4%
PAC	Solaire et appoint	-		3%
PAC	Thermodynamique	-		-
Autre	Autre	ECS électrique & Chauffage électrique		-
Autre	Électrique		-	-
Autre	Solaire et appoint		-	-
Autre	Thermodynamique		-	-
Autre	PAC		-	-
Électrique	Électrique		100%	65%
Électrique	Solaire et appoint		-	14%
Électrique	Thermodynamique		-	21%
PAC	Autre		-	-
PAC	Électrique		-	-
PAC	PAC		-	-
PAC	Solaire et appoint		-	-
PAC	Thermodynamique		-	-

L'état initial est sélectionné pour chaque charge lors de la génération de ses courbes de charges. Cet état initial n'est plus traité aléatoirement car nous n'avons pas de données statistiques suffisamment précises pour le périmètre de la CCRC. Pour le plus petit périmètre des Haies, il était possible de faire une évaluation précise en traitant les données INSEE et de la mairie (statistiques locales). Pour ce périmètre plus vaste, la charge de travail serait trop importante, et nous avons opté pour une méthode différente qui se base directement sur les statistiques des individus en fonction des paramètres disponibles. Cela permet d'éviter l'évaluation de statistiques à l'échelle de la CCRC, et nous définissons un traitement automatique.

Avec les partenaires, nous avons décidé d'utiliser un algorithme qui sélectionne l'état initial le plus probable en fonction des données et des statistiques disponibles pour chaque charge. L'arbre de décision est le suivant :

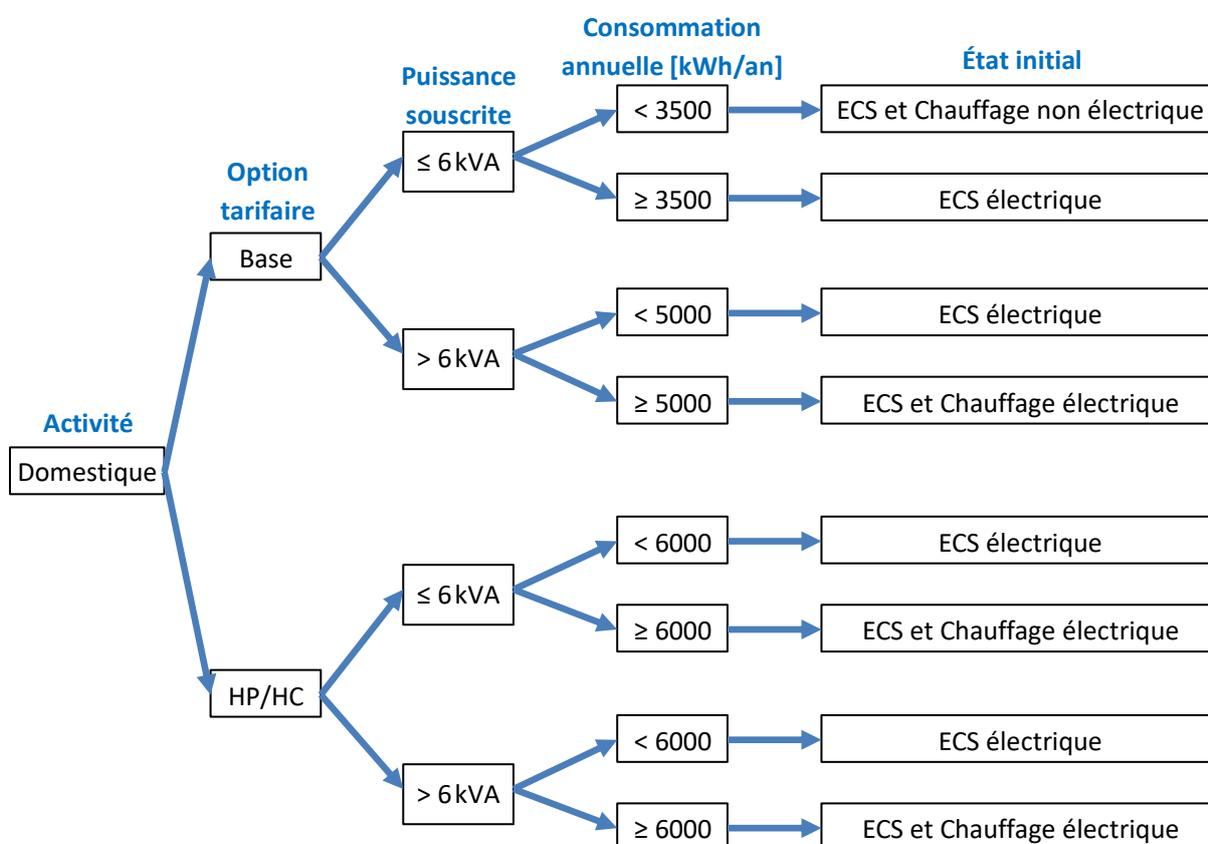


Figure 3-7 : Arbre de décision pour la sélection de l'état initial des usages des charges du périmètre CCRC, en fonction des données disponibles au préalable dans PowerFactory.

Les données d'entrées sont directement disponibles sous PowerFactory pour chaque charge (données confidentielles d'Enedis pour chaque client). Nous avons donc :

- L'activité, dans dix catégories :
  - Tarifs bleus : domestique ; agricole ; artisanat/commerce/bureaux/hôpitaux/écoles ; hôtellerie/restauration ; équipements collectifs.
  - Tarifs jaunes : agricole ; industrie ; commerce ; hôtellerie/restauration ; bureaux /hôpitaux/écoles.

- Les options tarifaires : Base ; Heures Pleines/Heures Creuses (HP/HC) ; Tempo ; EJP (« Effacement des Jours de Pointe »). Un descriptif est disponible dans [57].
- La puissance souscrite en kVA.
- Une estimation de consommation annuelle en kWh/an.

Avec ces quatre données, nous déduisons un type de charge initial pour les charges « domestiques ». Les charges avec une autre activité sont traitées différemment (cf. partie suivante b.). Les charges domestiques avec une autre option tarifaire sont ramenées au tarif de base car nous n'avons aucune courbe de charge pour ces tarifs.

## b) Courbes de charges CCRC

Comme indiqué dans la partie précédente, nous devons modifier la génération des courbes de charge. Les probabilités d'occurrence dépendent d'un état initial à définir selon les caractéristiques des clients (Activité, Tarif, Puissance souscrite, etc.).

Pour les charges domestiques, les courbes de consommation des différents usages sont identiques au périmètre des Haies. Cependant, pour le périmètre de la CCRC, nous n'avons pas récupéré les courbes de charge de chacune des charges BT à cause du volume trop important de données. À la place, nous avons récupéré un panel de courbes de charges sur plusieurs réseaux de la CCRC pour un total de 145 courbes BT. Nous récupérerons de plus, au minimum, une courbe de charge pour chaque activité spécifique parmi les neuf autres existantes, soit un total final de 201 courbes de charges sur les 6620 clients BT. Nous faisons cette étape pour deux journées d'étude : une journée d'hiver ouvrée, et une journée d'été ouvrée. Ces courbes de charge sont toutes converties en données relatives par rapport à la puissance souscrite de la charge.

Nous avons donc 10 jeux de courbes de charge (1 « domestique » et 9 « autres activités ») à répartir entre les différents clients BT. Nous procédons ainsi :

- Si la charge est de type « domestique », nous appliquons l'algorithme de sélection d'un état initial de la charge. La courbe de base de la charge est prise aléatoirement dans le panel des courbes domestiques.
- Si la charge est d'une autre activité, on sélectionne aléatoirement une courbe de charge dans le panel correspondant.

Ensuite, que ce soit des producteurs ou des consommateurs, l'évolution est identique à celle du périmètre des Haies (linéaire dans notre cas). Cependant, comme les profils ne sont pris que sur deux jours, les années sont désormais représentées par deux journées (une moitié en hiver et l'autre en été).

## II.2.5. Prise en compte des incertitudes

Nous avons montré précédemment que certains paramètres étaient choisis aléatoirement, généralement faute d'informations supplémentaires. Les scénarios à horizon 2050 sont intrinsèquement incertains et se basent sur un panel d'hypothèses plus ou moins probables. Dans la mesure où il n'est pas possible de faire varier la totalité des paramètres (cela demanderait trop de ressources de calculs et donnerait des résultats difficiles à interpréter), nous fixons un certain nombre de paramètres et n'en choisissons que certains à faire varier. Le cas échéant, certains paramètres en particulier peuvent être étudiés via une étude de sensibilité pour mesurer l'impact de leurs variations sur les résultats.

Le but est d'obtenir au final les résultats les plus justes et réalistes possibles si les hypothèses choisies en entrée sont effectivement vérifiées dans la réalité. Pour avoir des résultats utilisables, il est donc important d'avoir :

- Des hypothèses de départ cohérentes et probables, quitte à choisir plusieurs jeux d'hypothèses (les scénarios NGW et Tendancier) ;
- Une bonne maîtrise des variables aléatoires non fixées par les scénarios ;
- Une bonne modélisation du réseau électrique ainsi que de bons outils de calculs (calcul de répartition des charges).

### a) Les aléas

Dans notre cas, nous avons à chaque simulation les aléas suivants :

- Autour de la production :
  - L'objectif de production : 50 à 100% de l'objectif de production du scénario
  - Le placement des éléments PV actifs
  - Le raccordement des PV : triphasé ou monophasé, et choix de phase des éléments monophasés
  - L'amplitude des courbes de production PV (production entre deux courbes min/max)
  - Éventuellement l'orientation des PV
- Autour de la consommation :
  - La phase des éléments monophasés si elle n'est pas connue
  - Les usages initiaux et finaux d'une courbe de charge
  - L'amplitude de la courbe de charge (pour chaque composante entre deux courbes min/max)

Tout cela fait que nous travaillons avec une production et une consommation sous forte incertitude. Pour traiter ce problème, nous faisons une étude de Monte Carlo pour étudier l'impact des variables aléatoires précédentes.

### b) Étude de Monte Carlo

Nous avons ici un certain nombre de variables aléatoires sélectionnées de manière uniforme dans des intervalles fixés (nous ne connaissons pas les lois de probabilités des grandeurs aléatoires dans leur ensemble). Nous essayons cependant d'obtenir des estimations de production, de consommation et/ou de coûts.

Via une étude de Monte Carlo, il est possible d'estimer une valeur moyenne pour les grandeurs étudiées avec leurs propres intervalles de confiance. En effet, pour un ensemble de tirages **aléatoires indépendants et identiquement distribués** (qui suivent la même loi – ici une loi uniforme), nous pouvons appliquer le « **Théorème central limite** ». Ce dernier montre que la somme de ces variables aléatoires (ici un calcul de moyenne,  $\tilde{E}_g(N)$ ) **converge en loi vers une loi normale**. Pour un intervalle de confiance à 95%, nous avons les équations suivantes :

$$\tilde{E}_g(N) = \frac{1}{N} \times \sum_{i=1}^N g(x_i) \quad (3-3)$$

$$\tilde{\sigma}_g^2(N) = \frac{1}{N} \times \sum_{i=1}^N (g(x_i) - \tilde{E}_g(N))^2 \quad (3-4)$$

$$e_g(N) = 1,96 \times \frac{\tilde{\sigma}_g(N)}{\sqrt{N}} \quad (3-5)$$

$g$  = Grandeur à évaluer (P, Q, U, etc.)

$x$  = Variable aléatoire (ici un vecteur de plusieurs variables aléatoires)

$x_i$  = Valeur de  $x$  à l'étape  $i$

$N$  = Nombre de tirages aléatoires indépendants

$\tilde{E}_g(N)$  = Moyenne estimée de  $g$  pour  $N$  tirages

$\tilde{\sigma}_g(N)$  = Écart-type estimé de  $g$  pour  $N$  tirages

$e_g(N)$  = Erreur de  $g$  pour  $N$  tirages

1,96 = Coefficient pour un niveau de risque de 5% (l'intervalle contient 95% des valeurs de la gaussienne obtenue)

La précision obtenue dépend alors du nombre de tirages aléatoires, de l'intervalle de confiance désiré et de la variance estimée des grandeurs étudiées. Lors des simulations, nous réglons par défaut un nombre de tirages aléatoires initial de 50 et une estimation de l'erreur sur la tension phase-neutre et sur la consommation :

- Les simulations font au minimum 50 tirages aléatoires ;
- Les simulations se poursuivent si :
  - L'erreur sur la tension dépasse 0,5%
  - L'erreur sur la puissance dépasse 20%
- Par nécessité, les simulations sont limitées. Les calculs sont arrêtés si le nombre d'essais atteint 100, ou alors si les simulations durent trop longtemps (maximum 3 jours de calcul pour une seule solution sur un seul réseau).

L'estimation de ces moyennes lors des simulations permet de vérifier la cohérence des résultats, même si le nombre de tirages aléatoires n'est pas élevé. Les valeurs d'erreur choisies servent d'initialisation et surtout de bornes hautes. Elles sont délibérément élevées pour assurer un temps de calcul acceptable, mais ne fixent pas le niveau d'erreur. On vérifie a posteriori les erreurs calculées : pour la puissance par exemple, on sera le plus souvent autour de 8% pour les hypothèses décrites. De plus, les moyennes des grandeurs qui ne sont pas directement estimées en cours de simulations peuvent l'être a posteriori (via le traitement des résultats de calculs).

## II.2.6. Améliorations et perspectives

Nous attirons l'attention sur le fait que la précision de la consommation ou de la production ne sont pas une priorité pour la réalisation de ces études. Avec les partenaires, nous avons apporté tout notre soin pour créer des scénarios réalistes adaptés au village des Haies, suivant les données disponibles. Cependant, la réalisation de scénario de consommation ou de production est un sujet vaste et complexe, et les travaux réalisés peuvent bien entendu être améliorés et peuvent contenir des imprécisions ou certaines hypothèses à rediscuter.

Sachant cela, la méthodologie utilisée et les scripts réalisés ont été pensés pour être flexibles et facilement adaptés à d'autres scénarios ou d'autres courbes de charge. Le but principal de ces simulations est d'obtenir des résultats corrects et cohérents avec les données d'entrée, et de permettre la comparaison des différents cas de figure étudiés. Même avec des imprécisions, les résultats majeurs, ainsi que la forte sensibilité de certains paramètres peuvent facilement apparaître. Mais évidemment, plus les données d'entrée seront fiables et réalistes, plus les résultats seront précis et faciles à interpréter, d'où un véritable intérêt à les améliorer.

Nous noterons donc les points suivants d'amélioration ou d'évolution au sujet des données d'entrée. Ces points marquent aussi certaines limites de nos hypothèses.

### *Point 1 : les scénarios*

Il existe de nombreux scénarios de production et de consommation. Nous en avons sélectionné et adapté deux pour SMAP. Il est tout à fait possible d'en choisir d'autres.

#### **Perspective :**

- Essayer d'autres scénarios et/ou d'autres périmètres.
- Intégrer une meilleure évolution de la consommation et de la production (au lieu de linéaire).

#### **Limitations observées :**

- Accessibilité des données.
- Trouver un scénario adapté au périmètre d'étude.

### *Point 2 : la génération des courbes de charge*

Nous avons présenté ici nos hypothèses pour générer les différentes courbes de production et de consommation en fonction des données des scénarios utilisés. La génération est rapidement complexe et se confronte aussi à des limitations techniques : la complexité tend ici à rallonger l'implémentation des scripts, la génération des courbes ainsi que les temps de calcul. D'une autre manière, il a fallu faire des choix d'implémentation pour limiter les temps de calculs pour simplifier (ou rendre possible) la prise en compte de certains paramètres.

#### **Perspective n°1 :**

- Améliorer la génération de courbes de charge : davantage de courbes d'usage ; meilleure maîtrise des niveaux de risque ; meilleure maîtrise des aléas.

#### **Limitations observées :**

- Accessibilité des données.
- Complexité qui s'accroît rapidement.

- Equilibre précision/temps de calcul à maîtriser.
- Bonne maîtrise des statistiques à avoir (compétences que nous n'avons dans pas SMAP).

#### Perspective n°2 :

- Avoir un meilleur panel de courbes (charges, PV, usages, ...).
- Utiliser ces panels de courbes pour les tirages aléatoires.

#### Limitations observées :

- Accessibilité des données.
- Attention à la quantité parfois importante de données à traiter et manipuler.
- Problème de gestion des données avec PowerFactory 2017 : il est beaucoup plus facile et rapide de modifier des courbes de charges plutôt que d'en manipuler un grand nombre<sup>33</sup>.

### II.3. Les Analyses Coûts-Bénéfices

L'évaluation des coûts et des bénéfices par rapport au cas de base sont un point essentiel de la comparaison des solutions [58], [59]. Nous estimons pour cela un certain nombre de coûts lors des calculs, d'après l'ensemble des parties précédentes :

- Les coûts sont évalués sur le long terme (cf. Chap3.II.2.1), soit dans notre cas de 2016 à 2050.
- Les coûts sont évalués pour deux scénarios d'insertion (NGW et Tendancier).
- Nous estimons des coûts moyens (à partir des études moyennes) pour prendre en compte les incertitudes : nous réalisons une étude de Monte Carlo avec au minimum 50 tirages aléatoires.

Par définition, l'Analyse Coûts-Bénéfices (ACB) mesure la différence entre les coûts, pour la collectivité, de mise en œuvre des différentes stratégies étudiées. Nous estimons donc **uniquement les grandeurs que nous considérons variables d'un cas d'étude à un autre**. En connaissance des diverses solutions, nous calculons :

- Les coûts d'exploitation ou, par abus de langage<sup>34</sup> les « OPEX » (de l'anglais « *operation expenditure* »), mais uniquement à partir des pertes, de l'énergie non injectée et de la maintenance de l'OLTC. Les calculs de fiabilité (END et ENI) sont supposés n'être que faiblement impactés puisque la topologie du réseau n'est pas modifiée.
- Les coûts d'investissements ou « CAPEX<sup>35</sup> » (de l'anglais « *capital expenditure* »), mais uniquement à partir des coûts liés aux renforcements effectués (changements de ligne ; changement ou mutation du poste ; ajout de départs) et aux coûts d'investissement des solutions (considérés nuls à part pour l'OLTC).

---

<sup>33</sup> Problème non remonté à DigSILENT car difficile à montrer. Suite à un phénomène inconnu (probablement une sorte de fuite de mémoire), les temps de calcul se rallongent progressivement en cas de déplacement/création/suppression d'éléments lors d'une même simulation. Dans notre cas, les boucles de calculs accumulaient des latences prohibitives avec dans le pire des cas un arrêt complet du logiciel.

<sup>34</sup> Par simplicité, nous utilisons cette dénomination, même si elle ne correspond pas à la définition usuelle.

<sup>35</sup> Idem, abus de langage.

En fonction des dates d'installation calculées et de la durée d'étude, nous prenons en compte l'amortissement des équipements dans le calcul. Pour un équipement donné, nous avons alors :

$$CAPEX_{Amorti}(N \leq N_{max}) = CAPEX(N) * \frac{N_{max} - N + 1}{Durée\ d'amortissement} \quad (3-6)$$

$N$  = Année de calcul

$N_{max}$  = Dernière année de calcul

$Durée\ d'amortissement$  = Amortissement de l'équipement étudié.

La plupart des ouvrages BT ont des durée de vie de plusieurs dizaines d'années [26]. Nous utilisons une durée de 40 ans<sup>36</sup>.

Ces divers coûts sont calculés chaque année et sont actualisés en temps normal au taux de 8% [26]. Pour les projets smart grid, nous utilisons un taux moins conservatif de 4,5% [59] suivant la formule :

$$C(N) = \frac{1}{(1 + \tau)^{N-2016}} \quad (3-7)$$

$N$  = Année de calcul

$C(N)$  = Coefficient d'actualisation à l'année  $N$

$\tau$  = Taux d'actualisation (4,5%)

Pour quantifier ces coûts, un canevas a été transmis par Enedis pour les coûts de renforcement et les coûts spécifiques des solutions.

Au total, nous calculons le coût global suivant pour chaque réseau BT étudié :

$$Coût_{Total} = \sum_{N=2016}^{2050} (OPEX(N) + CAPEX_{Amorti}(N)) * C(N) \quad (3-8)$$

### III. Solutions étudiées

Dans l'environnement de calcul décrit précédemment, nous cherchons à appliquer et étudier les « solutions d'insertion de PV » retenues. Il est possible de choisir une grande variété de solutions d'insertion, mais nous nous focalisons sur certaines d'entre elles dans le cadre du projet SMAP. Nous décrivons ici les différents cas de figure, à savoir : un cas de base qui sert de référence de comparaison, suivi des quatre solutions principales retenues.

---

<sup>36</sup> Chiffre donné par Enedis.

## III.1. Inventaire des solutions abordées et premières comparaisons

### III.1.1. Inventaire et premières comparaisons

Seules certaines solutions ont, au final, été retenues pour une étude détaillée dans le cadre du projet SMAP. D'autres solutions ont cependant été abordées pour leurs diverses qualités et nous en dressons ici un rapide inventaire. La plupart des solutions sont ici qualifiées de « *fit and forget* » (en anglais, pour « dimensionner et oublier ») à cause de la nature de la solution : on dimensionne au mieux une solution fixe en fonction des données disponibles, puis cette solution est appliquée sur toute sa durée de vie sans retours ni actions supplémentaires<sup>37</sup>. Nous offrons ici une vision des divers cas applicables à notre méthodologie mais que nous n'avons pas forcément poursuivis, généralement par la nécessité de se focaliser sur certains cas (contrainte de temps).

Le tableau suivant détaille ces solutions en offrant de premiers éléments de comparaison, ainsi que des pistes d'études. De plus, cela permet de mieux situer dans son contexte le panel de solutions finalement retenu et de voir les éventuelles alternatives.

Tableau 3-9 : Avantages et inconvénients des solutions d'insertion étudiées dans le cadre du projet SMAP. En bleu, les solutions détaillées dans cette thèse.

Solution d'insertion PV	Avantages	Inconvénients
Renforcement des lignes	→ Solution usuelle.	→ Coût d'investissement potentiellement élevé.
Renforcement du poste	→ Permet de lever aussi bien les contraintes en courant que celles en tension. → Diminue les pertes.	→ "Fit and forget"
Changement de topologie	→ Solution usuelle. → Permet de repenser tout le réseau BT et de lever toutes les contraintes.	→ Souvent une forte complexité → un coût difficile à prévoir.
Contrôle local des onduleurs	→ Solution techniquement industrialisable. → Utilise par défaut la puissance inutilisée par l'onduleur, c'est-à-dire la marge de puissance entre la production PV et la puissance nominale de l'onduleur.	→ Mesures de tension locale à réaliser. → Ne peut résoudre que les problèmes en tension, pas les problèmes de courant. → Risque de d'interaction entre les onduleurs
Contrôle centralisé des onduleurs	→ Production active et réactive optimisée	→ Surcoût et architecture plus complexe (capteurs, communication, contrôleur). → Nécessite une bonne connaissance du réseau ou beaucoup de capteurs.
Bridage des onduleurs au dimensionnement	→ Solution techniquement industrialisable. → Coût dépendant de l'énergie non injectée.	→ "Fit and forget".

<sup>37</sup> Il peut y avoir des remontées d'information ou des vérifications, mais ce n'est pas systématique.

Régleur en charge (OLTC) avec une consigne fixe de tension	→ Solution industrialisable.	→ Coût d'investissement élevé. → Ne peut résoudre que des problèmes de tension.
Régleur en charge (OLTC) avec une bande de tension possibles	→ Solution industrialisable.	→ Coût d'investissement élevé. → Complexité accrue (capteurs, communication). → Ne peut résoudre que des problèmes de tension.
Contrôle des onduleurs par Tan(Phi) fixe	→ Solution réalisable et simple.	→ "Fit and forget". → Coût à étudier : dépend de l'énergie non injectée et du dimensionnement de l'onduleur.
Modélisation de $P_{max}$ (Orientation)	→ Solution faisable. → Coût considéré quasi nul. → Amélioration des modèles.	→ Complexité supplémentaire des études raccordement ou de l'estimation de la puissance de raccordement demandée.
Feedback PV	→ Amélioration des modèles. → Libération de la marge de puissance non utilisée.	→ Faisabilité et coût à étudier
Prise en compte de la thermique du poste HTA/BT	→ Coût initial considéré nul. → Amélioration des modèles.	→ N'est pas adapté à tout type de production (limite de durée)
Étude paramétrique pour demande groupée de raccordement	→ Permet des études groupées → Permet de réduire les variations de tension. → À même puissance, réduit les pertes.	→ Faisabilité à étudier → Complexité supplémentaire des études raccordement. → "Fit and forget".

### III.1.2. Avancement

Toutes les solutions précédentes peuvent faire partie des perspectives possibles suite à cette thèse, avec la poursuite des études et des comparaisons de solutions d'insertion. Notamment, on notera toute l'importance d'une meilleure prise en compte du réseau HTA. On retiendra aussi le potentiel des « études paramétriques » dont le but est de trouver un réglage optimisé des installations PV en ajustant l'un de ces deux paramètres : la puissance des différentes installations, ou alors la localisation des installations (si un panel d'emplacements est disponible).

Nous nous focalisons au final sur cinq cas d'étude principaux : un renforcement simplifié ; le contrôle local du réactif des onduleurs de deux façons différentes ; un bridage fixe des onduleurs ; et l'ajout d'un régulateur en charge sur le poste HTA/BT. Les autres solutions ont été plus ou moins approfondies selon le temps et les données disponibles, ce qui est indiqué dans le tableau suivant.

Tableau 3-10 : Solutions d'insertion étudiées dans le cadre du projet SMAP. Dans ce livrable, seules les solutions en bleu sont détaillées. Le « Statut » indique l'état d'avancement (« - » : non encore étudiée ; « + » : modélisée et appliquée sur un cas simple ; « ++ » : modélisée et appliquée sur les réseaux des Haies mais pas d'étude ACB ; « +++ » : étude complète ; « = » : étude de la théorie et non appliquée).

Symbole	Solution d'insertion PV	Résumé	Actions clé	Statut
+R	Renforcement des lignes	Renforcer les lignes	Maîtrise de R et X	++
+R	Renforcement du poste	Renforcer le poste HTA/BT	Maîtrise de R et X	++
	Changement de topologie	Changer la topologie du réseau BT et de tous ses éléments	Changement de L, R, X, V, P et Q	-
S1	Contrôle local des onduleurs	Piloter P et Q des onduleurs avec des mesures locales	Pilotage de P et Q	+++
	Contrôle centralisé des onduleurs	Piloter P et Q des onduleurs de façon centralisée	Pilotage de P et Q	+
S2	Bridage des onduleurs au dimensionnement	Limiter la production max des onduleurs par dimensionnement	Maîtrise de P	+++
	Régleur en charge (OLTC) avec une tension de consigne	Modifier les prises du transformateur d'après une mesure locale de tension	Pilotage de V	++
S3	Régleur en charge (OLTC) avec une bande de tension	Modifier les prises du transformateur d'après des mesures de tensions sur le réseau BT	Pilotage de V	+++
S4	Contrôle des onduleurs par TanPhi fixe	Fixer le ratio Q/P des onduleurs	Maîtrise de P et Q	+++
+O	Modélisation de $P_{max}$ (Orientation)	Améliorer la modélisation de la $P_{max}$ des PV lors des études de raccordement	Maîtrise de P	++
	Rééquilibrage des phases des éléments BT	Rééquilibrer les puissances sur les phases du réseau BT	Maîtrise de P	=
	Optimisation de la prise hors charge pour le PV	Optimiser différemment la prise hors-charge du poste	Maîtrise de V	-
	Feedback PV	Recaler la valeur de $P_{max}$ des PV au cours du temps en fonction de leur production observée dans le passé	Maîtrise de P	=
	Prise en compte de la thermique du poste HTA/BT	Prendre en compte la thermique du transformateur lors les pics de production PV	Maîtrise de la température	=
	Étude paramétrique pour demande groupée de raccordement	Optimiser le placement de la production PV	Maîtrise de P et L	-
	Étude de nouveaux leviers sur la HTA	Utilisation temporaire de la marge HTA et travaux HTA Autres ?	Changement de L, R, X, V	-

## III.2. Solutions SMAP

Nous présentons ici les solutions spécifiquement étudiées et comparées dans le cadre de SMAP. Ce sont les solutions étudiées le plus en détails et sur lesquelles nous avons appliqué toutes les méthodologies.

### III.2.1. S0 : Cas de base et renforcement simplifié

#### a) Cas de base

Le premier cas d'étude est l'étude du réseau électrique sans aucune solution d'insertion. Ce cas sert de base de comparaison avec le calcul initial des différentes grandeurs pertinentes. Notamment, cela permet d'identifier les contraintes qui peuvent apparaître.

Il est difficile de comparer directement deux réseaux contraints : lequel est le « plus contraint » ? Comment quantifier les différences entre les 3 types de contraintes observées (surcharge, tension haute, tension basse) ? Occurrence d'apparition des contraintes ? Il a été choisi de compléter les études avec la levée (l'élimination) systématique de toutes les contraintes et de mesurer le coût de cette levée. En cas de solutions d'insertion, on espère que la solution empêche ou résout au mieux les éventuelles contraintes. Mais dans le cas où ce n'est pas possible (aucune solution, ou solution insuffisante), nous ajoutons la possibilité de faire un renforcement dans toutes les simulations afin de lever toutes les contraintes.

#### b) Renforcement simplifié

Nous mettons ici en place un Renforcement simplifié, qui a vocation à permettre la comparaison des solutions entre elles via une quantification des coûts de renforcement éventuels.

L'algorithme de renforcement est dit « simplifié » car il se limite à certaines actions :

- Renforcement des lignes en cas de surcharge des lignes (limite de 100% du courant nominal) ou en cas de contrainte en tension.
- Renforcement du poste de distribution en cas de surcharge du poste (limite de 100% de la puissance nominale).
- Les renforcements sont réalisés au plus juste de la résolution des contraintes, nous n'utilisons pas les sections économiques des lignes ou encore le dimensionnement économique des transformateurs (cf. [24])
- Ajout d'un départ dédié spécifiquement à l'élément en contrainte. Il n'y a **aucune** limite au nombre de départs (par simplification du script).
- Hormis l'ajout d'un départ dédié, il n'y a aucun changement de topologie du réseau (nous ne restructurons pas le réseau ; nous n'ajoutons pas de poste HTA/BT).

Nous utilisons l'algorithme décrit par le logigramme suivant :

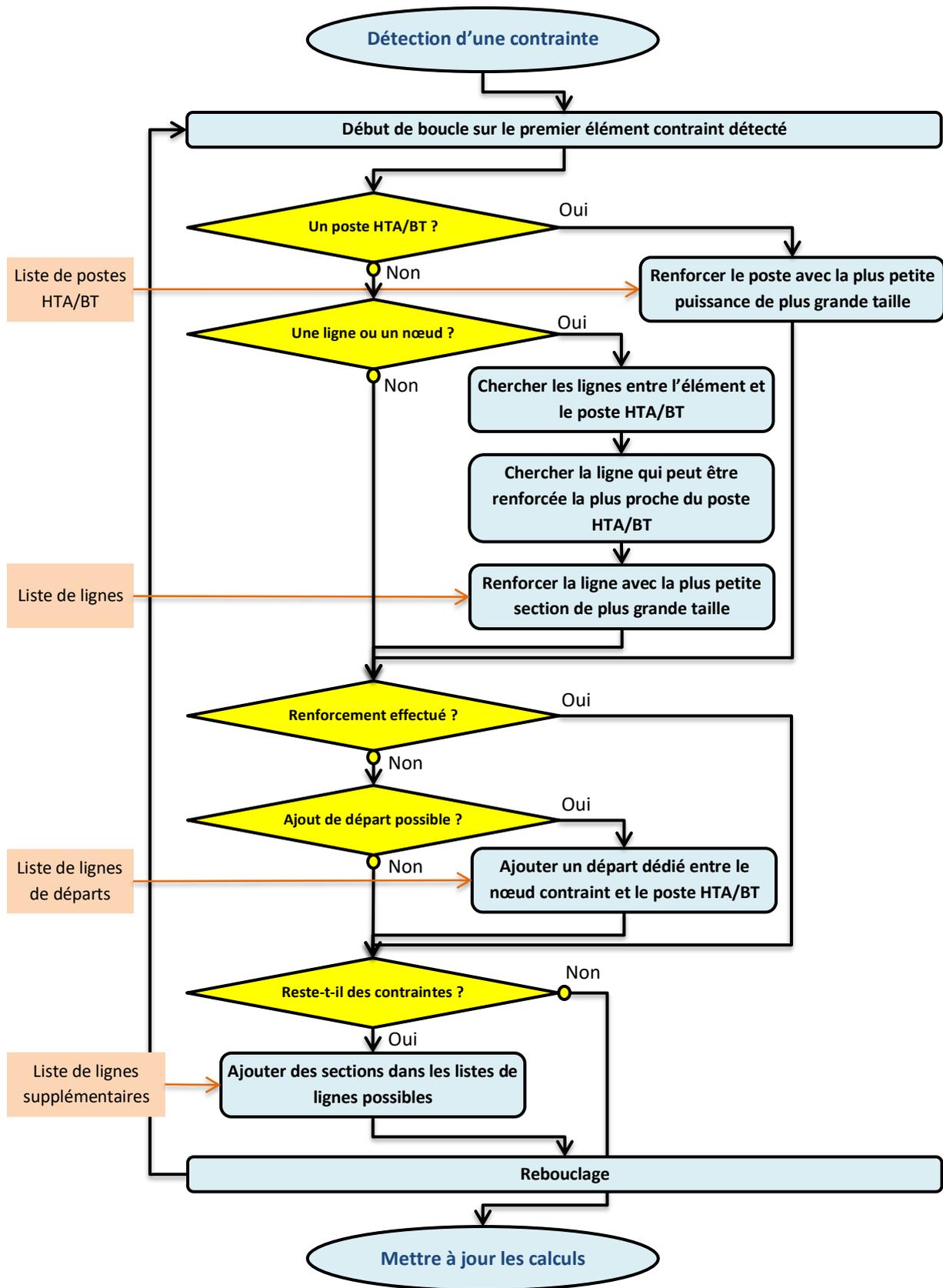


Figure 3-8 : Logigramme de l'algorithme de renforcement simplifié. En bleu : actions ; En rouge : paramètres ou variables ; En jaune : booléens.

En détail, nous avons le fonctionnement suivant en cas de détection d'une contrainte. La contrainte détectée est nécessairement associée à un « élément » :

1. Si l'élément contraint est le poste HTA/BT (par construction, il sera toujours détecté avec d'autres éléments contraints) :
  - a. Renforcement du poste avec le plus petit poste de plus grande taille, parmi les puissances normalisées suivantes<sup>38</sup> : 160, 250, 400 ou 630kVA.
2. Sinon, renforcement des lignes entre le poste et l'élément contraint :
  - a. Si l'élément en contrainte est une ligne alors on renforce la ligne avec le plus petit type de ligne de section supérieure à celle de ce tronçon, parmi les sections normalisées suivantes : 70, 95, 150, 240, « 480<sup>39</sup> », « 720<sup>40</sup> », « 960<sup>41</sup> » mm<sup>2</sup> et en cas de problème une ligne « DEBUG<sup>42</sup> ».
  - b. Si l'élément en contrainte est un nœud (contrainte de tension)
    - i. Chercher les tronçons de ligne entre le poste et l'élément
    - ii. Trouver le tronçon le plus proche du poste
    - iii. Renforcer le tronçon avec le plus petit type de ligne de section supérieure de ce tronçon, parmi les sections suivantes : 70, 95, 150, 240mm<sup>2</sup>.
    - iv. S'il n'y a pas de section supérieure, reprendre « iii. » avec le prochain tronçon le plus proche du poste.
    - v. S'il n'y a pas de tronçon suivant, reprendre à partir de « ii. » et ajouter le type de ligne de section « 480 ».
    - vi. Si après rebouclage de « v. », la contrainte est toujours présente :
      1. Si l'élément est identifié comme sur un départ dédié :
        - a. Reprendre à « ii. » et ajouter les types de ligne « 720 », « 960 » et « DEBUG ».
      2. Sinon : changer le point de connexion de l'élément et le relier au poste via un départ et une ligne dédiée de même longueur que la longueur d'origine entre le poste et l'élément.
    - vii. Si après rebouclage de « vi. », la contrainte est toujours présente : Message d'erreur « Résolution impossible de la contrainte par renforcement simplifié ». Fin.
3. Recalculer le point de fonctionnement en cours et évaluer les contraintes.
4. En cas de contraintes, reboucler à 1. Sinon, fin.

---

<sup>38</sup> Les postes correspondants sont issus des réseaux BT de la CCRC.

<sup>39</sup> Renforcement via la pose de deux lignes de 240 mm<sup>2</sup> en parallèle.

<sup>40</sup> Renforcement via la pose de trois lignes de 240 mm<sup>2</sup> en parallèle.

<sup>41</sup> Renforcement via la pose de quatre lignes de 240 mm<sup>2</sup> en parallèle.

<sup>42</sup> Cette ligne particulière est de résistance nulle et sert à détecter les cas où le renforcement des lignes ne lève pas les contraintes en tension à cause d'une tension trop élevée dès le secondaire du poste HTA/BT.

**Remarque 1** : Il n'y a pas de limitation par le nombre de départs possibles sur le poste de distribution. En cas de besoin, chaque élément contraint peut obtenir sa propre ligne et son propre départ si cela permet de lever la contrainte. La création d'un départ dédié pour un PV est intéressante car les départs « exclusivement PV » bénéficient d'une réglementation différente. En effet, sur un départ mixte (consommation et production), la tension maximale au point de livraison est de 1,085 p.u. en raison d'une marge de 0,015 % laissée pour le branchement ; alors que la tension maximale autorisée au point de livraison passe à 1,1 p.u. pour un départ PV. Mais on retiendra que **la valeur absolue des coûts peut rapidement devenir très imprécise en cas d'ajouts de plusieurs départs.**

**Remarque 2** : Les lignes « 720 », « 960 » et a fortiori « DEBUG » n'ont pas vocation à être utilisées en réalité sur le terrain, mais plutôt à repérer des problèmes de tension qui ne sont pas résolus via le renforcement des lignes. C'est le cas lorsque que la tension HTA en amont du poste est très élevée : en cas de refoulement au niveau d'un poste HTA/BT, ce dernier provoque non plus une chute mais une élévation de tension. On a alors potentiellement une contrainte en tension dès le secondaire du poste. Cela aboutit systématiquement, dans notre cas, à un message d'erreur car la levée de la contrainte est impossible avec l'algorithme actuel.

Les renforcements effectués ne présupposent donc en aucun cas des renforcements que proposerait effectivement Enedis si la situation étudiée se produisait en pratique. Cependant, les estimations de coût des renforcements proposés sont réalistes et répondent à notre besoin de comparaison. Nous utilisons des tables de coûts transmises par Enedis mais dont les valeurs ne peuvent pas être communiquées.

Le tableau suivant permet de lister les données disponibles pour l'estimation des coûts :

**Tableau 3-11 : Données de coûts disponibles et utilisées par Enedis pour des opérations de renforcement. Les valeurs sont confidentielles.**

Fourchette de coûts unitaires zone urbaine		Fourchette de coûts unitaires autres zones	
Min	Max	Min	Max

Équipements				
Mutation d'un poste HTB2/HTA (k€)	Min	Max	Min	Max
Mutation d'un poste HTB1/HTA (k€)	Min	Max	Min	Max
Création d'une demi rame (k€)	Min	Max	Min	Max
Création d'un départ HTA (k€)	Min	Max	Min	Max
Câble HTA (k€/km)	Min	Max	Min	Max
Création d'un Poste HTA/BT (k€)	Min	Max	Min	Max
Mutation d'un poste HTA/BT (k€)	Min	Max	Min	Max
Câble BT souterrain (k€/km)	Min	Max	Min	Max
Câble BT aérien (k€/km)	Min	Max	Min	Max
Coefficient de surlargeur	Min	Max	Min	Max

Énergie				
Énergie non injectée (€/MWh)	Min	Max	Min	Max
Pertes en ligne (€/MWh)	Min	Max	Min	Max

OLTC				
Mutation d'un poste HTA/BT (k€)	Min	Max	Min	Max
Maintenance (k€/an)	Min	Max	Min	Max

Les coûts communs à l'ensemble des solutions ne sont pas évalués (par exemple : maintenance des lignes, défauts, etc.). Sur le cas de base, on calculera les pertes et les coûts de renforcement. Les autres coûts dépendent de la solution étudiée.

Dans la suite de cette partie, nous détaillons une à une les différentes solutions qui s'ajoutent au renforcement. Sauf information contraire, ce renforcement sera toujours appliqué en plus de la solution. Il sera toujours « correctif », c'est-à-dire qu'il ne tentera de lever des contraintes qu'après les actions des solutions.

### III.2.2. S1 : Contrôle local en réactif de type $Q = f(V)$

La régulation de tension décentralisée par les onduleurs PV est une méthode bien étudiée. Le contrôle en réactif bénéficie en effet des compétences acquises dans la gestion des réseaux HTA, et est d'ores et déjà utilisé et testé [60]–[64]. Cependant, les réseaux basse tension sont par nature principalement résistifs, et de nombreuses études suggèrent que l'effacement de puissance active est une solution possible [61], [65], [66].

Divers contrôles ont été testés dans cette thèse, et il est ressorti que le plus intéressant à étudier est le contrôle local en réactif, dit en « Q(U) », avec priorité à la puissance réactive. Donner la priorité à la puissance réactive signifie que si la consigne de puissance réactive donnée par le contrôle provoque un dépassement de la puissance apparente maximale de l'onduleur alors la puissance active de l'onduleur est réduite. Les détails de ces études complémentaires sont disponibles dans l'Annexe 2. Chaque PV est piloté localement (au niveau de l'onduleur).

Le contrôle en réactif voulu est normalement déjà utilisable grâce aux fonctions mise à disposition dans le logiciel PowerFactory. Mais au moment de l'implémentation de l'algorithme, en 2016 sous PowerFactory 2015, le contrôle local en réactif de PowerFactory ne fonctionnait pas. Nous avons rencontré lors de leur utilisation des problèmes de convergence récurrents sur nos réseaux. La figure suivante donne un exemple de résultat :

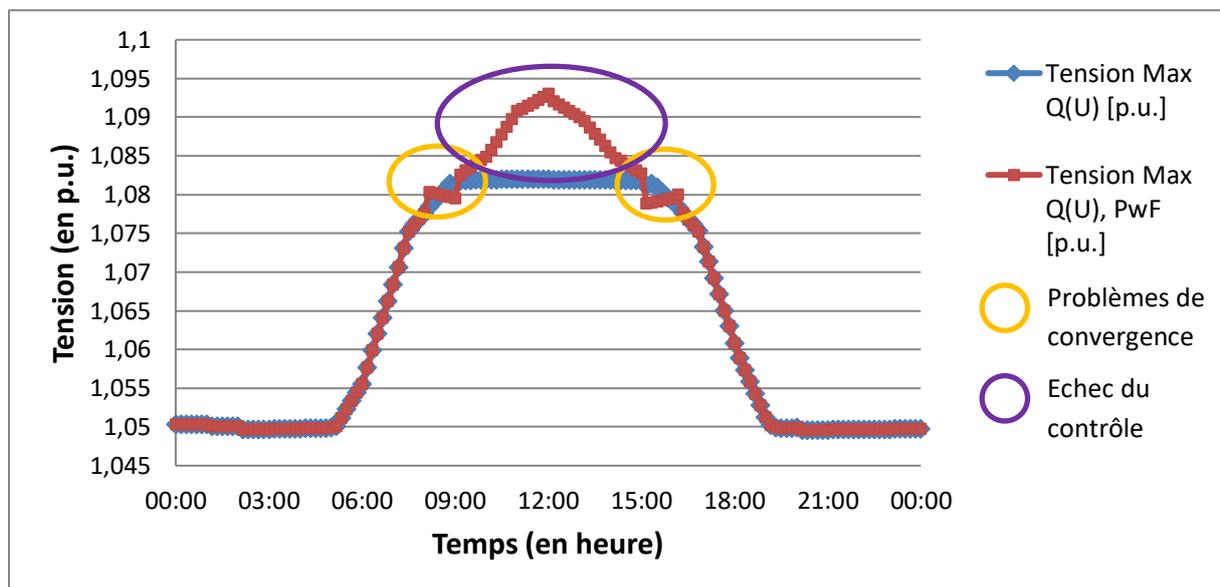


Figure 3-9 : Tension maximale sur un réseau des Haies pour une journée d'été ouvrée. Les deux contrôles utilisés, de caractéristiques et limites identiques, sont un contrôle en réactif avec priorité du réactif et un seuil de tension à 1,085 p.u. . En bleu : notre implémentation. En rouge : la fonction de Powerfactory.

Nous observons deux problèmes :

- Un problème de convergence<sup>43</sup> en début et en fin de contrôle ;
- L'échec du contrôle : la caractéristique donnée en entrée n'est pas respectée. Il y a un clair dépassement de la tension au-delà de 1,085 p.u., alors que notre solution parvient à réduire la tension (à tout paramètre égal).

Bien que ces problèmes ne soient pas systématiques, nous avons donc décidé de réécrire un nouveau script sans utiliser la fonction interne mise à disposition par les développeurs de PowerFactory. En échange d'un temps de calcul plus long<sup>44</sup>, nous avons préféré une méthode plus simple et mieux maîtrisée.

<sup>43</sup> Le logiciel indique : « DigSI/err - Boucle externe ne converge pas. Nombre d'itérations maximum atteint »

<sup>44</sup> Le contrôle en réactif de PowerFactory ne rallonge pas de façon mesurable la durée de simulation. Notre algorithme ajoute généralement une durée de simulation d'environ 5s sur une journée de calcul au pas de temps 10min pour un seul réseau BT.

a) Caractéristique  $Q = f(V)$

Nous faisons ici le choix de contrôler localement la production (ou consommation) de puissance réactive par l'utilisation d'une caractéristique de type  $Q = f(V)$ <sup>45</sup>, identique à plusieurs contrôles classiques [60], [67].  $Q$  est la puissance réactive produite et  $V$  est la tension phase neutre au nœud de raccordement de l'onduleur PV monophasé contrôlé (ou les tensions des trois phases s'il s'agit d'un onduleur PV triphasé).

Le choix de ce mode de contrôle s'inscrit dans la continuité des travaux réalisés par la chaire sur le contrôle en réactif de K. Rauma [68]. Nous reprenons et complétons ici les études réalisées, même si d'autres types de contrôle sont tout à fait possible. Certains contrôles sont directement proposés par PowerFactory<sup>46</sup> ( $Q = f(V)$ , mais aussi  $Q = f(P)$  ou  $\cos(\varphi) = f(P)$ ). Nous testons un type particulier de contrôle et nous ne chercherons pas à l'optimiser car nous nous intéressons à une problématique de planification long terme et non pas temps réel. Ce contrôle reste cependant facilement modifiable grâce à sa paramétrisation. La méthode de résolution choisie est ici limitée par les possibilités que donne le logiciel (pas d'outils de calculs mathématiques complexes – pour faire ces derniers, il est préférable d'utiliser d'autres outils plus adaptés). Une recherche de point fixe légèrement modifiée est utilisée et permet de résoudre la majorité des problèmes.

La caractéristique utilisée est la suivante :

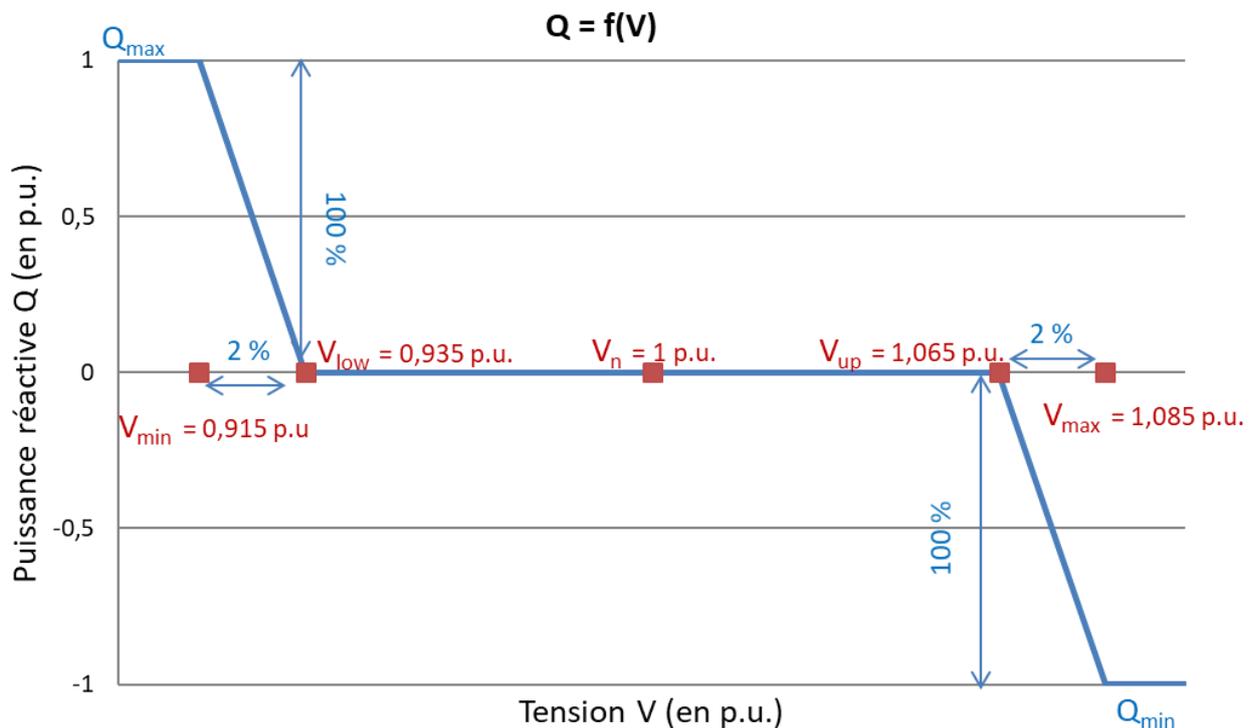


Figure 3-10 : Caractéristique  $Q = f(V)$  de la solution de contrôle local en réactif.

<sup>45</sup> Par abus de langage, on parle alors généralement de contrôle en  $Q(U)$  ou  $Q = f(V)$ .

<sup>46</sup> Au moment de l'implémentation de l'algorithme, en 2016 sous PowerFactory 2015, le contrôle local en réactif de PowerFactory ne fonctionnait pas pour aucun de ces contrôles.

Cette caractéristique présente donc :

- Une bande morte entre 0,935 p.u. et 1,065 p.u. : autour de la tension nominale, le contrôle en réactif n'est pas nécessaire. L'insertion de réactif sur le réseau électrique n'est pas sans conséquence et peut notamment entraîner des pertes supplémentaires. Son utilisation est donc limitée aux situations proches des seuils de contraintes.
- Deux zones de saturation : la production de réactif sature à cause des limitations en puissance apparente de l'onduleur. Il y a donc deux limites  $Q_{min}$  et  $Q_{max}$  :

$$Q_{max} = -Q_{min} \leq S_n \quad (3-9)$$

$S_n$  = Puissance apparente nominale de l'onduleur [kVA]

- Deux zones de transition : en dessous d'un certain seuil de tension,  $V_{low} = 0,935$  p.u., la production de puissance réactive augmente pour tenter de compenser la variation de tension. Réciproquement, au-delà de  $V_{up} = 1,075$  p.u., l'absorption de puissance réactive augmente. Plus la tension est haute, plus la consommation de réactif sera grande, et plus la tension est basse, plus la production de réactif sera grande. Nous choisissons une pente<sup>47</sup> de 2% telle que la saturation soit atteinte aux limites de tension pour un départ mixte ( $V_{min} = 0,915$  p.u. et  $V_{max} = 1,085$  p.u. , cf. Chap1.III.3.2). Nous avons alors :

$$Q = -\frac{100}{pente} \times (V - V_{low}) \times Q_{max} \quad \text{si } V < V_{low} \quad (3-10)$$

$$Q = \frac{100}{pente} \times (V - V_{up}) \times Q_{min} \quad \text{si } V > V_{up} \quad (3-11)$$

*pente* = La pente choisie (ou *droop* en anglais), ici de 2%

Le contrôle en réactif est d'abord prévu pour laisser la priorité à la production de puissance active ( $P_{PV}$ ). Ce contrôle ne limite pas la puissance active puisqu'il ne fait qu'utiliser la marge inutilisée de l'onduleur. Nous avons comme production maximale à tout instant :

$$Q_{max-utile} = \sqrt{S_n^2 - P_{PV}^2} \quad (3-12)$$

Il est aussi possible de laisser la priorité à la puissance réactive. Dans ce cas, toujours pour respecter la limitation en puissance apparente, la puissance active sera réduite si la demande de puissance réactive est trop importante. L'équation précédente est en lien avec la limitation en puissance apparente de l'onduleur. Le diagramme PQ des onduleurs PV est décrit en Annexe 1.

Cette solution repose sur l'utilisation des onduleurs PV pour absorber ou produire de la puissance réactive en fonction de la tension du réseau BT mesurée localement. Cette solution bénéficie de plusieurs avantages : elle est actuellement déjà utilisable grâce à certains onduleurs prévus pour cet usage. Selon le dimensionnement de l'installation PV, le pilotage de la puissance réactive peut impacter ou non la production de puissance active. Cependant, la puissance réactive sur le réseau BT génère davantage de pertes dans les lignes.

<sup>47</sup> La communauté scientifique exprime communément la pente de la fonction  $U(Q)$ .

## b) Algorithme de pilotage

### Principe

L'algorithme utilisé est une simple méthode du point fixe. Le but était de pouvoir utiliser rapidement un contrôle local en réactif utilisable sous PowerFactory<sup>48</sup> (il existe d'autres méthodes bien plus adaptées). En résumé, le pilotage fonctionne comme suit :

1. Mesurer la tension phase-neutre maximale au point de raccordement du PV (une ou trois mesures en fonction du type de raccordement monophasé ou triphasé).
2. Calculer la consigne Q1 en réactif d'après la caractéristique  $Q = f(V)$  choisie.
3. Appliquer la consigne en réactif obtenue, quitte à réduire la production de puissance active.
4. Calculer le flux de puissance.
5. Mesurer la nouvelle tension phase-neutre et calculer la nouvelle consigne Q2 en réactif.
6. Calculer l'erreur entre les deux consignes (Q1 et Q2).
7. Si l'erreur est inférieure au seuil désiré (nous prenons arbitrairement 200 VA) :
  - a. Fin.
  - b. Sinon, reprendre à 3.

Cette solution classique peut se présenter sous de très nombreuses formes selon le type de pilotage choisis, ou encore en modifiant la caractéristique.

---

<sup>48</sup> Au moment de l'implémentation de l'algorithme, en 2016 sous PowerFactory 2015, le contrôle local en réactif de PowerFactory ne fonctionnait pas.

Sous forme de logigramme, nous obtenons :

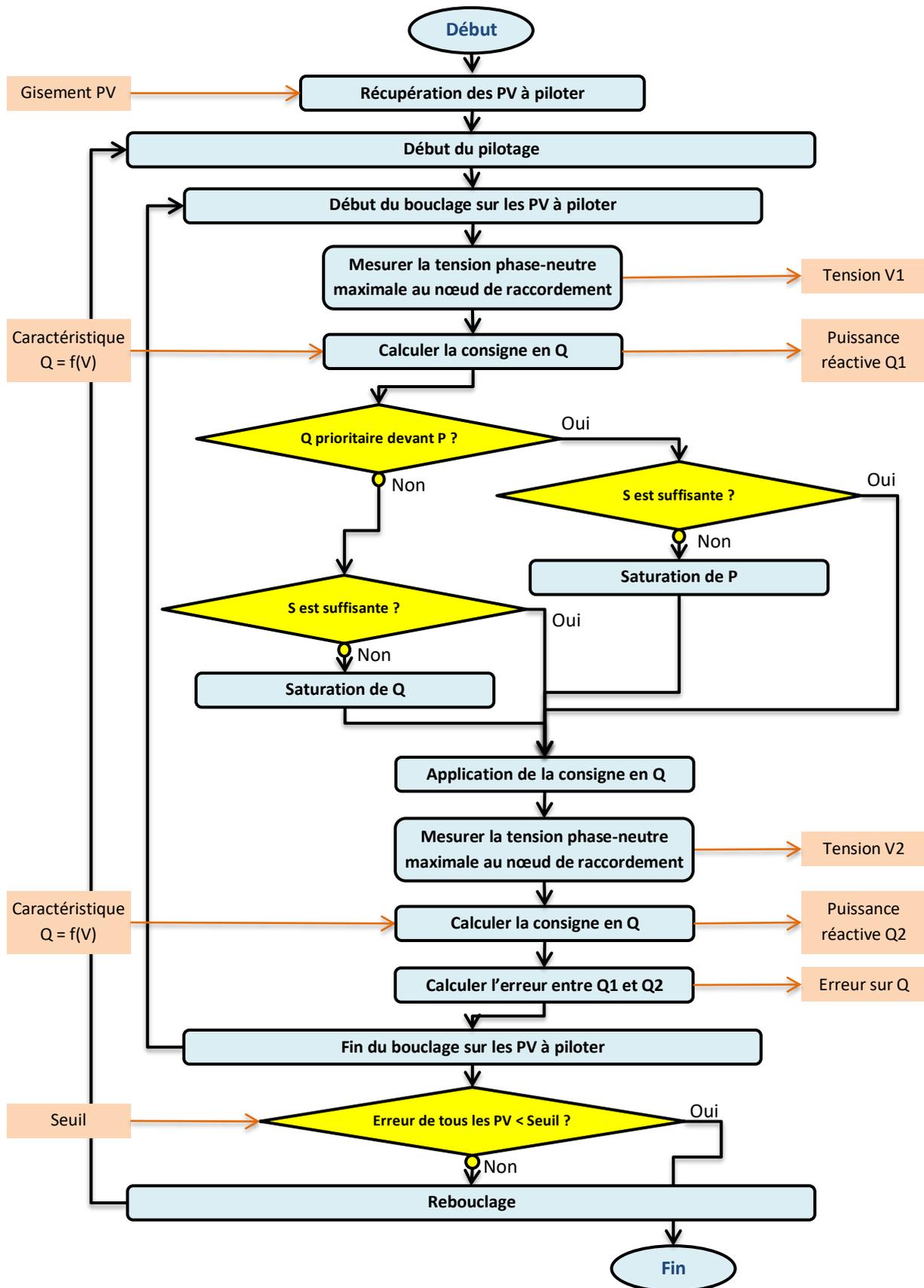


Figure 3-11 : Logigramme de l'algorithme de contrôle local du réactif des onduleurs PV en  $Q = f(V)$  . En bleu : actions ; En rouge : paramètres ou variables ; En jaune : booléens.

## Convergence

On notera que la convergence vers un point fixe n'est pas assurée, d'où la limitation du nombre de boucles. Comme nous l'avons expliqué précédemment, la récurrence utilisée se base sur la composition de deux fonctions  $f$  et  $g$  qui représentent la caractéristique choisie et la réponse du réseau électrique.

$f: V \rightarrow Q$  ;  $f$  est une fonction linéaire par morceau

$g: Q \rightarrow V$  ;  $g$  est une fonction non linéaire dépendante des impédances du réseau

Afin d'utiliser le théorème du point fixe, l'application  $r: V \rightarrow g \circ f(V)$  devrait être contractante. Cette propriété est assurée si la norme de la dérivée de  $r$  est majorée par la constante « 1 » :

$$r'(V) = (g \circ f)'(V) = g'(f(V)) \cdot f'(V) = g'(Q) \cdot f'(V) \quad (3-13)$$

Et  $r$  est contractante si :

$$|r'(V)| = |g'(Q) \cdot f'(V)| \leq 1 \quad (3-14)$$

La convergence est donc directement liée aux variations de  $f$  et  $g$ . Si la pente de la caractéristique est choisie trop forte, ou si la tension sur le réseau se montre très sensible aux variations de puissance (réseau « très impédant » : réseau dont l'inductance série X est forte – cf. la formule de Kapp), de sorte que le produit  $|g'(Q) \cdot f'(V)|$  dépasse 1, alors il peut y avoir des problèmes de convergence avec cette méthode.

D'autres méthodes de résolution, autre que la méthode de point fixe, pourraient être utilisées mais elles ont été jugées trop complexes à mettre en œuvre sous forme de script dans PowerFactory. Autrement dit, nous avons préféré maintenir la compatibilité des scripts avec PowerFactory, au détriment de leur robustesse et des performances de calcul, étant donné que l'objectif est que les travaux développés dans cette thèse soient utilisables directement par ENEDIS. Dans notre cas, la méthode est suffisante : il n'y a que très peu de problèmes de convergence (et moins en tout cas qu'avec l'implémentation interne de 2016). Le temps de calcul reste acceptable et la méthode s'adapte de la même façon au contrôle en actif ainsi qu'au pilotage de plusieurs onduleurs.

### III.2.3. S2 : Bridage des onduleurs

La solution précédente s'appuie sur l'utilisation de la puissance réactive pour lever les contraintes en tension, au prix de pertes supplémentaires sur le réseau BT. Cependant, les réseaux électriques de distribution sont principalement résistifs (Rappel :  $R/X > 2$  en moyenne pour les Haies, cf. Chap1.III.3.2). Il peut donc être intéressant d'étudier la limitation de la production de puissance active, ce qui limiterait aussi la montée en tension (cf. (1-4)).

Le coût d'investissement pour la mise en place d'une telle solution est considéré nul, car on ne considère aucun équipement supplémentaire ou différent. Cependant, il y a un coût à évaluer autour de la « puissance non injectée » causée par le bridage des onduleurs. Ce coût dépend du bridage effectué, mais on s'attend à ce que la coupure des pics de production représente une faible énergie annuelle (forte puissance, mais sur une courte durée).

En effet, les hautes valeurs de production sont atteintes moins fréquemment, comme le montre le graphe suivant :

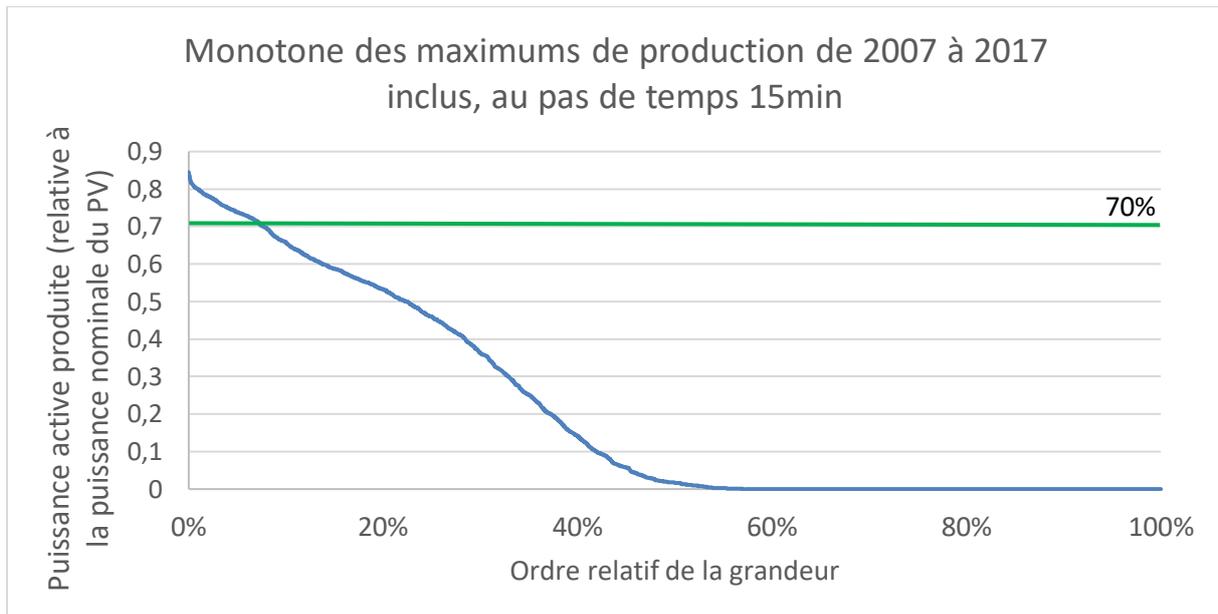


Figure 3-12 : Exemple de monotone de production PV. Le graphe est tiré des estimations de production sur le village des Haies.

Dans notre cas, nous limitons la production par un sous-dimensionnement des onduleurs. Ce paramètre est alors fixé à une valeur en amont de simulation et n'est plus modifié par la suite. Sauf mention contraire, nous utilisons la limite de 70%. Cette limite est considérée acceptable pour les producteurs, car elle correspond déjà environ aux écarts qu'on peut trouver entre le nord et le sud (par exemple, 66% sur la Figure 2-12), et cet effet se cumule à des effets d'orientation et d'inclinaison non optimales (réductions entre 0% et 45%) [69]. D'après la Figure 3-5, on peut s'attendre à une activation de la solution sur près de 8% des valeurs le long d'une année. Un aspect important reste le calcul de l'énergie non injectée, qui peut être estimée en simulation, mais plus difficilement mesurée dans des conditions réelles (par exemple avec des mesures d'irradiation locales).

On notera aussi que cette solution est d'autant plus intéressante pour les études de raccordement. En effet, au lieu d'un raccordement à 100% de  $P_{max}$ , on obtient une « nouvelle  $P_{max}$  » à 70% de l'ancienne valeur, soit 30% de marge d'insertion PV libérée. Cette capacité d'accueil libérée peut alors potentiellement être utilisée pour une nouvelle installation. Cette observation fait suite à l'impact des incertitudes PV du Chapitre 2, mais cela n'indique pas si la solution se montre performante sur une étude moyenne.

#### III.2.4. S3 : Transformateur HTA/BT équipé d'un régulateur en charge

La solution suivante n'affecte pas la puissance produite, mais directement le plan de tension de l'ensemble du réseau de distribution. Les changements de prise du poste HTA/BT ont un impact fort sur la tension aval. Cependant, les transformateurs actuels sont munis d'un régulateur hors-charge, ce qui nécessite en temps normal une intervention sur le terrain (à savoir des coûts supplémentaires ainsi que la mise hors-tension temporaire du poste et du réseau BT aval). Les changements sont donc rares, et la prise est généralement considérée comme « fixe ».

Avec l'utilisation d'un transformateur équipé d'un « régleur en charge » (OLTC pour « *On Load Tap Changer* »), il est possible de faire des changements de prise bien plus facilement. Il n'y a pas besoin d'intervention dans le poste (à part pour la maintenance) et il n'y a plus de déconnexion du réseau. Il est alors possible de piloter des changements de prise pour maîtriser le plan de tension du réseau aval.

Tout d'abord, pour piloter l'OLTC correctement, il faut calculer et lui envoyer des consignes de changements de prise. L'algorithme et les principes utilisés ici se basent sur les travaux de [68] et sur les choix des expérimentations :

- Pour avoir une image du plan de tension, nous utilisons des « compteurs sentinelles », c'est-à-dire des compteurs électriques capables de mesurer la tension phase-neutre localement.
- Ces compteurs sont situés aux emplacements estimés des extrema de tension (on essaie de limiter le nombre de compteurs nécessaires). Des simulations préalables, sans OLTC, permettent de relever les dits emplacements.
- Dans nos simulations, les compteurs sentinelles sont parfaitement choisis : on les place initialement aux extrêmes de tension, puis, si une tension maximale ou minimale apparaît à un endroit non mesuré sur le réseau BT, un compteur sentinelle est ajouté à cet endroit. Du point de vue des simulations, les compteurs-sentinelle n'ont donc pas d'impact puisqu'ils peuvent être « partout » (ce qui n'est pas le cas sur le terrain). Une perspective serait par exemple de rajouter un coût sur le nombre de mise à jour des compteurs.
- L'OLTC ne suit pas une consigne (contrairement au fonctionnement utilisé au niveau des postes sources). L'algorithme cherche à maintenir la tension entre deux valeurs seuils (ici : entre 0,915 p.u. et 1,085 p.u.) : en cas d'estimation de dépassement de tension, un changement de prise est effectué.
- On ne considère pas ici d'hystérésis. En effet, ce n'est intéressant que s'il y a des variations de tension rapides avec une amplitude de l'ordre du changement de prise, soit 0,015 p.u. (mais dans ce cas, l'utilité de l'OLTC devient discutable).
- L'OLTC est en défaut s'il ne parvient plus à respecter ses seuils :
  - Soit la prise sélectionnée arrive en butée des prises disponibles et ne peut pas modifier davantage la tension ;
  - Soit l'écart en tension entre les valeurs minimales et maximales est trop grand. Il n'existe aucune prise qui permette de respecter les seuils bas et haut en même temps.

L'OLTC autorise une très bonne maîtrise du plan de tension. Cependant, l'ouvrage nécessite un investissement important et un coût de maintenance non négligeable qui dépend du nombre de changements de prise. De plus, l'OLTC ne peut résoudre que des contraintes en tension (pas en courant), ce qui limite encore sa rentabilité. Le calcul d'ACB dans le contexte rural des Haies nous offrira une meilleure image de ses performances.

### III.2.5. S4 : Contrôle local en réactif de type Tangente phi fixe

La quatrième solution vise à tester un contrôle local de puissance réactive avec un pilotage proche de ce que pourrait mettre en place dès aujourd'hui chez les particuliers, car très simple à implémenter. Plutôt qu'un algorithme qui cherche à suivre une caractéristique de tension, nous fixons un rapport Q/P encore appelé « tangente phi ». Cela veut dire que nous fixons une certaine absorption de puissance réactive par l'onduleur de l'installation PV pour compenser la production de puissance active. Nous fixons ce ratio à -0,4, qui est une valeur classique sur le réseau HTA.

Cette solution a l'avantage de sa simplicité et permet d'étudier le type de contrôle en puissance réactive qui sera a priori d'abord utilisé par les producteurs. Mais en contrepartie, comme cette solution est fixe, elle augmentera le volume de pertes sur le réseau BT même si ce n'est pas utile, et incite le producteur à sur-dimensionner son onduleur PV (afin d'assurer l'injection de toute la production PV, malgré la consommation de réactif). De plus, on ne peut pas garantir que les 40% de puissance réactive suffisent à compenser/retarder suffisamment les éventuelles contraintes en tension. Les simulations nous aideront à comparer ce type de pilotage avec les autres solutions, et notamment avec le pilotage en  $Q = f(V)$ .

### III.2.6. Boucles de calculs

Dans cette partie nous détaillons l'algorithme général qui permet de réaliser toutes les boucles de simulations nécessaires aux divers calculs présentés.

**Les réseaux** à étudier, le **scénario**, ainsi que la **solution étudiée** sont des paramètres fixés au début de chaque simulation et servent de base à tous les calculs (pour les modifier, il faut relancer une simulation). A cela vient s'ajouter : les fichiers texte de paramètres à remplir avant la simulation (à la main) ; l'ensemble des données nécessaires aux calculs (divers fichiers Excel de données) ; l'ensemble des courbes de charges de base déjà importées dans PowerFactory (courbes Bagheera, usages, courbes de production de base). Tous ces éléments sont à initialiser correctement avant tout calcul.

L'algorithme global se base sur un ensemble de boucles de calcul imbriquées qui font varier un grand nombre de paramètres et de grandeurs pour réaliser les simulations désirées. Les boucles doivent faire toutes les modifications nécessaires aux calculs, les éventuelles réinitialisations, ainsi que la transmission et la sauvegarde des données pertinentes. Toutes ces boucles tournent autour d'une seule chose : **modifier le réseau électrique pour faire un calcul de flux de puissance à un point de fonctionnement parfaitement maîtrisé.**

A partir de ce principe se déclinent toutes les boucles de calculs. Nous avons par ordre décroissant (c'est-à-dire de la boucle la plus générale à la plus petite) :

➔ **Boucle sur les réseaux :**

- Typiquement, boucle sur 6 réseaux BT pour l'étude des Haies et 195 réseaux BT pour l'étude étendue à la CCRC
- Import/export des données et des résultats

➔ **Boucle sur les essais aléatoires :**

- Typiquement, boucle sur 50 essais

- Changement de la plupart des grandeurs générées aléatoirement : Phases inconnues PV/Client ; Objectifs de production globaux ; Objectifs de consommation (amplitude et usages des courbes de charge finales)
  
- **Boucle sur les années :**
  - Typiquement 35 ans, de 2016 à 2050
  - Calcul de l'objectif de production de cette année, ainsi que la nouvelle production annuelle : activation aléatoire du gisement PV (orienté ou non)
  - Calcul des nouvelles courbes de charge de tous les jours-types
  
- **Boucle sur les jours :**
  - Typiquement 8 jours
  - Identification du type de jour (saison ? Ouvré/Férié ?)
  - Récupérer les courbes de charge et de production du jour en cours
  - Calculer la tension HTA de la saison en cours
  
- **Boucle sur les pas de temps :**
  - Typiquement 144 points espacés de 10 min (soit 24 h)
  - Application des solutions, avec éventuellement des boucles internes de calculs
  - Calcul du flux de puissance
  - Évaluation des contraintes et des grandeurs à mesurer/étudier

De manière globale, nous pouvons présenter un logigramme simplifié qui rappelle toutes les boucles ainsi que les paramètres principaux (cf. page suivante). Pour plus de détails, il vaut mieux se référer aux parties dédiées (générations de courbes ; actions des solutions). L'ensemble des actions, des paramètres ou des scripts ne sont pas présentés<sup>49</sup>.

---

<sup>49</sup> Les scripts implémentés dans le cadre de cette thèse se répartissent sur plus de soixante scripts et environ 24 000 lignes (tout compris). Cela ne comprend pas certains outils pour préparer les études (imports de données) ou le traitement des résultats (scripts Matlab).



## IV. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons détaillé toute la méthodologie utilisée pour comparer des solutions d'insertion PV dans le réseau électrique de distribution.

Nous avons accès à deux types d'études : des études dimensionnantes pour une meilleure planification du réseau ; et des études moyennes pour une meilleure évaluation des coûts sur le long terme, entre 2016 et 2050, ainsi que l'estimation de données annuelles via une méthode stochastique. Nous avons modifié les premières études du chapitre 2 pour élargir nos études à ce nouveau contexte, à la fois plus large dans le temps, et aussi plus large géographiquement avec la mise en place de scénarios d'étude et l'ajout d'un périmètre plus large. Nous nous focalisons ici sur le calcul des études moyennes et l'utilisation des résultats pour élaborer une analyse coûts-bénéfices pour nos différents cas d'études.

Ces cas d'étude sont au nombre de cinq : nous donnons tous les détails techniques pour modéliser les solutions d'insertion retenues. Notre cas de référence reprend un algorithme de renforcement simplifié et pose la base des coûts, principalement via des coûts d'investissement (CAPEX). Notre deuxième cas illustre une solution classique de contrôle local en réactif des onduleurs PV en  $Q = f(V)$  grâce à un algorithme de point fixe. Le troisième cas d'étude, le bridage fixe des onduleurs, ainsi que le cinquième cas d'étude, bénéficient des travaux sur la solution en  $Q = f(V)$  avec une paramétrisation simplifiée. Enfin, l'OLTC reprend et améliore un algorithme précédent pour l'adapter au contexte d'étude.

La méthode se montre très générale et peut fonctionner pour d'autres scénarios ou d'autres solutions d'insertion. Nous donnons une liste de perspectives pour orienter d'éventuels choix de réutilisation des travaux développés et/ou de la méthodologie. La méthodologie complète autour des solutions font l'objet de deux articles de conférences (CIRED 2017 et 2019 [70]).

Dans la partie suivante, nous appliquons toutes les connaissances de ce chapitre afin d'obtenir les résultats d'études sur les différents cas décrits.



# Chapitre 4 : Résultats et analyses des études dans le cadre du village des Haies et de la CCRC

---

## Table des Matières :

<b>I. Introduction .....</b>	<b>139</b>
<b>II. Observations générales .....</b>	<b>139</b>
II.1. Données de calculs .....	139
II.2. Répartition des contraintes .....	141
<b>III. Résultats des études moyennes aux Haies à horizon 2016-2050 .....</b>	<b>142</b>
III.1. Résultats des cinq cas d'études aux Haies .....	142
III.1.1. Prévisions de consommation et de production .....	142
III.1.2. Indicateur des renforcements simplifiés .....	148
III.2. ACB aux Haies .....	153
III.2.1. Calculs des « CAPEX » .....	153
III.2.2. Calculs des « OPEX » .....	157
III.2.3. Calculs et comparaison des coûts globaux .....	159
III.3. Synthèse pour le périmètre des Haies .....	162
<b>IV. Résultats étendus à la CCRC .....</b>	<b>164</b>
IV.1. Résultats des cinq cas d'étude .....	164
IV.1.1. Prévisions de consommation et de production .....	164
IV.1.2. Amplitude des renforcements simplifiés .....	165
IV.2. ACB .....	167
IV.2.1. Calculs des coûts des cinq solutions étudiées .....	167
IV.2.2. Sensibilité des calculs des coûts de S1 .....	169
IV.3. Synthèse pour le périmètre de la CCRC .....	171
<b>V. Conclusions .....</b>	<b>172</b>

## I. Introduction

Dans ce chapitre, nous utilisons les algorithmes développés dans les chapitres précédents pour effectuer une série d'études afin d'augmenter l'insertion de production PV dans le réseau de distribution BT. Nous bénéficions du contexte spécifique du projet SMAP pour travailler sur deux périmètres d'études : le périmètre du village des Haies sur six réseaux, et le périmètre de la « CCRC » (Communauté de Communes de la région de Condrieu) sur 195 réseaux, entre 2016 et 2050. Nous appliquons les études moyennes décrites dans le chapitre précédent pour comparer cinq solutions d'insertion différentes : un renforcement simplifié ; un contrôle local du réactif en «  $Q = f(V)$  » ; un bridage des onduleurs à 70% ; un contrôle local du réactif  $\tan(\phi)$  fixe ; un transformateur HTA/BT avec régulateur en charge.

Dans cette partie, nous montrons et analysons les résultats obtenus suite aux simulations décrites précédemment, à savoir l'étude de Monte Carlo des six réseaux BT du village des Haies pour cinq cas d'études sur l'horizon 2016 – 2050, qui seront ensuite étendus aux réseaux de la CCRC. Nous analysons ici d'une part leur cohérence et pertinence, et d'autre part nous comparons les solutions suivant différents critères de performances. **Nous proposons ici une méthodologie comparative de solutions d'insertion PV pour des réseaux BT ruraux, et qui peut être appliquée à n'importe quels autres réseaux BT.**

Comme le volume des données est important (on totalise au final environ 1Go de données de résultats), il a d'abord fallu sélectionner quelles sont les variables pertinentes à observer, puis décider comment les présenter de manière efficace pour faciliter la compréhension et l'analyse. La plupart des courbes et diagrammes présentés ici sont obtenus par traitement des données issues du logiciel PowerFactory via le logiciel Matlab, et parfois via le tableur de Microsoft Excel. Nous commençons par détailler les études moyennes réalisées dans le but de pouvoir observer les effets de long terme et permettre le calcul d'une ACB.

## II. Observations générales

### II.1. Données de calculs

Pour le calcul de l'ACB, nous limitons les études à 50 tirages aléatoires par réseau et par solution d'insertion. Il s'agit d'un compromis entre les temps de calculs et la précision des résultats obtenus. Nous avons deux scénarios, négaWatt (NGW) et Tendancier (Tend), pour deux périmètres différents. Au cas par cas, les simulations peuvent durer plus ou moins longtemps (selon le réseau en lui-même, ou bien selon la solution en elle-même). Par exemple, nous obtenons le Tableau 4-1 pour des calculs répartis entre plusieurs ordinateurs (principalement des processeurs i7-2600 de 3,4 GHz et 8Go de RAM et un serveur de calcul de 2,2 GHz). Les calculs portent sur les 5 cas d'études définis précédemment, à savoir : S0 « Aucune solution » ; S1 « Contrôle local en réactif en  $Q = f(V)$  » ; S2 « Bridage de onduleurs à 70% » ; S3 « Transformateur avec régulateur en charge » ; S4 « Contrôle local en réactif en  $\tan(\phi)$  fixe ». Le symbole « +R » indique l'utilisation du renforcement simplifié lorsqu'il est nécessaire.

**Tableau 4-1 : Nombre de calculs de flux de puissance (ou *load flow*, noté LDF) et temps de calcul global pour les 6 réseaux du périmètre des Haies. Les simulations sont effectuées sur cinq ordinateurs différents.**

Scénario	S0+R		S1+R		S2+R		S3+R		S4+R		Total	
	LDF	Temps (s)	LDF	Temps (s)								
Tend	12 M	284 k	44 M	1,4 M	12 M	270 k	24 M	585 k	12 M	470 k	105 M	3 M
NGW	12 M	454 k	44 M	1,5 M	12 M	640 k	23 M	520 k	12 M	362 k	104 M	3,5 M

Dans la mesure où les temps de calculs cumulés dépassent rapidement plusieurs jours (minimum de 33 jours avec 5 ordinateurs identiques<sup>50</sup> en parallèle), on comprend la nécessité de limiter nos choix quant aux solutions étudiées ou aux hypothèses simplificatrices. Pour des études à 100 tirages aléatoires, les temps de calculs sont plus que doublés. Nous vérifions cependant que pour 50 tirages aléatoires, l'évolution de l'erreur des estimations est décroissante.

La précision désirée (nombre de tirages aléatoires) et la solution utilisée impactent beaucoup le temps de calcul nécessaire. On notera aussi des disparités selon le réseau étudié, le plus souvent en rapport avec son nombre de nœuds, mais pas nécessairement suivant la solution : l'un des réseaux moyens des Haies provoque des temps de calcul importants sur les solutions «  $Q = f(V)$  » (S1), « OLTC » (S3) et « Tan(phi) fixe » (S4).

Pour le calcul de l'ACB à l'échelle de la CCRC, nous nous limitons à un seul tirage aléatoire, commun entre les cas d'études. Nous observons en effet, dans ce cas, les effets de la diversité des réseaux BT, et non plus les variations des scénarios. Avec le même matériel informatique, nous avons cette fois des simulations plus courtes<sup>51</sup>. Le tableau suivant donne de nouvelles valeurs (toujours indicatives) :

**Tableau 4-2 : Nombre de calculs de flux de puissance (LDF) et temps de calcul global pour les 195 réseaux du périmètre de la CCRC. Les simulations sont effectuées sur cinq ordinateurs différents.**

Scénario	S0+R		S1+R		S2+R		S3+R		S4+R		Total	
	LDF	Temps (s)	LDF	Temps (s)	LDF	Temps (s)	LDF	Temps (s)	LDF	Temps (s)	LDF	Temps (s)
Tend	2 M	15,5 k	6,5 M	93 k	1,4 M	13 k	4 M	27 k	2 M	21 k	18 M	169 k
NGW	2,1 M	25 k	7,5 M	96 k	2,1 M	43 k	4 M	19 k	2 M	45 k	16 M	228 k

Ces temps reflètent les objectifs des deux types de simulations développés. Le périmètre des Haies est plus précis, mais plus spécifique avec de long temps de calculs. Le périmètre de la CCRC est plus générique mais plus rapide, ce qui facilite la réalisation d'études complémentaires sur ce périmètre.

<sup>50</sup> Nos ressources informatiques étant limitées, on travaillait au maximum avec 3 ordinateurs de performances similaires, et parfois avec un quatrième ordinateur moins performant (temps de calcul quadruplés).

<sup>51</sup> On a  $6 \times 50 \times 8 = 2400$  journées simulées pour le périmètre des Haies contre  $195 \times 1 \times 2 = 390$  journées pour le périmètre CCRC.

## II.2. Répartition des contraintes

Afin de quantifier la nature et l'occurrence des contraintes, nous pouvons effectuer des simulations sans aucune solution d'insertion, ni aucun renforcement.

### Périmètre « Les Haies »

Pour les deux scénarios, sur les huit jours types, nous obtenons le Tableau 4-3 pour la dernière année de calcul (2050), c'est-à-dire au maximum de puissance installée.

Tableau 4-3 : Nombre de pas de temps en contraintes par réseau et par scénario en 2050 pour le périmètre des Haies pour les 8 jours types (sur 6960 pas de temps au total, par scénario et par tirage).

Réseau	NGW			Tend		
	Courant	Tension Haute	Tension Basse	Courant	Tension Haute	Tension Basse
1	3	358	0	0	326	0
2	0	198	0	0	78	0
3	0	38	0	0	11	0
4	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
6	0	87	0	0	0	0
Total	3	681	0	0	415	0
Répartition	0,4%	99,6%	0%	0%	100%	0%

Nous vérifions donc que presque la totalité des contraintes calculées sont de type « tension haute » et parfois de type « surcharge en courant » (les contraintes peuvent être simultanées), pour les 6 réseaux et les deux scénarios. Les surcharges ne concernent ici que les transformateurs.

Nous avons aussi une image de la profondeur des contraintes, avec ici une estimation de 681 pas de temps en contrainte en 2050 sur les 8 jours pour le scénario NGW (sur 6960 pas de temps<sup>52</sup> calculés pour chaque tirage aléatoire pour les 6 réseaux), soit ici 9,8% du temps de calcul. Le scénario Tendancier est globalement moins contraint, à 6,0% de la durée de calcul. On notera cependant que ces chiffres restent une image imprécise des durées de contraintes annuelles puisque nous n'avons qu'une image fixe de la tension HTA (le plan de tension ne restera pas, a priori, ni à sa valeur haute, ni à sa valeur basse, sur l'ensemble de l'année).

### Périmètre « CCRC »

De la même façon, nous obtenons sur ce périmètre :

Tableau 4-4 : Nombre de pas de temps en contraintes par réseau et par scénario en 2050 pour le périmètre de la CCRC pour les 2 jours types (sur 56550 pas de temps au total, par scénario)

Réseau	NGW			Tend		
	Courant	Tension Haute	Tension Basse	Courant	Tension Haute	Tension Basse
Total	1652	7328	152	1319	3355	296
Répartition	18,1%	80,2%	1,7%	26,5%	67,5%	6%

<sup>52</sup> Il y a 6 réseaux ; 8 jours ; 144 pas de temps + 1 pas de temps initial (t = 00h00)

En premier lieu, nous pouvons voir sur ce périmètre une augmentation de la part de contraintes en courant ou en tension basse. La part totale de contraintes calculées change aussi, avec cette fois-ci 9 132 contraintes pour le scénario haut, et 4 970 pour le scénario bas (sur 56 550 pas de temps), soit respectivement 16,1% et 8,8% du temps.

Cela s'explique notamment grâce à la prise en compte de réseaux BT moins spécifiques. Au périmètre des Haies, l'insertion de PV est en moyenne beaucoup plus élevée que sur les autres réseaux BT alentour (forte insertion : cf. Chap1.III.1.1). Au périmètre de la CCRC, les niveaux d'insertion sont plus faibles et nous avons en moyenne de plus forte densité de charges (dont quelques réseaux semi-urbains), ce qui laissait présager la possibilité de davantage de contraintes en courant ou en tension basse.

## III. Résultats des études moyennes aux Haies à horizon 2016-2050

### III.1. Résultats des cinq cas d'études aux Haies

Nous regroupons ici la majorité des résultats des études à long terme qui sont ensuite utilisés pour le calcul de l'ACB du périmètre des Haies. Nous vérifions la cohérence de la production et de la consommation, puis nous choisissons et comparons des paramètres jugés pertinents pour classer les différentes solutions. Nous verrons notamment les pourcentages de renforcements, les premières années de renforcements, les « CAPEX » (coûts d'investissement considérés dans l'ACB), les « OPEX » (coûts de fonctionnement considérés dans l'ACB), et enfin les coûts globaux afin de conclure.

#### III.1.1. Prévisions de consommation et de production

##### a) Dispersion des valeurs

#### **Vision détaillée : les diagrammes en boîtes**

Tout d'abord, nous vérifions la dispersion des puissances actives produites et consommées. Nous pouvons les représenter sous la forme de diagrammes en boîte, comme dans les figures suivantes. On observera que les valeurs varient légèrement d'une solution à une autre, notamment en cas de réglage de puissance réactive et/ou active.

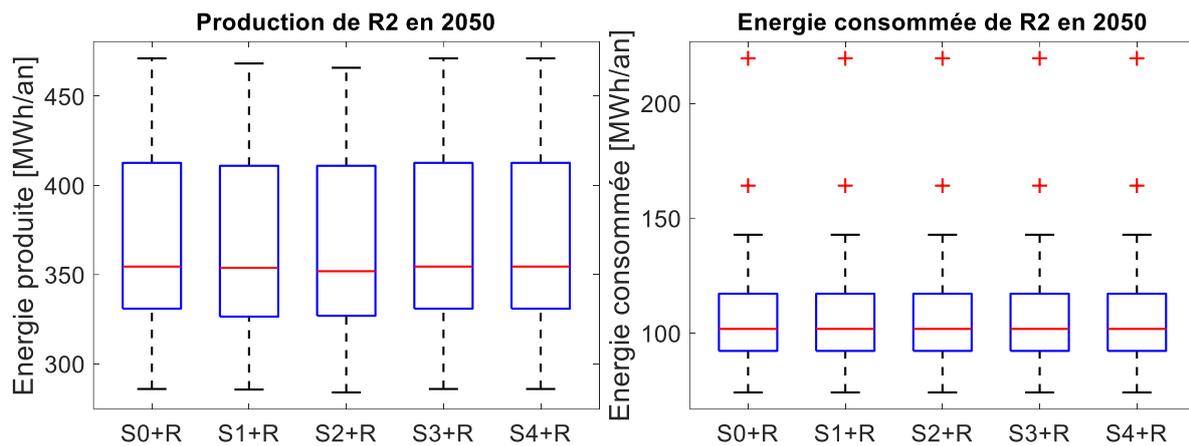


Figure 4-1 : Consommation et production, en énergie annuelle, du réseau n°2 pour 50 tirages aléatoires du scénario NGW pour l'ensemble des solutions étudiées.

Les diagrammes en boîte se lisent de cette façon :

- Les barres noires en pointillées (aussi appelées « moustaches ») représentent la dispersion de 25% des valeurs les plus basses (en bas des boîtes) et les plus hautes (en haut des boîtes) ;
- La boîte bleue regroupe 50% des valeurs, avec la médiane indiquée par le trait horizontal rouge ;
- Parfois, on observe des croix rouges en dehors de la boîte et ses extrémités. Ce sont des points considérés « aberrants » : ces points sortent beaucoup de la distribution des points (plus loin que 6 fois l'écart type estimé). Bien que possibles, ces points représentent surtout des cas rares ou peu représentatifs.

Nous vérifions alors que les niveaux de puissance restent cohérents avec les scénarios : dans la Figure 4-1 par exemple, nous observons une production médiane autour de 352 MWh/an, avec une dispersion assez forte de 285 à 460 MWh/an et une moyenne de 373 MWh/an. Les objectifs de production choisis aléatoirement en amont varient entre 168 et 335 MWh/an pour le scénario NGW. Nous observons donc que notre simulation tend à dépasser l'objectif de production sur l'exemple précédent, malgré la marge d'arrêt de 10% sur cet objectif (cf. Chap3.II.2.3).

Cependant, on notera que pour une variation de l'objectif de production entre 50% et 100% par rapport à l'objectif de production du scénario (qui est fixe), nous obtenons ici une médiane assez proche de la valeur désirée : 354 MWh/an en médiane (373 MWh/an en moyenne) face à un objectif NGW de 335 MWh/an soit 5,7% d'écart (11,3% avec la moyenne). Nous pouvons faire la même approche pour tous les réseaux et pour d'autres grandeurs, tel que la consommation, ce qui nous donne une vision sur le périmètre des Haies (cf. partie b) suivante).

## Calculs d'erreur

Nous pouvons ajouter un calcul d'erreur d'estimation sur les moyennes obtenues. Nous montrons ici la vérification du réseau 1 (petit réseau) et du réseau 2 (plus gros réseau du périmètre des Haies) pour les estimations de production et de consommation au fil des années.

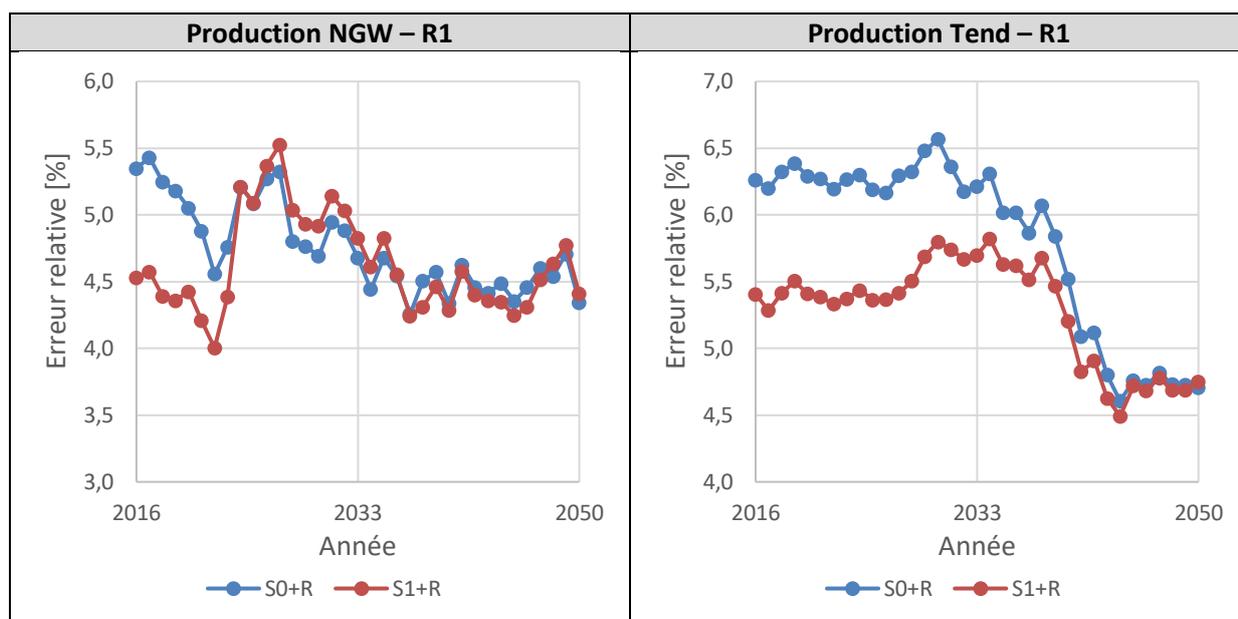


Figure 4-2 : Erreur relative de la consommation estimée de 2016 à 2050, par scénario, pour le réseau 1 du périmètre des Haies.

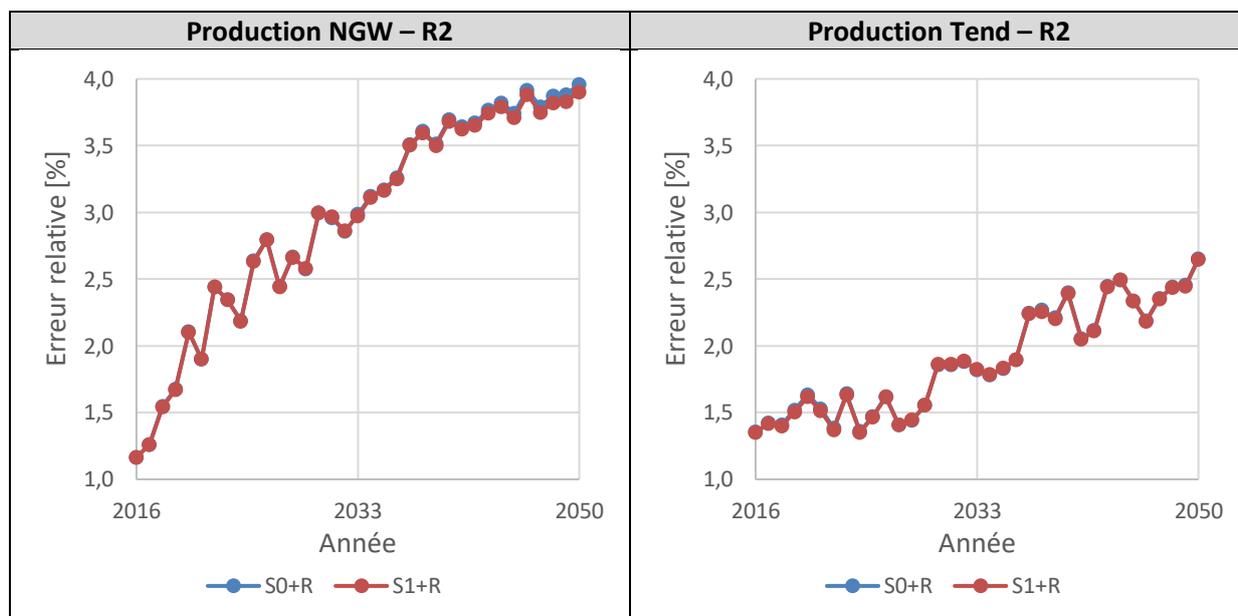


Figure 4-3 : Erreur relative de la consommation estimée de 2016 à 2050, par scénario, pour le réseau 2 du périmètre des Haies.

Les figures précédentes illustrent l’erreur mesurée sur les estimations de la moyenne de production de 2016 à 2050, pour 50 tirages aléatoires. Nous avons ici deux cas de figure distincts qui illustrent encore la variabilité des réseaux BT.

Dans la Figure 4-2, Pour S0, S2, S3 et S4, les estimations d’erreur sont très proches (à 0,1% près) alors que la solution S1 du contrôle local en  $Q = f(V)$  présente une nette réduction de l’erreur les premières années. Cela est dû au type de contrôle : en effet, comme la solution S1 peut réduire la production d’actif et la bloquer à certains seuils de puissance, il est possible que différents tirages de PV produisent « la même chose » (ce qui réduit l’écart type de la production et donc son erreur). Pour R2, dans la Figure 4-3, l’effet n’est pas aussi visible (à 0,1% près), probablement car le réseau n’est pas autant contraint en tension haute (cf. II.2 sur la répartition des contraintes).

De façon plus générale, on notera aussi l'atténuation de l'erreur avec le temps pour se stabiliser autour de 4,5% pour les deux scénarios pour le réseau 1. Cela est dû à la nature de notre production PV qui est ajoutée via un gisement préexistant. Comme le nombre d'installations possibles est fini, le nombre de combinaison d'installations pour respecter un objectif est aussi limité, et il réduit progressivement avec l'augmentation de l'objectif. Si le gisement est petit (ce qui est le cas pour R1 avec 11 PV), on revient rapidement sur des combinaisons similaires, le cas extrême étant l'installation de tout le gisement (on a alors les mêmes installations, aux phases des éléments monophasés près). À l'inverse, nous n'observons pas ce phénomène pour le réseau 2 : le gisement de 73 PV présente davantage de diversité et de combinaisons possibles, ce qui complexifie l'estimation de la production. Dans les figures suivantes, nous avons des exemples d'évolutions des consommations et des productions au fil des années, calculées pour le cas de référence.

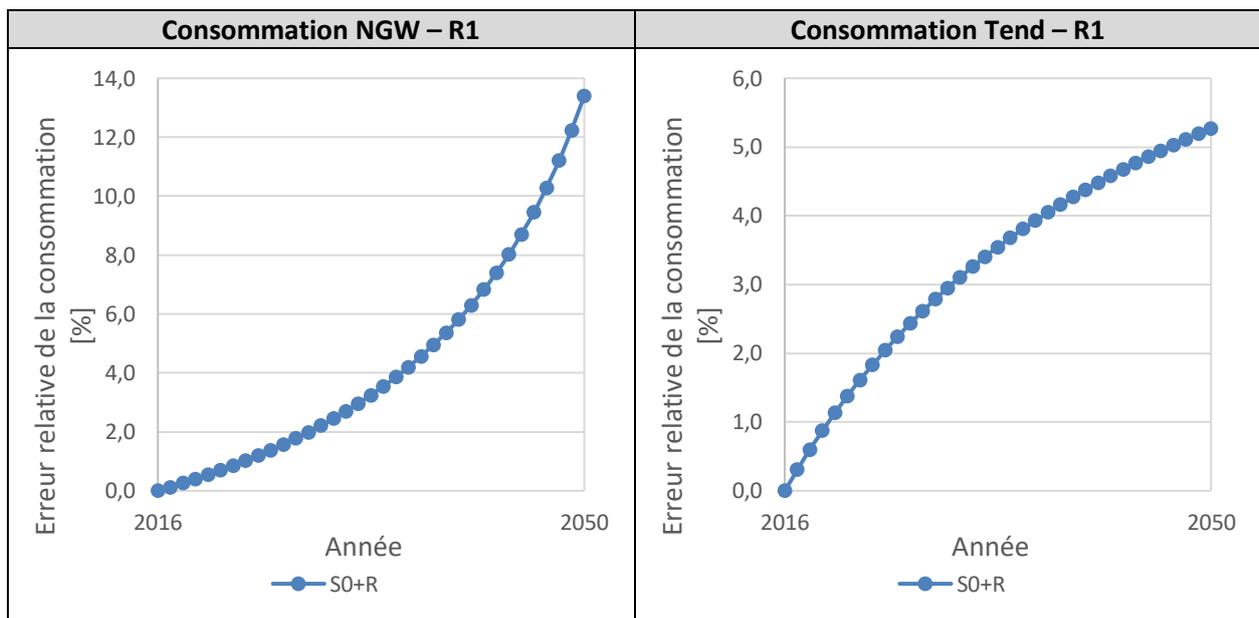


Figure 4-4 : Erreur relative de la consommation estimée de 2016 à 2050, par scénario, pour le réseau 1 du périmètre des Haies.

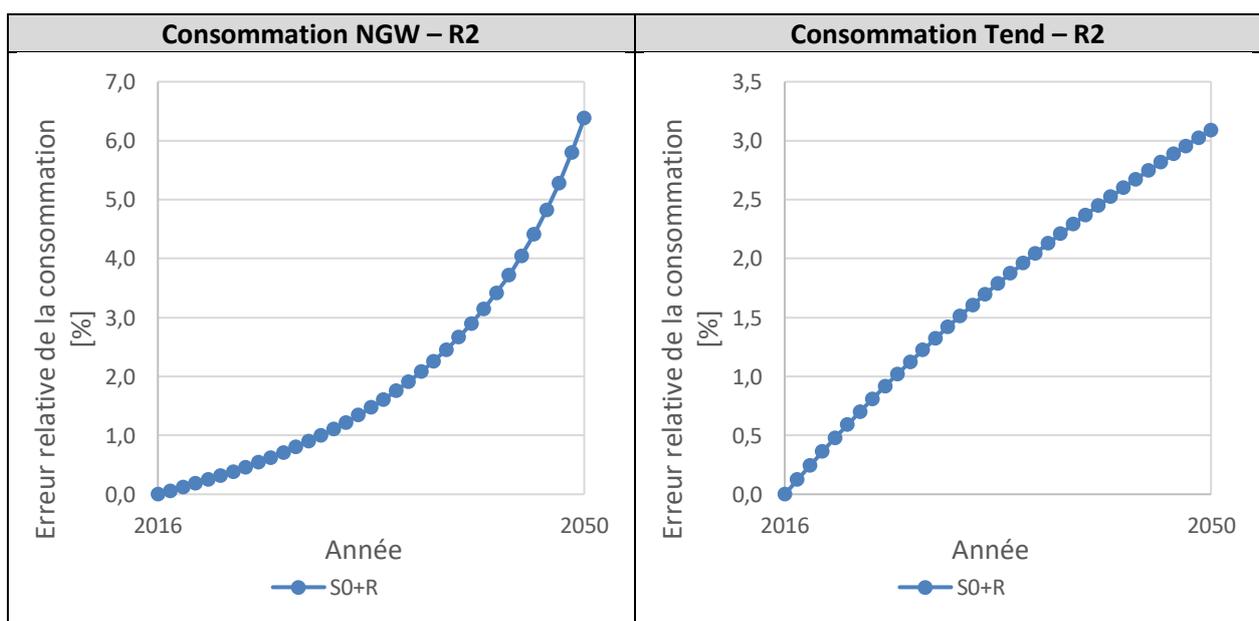


Figure 4-5 : Erreur relative de la consommation estimée de 2016 à 2050, par scénario, pour le réseau 2 du périmètre des Haies.

Pour la consommation, nous obtenons une augmentation de l'erreur avec le temps. C'est normal puisque les courbes de charge sont ici définies par une pondération qui évolue linéairement entre une courbe initiale (commune à tous les tirages aléatoires et considérée connue de façon certaine) et une courbe finale calculée aléatoirement (cf. Chap3.II.2.2). De plus, nous rappelons que la consommation est identique entre les différents cas d'études (les aléas sont les mêmes).

Nous retiendrons que l'estimation de la moyenne de consommation de notre scénario NGW est bien moins précise que notre estimation pour le scénario Tend (13,4% contre 5,3%), ce qui se vérifie aussi sur les autres réseaux. La précision de nos résultats sera systématiquement impactée par le réseau BT étudié et la complexité de la situation.

## b) Dispersion et précision pour le périmètre des Haies

Après avoir détaillé les résultats avec un seul réseau BT, nous montrons ici les résultats pour l'ensemble des réseaux des Haies. Nous avons vu dans la partie précédente que l'analyse de la production et de la consommation peut se faire surtout en observant les résultats de l'étude de référence S0+R. Nous nous focalisons sur les valeurs finales et initiales afin de vérifier la qualité de nos scénarios et de nos générations de charges vis-à-vis des objectifs de production et de consommation.

Tableau 4-5 : Tableaux de valeur pour la consommation du cas S0+R du scénario négaWatt pour les 6 réseaux des Haies.

Consommation NGW S0+R						
Réseau	Moyenne calculée en 2016 [MWh/an]	Moyenne calculée en 2050 [MWh/an]	Consommation attendue (-41%) [MWh/an]	Écart calculé [%]	Erreur relative sur la moyenne [%]	Intervalle de confiance à 95%
R1	21	6,7	12,4	-46	13,4	[5,8 ; 7,6]
R2	356	106,3	210,0	-49	6,4	[99,5 ; 113]
R3	58	17,9	34,0	-47	8,8	[16,3 ; 19,5]
R4	135	52,4	79,7	-34	6,7	[48,9 ; 55,9]
R5	101	120,6	59,6	102	4,2	[116 ; 126]
R6	154	47,6	90,9	-48	6,7	[44,4 ; 50,9]
Total	825	351,6	486,6	-28	/	/
Scénario	1604	946	946	/	/	/

Tableau 4-6 : Tableau de valeur pour la production PV du cas S0+R du scénario négaWatt pour les 6 réseaux des Haies.

Production PV NGW S0+R						
Réseau	Production 2050 des PV initiaux [MWh/an]	Production moyenne ajoutée [MWh/an]	Objectif de production [MWh/an]	Écart calculé [%]	Erreur relative sur la moyenne [%]	Intervalle de confiance à 95%
R1	14,3	62,6	61	2,6	4,3	[59,9 ; 65,3]
R2	90,0	282,8	335	-16	4,0	[272 ; 294]
R3	5,3	37,3	38	-1,9	4,8	[35,5 ; 39,1]
R4	3,5	118,3	137	-14	5,2	[112 ; 125]
R5	3,5	29,3	30	-2,4	5,0	[27,8 ; 30,7]
R6	7,1	134,1	160	-16	4,9	[128 ; 141]

Total	123,7	664,4	761	-13	/	/
Scénario	/	/	761	/	/	/

Tableau 4-7 : Tableau de valeur pour la consommation du cas S0+R du scénario Tendancier pour les 6 réseaux des Haies.

Consommation Tend S0+R						
Réseau	Moyenne calculée en 2016 [MWh/an]	Moyenne calculée en 2050 [MWh/an]	Consommation attendue (+ 18%) [MWh/an]	Écart calculé [%]	Erreur relative sur la moyenne [%]	Intervalle de confiance à 95%
R1	20	41,9	23,6	78	5,3	[39,7 ; 44,1]
R2	345	472,9	407,1	16	3,1	[458 ; 488]
R3	56	80,6	66,1	22	5,7	[76,0 ; 85,2]
R4	131	276,7	154,6	79	5,5	[262 ; 292]
R5	101	143,5	119,2	20	4,4	[137 ; 150]
R6	149	256,3	175,8	46	3,8	[247 ; 266]
Total	802	1271,9	946,4	34	/	/
Scénario	1604	1890	1893	/	/	/

Tableau 4-8 : Tableau de valeur pour la production du cas S0+R du scénario Tendancier pour les 6 réseaux des Haies.

Production PV Tend S0+R						
Réseau	Production 2050 des PV initiaux [MWh/an]	Production moyenne ajoutée [MWh/an]	Objectif de production [MWh/an]	Écart calculé [%]	Erreur relative sur la moyenne [%]	Intervalle de confiance à 95%
R1	14,3	26,1	18	45	4,7	[24,8 ; 27,3]
R2	90,0	92,3	100	-7,7	2,7	[89,8 ; 94,7]
R3	5,3	15,0	11	36	5,3	[14,2 ; 15,8]
R4	3,5	38,5	41	-6,2	5,2	[36,5 ; 40,5]
R5	3,5	11,5	9	27	5,0	[10,9 ; 12,0]
R6	7,1	43,9	48	-8,6	4,0	[42,1 ; 45,6]
Total	123,7	227,1	227	0,1	/	/
Scénario	/	/	227	/	/	/

Globalement, les productions et consommations finales sont peu précises par rapport aux objectifs visés. Nous obtenons des écarts importants pour la consommation (de 16 à 102% d'écarts) et moindre pour la production (de 2,6 à 45%). Cependant, le but n'est pas d'obtenir des résultats identiques avec les objectifs, mais plutôt d'avoir des grandeurs cohérentes et clairement définies afin de faciliter la compréhension des problèmes.

Dans notre cas, les écarts de consommation et de production proviennent des différences de modélisation et/ou d'hypothèses, et potentiellement d'incertitudes non identifiées. En effet, surtout pour la consommation, les valeurs attendues sont clairement en dehors des intervalles de confiance de nos estimations de moyenne. Il est donc très improbable d'atteindre ces valeurs uniquement avec les aléas et les paramètres d'entrée que nous utilisons ici.

Pour aller plus loin, on pourrait s'intéresser à raffiner notre génération de courbes de charges (grâce au détail de la méthode dans les chapitres précédents), ou au contraire tenter d'améliorer l'objectif de consommation global du scénario afin de mieux coller à nos résultats (cf. Chap3.II.2.2).

La question se pose aussi pour la production, même si les estimations sont mieux maîtrisées : en valeur absolue, nos estimations de productions donnent des intervalles de confiance qui contiennent ou restent proches des objectifs visés. Comme indiqué dans le Chap3.II.2.3, on pourrait par exemple chercher à modifier les valeurs de seuil ou les plages de variation des aléas.

On notera donc que les valeurs restent cohérentes, mais peuvent faire écho à l'imprécision (inconnue) des données d'entrée :

- Nous ne connaissons pas l'adéquation entre les courbes de charges/production utilisées et les valeurs de consommation/production des scénarios (hypothèses probablement différentes).
- Nous n'avons pas de chiffres de consommations spécifiques aux 6 réseaux BT étudiés des Haies, mais sur la commune dans son ensemble (ce qui inclue des résidences à cheval sur d'autres réseaux BT non étudiés).
- La production PV annuelle initiale n'est pas connue. Nous avons accès aux puissances souscrites uniquement et nous devons évaluer la production annuelle.

En connaissance de cause, nous utilisons le grand nombre de cas générés de production ou de consommation pour observer les performances des diverses solutions d'insertion, et surtout retenir les écarts d'une solution à une autre. La compréhension et la connaissance de la précision des scénarios permet d'avoir une meilleure vision de la fiabilité des résultats.

### III.1.2. Indicateur des renforcements simplifiés

Nous renforçons plus ou moins les différents réseaux en fonction des solutions utilisées, des scénarios étudiés et des caractéristiques de ces réseaux. Nous définissons donc le « pourcentage de développement du réseau » en fonction de la longueur de ligne qui a été renforcée entre 2016 et 2050 » (observation en 2050) pour chaque réseau :

$$P\%(r) = \frac{\sum_{L \in \text{Lignes renforcées ou ajoutées}} L(r)}{\sum_{L \in \text{Toutes les lignes initiales}} L(r)} \quad (4-1)$$

$r$  = réseau BT

$L(r)$  = longueur d'une des lignes du réseau  $r$  [m]

$P\%(r)$  = Pourcentage de développement réseau du réseau  $r$

Comme il est possible de rajouter des nouvelles lignes par rapport à la situation initiale (2016), il est tout à fait possible de dépasser 100%. Nous obtenons alors les tableaux suivants, qui offrent une première vision de l'ampleur des renforcements sans encore aborder de notions de coûts :

## Cas 1 : sans considérer le renforcement du poste HTA/BT

Dans le cas 1, nous ne considérons que le renforcement des lignes dans l'indicateur « pourcentage de développement du réseau », même en cas de renforcement du poste HTA/BT.

Tableau 4-9 : Pourcentages de développement des réseaux des Haies pour l'ensemble des solutions et les deux scénarios (sans renforcement du poste). En vert : pourcentage < 10% ; en rouge, pourcentage > 90%.

NGW	R1	R2	R3	R4	R5	R6
Renforcement simplifié seul	<b>180</b>	<b>136</b>	83	0	0	65
Q = f(V)	21	1	0	0	0	1
Bridage à 70%	<b>181</b>	<b>123</b>	54	0	0	49
OLTC	1	0	0	0	0	0
Q/P = -0,4	94	35	4	0	0	20

Tend	R1	R2	R3	R4	R5	R6
Renforcement simplifié seul	<b>92</b>	25	17	0	0	9
Q = f(V)	16	1	12	0	0	0
Bridage à 70%	84	22	14	0	0	7
OLTC	0	0	23	0	0	0
Q/P = -0,4	52	9	11	0	0	6

## Cas 2 : Avec la considération du poste HTA/BT

Pour prendre en compte le renforcement éventuel du poste HTA/BT dans l'indicateur « pourcentage de développement du réseau », nous comparons le coût moyen de la mutation d'un poste par rapport à un changement de ligne. Nous considérons alors une mutation de poste avec un poids cohérent, en moyenne, aux actions de renforcement sur les lignes. Nous obtenons ce tableau :

Tableau 4-10 : Pourcentages de développement des réseaux des Haies pour l'ensemble des solutions et les deux scénarios (avec renforcement du poste). En vert : pourcentage < 10% ; en rouge, pourcentage > 90%.

NGW	R1	R2	R3	R4	R5	R6
Renforcement simplifié seul	<b>197</b>	<b>140</b>	84	0	0	65
Q = f(V)	47	5	6	0	0	1
Bridage à 70%	<b>189</b>	<b>123</b>	54	0	0	50
OLTC	21	4	1	0	0	0
Q/P = -0,4	119	40	7	0	0	20

Tend	R1	R2	R3	R4	R5	R6
Renforcement simplifié seul	<b>92</b>	25	17	0	0	9
Q = f(V)	16	1	12	0	0	0
Bridage à 70%	84	22	14	0	0	7
OLTC	0	0	23	0	0	0
Q/P = -0,4	52	9	11	0	0	6

Comme attendu, le plus haut pourcentage de renforcement final est attribué au cas de référence avec uniquement le renforcement simplifié. Selon le réseau et le scénario, nous observons ici des taux de renforcement entre 0% (aucun renforcement) jusqu'à 197% (on renforce tout le réseau et même davantage). En premier lieu, nous avons déjà ici un exemple de la grande variabilité des réseaux BT :

- Les réseaux 4 et 5 tendent à être très robustes, avec l'absence de renforcements dans tous les cas de figure.
- Les réseaux 3 et 6 sont sensibles au scénario et nécessiteraient plus ou moins de renforcements.
- Les réseaux 1 et 2 pourraient nécessiter de lourd renforcement selon le scénario étudié. Pour un scénario de type NGW, on estime ici des pourcentages supérieurs à 100%, ce qui est possible si on ajoute un ou plusieurs départs aux centrales PV (en plus des renforcements de lignes existantes).
- Nous n'avons pourtant ici que 6 réseaux BT ruraux dans le même village. Ceci renforce l'incitation à élargir les études réalisées à un plus grand périmètre.

Selon le réseau, les solutions d'insertion pourront donc avoir un impact plus ou moins grand : on attend un plus grand « potentiel » sur les réseaux qui nécessiteraient beaucoup de renforcements (réseaux 1 et 2) et des performances moins intéressantes sur des réseaux qui de base n'ont pas ou peu besoin de renforcements (réseaux 4 et 5).

Dans un premier temps, nous observons ici que l'OLTC parvient à éviter presque la totalité des besoins de renforcements (malgré un changement de poste nécessaire sur R1 dans le scénario NGW). **Si on classe les solutions sur ce critère, on choisirait (par ordre décroissant) : l'OLTC ;  $Q = f(V)$  ; Tan(phi) fixe ; Bridage à 70% ; Renforcement simplifié.** Cet ordre est respecté dans les deux scénarios étudiés et sur presque tous les réseaux BT où les solutions peuvent agir. La seule exception est le réseau 3 du scénario Tendancier, avec l'OLTC qui passe en dernière position et les autres solutions qui sont à peu près de performances similaires. Pour mieux tenter de conclure, nous devons ajouter la comparaison d'autres résultats. Notamment, dans cet exemple, le classement se base uniquement sur le taux de renforcement et n'intègre pas le coût des solutions qui sera pris en compte par la suite.

Un autre critère intéressant à regarder, et qui impacte aussi les coûts, est l'année de réalisation des renforcements. Nous montrons dans les diagrammes en boîte suivants la répartition des premières années de renforcement. Les années de renforcement s'étalent de 2016 (renforcement dès la première année) à 2050. S'il n'y a aucun renforcement sur cette plage de calcul, on indique une année fictive<sup>53</sup> de renforcement (uniquement pour illustration), ici « 2051 ».

---

<sup>53</sup> Cette année fictive ne fait en aucun cas partie des calculs.

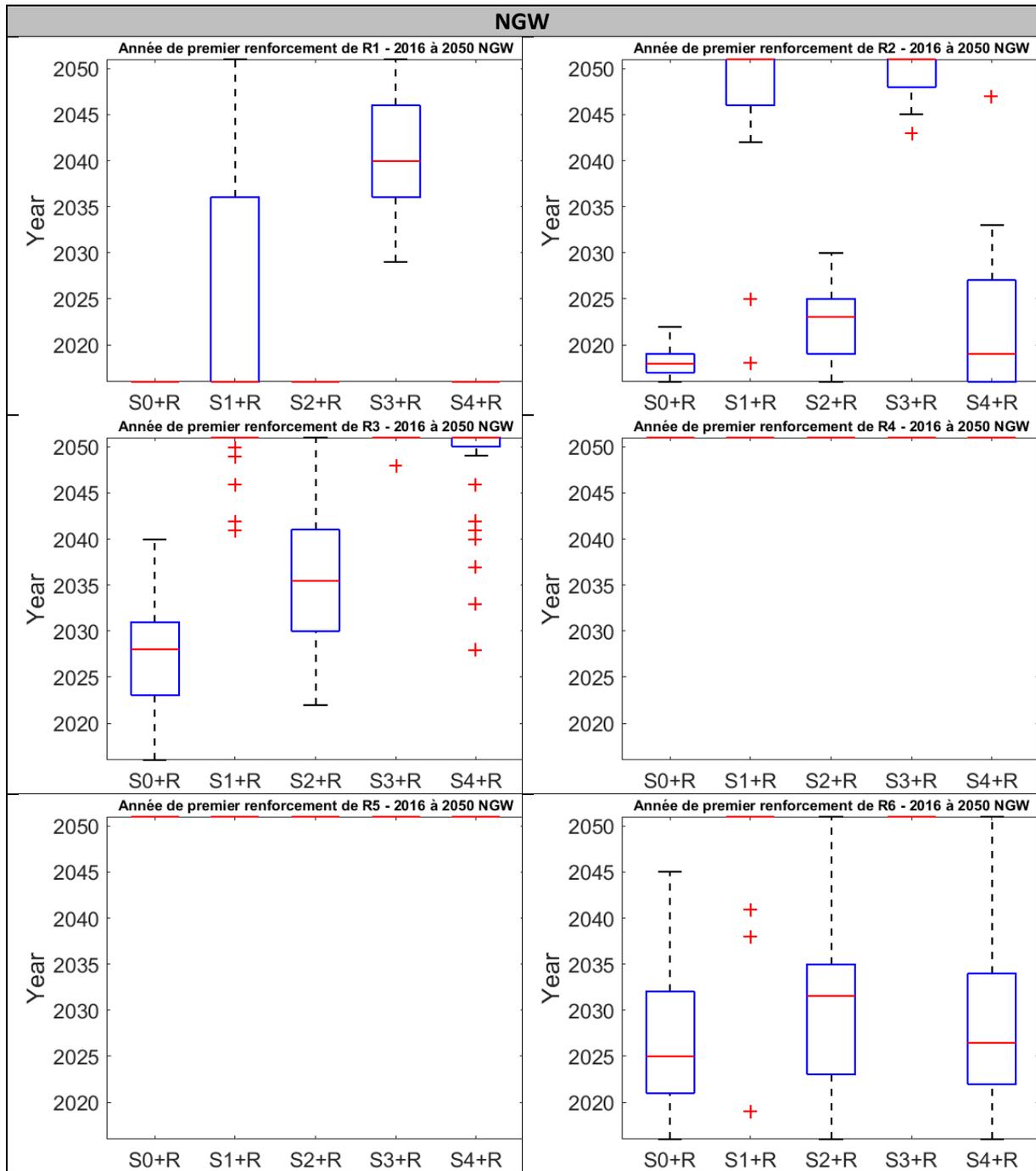


Figure 4-6 : Diagrammes en boîtes des années des premiers renforcements par solution d'insertion pour les six réseaux BT du périmètre des Haies pour le scénario négaWatt.

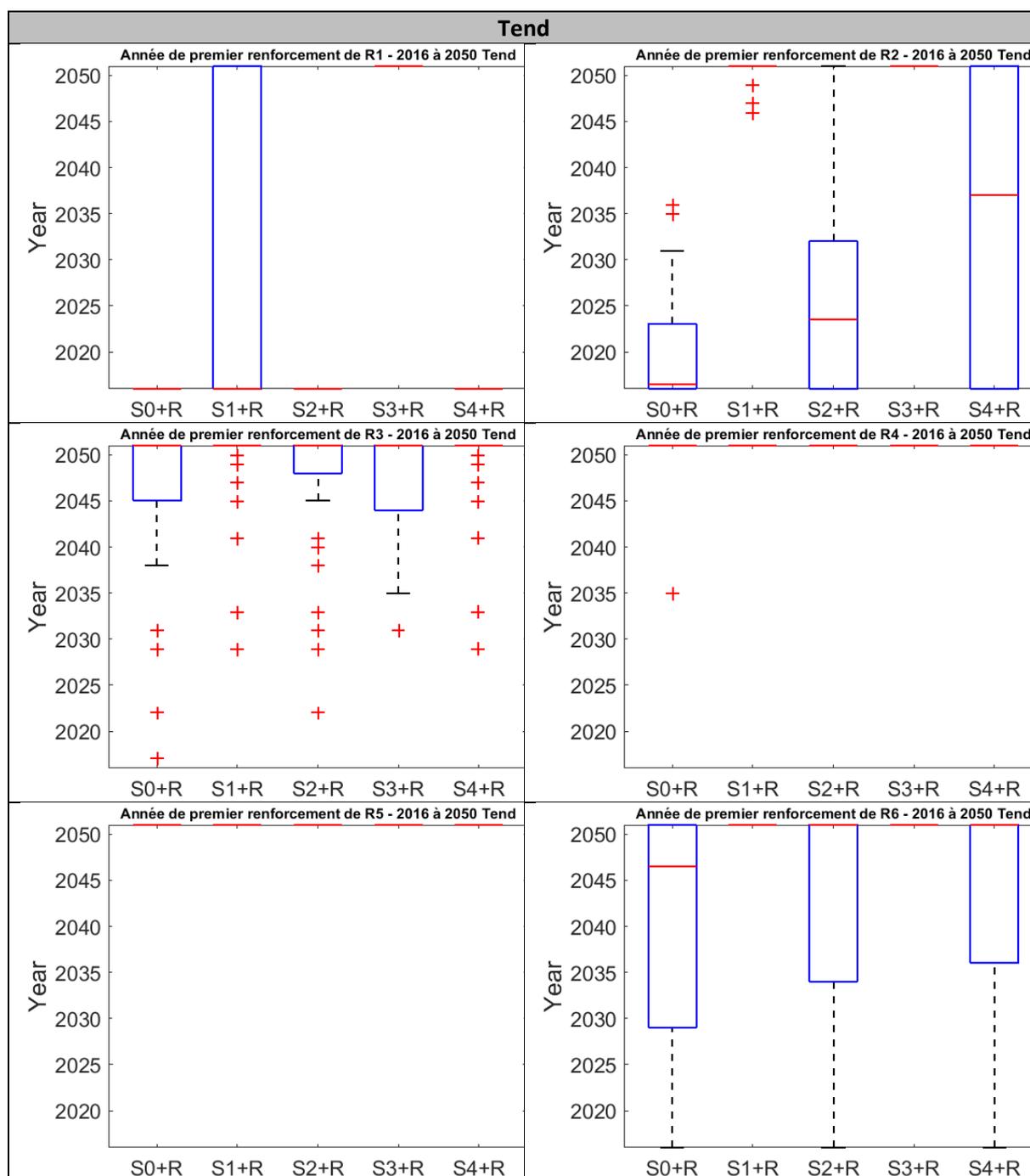


Figure 4-7 : Diagrammes en boîtes des années des premiers renforcements par solution d'insertion pour les six réseaux BT du périmètre des Haies pour le scénario tendanciel.

Ces diagrammes complètent les informations de pourcentage de développement des réseaux avec une vision sur la période des renforcements. La dispersion des premières années de renforcement est cependant large pour la plupart des cas de figure et varie d'un réseau à un autre :

- Pour R4 et R5, qui n'ont pas besoin de renforcements, les premières années de renforcement sont en « 2051 », c'est-à-dire éventuellement après 2050.
- Pour R1 et R2, les renforcements du cas S0 sont non seulement nombreux (cf. le pourcentage de développement réseau), mais aussi rapides : nous estimons, pour les deux scénarios, des renforcements nécessaires dès 2016 en l'absence de solution.

- Pour R3 et R6, les premiers renforcements sont moins précis dans le temps, avec une dispersion de 2016 à 2050 selon le scénario étudié : probablement entre 2024 et 2032 pour le scénario NGW, et pas avant 2029 pour le scénario Tendancier.

Ensuite, les solutions modifient beaucoup l'année d'arrivée des renforcements :

- Les solutions S1 «  $Q = f(V)$  » et S3 « OLTC » tendent à repousser nettement l'échéance de renforcement de tous les réseaux affectés, avec régulièrement un report à « 2051 » pour les deux scénarios. S1 se montre cependant moins performante sur le réseau 1, et on observe aussi ici que l'OLTC est très peu performant sur le réseau 3 lors du scénario Tendancier. S1 et S3 se montrent ici potentiellement très performantes, mais avec des limitations selon le réseau BT étudié.
- Les solutions S2 « Bridage à 70% » et S4 « Tan(phi) fixe » ne retardent pas autant les années de renforcement que S1 ou S3. On observe cependant un effet de retard visible pour les deux scénarios, avec une plus grande dispersion des années de renforcement par rapport au cas de référence. Ces solutions ont donc un bon potentiel, mais la plus forte dispersion des résultats montre que ces solutions sont sensibles aux cas d'études (nous n'avons pas un retard net, c'est-à-dire une translation des boîtes vers 2051).

Ces informations permettent de détailler le pourcentage de développement du réseau en ajoutant une vision dans le temps. Cependant, pour capter l'ampleur de l'ensemble des renforcements et leur importance, nous travaillons dans la partie suivante à les convertir en coûts. Cela apporte un autre point de comparaison des solutions et facilite beaucoup l'évaluation des « niveaux de contraintes » et des coûts d'utilisation de solution.

## III.2. ACB aux Haies

Nous utilisons les résultats précédents pour réaliser une analyse coûts-bénéfices sur le périmètre des Haies. Nous commençons par analyser les différents coûts obtenus pour chaque réseau et nous en déduisons certaines conclusions spécifiques à SMAP. Nous proposons ensuite un classement des solutions d'après la comparaison des coûts et des performances pour les deux scénarios.

### III.2.1. Calculs des « CAPEX »

Nous représentons ici les diagrammes en boîtes des coûts d'investissements ou « CAPEX » (cf. Chap3.II.3) des différents cas d'étude. Nous avons à chaque fois la dispersion des coûts minimums et des coûts maximums (cf. Tableau 3-11), soit deux diagrammes pour chaque solution. De gauche à droite, nous avons S0 (Renforcement seul) min puis max, S1 ( $Q = f(V)$ ), S2 (Bridage à 70%), S3 (OLTC) et S4 (Tan(phi) fixe).

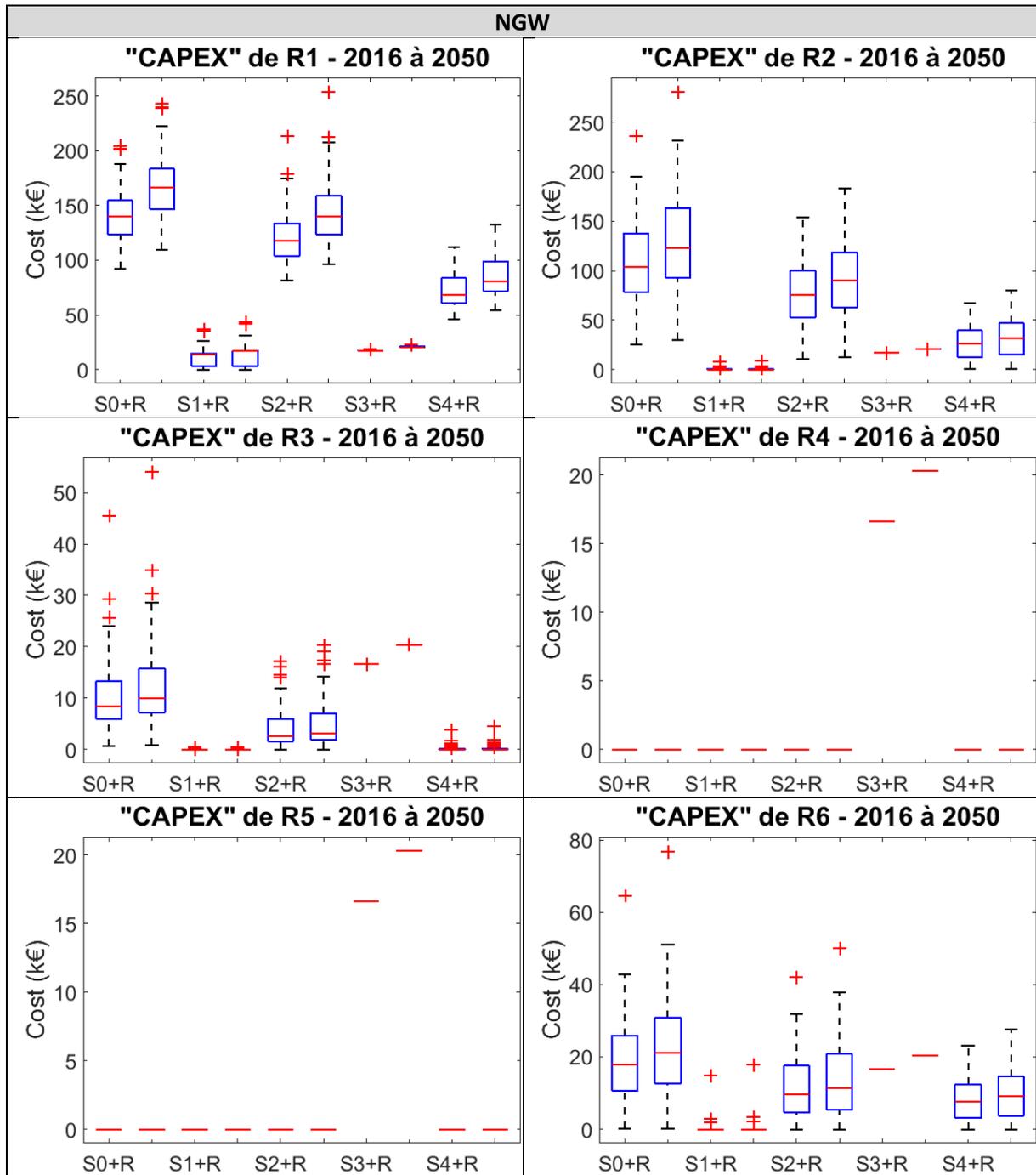


Figure 4-8 : Diagrammes en boîtes des « CAPEX » par solution d'insertion pour les six réseaux BT du périmètre des Haies pour le scénario négaWatt.

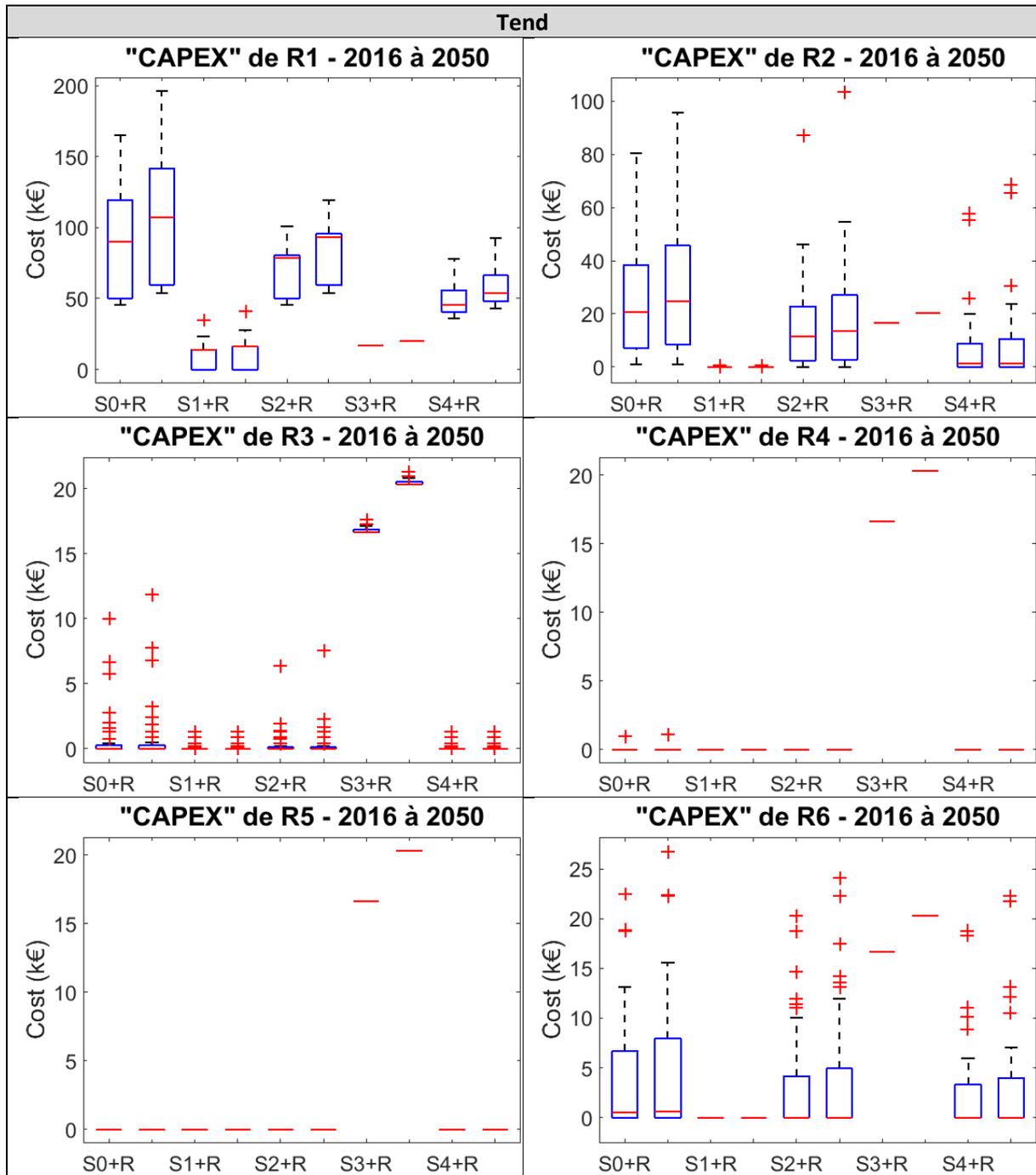


Figure 4-9 : Diagrammes en boîtes des « CAPEX » par solution d'insertion pour les six réseaux BT du périmètre des Haies pour le scénario tendanciel.

Ces coûts sont majoritairement dus aux renforcements en cas d'insertion PV, combinés à leur année d'occurrence. De nombreux renforcements dès 2016 seront très coûteux (cas du réseau 1 par exemple), alors que des renforcements (retardés ou non) vers 2050 seront « moins coûteux » avec la prise en compte de l'actualisation des coûts.

### **S0 : Renforcement simplifié**

Nous avons des CAPEX variables pour le cas de référence avec uniquement le renforcement simplifié. Les valeurs vont de 0€ (R4 ou R5) jusqu'à plus de 200k€ sur un réseau BT (R1). On rappelle que les plus fortes valeurs de coûts sont probablement imprécises à cause de l'ajout possible de multiples départs. On notera cependant que ce cas de figure présente la plus grande dispersion de valeurs, ce qui montre sa plus forte sensibilité au cas de figure étudié. Les changements de consommation, de production, et donc aussi de scénarios font beaucoup varier les coûts attendus. On notera que les variations observées sont bien supérieures à l'erreur d'estimation sur la moyenne (autour de 2 à 4% sur les coûts pour 50 tirages).

### **S1 : Contrôle local en réactif en $Q = f(V)$**

Si on ne considère pas de surcoût de l'onduleur, ni de limitations particulières, pour un pilotage du réactif avec des mesures locales, la solution S1 permet de réduire sensiblement les coûts avec le report de la majorité des renforcements au-delà de 2050 pour les deux scénarios. On fera bien attention au fait que cette solution peut potentiellement utiliser 100% de la puissance de l'onduleur (100% de puissance réactive), et qu'il n'est pas limité en  $\tan(\phi)$  (possibilité d'avoir du réactif même pour une puissance active nulle). Des résultats à l'échelle de la CCRC permettent de nuancer ce résultat (dans la partie IV.2.2).

### **S2 : Bridage à 70%**

Cette solution montre des résultats similaires au cas de référence, avec des dispersions et des coûts proches. Bien que moins performante que S1, cette solution plus simple permet effectivement de réduire les coûts par rapport au cas de base, grâce à une combinaison de l'effet de retard des renforcements (typiquement 5 ans) et une puissance maximale réduite (avec un effet notable sur le réseau 1).

### **S3 : OLTC**

L'OLTC parvient, davantage encore que S1, à retarder presque tous les renforcements au-delà de 2050. La dispersion des coûts est aussi quasi-nulle, avec un coût estimé fixé à son coût d'installation initial, ainsi qu'un coût de maintenance à 2% de son coût initial par an. Ce coût cependant est élevé et dépasse souvent d'autres solutions selon le réseau étudié : il est intéressant pour R1 et R2, mais nettement moins pour les autres réseaux.

### **S4 : Contrôle local en réactif en $\tan(\phi)$ fixe**

Cette solution offre une autre alternative et présente des coûts encore différents. La dispersion des coûts est moins large que pour S2, mais nettement plus que S1 ou S3. Les coûts eux-mêmes restent généralement à une valeur intermédiaire, avec un gain notable par rapport à S2, mais encore bien plus coûteux que S1 pour les six réseaux étudiés dans les deux scénarios.

Dans un premier temps, la solution S1 tend à sortir devant les autres solutions, suivie par S4, puis par S2 et enfin S0. L'OLTC par contre n'a pas encore de position fixe et reste sensible au réseau étudié, surtout en comparaison des autres solutions.

### III.2.2. Calculs des « OPEX »

De la même façon que pour les coûts d'investissement, nous étudions désormais les coûts de fonctionnement des solutions. Nous obtenons les résultats suivants :

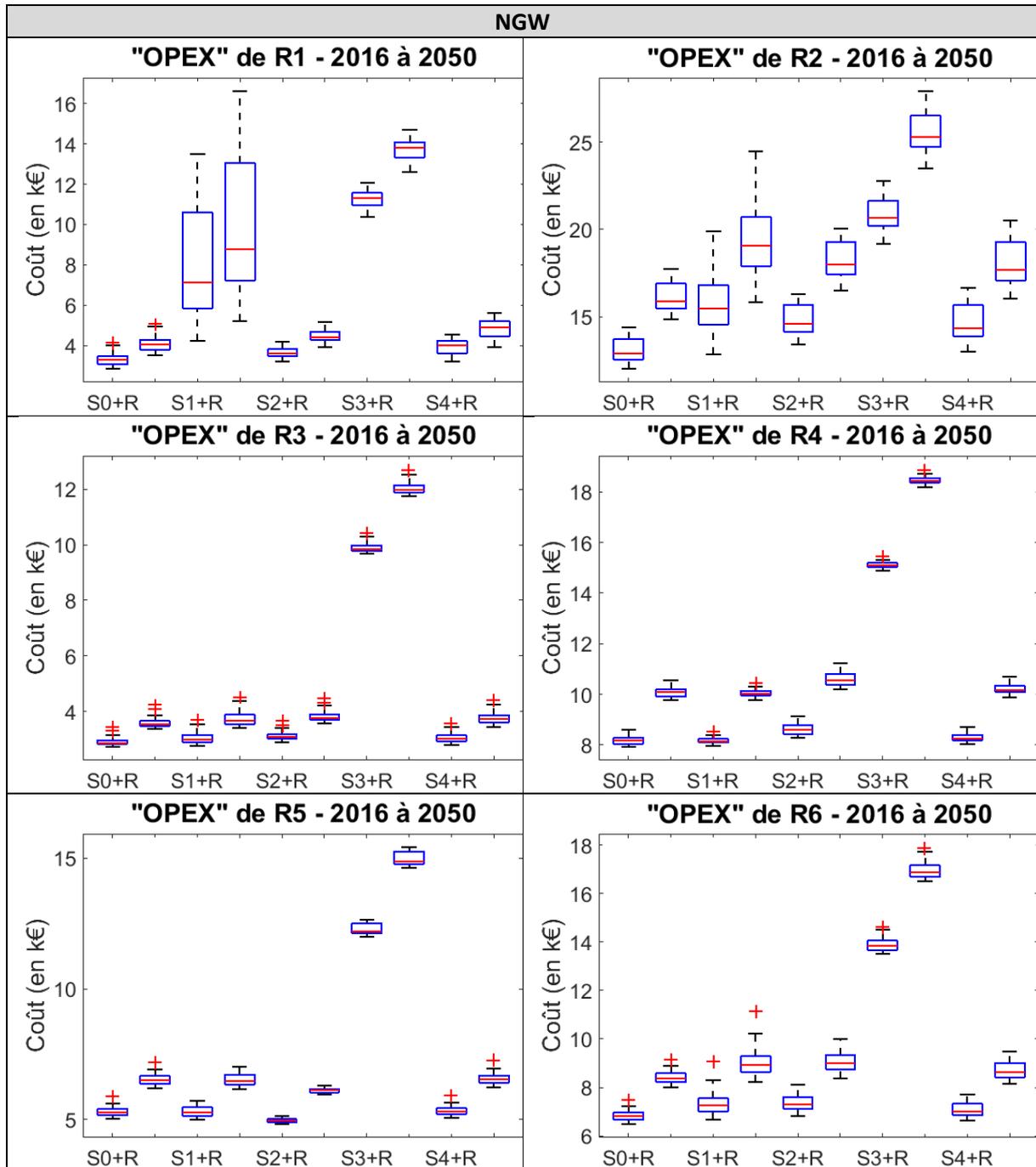


Figure 4-10 : Diagrammes en boîtes des « OPEX » par solution d'insertion pour les six réseaux BT du périmètre des Haies pour le scénario négaWatt.

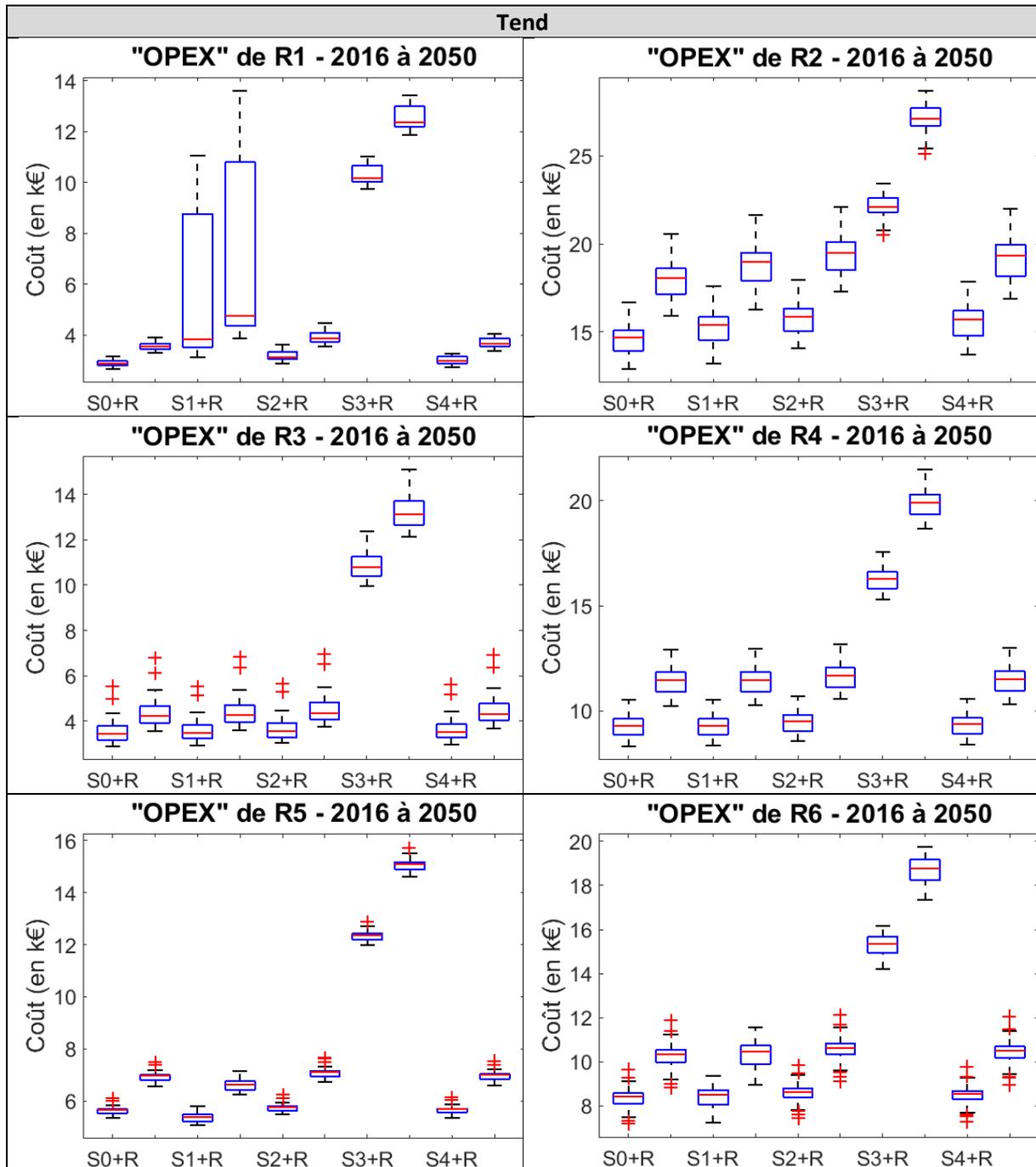


Figure 4-11 : Diagrammes en boîtes des « OPEX » par solution d'insertion pour les six réseaux BT du périmètre des Haies pour le scénario tendanciel.

Globalement, les coûts de fonctionnement sont similaires pour S0, S1, S2 et S4 avec des coûts variables entre 5 et 15k€ à horizon 2050. Le surcoût causé par les pertes supplémentaires (générées par le transit de réactif) est visible dans le cas de réseaux très contraints :

- Pour R1, l'augmentation du coût de S1 est très nette.
- Pour R2, on observe une augmentation plus modeste des coûts de S1 ainsi que S4 (qui génère aussi du réactif). On notera que S2 a un coût du même ordre, causé par l'énergie non injectée.

Enfin, dans tous les cas de figure, l'OLTC est considéré comme la solution avec le coût de fonctionnement le plus élevé, à cause de son coût de maintenance.

### III.2.3. Calculs et comparaison des coûts globaux

Suite au calcul des différents coûts d'investissement et de fonctionnement de tous les cas de figure, nous pouvons compléter la comparaison et estimer les gains potentiels. Nous évaluons les gains de cette façon :

$$Gain = \frac{Coût(Solution) - Coût(Référence)}{Coût(Référence)} \quad (4-2)$$

Avec  $Coût(A) = OPEX(A) + CAPEX(A)$

Le gain est ici une simple variation par rapport au cas de référence, et peut être positive ou négative. Pour avoir une vision globale, nous calculons l'évolution de ce gain au cours du temps. À chaque nouvelle année, nous recalculons la variation des coûts sur l'ensemble des coûts depuis 2016. Nous obtenons les graphes suivants pour les six réseaux des Haies, avec pour rappel un surcoût des onduleurs nul pour la solution S1 :

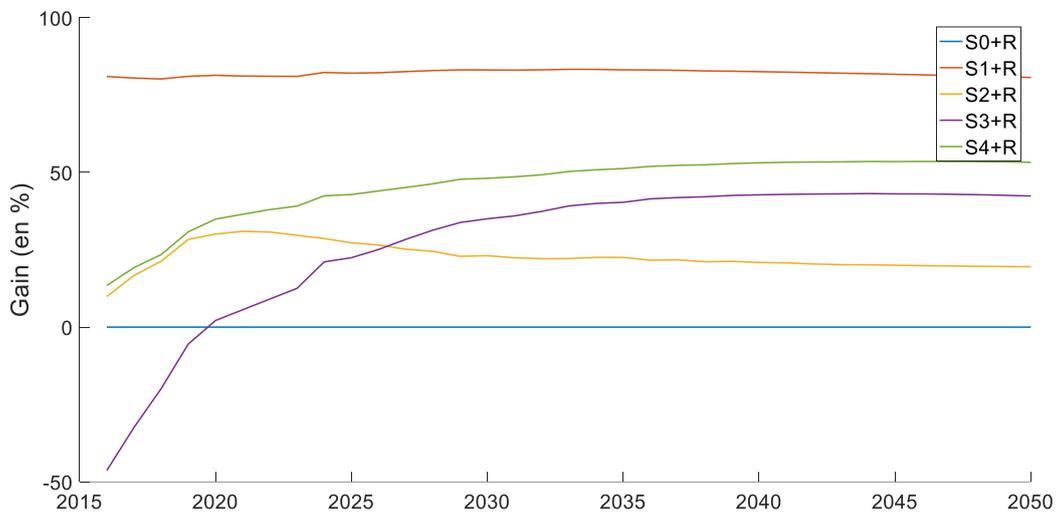


Figure 4-12 : Gain en % des coûts des différentes solutions par rapport au cas de base (S0 = aucune solution ; S1 = « Q=f(V) » sans limitation ; S2 = « Bridage à 70% » ; S3 = « OLTC » ; S21 = « Tan(φ) fixe » ; « +R » = Renforcement simplifié). Ici, le scénario NGW pour les 6 réseaux des Haies.

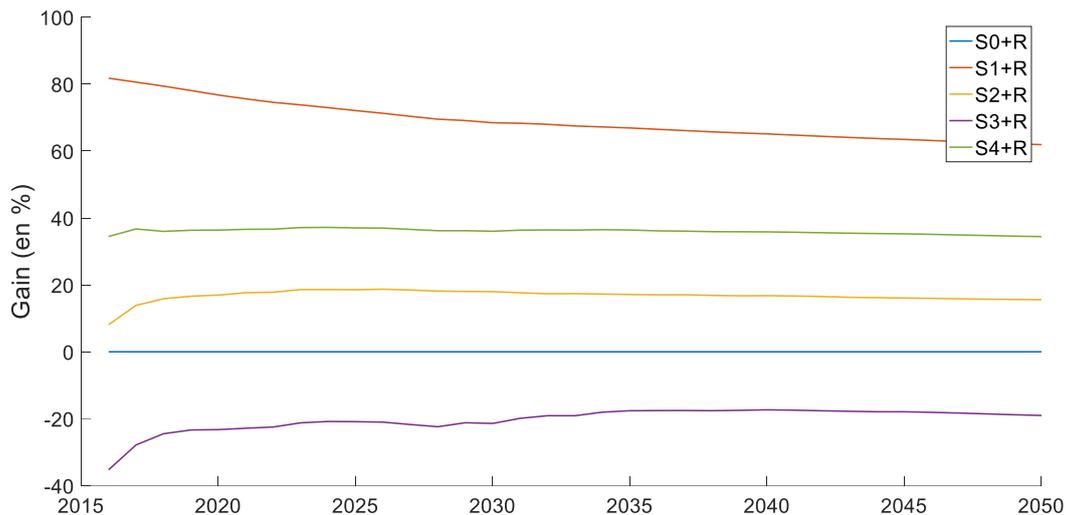


Figure 4-13 : Gain en % des coûts des différentes solutions par rapport au cas de base (S0 = aucune solution ; S1 = «  $Q=f(V)$  » sans limitation ; S2 = « Bridage à 70% » ; S3 = « OLTC » ; S21 = «  $\tan(\phi)$  fixe » ; « +R » = Renforcement simplifié. Ici, le scénario Tendancier pour les 6 réseaux des Haies.

Nous pouvons tirer plusieurs conclusions de ces figures. Tout d'abord, on observe une évolution des gains avec le temps :

- Typiquement, une solution avec des CAPEX supplémentaires doit les « amortir » sur une durée suffisante pour éviter des renforcements. C'est le cas de S3, qui démarre avec un gain clairement négatif en 2016, puis qui remonte avec le temps. Ce gain devient positif après 2020 pour le scénario NGW, mais l'OLTC ne devient jamais rentable sur l'ensemble des Haies pour le scénario Tendancier.
- À l'inverse, les solutions qui n'ont pas de CAPEX, mais des OPEX supérieurs au cas de référence, tendent à voir leur gain diminuer lentement tant que la solution ne permet pas de compenser assez de renforcements. C'est particulièrement visible sur S1 pour le scénario tendancier. Mais l'effet reste assez faible, et les courbes s'aplanissent avec le cumul des coûts actualisés.
- Le report des CAPEX est particulièrement visible sur la solution S2, avec une hausse des gains les 10 premières années qui se réduit par la suite au fur et à mesure que des renforcements sont tout de même effectués.

Sur ces figures, nous apportons un élément de compréhension : les bénéfices de certaines solutions évoluent avec le temps. Notamment, l'OLTC n'est rentable que s'il « compense » suffisamment de renforcement, et se montre donc moins intéressant dans des cas de plus faible insertion PV. En effet, si on ne considère pas les réseaux 4 et 5 (qui ne sont pas du tout pertinents pour l'installation d'un OLTC), nous obtenons désormais les deux figures suivantes, avec un gain bien meilleur pour l'OLTC en 2050.

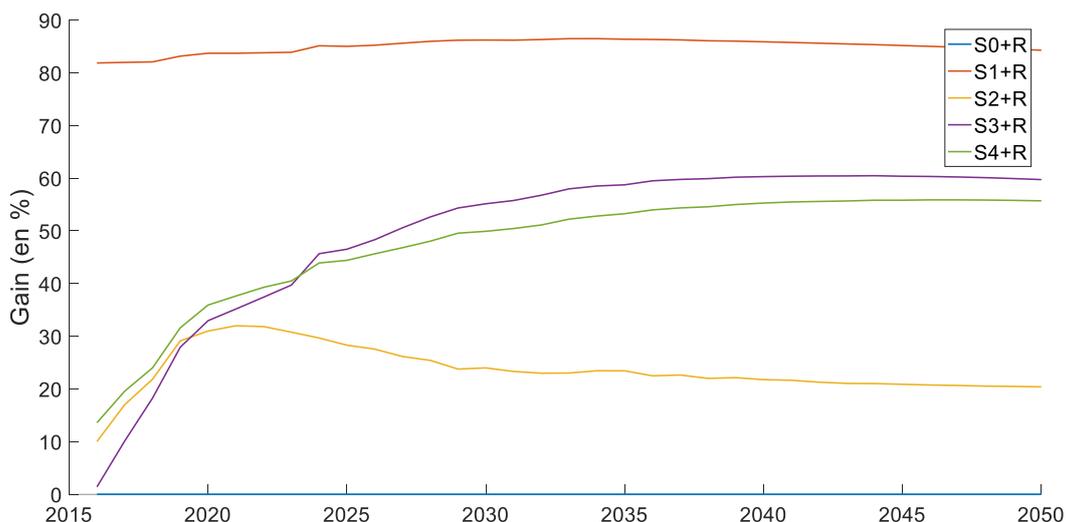


Figure 4-14 : Gain en % des coûts des différentes solutions par rapport au cas de base. Ici, le scénario NGW pour 4 réseaux des Haies.

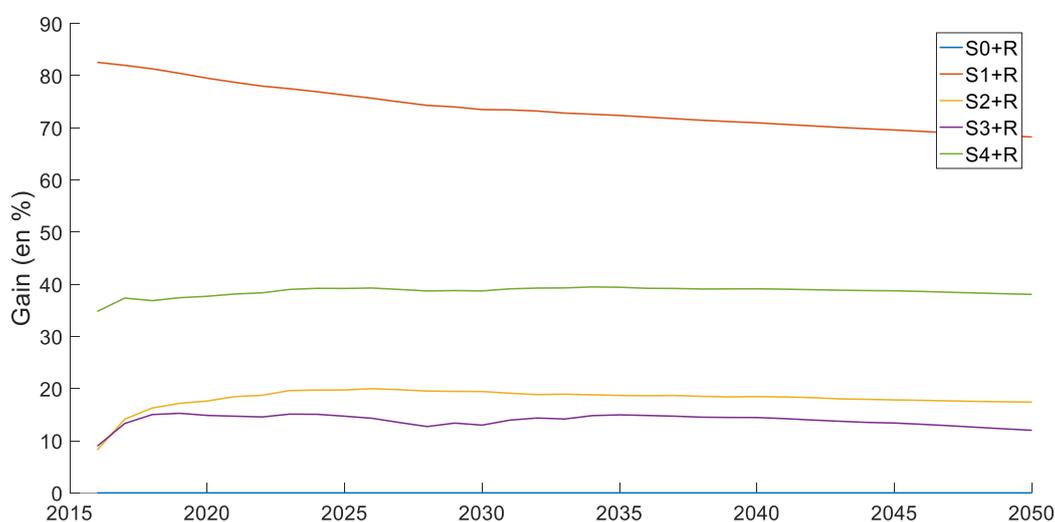


Figure 4-15 : Gain en % des coûts des différentes solutions par rapport au cas de base. Ici, le scénario Tendancier pour 4 réseaux des Haies.

Au final, suite aux graphes précédents, nous obtenons en 2050 les valeurs de gain suivantes :

Tableau 4-11 : Gain en pourcentage des coûts des différentes solutions par rapport aux coûts de la solution de référence (Renforcement simplifié seul) pour 6 réseaux des Haies.

	Les Haies - NGW	Les Haies - Tendancier
Renforcement simplifié seul	0	0
OLTC	42	-19
$Q = f(V)$ sans limitation	81	62
$Q/P = -0,4$	53	34
Bridage à 70%	20	16

**Tableau 4-12 : Gain en pourcentage des coûts des différentes solutions par rapport aux coûts de la solution de référence pour 4 réseaux des Haies.**

	<i>Les Haies - NGW</i>	<i>Les Haies - Tendanciel</i>
<i>Renforcement simplifié seul</i>	0	0
<i>OLTC</i>	60	12
<i>Q = f(V) sans limitation</i>	84	68
<i>Q/P = -0,4</i>	56	38
<i>Bridage à 70%</i>	20	17

Ces tableaux résument la vision des coûts des solutions (renforcements compris) pour tous les cas de figure étudiés. Avec un classement décroissant, nous pouvons ordonner les différentes solutions d'insertion de la façon suivante :

- Pour le scénario NGW, sur les 6 réseaux des Haies :  
« **Q = f(V)** » > « **Q/P fixe** » > « **OLTC** » > « **Bridage 70%** » > « **Renforcement simplifié** »
- Pour le scénario Tendanciel, sur les 6 réseaux des Haies :  
« **Q = f(V)** » > « **Q/P fixe** » > « **Bridage 70%** » > « **Renforcement simplifié** » > « **OLTC** »
- Pour le scénario NGW, sur 4 réseaux des Haies :  
« **Q = f(V)** » > « **OLTC** » = « **Q/P fixe** » > « **Bridage 70%** » > « **Renforcement simplifié** »
- Pour le scénario Tendanciel, sur 4 réseaux des Haies :  
« **Q = f(V)** » > « **Q/P fixe** » > « **Bridage 70%** » = « **OLTC** » > « **Renforcement simplifié** »

Les solutions montrent une sensibilité variable au scénario étudié. Alors que le bridage à 70% maintient un gain stable entre 16 et 20%, l'OLTC se montre très sensible à la fois au scénario, et au réseau étudié : on observe une chute de rentabilité entre le scénario négaWatt et le scénario Tendanciel, mais aussi une chute entre les quatre réseaux « pertinents pour un OLTC » (on retire les réseaux dont on ne calcule pas de renforcement) et les six réseaux des Haies. Les deux contrôles locaux en réactif subissent aussi dans une moindre mesure un écart de gain entre les scénarios.

### III.3. Synthèse pour le périmètre des Haies

Nous avons d'abord commencé par vérifier l'adéquation entre les scénarios visés et les résultats effectivement obtenus suite à nos méthodes de modélisation de la consommation et de la production. Nous avons donc pu mesurer les écarts et estimer certaines différences : nous présentons ici des résultats négaWatt qui sont, en moyenne, pour une consommation sous-estimée de 28% et une production PV sous-estimée de 13% par rapport aux prévisions NGW. De la même façon, les résultats Tendanciel sont effectués pour une consommation surestimée de 34% et pour une production moyenne identique.

Selon les variables considérées, nous pouvons ensuite classifier différemment les solutions d'insertion étudiées. Dans le cadre du réseau BT du village des Haies, nous pouvons proposer un classement des solutions étudiées (à titre indicatif et spécifiquement pour les Haies) :

Tableau 4-13 : Tableau récapitulatif des solutions d'après les différents résultats obtenus pour le périmètre des Haies. Les classements vont de 1 (le meilleur résultat) à 5 (le moins bien) avec potentiellement des égalités.

Cas d'étude	Année des premiers renforcements	Coûts			Observations
		Faibles CAPEX	Faibles OPEX	Gain	
S0 : Renforcement simplifié seul	5	4	1	Référence	→ Solution usuelle → Lève toutes les contraintes
S1 : Q = f(V) sans limitation	2	1	4	62 à 81%	→ Aucune considération de CAPEX pour l'onduleur → Lève avant les renforcements la majorité des contraintes en tension, s'il n'y a pas de limitations sur le réactif
S2 : Bridage à 70%	4	3	2	16 à 20%	→ Aide à retarder des renforcements
S3 : OLTC	1	Variable : 2 à 5	5	-19 à 42%	→ Solution peu robuste sur les gains → Lève avant les renforcements toutes les contraintes en tension
S4 : Q/P = -0,4	3	2	2	34 à 53%	→ Aide à lever des contraintes en tension

Les simulations réalisées sur ces six réseaux mènent à des résultats qui présentent une forte variabilité suivant les réseaux. Toutefois, il est tout de même possible d'en tirer les conclusions suivantes pour le village des Haies :

- L'utilisation du contrôle local en réactif de type « Q = f(V) », sans aucune limitation, offre les meilleures performances pour améliorer l'insertion de PV.
- Le réglage des onduleurs à « Q/P = -0,4 » est ensuite préférable. Il est moins flexible et offre des performances variables, mais reste avantageux par rapport aux autres solutions.
- L'OLTC assure aux Haies la levée des contraintes en tension, mais pour un coût initial important. Selon l'insertion attendue, les gains sont très variables, mais peuvent être élevés. L'installation d'un OLTC est à décider au cas par cas et ne peut pas être généralisée. On pourra notamment préférer des solutions plus simples ou plus adaptées selon le cas de figure pour éviter un fort investissement.
- Le bridage des onduleurs à 70% offre une alternative simple qui permet de retarder les éventuels renforcements.

Dans tous les cas, le renforcement reste le complément de toutes ces solutions d'insertion PV, que ce soit pour lever les contraintes en tension restantes, ou pour lever les contraintes en courant.

## IV. Résultats étendus à la CCRC

Pour compléter ou améliorer ces travaux, plusieurs perspectives sont possibles, mais nous ne les aborderons pas toutes ici. Dans cette partie, nous nous focalisons sur l'élargissement des études à un contexte géographique plus large, que nous nommons ici le périmètre de la CCRC. Suite à une modification de certaines hypothèses pour s'adapter aux données disponibles, nous obtenons des résultats similaires à ceux calculés pour le périmètre des Haies mais pour d'autres types de réseaux BT.

### IV.1. Résultats des cinq cas d'étude

#### IV.1.1. Prévisions de consommation et de production

Cette fois-ci, nous ne testons qu'un seul cas, réparti sur 195 réseaux BT. Nous vérifions, sur l'ensemble des réseaux BT, que les estimations de puissance sont cohérentes. Pour la consommation, nous obtenons le tableau suivant :

Tableau 4-14 : Tableau de répartition des consommations estimées sur le périmètre CCRC en 2016

Type de charge	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Total
Option tarifaire	BASE				HP/HC				Tertiaire <sup>54</sup>	Autre <sup>55</sup>	
Puissance souscrite	< 6	< 6	≥ 6	≥ 6	< 6	< 6	≥ 6	≥ 6	?	?	/
Consommation estimée [MWh/an]	< 3,5	≥ 3,5	< 5	≥ 5	< 6	≥ 6	< 6	≥ 6	?	?	/
Nombre de charges	1317	567	334	269	786	151	437	1631	811	317	6620
Somme des consommations estimées par Enedis [MWh/an]	2288	3681	829	3647	2809	1226	1545	16558	13063	2929	48574
Somme des consommations calculées en 2016 [MWh/an]	47658										

<sup>54</sup> Toutes les charges non domestiques.

<sup>55</sup> Toutes les charges domestiques avec une option tarifaire autre que « Base » ou « HP/HC »

Tableau 4-15 : Tableau des énergies totales consommées et produites sur le périmètre CCRC

Grandeur	Énergie calculée [GWh/an]	Objectif de consommation [GWh/an]
Somme des consommations 2016	47,7	48,6
Somme des consommations 2050 - NGW	66,5	Inconnu
Somme des consommations 2050 - Tend	77,5	Inconnu
Somme des productions 2050 - NGW	40,0	36,3
Somme des productions 2050 - Tend	16,0	11,2

Le Tableau 4-14 offre une vision de la répartition des types de charges sur les réseaux BT de la CCRC. Nous pouvons par exemple confirmer qu'il s'agit principalement d'habitations (73% de l'énergie consommée). Nous observons aussi que nous calculons une estimation de consommation très proche de l'estimation d'Enedis (à 2% près), alors que nous n'avons pas, a priori, les mêmes hypothèses de calcul (pour rappel, nous n'avons qu'un panel de courbes de charge par activité, cf. Chap3.II.2.4.b)).

Pour les estimations de consommations de 2050, nous n'avons malheureusement pas d'estimations sur ce périmètre. Nous pouvons observer une augmentation de la consommation de 37% pour NGW et de 59% pour Tend sur ce périmètre. Ces nettes augmentations semblent élevées par rapport aux résultats obtenus sur les Haies, même si le cadre est différent. L'absence de données ne permet pas de conclure sur un éventuel problème, mais l'amélioration des scénarios restent toujours une perspective envisageable.

Pour la production, nous obtenons des résultats plus proches, avec une erreur similaire entre les scénarios, de 4 à 5 GWh/an. Cela nous permet de calculer les taux d'insertion finaux en énergie (énergie produite par rapport à l'énergie consommée) : 63% pour NGW et 20% pour Tend.

#### IV.1.2. Amplitude des renforcements simplifiés

De la même façon que pour le périmètre des Haies, nous évaluons le pourcentage de développement réseau des réseaux du périmètre de la CCRC (cf. III.1.2). Nous obtenons les résultats pour un seul tirage aléatoire. Nous calculons la répartition représentée sur les deux figures suivantes. Nous y voyons les histogrammes des cinq cas d'études retenus appliqués aux deux scénarios, avec le nombre de réseaux BT par tranche de pourcentage de développement calculé en 2050. On distinguera les réseaux les moins contraints (avec ici des renforcements entre 0 et 20%) des réseaux de plus en plus contraints (avec potentiellement avec des renforcements évalués à plus de 200% et une fiabilité réduite).

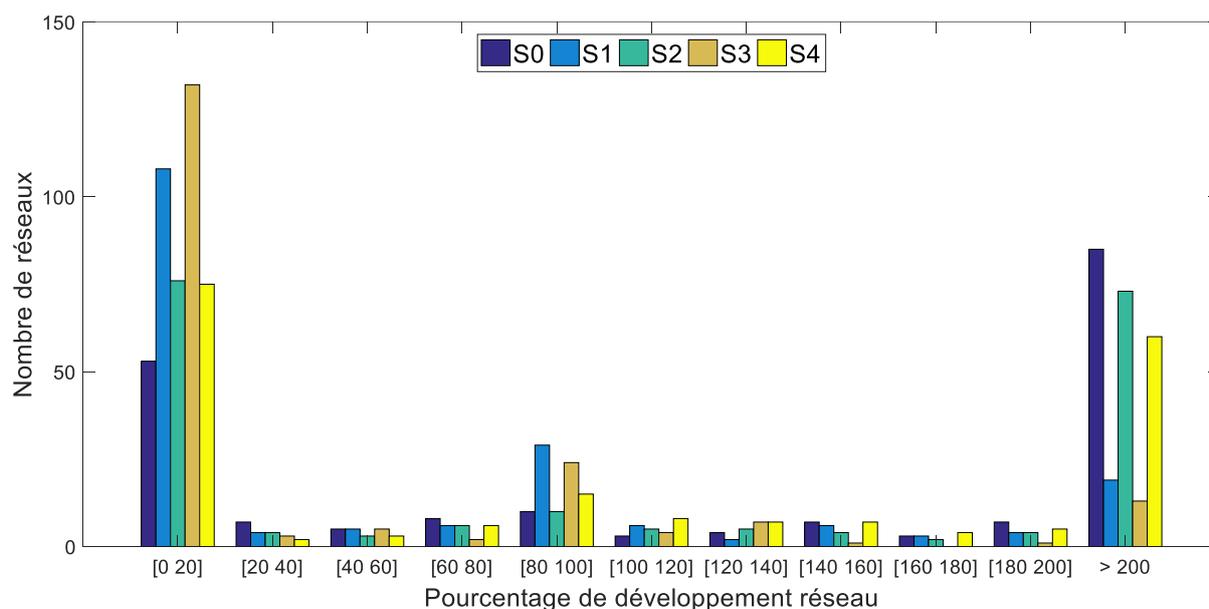


Figure 4-16 : Histogramme du nombre de réseaux BT par tranche de pourcentages de développement réseau par solution d'insertion PV sur le périmètre de la CCRC pour le scénario NGW

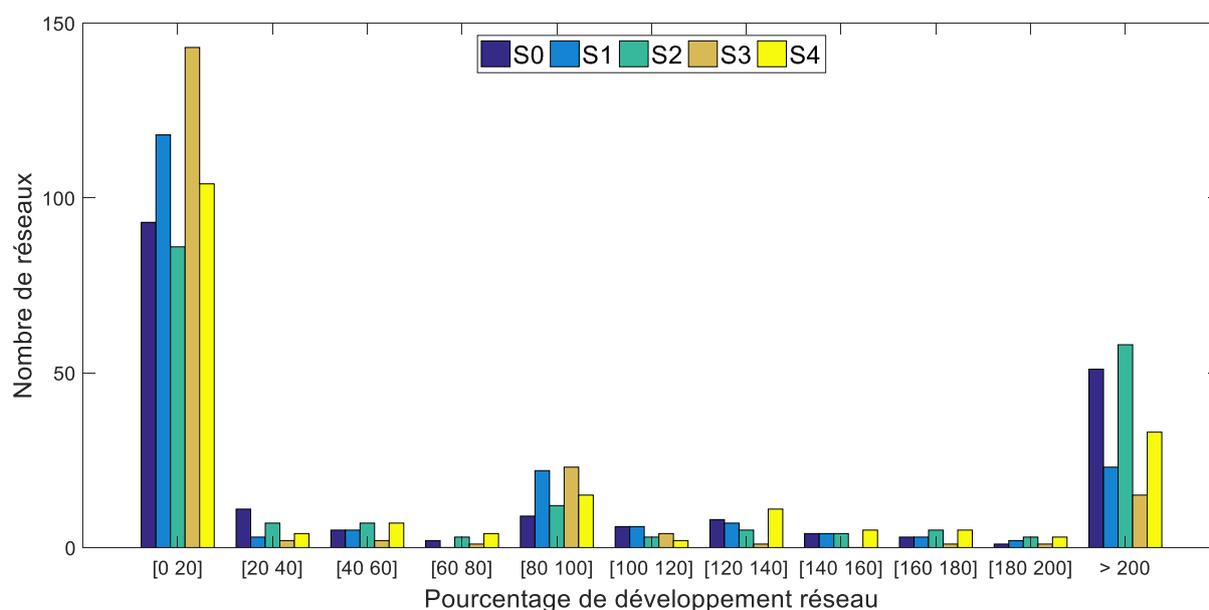


Figure 4-17 : Histogramme du nombre de réseaux BT par tranche de pourcentages de développement réseau par solution d'insertion PV sur le périmètre de la CCRC pour le scénario Tend

Tout d'abord, nous pouvons confirmer nos observations sur le périmètre des Haies et les étendre au périmètre de la CCRC :

- Les réseaux BT présentent des profils très variés, avec des pourcentages de renforcement qui s'étirent de 0% à plus de 200%.
- La solution S3 « OLTC » permet aussi sur le périmètre CCRC de réduire de façon importante le recours au renforcement pour un grand nombre de réseaux BT, pour les deux scénarios.
- La solution S1 «  $Q = f(V)$  sans limitation » et S4 «  $\tan(\phi)$  fixe » viennent après l'OLTC. La solution S1 présente un fort avantage dans le scénario NGW et un peu moindre dans le scénario Tend.

- La solution S2 « Bridage à 70% » reste en retrait par rapport aux autres solutions, avec des performances meilleures que le renforcement simple pour NGW, mais légèrement inférieures pour le scénario Tend.

Ensuite, nous observons quelques effets plus génériques :

- Sur ce périmètre (surtout rural, avec plus de 70% de contraintes en tension), l'OLTC ressort encore davantage comme le plus apte à diminuer efficacement le recourt aux renforcements (sans se poser ici la question du coût).
- Pour les deux scénarios, les renforcements restent indispensables. On retrouve un ordre entre les solutions, avec  $S3 > S1 > S4 > S0 \geq S2$ .
- Un pic secondaire de faible amplitude est visible autour de 100% de renforcement pour le pilotage en réactif (S1 et S4) et l'OLTC (S3). Cela est dû majoritairement à la surcharge du poste pour des réseaux BT de faible longueur totale (on est inférieur à 386 m pour 25% des réseaux).
- La solution S2 de bridage provoque parfois une augmentation du nombre de renforcements. Cela est provoqué plusieurs fois à cause d'un report du renforcement du poste de distribution : alors que cela peut paraître bénéfique, le renforcement du poste est en fait remplacé par le renforcement successif de plusieurs lignes au gré des ajouts de PV, ce qui donne un résultat final potentiellement moins bon en terme de pourcentage de renforcement. On retrouve ici la différence entre des solutions « communes » qui sont mutualisées sur l'ensemble du réseau (renforcer le poste une fois) des solutions « individuelles » (renforcer les lignes entre le poste et les installations en fonction des contraintes).

Le périmètre CCRC vient fiabiliser et compléter les résultats obtenus pour le périmètre des Haies. Là encore cependant, nous devons ajouter la vision d'autres critères pour classer les diverses solutions entre elles, avec notamment la question des coûts.

## IV.2. ACB

Dans cette partie, nous reprenons les mêmes hypothèses de coûts que dans la partie III.2 précédente, appliquées aux résultats du périmètre CCRC. Nous ne détaillons pas ici la méthodologie puisque celle-ci reste inchangée. Par contre, nous profitons de ce périmètre plus large pour tester la sensibilité de certains paramètres.

### IV.2.1. Calculs des coûts des cinq solutions étudiées

Pour ce périmètre, nous analysons les données globales des 195 réseaux BT, soit notamment l'évolution des coûts globaux pertinents pour notre calcul d'ACB. Sur l'ensemble de la CCRC, nous obtenons les résultats représentés dans les deux figures suivantes.

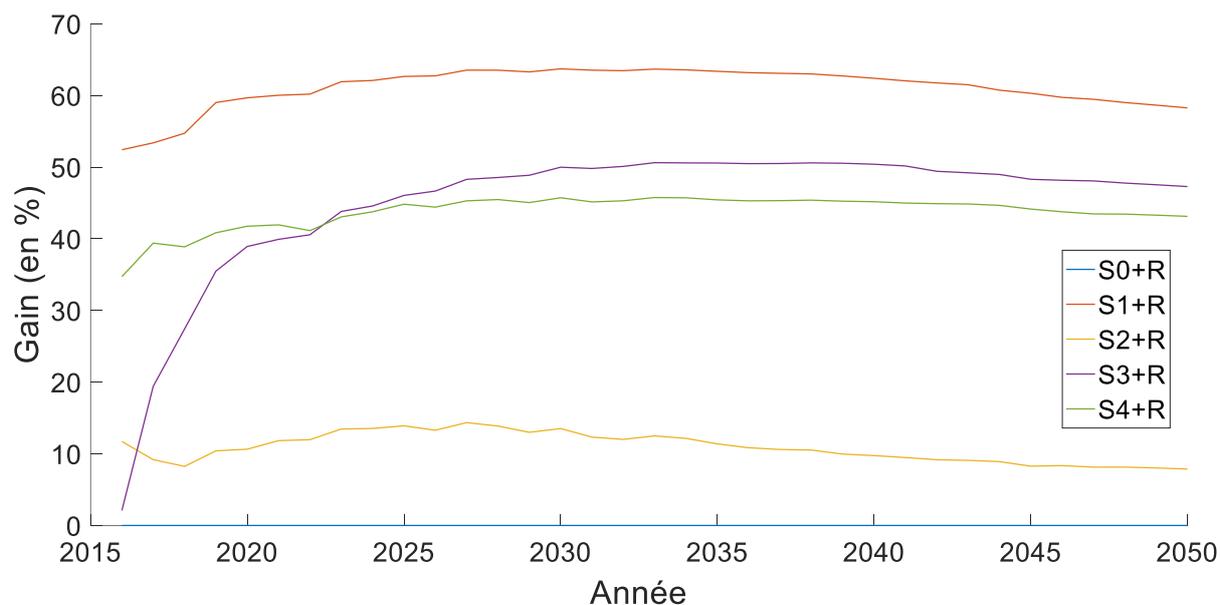


Figure 4-18 : Gain cumulé en % de 2016 à 2050 des coûts des différentes solutions par rapport au cas de base pour 195 réseaux BT pour le scénario NGW.

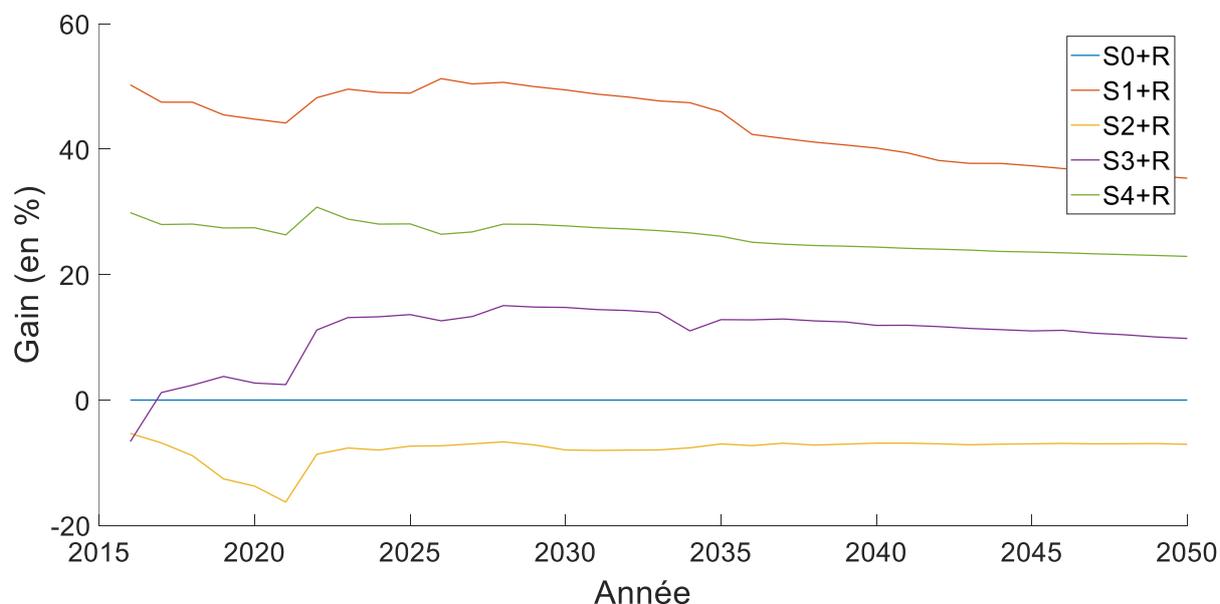


Figure 4-19 : Gain cumulé en % de 2016 à 2050 des coûts des différentes solutions par rapport au cas de base pour 195 réseaux BT pour le scénario Tendanciel.

Nous observons que, comme pour les pourcentages de développement réseaux, nous avons des tendances similaires entre le périmètre des Haies et celui de la CCRC : mêmes allures de courbes, même ordre entre solutions pour les deux scénarios. Cependant, les amplitudes changent, avec une diminution globale des performances estimées uniquement sur les Haies. En effet, nous obtenons désormais le Tableau 4-16.

Tableau 4-16 : Gain en pourcentage des coûts des différentes solutions par rapport aux coûts de la solution de référence pour le périmètre CCRC.

	CCRC - NGW	CCRC - Tendanciel
Renforcement simplifié seul	0	0
OLTC	47	10
Q = f(V) sans limitation	58	35
Q/P = -0,4	43	23
Bridage à 70%	8	-7

Rappel :

	Les Haies - NGW	Les Haies - Tendanciel
Renforcement simplifié seul	0	0
OLTC	42	-19
Q = f(V) sans limitation	81	62
Q/P = -0,4	53	34
Bridage à 70%	20	16

En conclusion, ces résultats viennent consolider les résultats obtenus spécifiquement aux Haies et permettent d'améliorer leur compréhension et leur portée (sans pour autant amener une généralisation, car l'échelle de la CCRC n'est pas assez large par rapport à l'ensemble des réseaux BT ruraux de France).

Avec l'aide de ce paramètre plus large, ainsi que la versatilité des méthodes et des scripts implémentés, nous pouvons tester la sensibilité d'un grand nombre de paramètres. Dans la partie suivante, nous en sélectionnons deux autour de la solution S1 de contrôle local en réactif local.

#### IV.2.2. Sensibilité des calculs des coûts de S1

Nous avons considéré deux fortes hypothèses pour la solution S1 : un surcoût nul, ainsi que l'absence de limitation sur le réactif (hormis la puissance apparente de l'onduleur). D'autres hypothèses sont possibles et tout aussi valables, et nous testons aussi des variations autour de ces hypothèses.

#### Limitations des onduleurs

Nous testons la limitation du contrôle local en réactif de plusieurs façons différentes :

- Cas 0 : Aucune limitation.
- Cas 1 : On limite Q à 40% de la puissance apparente de l'onduleur, sans aucune limite pour le ratio Q/P.
- Cas 2 : On limite l'amplitude du ratio Q/P à 0,4.

Nous pouvons alors recalculer les études précédentes, et nous obtenons par exemple la figure suivante pour le scénario Tend.

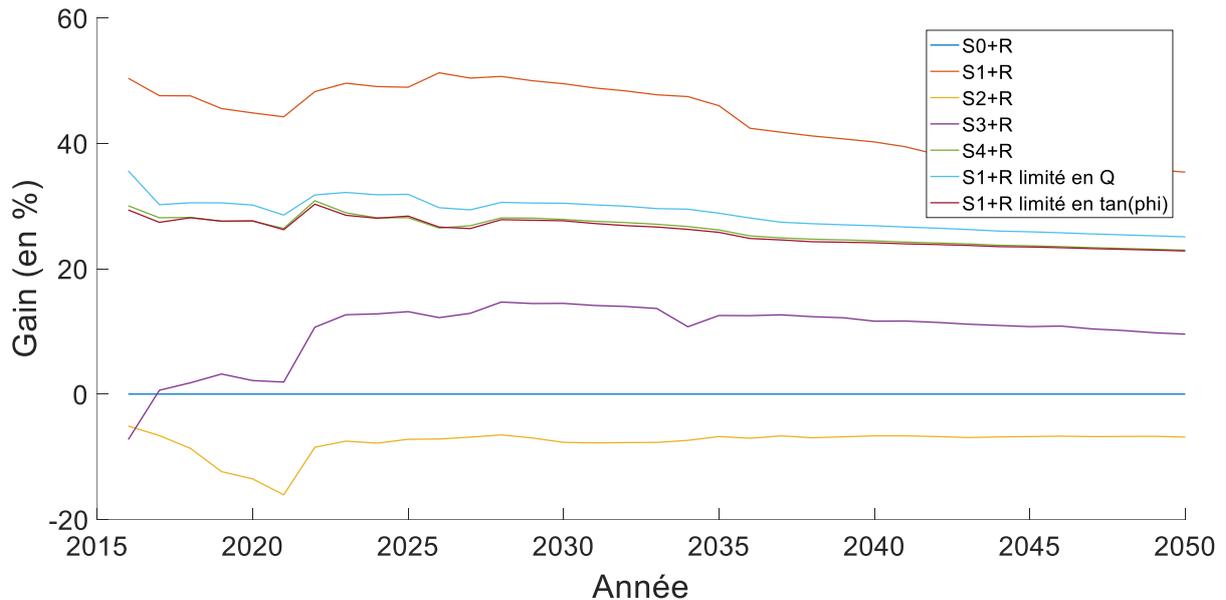


Figure 4-20 : Gain cumulé en % de 2016 à 2050 des coûts des différentes solutions par rapport au cas de base pour 195 réseaux BT pour le scénario Tendanciel.

Comme attendu, les performances de S1 diminuent de façon importante si nous ajoutons l'une des deux limitations. Les limites sélectionnées (40% et 0,4) ont été choisies pour forcer une utilisation du réactif similaire à la solution S4, qui fixe le ratio Q/P à -0,4. Nous obtenons en effet des résultats très proches. Pour des limitations similaires, S4 est suffisante par rapport à S1. La solution S1 apporte un intérêt uniquement s'il est possible d'utiliser des plages de fonctionnement plus larges sur le réactif, à la fois en  $\tan(\phi)$  qu'en puissance maximale (si on a l'une des deux limites, la performance chute).

### Surcoûts des onduleurs

Lors des calculs d'ACB, nous considérons désormais un surcoût pour chaque installation, théoriquement pour payer un onduleur adapté à la solution S1. Le coût est actualisé par rapport au moment où le PV est installé, et nous considérons un amortissement sur 10 ans, ainsi que le renouvellement de l'onduleur tous les 10 ans. Le surcoût est alors appliqué plusieurs fois, tant que l'on reste dans la durée d'étude. Nous avons donc le nouveau cas suivant :

- Cas 3 : Aucune limitation. On considère un surcoût par installation PV.

Nous fixons un surcoût à 4 k€ par installation PV, ce qui représente une valeur très proche de la limite de rentabilité entre la solution S1 et la solution S4 sur le scénario Tend. Si, dans la réalité, il existe un surcoût par installation PV supérieur à 4 k€ pour utiliser S1 par rapport à S4 (besoin d'un onduleur plus coûteux, ou alors besoin d'appareils de mesures et/ou de communication supplémentaires), alors il est préférable, dans notre contexte d'étude, de choisir la solution S4. À l'inverse, si le coût réel est inférieur<sup>56</sup>, il convient d'affiner l'étude de S1 puisque, en plus du surcoût, les limitations de l'onduleur peuvent grandement changer ses performances

<sup>56</sup> C'est probablement le cas, puisque la valeur de 4 k€ représente un surcoût important, de l'ordre du prix d'un onduleur PV triphasé de 36 kVA.

## Comparaison

En résumé, nous regroupons les différents cas de figure dans le tableau suivant :

**Tableau 4-17 : Gain en pourcentage des coûts des différentes solutions et de certaines variations par rapport aux coûts de la solution de référence pour le périmètre CCRC.**

	CCRC - NGW	CCRC - Tendanciel
<i>Renforcement simplifié seul</i>	0	0
<i>OLTC</i>	47	10
<i>Q = f(V) sans limitation</i>	58	35
<i>Q = f(V) ;  Q  &lt; 0,4</i>	41	25
<i>Q = f(V) ;  Q/P  &lt; 0,4</i>	42	23
<i>Q = f(V) ; surcoût de 4k€</i>	48	22
<i>Q/P = -0,4</i>	43	23
<i>Bridage à 70%</i>	8	-7

Au final, selon les paramètres considérés, la solution S4 avec un  $\tan(\phi)$  fixé à -0,4 peut se montrer comme l'option la plus fiable en terme de coûts. Elle reste similaire aux solutions S1 limités et S3 sur le scénario NGW, et fait mieux que la solution S3 et que les solutions S1 limités pour le scénario Tend. Par contre, s'il est possible d'obtenir une solution similaire à S1 sans limitation, cette solution reste la meilleure en terme de coûts.

### IV.3. Synthèse pour le périmètre de la CCRC

Pour le périmètre de la CCRC, nous obtenons une classification qui diffère en certains points de la classification des Haies, en termes de performances et des coûts. De façon générale, le panel de réseaux BT est encore plus varié, avec davantage de réseaux sujets aux contraintes en courant, et globalement des niveaux d'insertion PV moindres par rapport aux Haies. De plus, nous apportons une nuance sur la solution S1, qui souffre rapidement de l'ajout de limitation sur le réactif des onduleurs PV. Au total, les études réalisées nous permettent d'obtenir le tableau récapitulatif suivant.

**Tableau 4-18 : Tableau récapitulatif des solutions d'après les différents résultats obtenus pour le périmètre de la CCRC.**

Cas d'étude	Année moyenne des premiers renforcements	Coûts			Observations
		Gain CAPEX	Gain OPEX	Gain Total	
S0 : Renforcement simplifié seul	2033 à 2037	0	0	0	→ Solution usuelle → Lève toutes les contraintes
S1 : Q = f(V)	2034 à 2042	32 à 78%	-31 à 0%	22 à 58%	→ Solution sensible aux limitations et aux surcoûts de l'onduleur → Lève la majorité des contraintes en tension (selon limitations)
S2 : Bridage à 70%	2034 à 2038	-9 à 15%	-31 à -3%	-7 à 8%	→ Aide à retarder des renforcements

					→ Ces retards n'apportent pas nécessairement un bénéfice
S3 : OLTC	2045 à 2047	32 à 67%	-55 à -45%	10 à 47%	→ Solution peu robuste sur les gains → Lève toutes les contraintes en tension
S4 : Q/P = -0,4	2035 à 2038	33 à 53%	-7 à -2%	23 à 43%	→ Aide à lever des contraintes en tension

Sur ce périmètre, nous avons les conclusions suivantes :

- La solution S1 de contrôle local en réactif des onduleurs PV en «  $Q = f(V)$  » n'est plus nécessairement la meilleure en terme de coûts et de performance. Selon les surcoûts éventuels et les limitations sur le réactif, elle se fait rapidement concurrencer par la solution S4. Sans limitation, S1 reste cependant le meilleur choix testé ici.
- La solution S3 « OLTC » a de meilleures performances en moyenne sur ce périmètre. Cependant, cela ne change pas la forte variabilité de son gain potentiel selon le réseau BT étudié. La solution peut présenter cependant un fort potentiel sur ce périmètre (importants reports des renforcements), similaire aux solutions S1 et S4 (au cas par cas).
- La solution S2 « Bridage à 70% » maintient des performances nettement en retrait par rapport aux autres solutions d'insertion. Sur ce périmètre, nous observons régulièrement une perte causée par le report du renforcement du poste de distribution. C'est intéressant tant que cela n'engendre pas le renforcement d'autres équipements. Dans ce périmètre, cette solution reste marginale. Une amélioration possible serait de l'étudier pour les cas dimensionnants, puisque les études annuelles ne permettent pas de conclure.
- Le renforcement simplifié reste indispensable dans tous les cas.

## V. Conclusions

### Recommandations

Au vu des résultats obtenus sur les deux périmètres, nous pouvons faire des recommandations quant à l'usage de certaines solutions d'insertion PV. Ces résultats sont adaptés à des réseaux majoritairement ruraux et sujets à des contraintes en tension, mais ne font pas dans cette thèse le sujet d'une généralisation. Nous observons à l'inverse une forte diversité des résultats d'un réseau à l'autre, ainsi que certaines différences d'un périmètre à un autre. Cependant, certaines tendances ressortent clairement, quel que soit le périmètre, le scénario étudié ou les aléas sélectionnés : les solutions s'ordonnent globalement de la même façon, avec le pilotage en réactif qui ressort nettement sur ce périmètre, suivi par l'OLTC, et enfin le bridage qui reste avec des résultats proches de la solution de renforcement simplifié.

Il est cependant possible de classer les solutions entre elles en fonction des critères retenus et du contexte (hypothèses, périmètre, scénario). Au terme des études long terme, nous formulons les recommandations suivantes :

- Si le critère retenu est le report des investissements, l'ajout d'un transformateur régleur en charge sur les postes de distribution permet de reporter de nombreux renforcements. Mais son propre investissement initial génère une forte variabilité des résultats. Une étude au cas par cas est fortement recommandée.
- Si, de préférence, le critère retenu porte sur les coûts, les solutions recommandées sont les deux types de contrôle local en réactif des onduleurs PV. Le pilotage en  $Q = f(V)$  offre le plus fort potentiel, mais présente des incertitudes de coûts et de performances. Le pilotage en  $\tan(\phi)$  présente aussi des performances variables, mais reste systématiquement préférable au renforcement seul, quel que soit le scénario ou le périmètre.

Nous recommandons toutefois de compléter ces études avec les cas « dimensionnants » pour compléter les conclusions des études long terme. Celles-ci restent indispensables pour permettre une éventuelle planification des réseaux BT. Cela permettrait de plus un autre regard sur la solution de bridage.

## Conclusions et Perspectives

Les résultats obtenus illustrent la méthodologie développée dans les chapitres précédents et offrent des exemples de cas d'études qui s'étalent sur un large périmètre d'étude, avec la possibilité d'étudier différentes durées, solutions, tailles de réseaux, scénarios et de paramétrer l'ensemble de façon très personnalisable en fonction des besoins. Les conclusions sont obtenues spécifiquement pour le contexte du projet SMAP, mais peuvent s'appliquer pour tout ensemble de réseaux BT à condition d'avoir les données d'entrée nécessaires. Au cas par cas, l'implémentation a été pensée pour être adaptable. Des paramètres sont accessibles et facilement modifiables pour tester la sensibilité de certains paramètres-clés à sélectionner, telle que la limitation de la puissance réactive des onduleurs PV.

En plus de ces résultats, nous pouvons donc poursuivre les études dans de nombreuses directions. Nous en proposons ici quelques-unes :

- Refaire les études précédentes avec les hypothèses de calculs pour des études dimensionnantes de raccordement.
- Étudier la sensibilité de certains paramètres des solutions, telle que la mise à jour des compteurs sentinelles de l'OLTC, les types de contrôles du contrôle en réactif, ou encore l'optimisation de la valeur du bridage.
- Reprendre les études pour d'autres périmètres, avec notamment davantage de réseaux urbains pour compléter la comparaison des solutions.
- Comme pour le chapitre précédent, il reste intéressant de tester d'autres solutions et/ou de varier les diverses données d'entrée pour raffiner les résultats.

Dans tous les cas, nous proposons ici une méthodologie et un outil capable de faire progresser les études de raccordement et de planification. Nous offrons un cadre de simulation suffisamment complet pour réaliser ces études tout en prenant compte les évolutions possibles du réseau électrique dans le cadre du développement des smart grids.

# Conclusion générale et perspectives

---

Dans cette thèse, nous avons modélisé et comparé des solutions smart grid afin de répondre aux problèmes liés à l'intégration massive de productions décentralisées dans le réseau de distribution. Nous avons bénéficié du contexte du projet SMAP pour le périmètre du village (6 réseaux BT) et de l'ancienne CCRC (195 réseaux BT) et nous avons participé à son objectif de proposer des alternatives aux solutions traditionnelles de renforcement pour faciliter l'insertion de production PV dans un réseau BT rural.

Le Chapitre 2 a présenté une nouvelle méthode de planification et de raccordement des producteurs au réseau électrique de distribution BT. Nous avons développé une méthodologie permettant de simuler les évolutions du réseau en fonction des données accessibles au GRD comme par exemple les courbes de base, courbes d'usages, les statistiques locales ou globales, les incertitudes diverses ainsi que la production PV. Nous avons proposé des exemples d'utilisation directe d'aide au raccordement et à la planification avec le calcul des capacités d'accueil PV ainsi que l'impact des incertitudes de l'estimation de la puissance maximale des producteurs sur cette capacité d'accueil. Ces résultats font l'objet d'une publication en préparation.

Le Chapitre 3 a fait évoluer les règles de planification long terme existantes en proposant une méthode stochastique qui intègre de nouveaux leviers de flexibilité, des données long terme, leurs incertitudes et leurs coûts. Ainsi, nous mettons en œuvre la comparaison sur 35 ans de 4 solutions d'insertion par rapport à un cas de référence, pour les deux périmètres de SMAP, et pour deux scénarios de production et de consommation dans un contexte incertain. Nous avons donc ici cinq cas d'études : un renforcement simplifié comme référence ; un bridage à 70% des onduleurs PV ; un transformateur avec régleur en charge ; un contrôle local des onduleurs PV en  $Q = f(V)$  ; un contrôle local des onduleurs PV en  $\tan(\phi)$ , fixé à -0,4. La méthodologie complète autour des solutions font l'objet de deux articles de conférences (CIRED 2017 et 2019 [70]).

Dans le chapitre 4, nous avons défini différents indicateurs pour évaluer la performance des solutions en termes de coûts et d'efficacité. Nous avons validé les résultats pour les deux périmètres et nous en tirons des premières conclusions pour les réseaux ruraux qui font l'objet d'une publication en cours de rédaction :

- Le pilotage en réactif des onduleurs PV ressort très nettement devant les autres solutions, et cela même en cas de variations importantes des paramètres de pilotage.
- Selon les coûts et les technologies, les deux types de pilotage ( $\tan(\phi)$  variable ou fixe) offrent des performances similaires avec un gain supérieur à 40% par rapport au coût d'un renforcement simple pour des hypothèses fortes d'insertion PV, et supérieur à 20% pour des hypothèses basses.
- La solution de bridage est plus modeste, avec des gains possibles dans le cas d'une forte insertion PV, mais un risque de pertes pour des insertions plus faibles.

- Le transformateur avec régleur en charge présente un fort potentiel pour la résolution de contraintes en tension dans le cas de départs non mixtes production consommation, mais son intérêt économique est lourdement impacté par le fort investissement initial, ce qui rend son gain potentiel très variable (de -19% à +47%).

Pour résumer, les **principales contributions** de la thèse par rapport à l'état de l'art sont les suivantes :

- Le développement d'une **méthode de planification long terme sous incertitudes** permettant d'intégrer et de comparer différents leviers de flexibilité : chaque variable dont le gestionnaire de réseau de distribution a accès est étudiée, modélisée et discutée. En comparaison avec la littérature, cette méthode est plus proche de la réalité industrielle.
- Grâce à l'accès à de nombreux réseaux BT ruraux, des **premières conclusions** sont possibles sur les **leviers** à privilégier pour intégrer de la **production massive PV en basse tension**.
- La méthodologie développée est **réplicable et automatique** : tous les codes ont été réalisés sous PowerFactory, logiciel utilisé par le gestionnaire de réseau Enedis. Non seulement elle peut comparer n'importe quels types de réseaux BT mais en plus d'autres leviers peuvent facilement être développés et intégrés.

Cette thèse aborde de manière simultanée de nombreux sujets qui n'ont pas tous été développés en détails. Nous pouvons donc en ressortir plusieurs perspectives. En premier lieu, nous nous focalisons dans cette thèse sur la modélisation BT, mais sans modéliser finement le comportement de la HTA. Son ajout aurait de nombreux avantages scientifiques et techniques : gain de précision sur les résultats obtenus en BT ; intégration possible de solutions d'insertion qui agissent sur la HTA pour résoudre des problèmes en BT (via des travaux groupés ou des répartitions de marges différentes par exemple) ; développement d'un contexte complet avec les interactions entre niveau HTA et BT (ce qui n'est pas encore fait chez les GRD).

Ensuite, la reprise des travaux pour d'autres jeux de données peut être une perspective intéressante (comme pour d'autres projets smart grid), avec la possibilité d'affiner les courbes de charges ou de productions, ainsi que les scénarios et les usages dans l'optique de pouvoir généraliser davantage les résultats (par exemple avec d'autres réseaux ruraux pour fiabiliser les résultats, ou alors des réseaux urbains pour déduire d'éventuelles différences).

Des études de sensibilité seraient intéressantes comme par exemple :

- Le paramétrage du pilotage en réactif ;
- La sensibilité de la valeur du bridage PV ;
- D'autres types de contrôle en réactif ;
- La gestion du nombre de compteurs sentinelles utilisés pour les mesures ;
- La qualité du renforcement simplifié, avec la prise en compte des dimensionnements économiques.

Finalement, la comparaison des solutions a vocation à être étendue et complétée avec la modélisation de solutions d'insertion supplémentaires, dont une liste a été réalisée : le pilotage centralisé des onduleurs PV, ainsi que des alternatives à l'OLTC sont des perspectives intéressantes.

# Bibliographie

---

- [1] H. Colin, C. Duvauchelle, G. Moine, Y. Tanguy, B. Gaiddon, et T. Tran-Quoc, « Raccordement des installations photovoltaïques au réseau public de distribution électrique à basse tension », 2010.
- [2] V. Guoin, « Évaluation de l'impact du Smart Grid sur les pratiques de planification en cas d'insertion de production décentralisée et de charges flexibles », phdthesis, Université Grenoble Alpes, 2015.
- [3] « Missions de service public | Enedis ». [En ligne]. Disponible sur: <https://www.enedis.fr/missions-de-service-public>. [Consulté le: 19-mai-2019].
- [4] « Accès non discriminatoire et indépendance ». [En ligne]. Disponible sur: <https://www.cre.fr/Electricite/Reseaux-d-electricite/Acces-non-discriminatoire-et-independance>. [Consulté le: 19-mai-2019].
- [5] « Code de l'énergie | Legifrance ». [En ligne]. Disponible sur: [https://www.legifrance.gouv.fr/affichCode.do;jsessionid=EA004B8C9FC956B9082F150758E87A78.tplgfr21s\\_2?cidTexte=LEGITEXT000023983208&dateTexte=20110704](https://www.legifrance.gouv.fr/affichCode.do;jsessionid=EA004B8C9FC956B9082F150758E87A78.tplgfr21s_2?cidTexte=LEGITEXT000023983208&dateTexte=20110704). [Consulté le: 19-mai-2019].
- [6] « Notre financement : le tarif d'acheminement | Enedis ». [En ligne]. Disponible sur: <https://www.enedis.fr/tarif-acheminement>. [Consulté le: 19-mai-2019].
- [7] « Page d'accueil ». [En ligne]. Disponible sur: <https://www.cre.fr/>. [Consulté le: 19-mai-2019].
- [8] « IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices », *IEEE Std 1366-2012 Revis. IEEE Std 1366-2003*, p. 1-43, mai 2012.
- [9] « Chiffres clés des énergies renouvelables - Edition 2018 », p. 84, mai 2018.
- [10] « Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) », *Ministère de la Transition écologique et solidaire*. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe>. [Consulté le: 19-mai-2019].
- [11] *LOI n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement*, Légifrance, 2009.
- [12] *LOI n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement*, Légifrance, 2010.
- [13] *LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte*, Légifrance, 2015.
- [14] J. Bruschi, « Caractérisation du phénomène d'ilotage non-intentionnel dans les réseaux de distribution », sept. 2016.
- [15] O. Arguence, « Modélisation des ilots non-intentionnels et caractérisation des méthodes passives de détection d'ilotage », juill. 2018.
- [16] E. Spahic, D. Varma, G. Beck, G. Kuhn, et V. Hild, « Impact of reduced system inertia on stable power system operation and an overview of possible solutions », in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2016, p. 1-5.
- [17] P. JEANNIN et J. CARPENTIER, « Réseaux de puissance - Méthodes de résolution des équations », *Ref : TIP301WEB - « Conversion de l'énergie électrique »*, 10-sept-1994. [En ligne]. Disponible sur: <https://www-techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/reseaux-electriques-lineaires-42258210/reseaux-de-puissance-d1120/>. [Consulté le: 20-mai-2019].

- [18] « Données relatives aux lignes et aux postes | Enedis ». [En ligne]. Disponible sur: <https://www.enedis.fr/donnees-relatives-aux-lignes-et-aux-postes>. [Consulté le: 20-mai-2019].
- [19] *Arrêté du 17 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de distribution d'une installation de consommation d'énergie électrique*, Légifrance, 2003.
- [20] *Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique*, Légifrance, 2008.
- [21] « Enedis-NOI-RES\_60E : Principe et conditions de mise en oeuvre d'une régulation locale de puissance réactive pour les Installations de Production raccordées au Réseau Public de Distribution HTA », Enedis.
- [22] « Annuaire des projets en France / Carte de France ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=france>. [Consulté le: 19-mai-2019].
- [23] « Enedis-PRO-RES\_05E : Etude 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 », Enedis.
- [24] « Enedis-PRO-RES\_43E : Principes d'étude et de développement du réseau pour le raccordement des clients consommateurs et producteurs BT », Enedis.
- [25] *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*, Légifrance, 2007.
- [26] « Enedis-NOI-RES\_07E : Description physique du Réseau Public de Distribution », Enedis.
- [27] I. Dzafic, T. Donlagic, et S. Henselmeyer, « Fortescue Transformations for three-phase power flow analysis in distribution networks », in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012, p. 1-7.
- [28] A. Garry, « Intégration des incertitudes liées à la production et à son effacement sur les méthodes de planification des réseaux », sept. 2016.
- [29] P. ESCANÉ et J.-M. ESCANÉ, « Réseaux électriques linéaires à constantes réparties », *Ref: TIP301WEB - « Conversion de l'énergie électrique »*, 10-févr-1999. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/reseaux-electriques-lineaires-42258210/reseaux-electriques-lineaires-a-constantes-reparties-d1100/>. [Consulté le: 20-mai-2019].
- [30] DlgSILENT Powerfactory, « DlgSILENT PowerFactory 15 - User Manual ». DlgSILENT GmbH, mai-2014.
- [31] K. Thomas, « LES FLEXIBILITES LOCALES SUR LE RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE », p. 45.
- [32] É. GAIN, « Réseaux de distribution - Conception et dimensionnement », *Ref: TIP302WEB - « Réseaux électriques et applications »*, 10-déc-1993. [En ligne]. Disponible sur: <https://www-techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/reseaux-electriques-de-distribution-publique-42264210/reseaux-de-distribution-d4220/>. [Consulté le: 20-mai-2019].
- [33] « Glossaire – Lettre C | Enedis ». [En ligne]. Disponible sur: <https://www.enedis.fr/glossaire/C/Courbe%20de%20charge>. [Consulté le: 20-mai-2019].
- [34] R. J. Hyndman et S. Fan, « Density Forecasting for Long-Term Peak Electricity Demand », *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, n° 2, p. 1142-1153, mai 2010.

- [35] S. Fan, Y. Wu, W. Lee, et C. Lee, « Comparative study on load forecasting technologies for different geographical distributed loads », in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011, p. 1-8.
- [36] S. Singh, S. Hussain, et M. A. Bazaz, « Short term load forecasting using artificial neural network », in *2017 Fourth International Conference on Image Information Processing (ICIIP)*, 2017, p. 1-5.
- [37] F. L. Quilumba, W. Lee, H. Huang, D. Y. Wang, et R. L. Szabados, « Using Smart Meter Data to Improve the Accuracy of Intraday Load Forecasting Considering Customer Behavior Similarities », *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, n° 2, p. 911-918, mars 2015.
- [38] V. Dehalwar, A. Kalam, M. L. Kolhe, et A. Zayegh, « Electricity load forecasting for Urban area using weather forecast information », in *2016 IEEE International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE)*, 2016, p. 355-359.
- [39] 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 », nov. 2015.
- [40] A. COIFFIER, « Schémas directeurs de développement des réseaux électricité de distribution MT », *Ref : TIP302WEB - « Réseaux électriques et applications »*, 10-nov-2013. [En ligne]. Disponible sur: <https://www-techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/reseaux-electriques-de-distribution-publique-42264210/schemas-directeurs-de-developpement-des-reseaux-electricite-de-distribution-mt-d4211/>. [Consulté le: 20-mai-2019].
- [41] P. CARRIVE, « Réseaux de distribution - Structure et planification », *Ref : TIP302WEB - « Réseaux électriques et applications »*, 10-déc-1991. [En ligne]. Disponible sur: <https://www-techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies-th4/reseaux-electriques-de-distribution-publique-42264210/reseaux-de-distribution-d4210/>. [Consulté le: 20-mai-2019].
- [42] M.-C. Alvarez-Hérault, « ARCHITECTURES DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DU FUTUR EN PRÉSENCE DE PRODUCTION DÉCENTRALISÉE », Theses, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2009.
- [43] *Arrêté du 30 octobre 2015 modifiant l'arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000*, Légifrance, 2000.
- [44] « Enedis-PRO-RAC\_20E : Procédure de traitement des demandes de raccordement d'une Installation individuelle de Consommation ou de Consommation et de Production simultanée en BT de puissance inférieure ou égale à 36 kVA au Réseau Public de Distribution géré par Enedis », Enedis.
- [45] « Enedis-PRO-RAC\_21E : Procédure de traitement des demandes de raccordement des Installations de Production en BT de puissance inférieure ou égale à 36 kVA au Réseau Public de Distribution géré par Enedis », Enedis.
- [46] « SeQuelec\_Fiche\_8.pdf », Enedis.
- [47] « SeQuelec\_Fiche\_9.pdf », Enedis.
- [48] « Délibération de la CRE du 8 juillet 2015 portant approbation du barème d'ERDF pour la facturation des opérations de raccordement des utilisateurs aux réseaux publics de distribution d'électricité qui lui sont concédés ». [En ligne]. Disponible sur: <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/bareme-raccordement-erdf>. [Consulté le: 20-mai-2019].

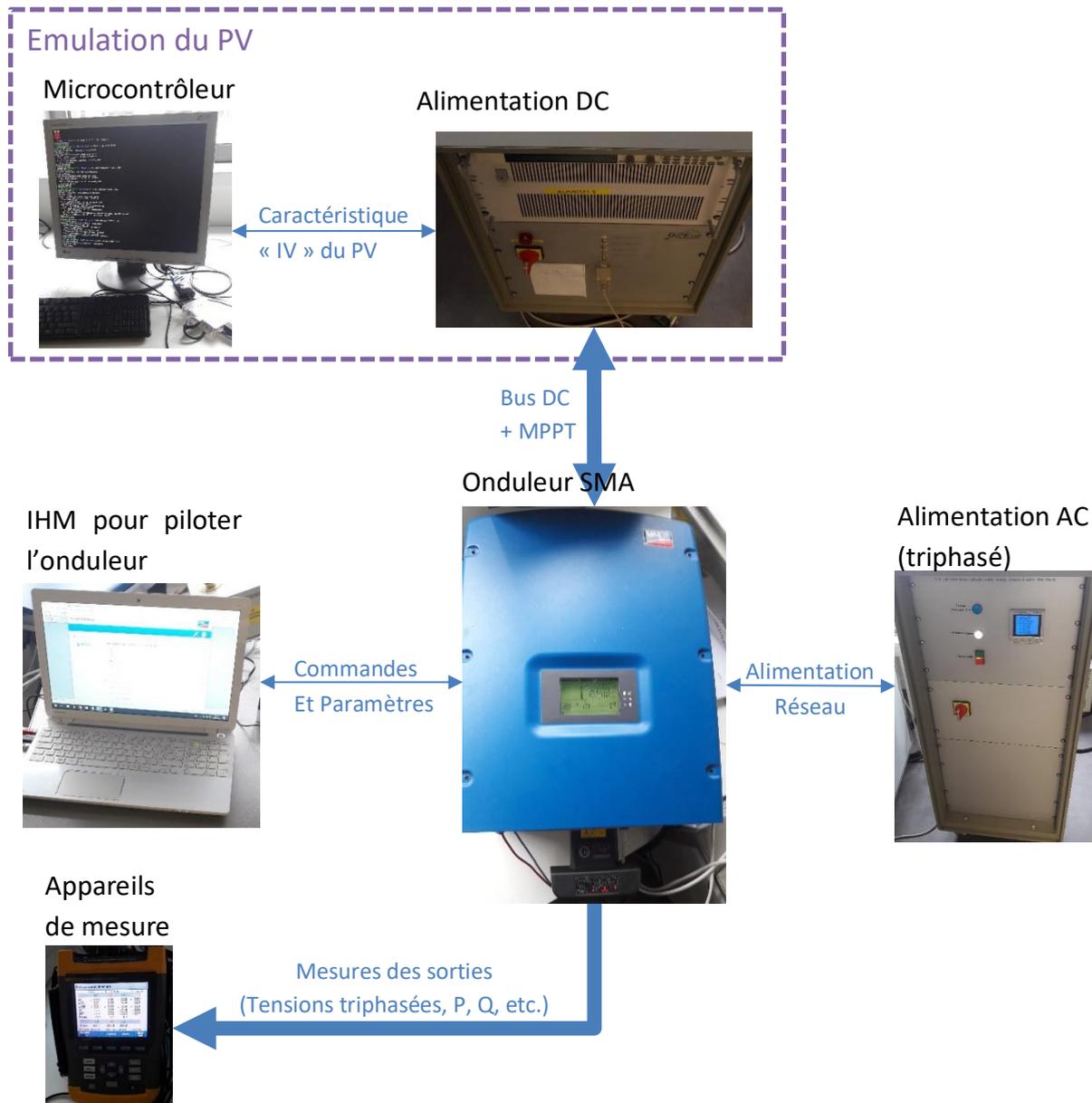
- [49] « Fichier consolidé des Bornes de Recharge pour Véhicules Électriques (IRVE) - Data.gouv.fr ». [En ligne]. Disponible sur: [/fr/datasets/fichier-consolide-des-bornes-de-recharge-pour-vehicules-electriques/](http://fr/datasets/fichier-consolide-des-bornes-de-recharge-pour-vehicules-electriques/). [Consulté le: 20-mai-2019].
- [50] F. Delfino, G. B. Denegri, M. Invernizzi, R. Procopio, et G. Ronda, « A P-Q capability chart approach to characterize grid connected PV-units », in *2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System*, 2009, p. 1-8.
- [51] R. Albarracín et M. Alonso, « Photovoltaic reactive power limits », in *2013 12th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, 2013, p. 13-18.
- [52] A. Cabrera-Tobar, E. Bullich-Massagué, M. Aragués-Peñalba, et O. Gomis-Bellmunt, « Reactive power capability analysis of a photovoltaic generator for large scale power plants », in *5th IET International Conference on Renewable Power Generation (RPG) 2016*, 2016, p. 1-6.
- [53] « Enedis-FOR-RAC\_22E-V71 : Demande de raccordement d'une installation de production photovoltaïque de puissance de raccordement inférieure ou égale à 36kVA avec souhait de bénéficier du dispositif d'obligation d'achat, au Réseau Public de Distribution géré par Enedis », Enedis.
- [54] *Arrêté du 26 juin 2015 modifiant l'arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000*, Légifrance, 2015.
- [55] « Puissance crête », *dictionnaire-environnement*. [En ligne]. Disponible sur: [https://www.dictionnaire-environnement.com/puissance\\_crete\\_pc\\_ID3095.html](https://www.dictionnaire-environnement.com/puissance_crete_pc_ID3095.html). [Consulté le: 20-mai-2019].
- [56] B. Gaiddon, S. Fraisse, M. Joos, et J. Dupas, « Automatic Computation of Shading Mask on a PV Filed Based on Production Data », *32nd Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib.*, p. 1942-1944, juill. 2016.
- [57] « Options Tarifaires de l'Électricité : Base, Heures creuses, EJP, Tempo », *Prix-elec by Selectra*. [En ligne]. Disponible sur: <https://prix-elec.com/energie/comprendre/options-tarifaires>. [Consulté le: 20-mai-2019].
- [58] V. Giordano *et al.*, *Guidelines for conducting a cost-benefit analysis of smart grid projects*. Luxembourg: Publications Office, 2012.
- [59] « Valorisation économique des Smart Grids », Enedis and ADEeF, 2017.
- [60] E. Demirok, D. Sera, R. Teodorescu, P. Rodriguez, et U. Borup, « Clustered PV inverters in LV networks: An overview of impacts and comparison of voltage control strategies », in *2009 IEEE Electrical Power Energy Conference (EPEC)*, 2009, p. 1-6.
- [61] A. Minaud, C. Gaudin, et L. Karsenti, « Analysis of the options to reduce the integration costs of renewable generation in the distribution networks. Part 1: Impact of PV development in France and global analysis of considered alternatives to reinforcement », in *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, 2013, p. 1-4.
- [62] G. Delille, G. Malarange, et C. Gaudin, « Analysis of the options to reduce the integration costs of renewable generation in the distribution networks. Part 2: A step towards advanced connection studies taking into account the alternatives to grid reinforcement », in *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, 2013, p. 1-4.
- [63] K. Turitsyn, P. Šulc, S. Backhaus, et M. Chertkov, « Distributed control of reactive power flow in a radial distribution circuit with high photovoltaic penetration », in *IEEE PES General Meeting*, 2010, p. 1-6.

- [64] M. Braun, « Reactive power supply by distributed generators », in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, p. 1-8.
- [65] R. Tonkoski et L. A. C. Lopes, « Voltage Regulation in Radial Distribution Feeders with High Penetration of Photovoltaic », in *2008 IEEE Energy 2030 Conference*, 2008, p. 1-7.
- [66] C. Gaudin, A. Ballanti, et E. Lejay, « Evaluation of PV curtailment option to optimize PV integration in distribution network », in *CIREN 2012 Workshop: Integration of Renewables into the Distribution Grid*, 2012, p. 1-4.
- [67] J. Ishaq, Y. T. Fawzy, T. Buelo, B. Engel, et R. Witzmann, « Voltage control strategies of low voltage distribution grids using photovoltaic systems », in *2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, 2016, p. 1-7.
- [68] K. Rauma, « Industrial aspects of voltage management and hosting capacity of photovoltaic power generation in low voltage networks », phdthesis, Université Grenoble Alpes, 2016.
- [69] « Espace INFO->ÉNERGIE du Rhône | Economies d'énergie et énergies renouvelables - Techniques ». [En ligne]. Disponible sur: <http://accompagnement-projets.hespul.org/particuliers/utiliser-les-energies-renouvelables/solaire-photovoltaique/techniques-8/>. [Consulté le: 20-mai-2019].
- [70] M. Bernier, A. Coutarel, et J. L. Geoffroy, « SMAP project or how to integrate crowdfunded DER in a rural distribution grid », *CIREN - Open Access Proc. J.*, vol. 2017, n° 1, p. 1980-1983, 2017.

# Annexes

## I. Annexe 1 : Diagramme PQ des onduleurs PV

Afin de contrôler correctement les puissances actives et réactives fournies par les onduleurs PV, nous avons cherché à vérifier leur diagramme PQ. La littérature n'indique aucune contrainte technique particulière sur les onduleurs hormis la limite en puissance apparente [64] et les limites de tension pour certaines grandes installations [51], [52]. Le constructeur d'onduleurs PV SMA propose même désormais une option « Q 24-7 » pour produire toute quantité de réactif (dans la limite de la puissance nominale de l'onduleur). Les constructeurs indiquent cependant des limitations en réactif pour des raisons de stabilité ou d'autres contraintes technique qui peuvent en théorie être dépassées [64]. Le service de SMA tend à confirmer ce constat. De plus, nous avons vérifié en laboratoire certains points du diagramme PQ d'un onduleur SMA triphasé de 5kVA grâce au montage suivant :



Nous obtenons le diagramme suivant :

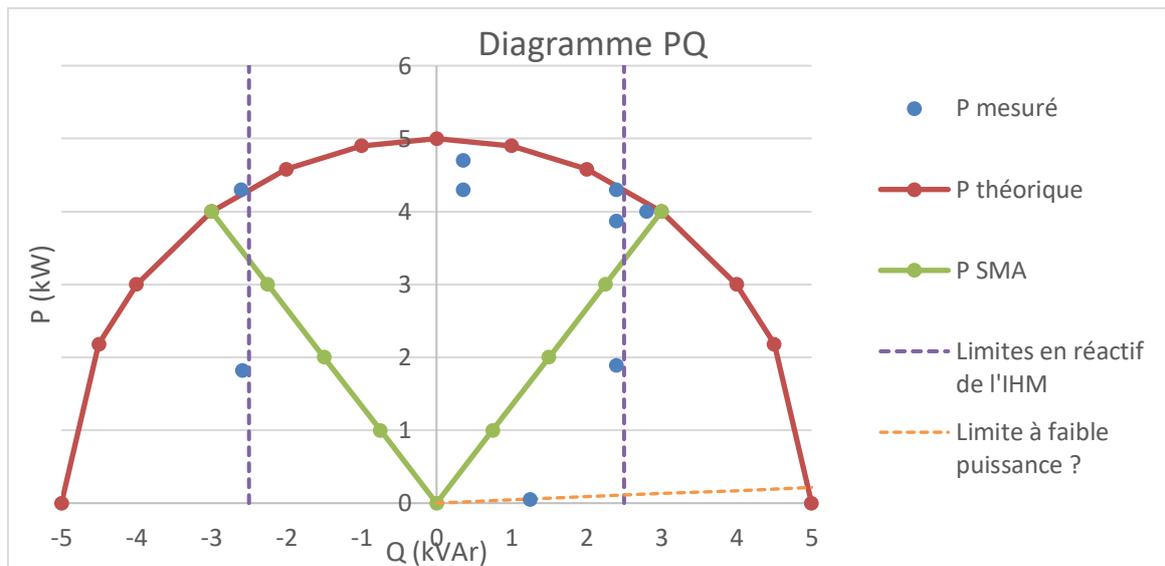


Figure A1 : Diagramme PQ d'un onduleur PV et limitations techniques, théoriques et mesurées.

En théorie, le diagramme PQ est un demi-cercle de rayon  $S$ . Cependant, les constructeurs indiquent généralement des limitations en facteur de puissance (ici,  $\cos\phi$  dans  $[-0,8 ; 0,8]$ ). On constate cependant que nous pouvons atteindre sans difficultés des points de fonctionnement en dehors de ces limites. Nous restons par contre limité par les valeurs minimales et maximales en réactif ( $Q$  limité à 50% de  $S$ ) imposé par l'interface. De plus, les points de trop faible puissance ne parviennent pas à suivre correctement la consigne en réactif, ce qui indique une probable limite de fonctionnement non indiquée à faible puissance. Notamment, l'onduleur est fait pour s'éteindre dès que la puissance active est trop faible.

Toutes ces observations incitent à penser que, avant d'être vraiment limité d'un point de vue technique (nous n'avons pas pu vérifier pour davantage de réactif), la limitation est causée par les paramètres fixés par le constructeur.

## II. Annexe 2 : Études autour du contrôle local en actif et en réactif des onduleurs PV

### II.1. Pilotage en puissance réactive

Nous présentons ici l'algorithme utilisé pour le pilotage en  $Q = f(U)$ . La méthode de résolution choisie est ici limitée par les possibilités que donne le logiciel (pas d'outils de calculs mathématiques complexes – pour faire ces derniers, il est préférable d'utiliser d'autres outils plus adaptés). Une recherche de point fixe légèrement modifiée est utilisée et permet de résoudre la majorité des problèmes.

**Algorithme (avec priorité à l'actif) :**

1. Calculer un *Load Flow* du réseau BT étudié<sup>57</sup>.
2. Pour chaque PV :
  - a. Relever la tension au point de raccordement ( $V_0$ ) en p.u.
  - b. Calculer la puissance réactive  $Q_0 = f(V_0)$  (application de la caractéristique « f ») en p.u. (on prend comme puissance nominale la puissance de raccordement de l'onduleur).
  - c. Mesurer la puissance active  $P_0$  et en déduire  $Q_{0max-utile}$ . Sans contrôle en actif, on notera que  $P_0$  ne sera pas modifié par la suite<sup>58</sup>.
  - d. On limite  $Q_0$  par  $Q_{0max-utile}$  :
 
$$Q_0 = \min(Q_{0max-utile}, Q_0) \quad \text{si } V < V_{low}$$

$$Q_0 = \max(-Q_{0max-utile}, Q_0) \quad \text{si } V > V_{up}$$
  - e. On applique  $Q_0$  et on reboucle une seule fois à partir de « 1. ». On obtient :
 
$$V_1 = g(Q_0) \quad \text{et} \quad Q_1 = f(V_1)$$
 Avec « g » la fonction qui représente le réseau électrique et sa réponse à l'injection de réactif au nœud de raccordement de l'onduleur (cette fonction n'est pas calculée, mais directement « appliquée » grâce au Load Flow).
  - f. On mesure l'erreur<sup>59</sup> :
 
$$Erreur_0 = \sqrt{(V_1 - V_0)^2 + (Q_1 - Q_0)^2}$$
  - g. Si l'erreur reste inférieure à un seuil fixé, on valide le contrôle en réactif de ce PV.
3. Si le contrôle est validé pour tous les PV, on sort du bouclage. Sinon, on reboucle depuis l'étape « 1. » en appliquant le  $Q_1$  de chaque PV. Le bouclage continue tel que :
 
$$V_{n+1} = g(Q_n) \quad \text{et} \quad Q_n = f(V_n)$$
 Ou 
$$V_{n+1} = g \circ f(V_n) \quad \text{avec } n \in \mathbb{N}$$
4. Si  $n > N_{limite}$ , avec  $N_{limite}$  le nombre maximum d'étapes autorisées (paramétré à 100 dans notre cas), on retourne à l'étape  $m$  ( $m \in \mathbb{N}$ ). L'étape  $m$  est celle qui minimise la somme des erreurs de tous les PV. On sort du bouclage.
5. Fin de l'algorithme.

Cet algorithme est lancé à chaque pas de temps sur l'ensemble des PV qui doivent être régulés. Les puissances sont ainsi calculées localement, puis appliquées simultanément. De façon arbitraire, le seuil d'erreur a été fixé à « 2% » et est donc « partagé » entre la puissance et la tension. Il est possible d'augmenter la précision, au coût d'un temps de calcul plus élevé (par exemple : environ 50% plus long pour une erreur de 1% sur les tests effectués).

En cas de PV triphasé, on ne considère qu'une puissance active ou réactive globale (on ne sépare pas par phase). Pour la tension, on observe les tensions phase-neutre de chaque phase par rapport à  $V_{low}$  et  $V_{up}$ . Si les 2 seuils sont atteints, la résolution du problème de tension haute est effectuée en priorité (conformément aux priorités d'Enedis). L'erreur mesure cette fois les écarts de puissance et les écarts de tension sur les 3 phases.

<sup>57</sup> Les hypothèses de calcul ne sont pas détaillées dans cette partie. On notera cependant qu'elles ne modifient pas le principe de l'algorithme.

<sup>58</sup> A l'inverse, en cas de priorité du réactif, on ne modifie pas  $Q_0$  et on limite  $P_0$  par un  $P_{0max-utile}$ .

<sup>59</sup> Les grandeurs sont en p.u. Pour les puissances, la puissance de référence est la  $S_{max}$ .

## II.2. Pilotage en puissance active

### II.2.1. Caractéristique $P = h(V)$

Nous reprenons donc ici le même type de contrôle que pour la puissance réactive avec une caractéristique de type  $P = h(V)$  (cf. figure ci-après). Par nature, nous noterons que le contrôle en actif utilisé ici n'a d'intérêt que pour le réglage en tension haute : le seul levier considéré est la réduction de la production d'actif via l'onduleur. Nous ne considérons aucun stockage et il n'y a aucune consommation d'actif possible.

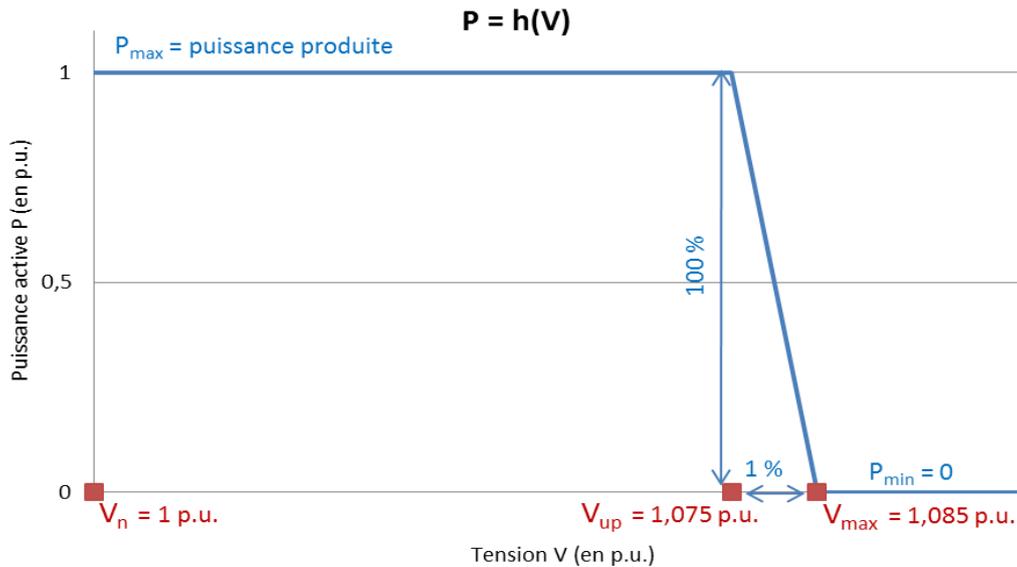


Figure A2-1 : Caractéristique du contrôle en actif et paramètres utilisés.

De plus, nous noterons qu'à tout instant l'onduleur ne peut pas fournir plus de puissance qu'il n'en produit déjà (pas de stockage). Ainsi, nous avons aussi une puissance active «  $P_{\max}$  » variable. La caractéristique peut alors ressembler à ceci :

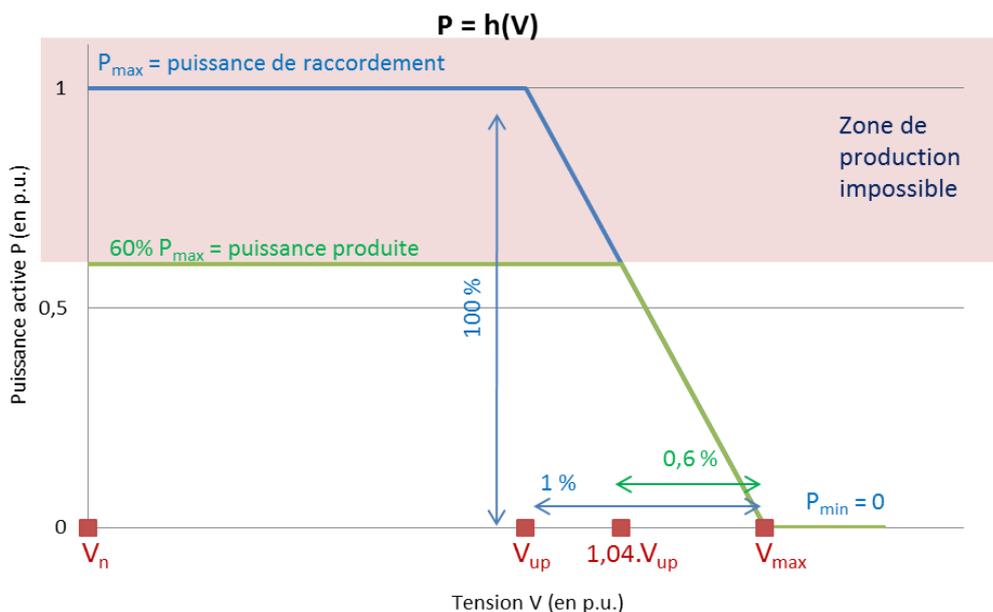


Figure A2-2 : Modification de la caractéristique  $P=h(V)$  à cause de la production réelle. Les tensions ne sont pas à l'échelle pour plus de visibilité. Il n'y a pas de stockage et le choix de la valeur de 60% est arbitraire.

Nous pouvons observer que suite à cette limitation, il n'y a pas forcément de contrôle en actif visible même si la tension dépasse le seuil de tension haute  $V_{up}$ .

## II.2.2. Réalisation sous PowerFactory

L'algorithme de contrôle est très similaire. La tension seuil haute  $V_{up}$  est identique, ainsi que la valeur de la pente (1%) et le seuil d'erreur (2%). Nous noterons cependant 2 modifications.

### Puissance effacée :

Contrairement au réglage en réactif, les pertes ne sont pas un facteur pertinent pour étudier le réglage en actif. Nous regardons plutôt la puissance active non injectée sur le réseau, aussi appelée « puissance effacée ». Dans la bande morte de tension, la puissance active produite est la puissance active non régulée  $P_{\text{sans-régulation}}$ . Hors de la bande morte,  $P_{\text{sans-régulation}}$  est enregistrée avant d'appliquer la puissance régulée. Ceci permet le calcul de la puissance effacée. Nous remarquerons que dans le cas d'un contrôle en Q(V) avec priorité du réactif, la puissance effacée éventuelle est aussi mesurée.

### Aide à la convergence :

La convergence de la résolution du contrôle en actif est plus difficile à obtenir, ce qui s'explique par la nature résistive du réseau basse tension. Or, la sensibilité de la tension du réseau à l'injection d'actif au nœud étudié (c'est-à-dire essentiellement la résistance série R du réseau, vu la formule de Kapp) influe grandement sur la convergence de la méthode de point fixe, ce qui pose problème sur certains PV très éloignés du poste. Nous obtenons une nouvelle fonction «  $g_2$  » pour la réponse de la tension du réseau aux variations de puissance active. Pour compenser cette forte sensibilité, nous avons choisi de diminuer la variation de puissance active entre chaque pas de calcul de la manière suivante :

Au lieu d'appliquer la caractéristique :

$$P_{n+1} = h(V_{n+1}) \quad \text{avec } n \in \mathbb{N}$$

Nous appliquons :

$$P_{n+1} = \frac{1}{N} * h(V_{n+1}) + \frac{N-1}{N} * P_n \quad \text{avec } N \in \mathbb{N}^*$$

$$V_{n+1} = g_2(P_n)$$

L'entier N qui pondère la puissance active précédente est choisie suffisamment grand pour assurer la convergence, mais suffisamment petit pour ne pas trop augmenter le temps de calcul (la convergence est plus lente). Pour nos simulations, N = 5 a été choisi empiriquement et offre des résultats satisfaisants. De plus, si la convergence n'est toujours pas atteinte au bout d'un certain nombre de pas de calcul, N est automatiquement doublé, jusqu'à 4 fois (N maximum de 80). Si malgré tout, le nombre d'étape maximum est atteint, l'étape qui minimise l'erreur globale est récupérée.

La figure suivante illustre un cas qui converge pour N = 3.

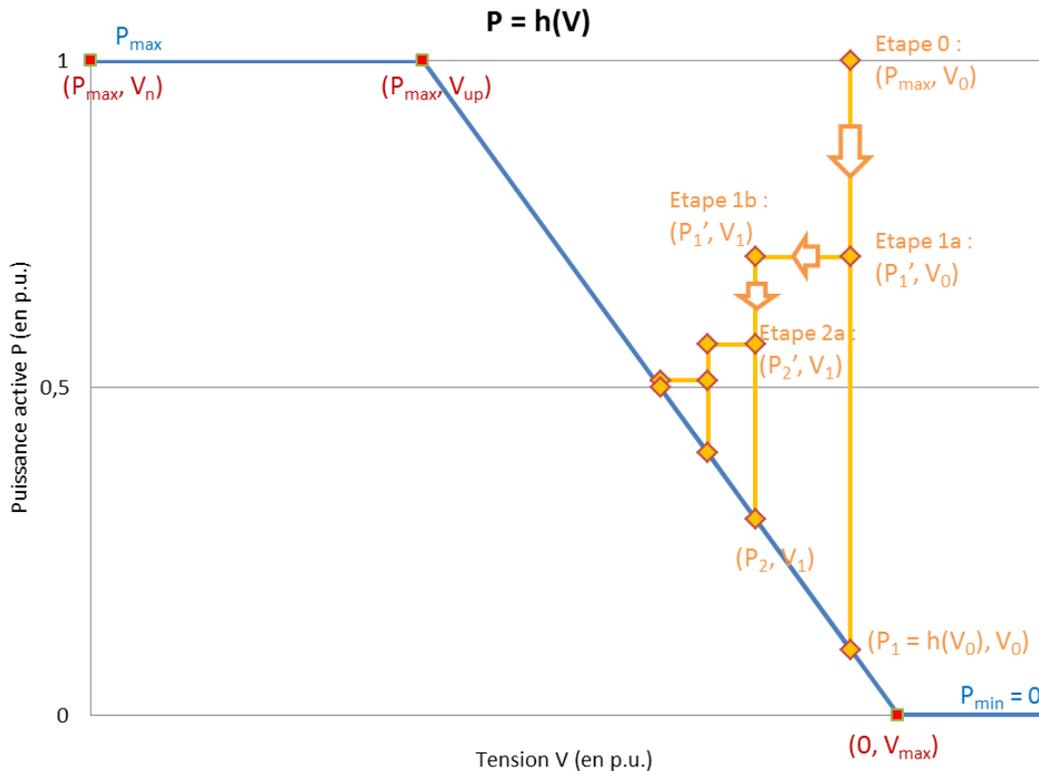


Figure A2-3 : Exemple de cas où l'algorithme converge vers un point fixe avec un facteur de pondération  $N = 3$ . Attention, les valeurs ne sont pas réelles mais sélectionnées pour illustration.

### II.2.3. Contrôle par la puissance réactive et la puissance active

Un dernier cas d'étude est l'utilisation des 2 régulations simultanément. Nous appliquons successivement le contrôle local en réactif, puis le contrôle en actif pour maintenir la priorité sur la production de puissance active. Nous obtenons le déroulement suivant :

- On effectue en priorité un premier réglage en réactif complet (convergence et critère d'arrêt propre à Q).
- On commence un réglage en **actif**.
- On effectue à nouveau un réglage en **réactif** complet pour bénéficier de la marge de puissance dégagée par l'éventuelle puissance effacée.
- On vérifie le critère d'arrêt de l'actif. Il n'y a donc convergence que lorsque le critère sur l'actif est vérifié malgré les modifications du réactif. Sinon, le bouclage en actif reprend et alterne avec le réglage en réactif.

Le temps de calcul obtenu est bien plus élevé (même si cela reste acceptable) puisque qu'une boucle de calcul de Q est effectuée à chaque étape du calcul de P.

Nous obtenons par exemple les temps de calcul <sup>60</sup> suivants avec les différentes régulations pour une étude des 6 réseaux sur une même journée d'été ouvrée (24h au pas de temps 10 min) :

Régulation	Temps <sup>61</sup> (en s)	Nombre de Load Flow effectué
Aucune	28	870 <sup>62</sup>
Contrôle de P	33	2544
Contrôle de Q (P prioritaire)	45	5461
Contrôle de Q (Q prioritaire)	51	4082
Contrôle de P et Q (P prioritaire)	121	17899
Contrôle de P et Q (Q prioritaire)	121	16047

## II.3. Simulations effectuées

### II.3.1. Environnement de simulation

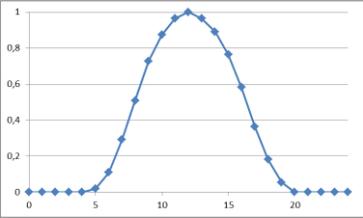
Afin de tester les régulations détaillées précédemment, nous avons décidé dans un premier temps de tester leurs impacts sur des réseaux « **fictifs** », c'est-à-dire qui n'existent pas et qui se seraient développés différemment avec les méthodes actuelles d'Enedis. **Les réseaux utilisés sont des modifications des réseaux actuels des Haies et permettent d'observer efficacement et plus simplement les avantages et inconvénients des solutions.** Comme les 6 réseaux des Haies sont à la base sans contrainte, nous ajoutons empiriquement des centrales PV en différents points jugés « sensibles », jusqu'à atteindre une limite de tension haute. Les ajouts se font en priorité en utilisant le gisement PV proposé par le lot 5 du projet SMAP (notamment par le logiciel « Epices » d'Hespul). Si ce n'est pas suffisant, des PV entièrement fictifs sont ajoutés sur le réseau. Les contraintes en tension haute alors générées sont à comparer aux solutions usuelles d'Enedis, tel que le renforcement, qui auraient été appliqué avant l'apparition de ses contraintes.

<sup>60</sup> Pour un Processeur Intel Core i7-2600 CPU @ 3.40 GHz – RAM 8 Go – Système Windows 7 pro 64 bits.

<sup>61</sup> Donné à titre indicatif. Les simulations ont été réalisées l'une à la suite de l'autre en limitant les autres tâches effectuées par l'ordinateur. Mais les variations du temps de calcul peuvent tout de même être importantes pour un même calcul (+/- 5s typiquement).

<sup>62</sup> La solution sans contrôle reste lente malgré peu de Load Flow. La simulation comprend des temps fixes d'initialisation de l'ensemble des réseaux, ainsi qu'un temps supplémentaire pour extraire les résultats dans une (ou plusieurs) feuille de calcul Excel.

Comme nous nous intéressons à l'étude de l'insertion de PV, nous restons dans les **hypothèses de raccordement de producteur**<sup>63</sup>. Nous proposons ainsi les caractéristiques suivantes sur les réseaux des Haies :

N°	Réseau étudié	PV ajoutés <sup>64</sup>	Courbe de production (en relatif)	Courbe de charge
1	Columes	Aucun (2 présents - 12,1 kW)	Courbe par défaut d'Enedis ramenée à 1 p.u. au maximum. 	- Été ouvert - Été non ouvert
2	Ecole	6 du gisement (47,4 kW) (11 présents - 76,4 kW)		
3	Brise les Haies	4 du gisement (34,7 kW) (1 présent - 4,5 kW)		
4	Les Varines	4 du gisement (27,3 kW) (1 présent - 3 kW)		
5	Acacias	6 du gisement (49,9 kW) 4 hors gisement (21 kW) (1 présent - 3 kW)		
6	La Croix	6 du gisement (40,5 kW) (2 présents - 6 kW)		

On notera que pour ces simulations, **les phases inconnues des éléments monophasés ont été fixées aléatoirement**, une unique fois, pour toutes les simulations de l'étude du contrôle local. Ce procédé diffère des études classiques d'Enedis dans la mesure où les phases des éléments sans compteur communicant ne sont pas considérées connues. Les paramètres des régulations sont celles indiquées dans le II., et les paramètres observés sont principalement la tension maximale, les pertes et la puissance effacée. Dans notre cas d'études, nous nous focalisons surtout sur la journée d'été ouverte car il n'est pas pertinent de faire une étude complète sur ces réseaux fictifs. Cependant, nous précisons que les méthodes et hypothèses présentées ici seront appliquées directement aux réseaux et scénarios « réalistes » prévus dans la suite de la thèse.

### II.3.2. Résultats

Les courbes et tableaux suivants donnent certains résultats des différentes simulations. Les valeurs en « % » sont données par rapport aux valeurs sans régulation s'il n'y a pas de précision supplémentaire. Pour la puissance effacée, c'est soit en pourcentage de la puissance maximale, soit en pourcentage du productible (puissance produite sans contrôle). Les simulations sont réalisées avec les 6 contrôles différents :

- Aucun contrôle ;
- Contrôle en Q(V) avec priorité à l'actif (P) : symbole Qp ;
- Contrôle en Q(V) avec priorité au réactif (Q) : symbole Qq ;
- Contrôle en P(V) : symbole P ;
- Contrôle en P(V) + Q(V) avec priorité à P : symbole PQp ;
- Contrôle en P(V) + Q(V) avec priorité à Q : symbole PQq.

<sup>63</sup> Rappel : Tension HTA à +4% ; incertitude du régleur HTB/HTA à +1% ; prise HTA/BT à +2.5% ; +1,5% dans le branchement (départ hybride ici) ; production à 100% ; consommation à 20%.

<sup>64</sup> Rappel : PV avec un diagramme PQ limité par la puissance apparente de l'onduleur (demi-cercle).

Nous obtenons donc ici les résultats de simulation pour 6 réseaux BT en contrainte de tension haute. On peut tout d'abord observer si les régulations s'activent correctement et faire de premières analyses.

La figure A2-4 montre la tension maximale sur le réseau et confirme ou non si les contrôles parviennent à résoudre le problème de tension haute. Hormis le contrôle en réactif Qp, tous les contrôles réduisent bien la tension maximale en dessous de 1,085 p.u.

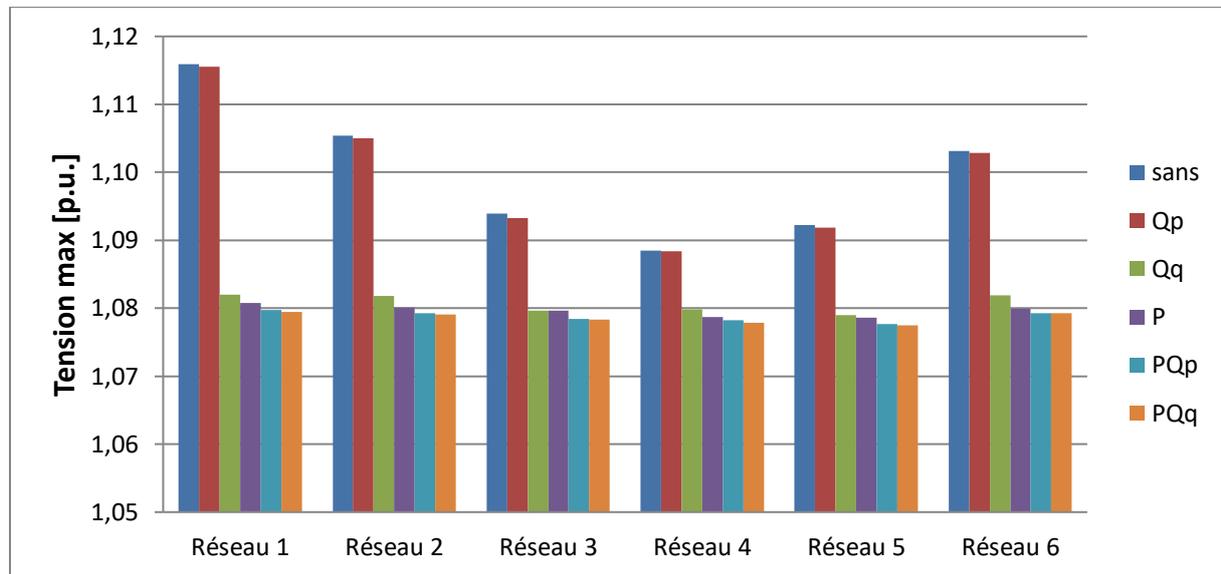


Figure A2-4 : Tensions maximales phase-neutre simulées sur 1 journée d'été ouverte pour les 6 contrôles.

En moyenne, entre 8h00 et 16h00 (heures principales de production), les contrôles Qq, P, PQp et PQq maintiennent la tension autour de 1,080 p.u. sans aucun dépassement de contrainte en tension haute.

Pour les autres cas, nous avons :

Réseau	1	2	3	4	5	6
Tension moyenne 8h - 16h (sans contrôle)	1,105	1,096	1,087	1,082	1,085	1,094
Tension moyenne 8h - 16h (contrôle Qp)	1,096	1,090	1,081	1,080	1,081	1,090
Pourcentage de la journée en contrainte de tension (sans contrôle)	33,8%	29,0%	22,1%	13,8%	19,3%	27,6%
Pourcentage de la journée en contrainte de tension (sans contrôle)	24,1%	21,4%	5,5%	5,5%	6,2%	21,4%

Nous voyons que selon les cas, le contrôle Qp est presque convenable : les contraintes des réseaux 3,4 et 5 sont convenablement réduites en dehors du pic de production, et la tension moyenne reste en dessous de la limite de tension. Cependant, pour les réseaux 1,2 et 6, le contrôle Qp ne suffit pas, même en dehors du pic de production.

La figure A2-5 montre les pertes totales sur les différents réseaux pour une seule journée d'été ouvré (on notera qu'il y a très peu de différence dans ce cas entre férié et ouvré, et que les journées d'hiver ne sont pas pertinentes). Comme attendu, l'ajout de réactif sur le réseau (Qp et Qq) augmente un peu les pertes (environ +3% de pertes). Les autres méthodes tendent à diminuer les pertes, mais ce n'est pas un critère pertinent puisque cela vient de l'écrêtement de la production photovoltaïque. Cela peut éventuellement rentrer dans le calcul du coût de la coupure d'actif.

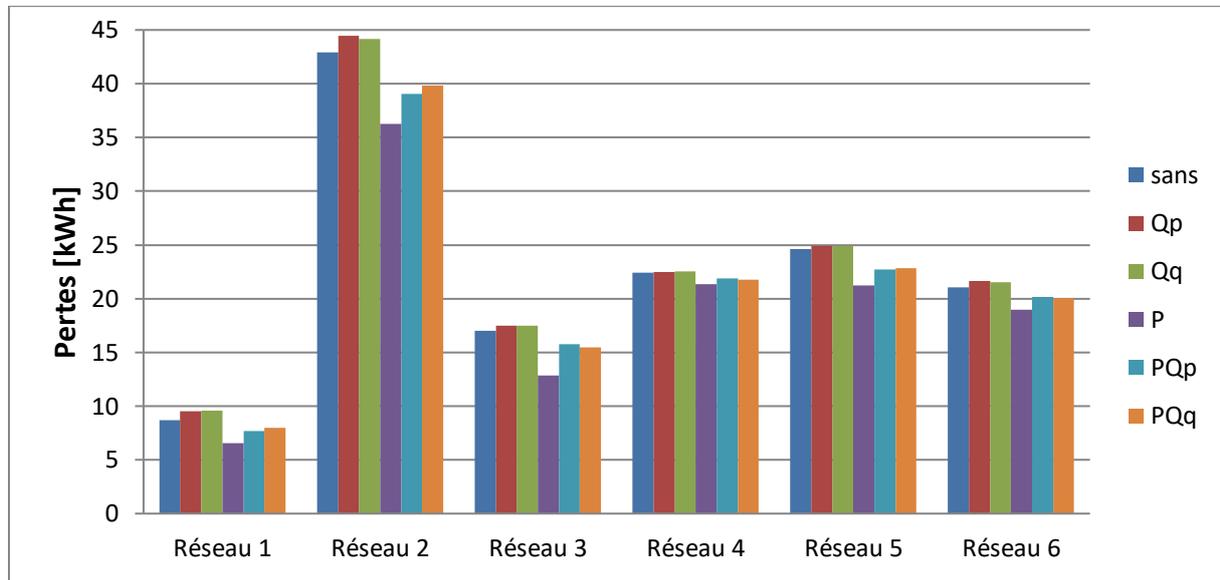


Figure A2-5 : Pertes totales sur 1 journée d'été ouvrée pour les 6 contrôles.

La figure suivante donne la puissance écrêtée totale sur les 6 réseaux pour toutes les méthodes. Les méthodes Qq, P, PQp et PQq sont toutes capables de limiter la production d'actif et « génère » donc de la puissance active effacée. De façon logique, Le maximum de puissance effacée revient au contrôle purement en puissance active (P). Par contre, il est intéressant de noter que malgré la priorité à l'actif, Qq efface moins que PQq, qui lui-même efface moins que PQp. C'est l'inverse de ce qu'on pourrait espérer : au final, la solution que l'on souhaitait comme avantageuse pour la production d'actif est en fait celle qui coupe le plus l'actif. L'explication est probablement à trouver dans les méthodes de convergence utilisée, puisque les points d'équilibre trouvés par les 3 contrôles sont différents et ne correspondent pas intuitivement à nos attentes.

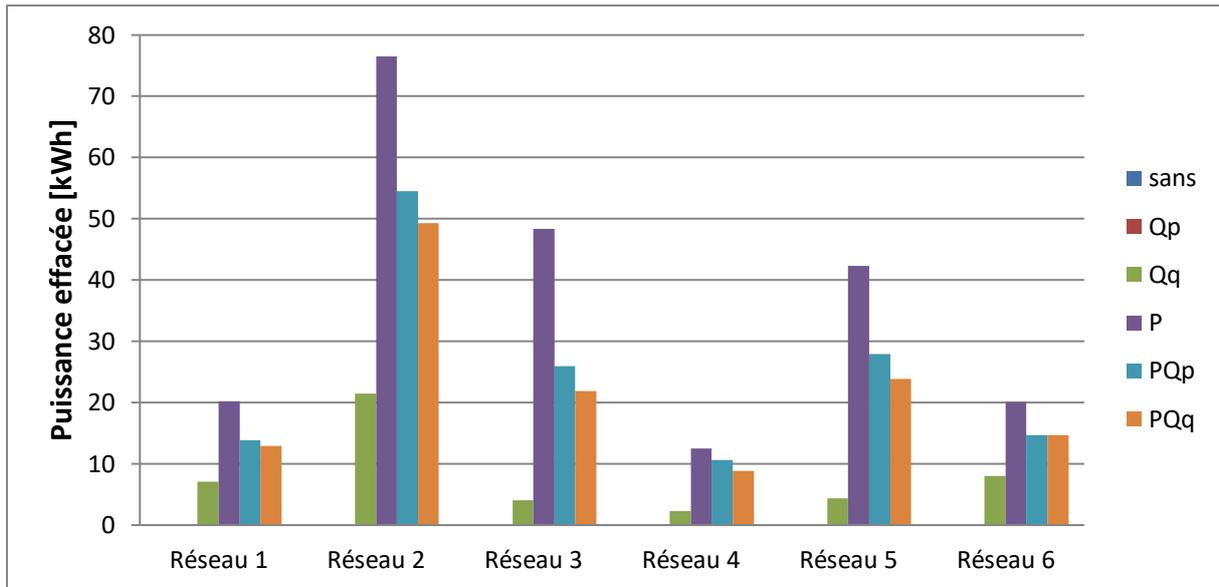


Figure A2-6 : Puissances effacées totales sur 1 journée d'été ouvrée pour les 6 contrôles.

La figure A2-7 complète la vue précédente et montre la consommation de réactif totale. Le contrôle Qq absorbe donc le maximum de réactif parmi les différents contrôles, quitte à limiter la production d'actif. Comme espéré, les contrôles Qp et PQp limitent eux la production de Q pour laisser la priorité à la production d'actif (avec un résultat mitigé).

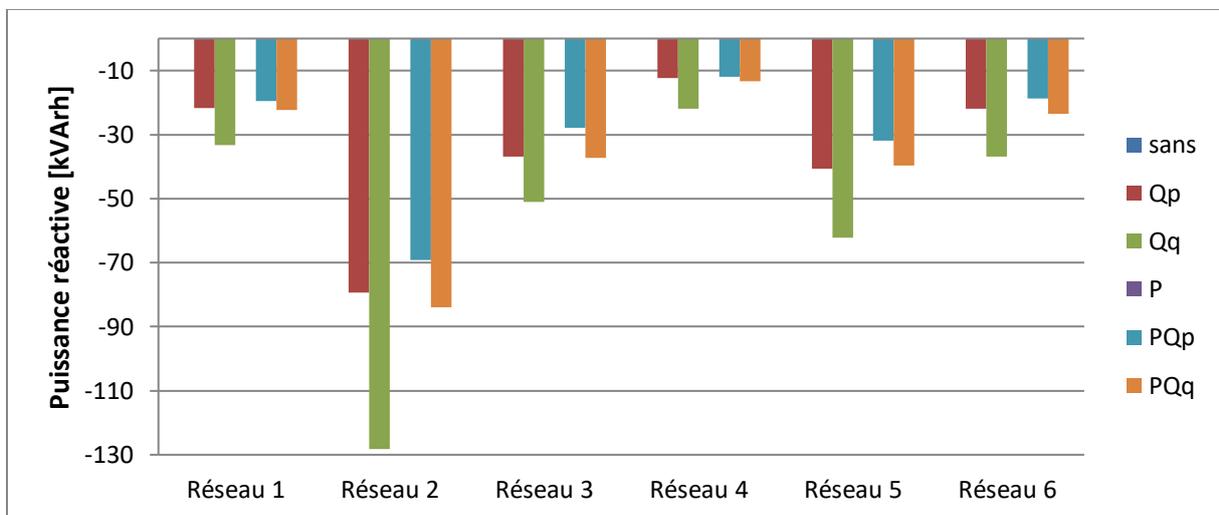


Figure A2-7 : Puissances réactives totales sur 1 journée d'été ouvrée pour les 6 contrôles.

## Résumé

---

Les réseaux électriques de distribution évoluent et doivent faire face à de nouvelles problématiques, dont l'insertion massive d'énergie décentralisée et la modification des usages de consommation. Ces changements de paradigmes provoquent de nouvelles contraintes, qui impactent le dimensionnement et l'exploitation des réseaux électriques, ainsi que les études de planification ou de raccordement associées. Nous progressons alors vers des réseaux plus instrumentés et intelligents : les Smart Grids. Dans le projet SMAP en particulier, nous comparons des solutions pour améliorer l'insertion massive de production photovoltaïque dans les réseaux de distribution basse tension ruraux.

Dans ce contexte, nous développons des modèles et des algorithmes permettant d'intégrer les différentes incertitudes sur les 35 prochaines années dans les méthodes de planification des réseaux de distribution. Quatre solutions alternatives aux solutions classiques de renforcement sont également modélisées : deux types de contrôle local des onduleurs PV, un bridage des onduleurs PV et un transformateur HTA/BT équipé d'un régleur en charge. Différents indicateurs sont définis afin d'évaluer la performance des solutions en termes de coûts et d'efficacité. Les développements effectués sont validés sur deux périmètres géographiques ce qui permet de tracer des premières conclusions qui devront être validées sur d'autres périmètres. Un des résultats intéressants de la thèse est notamment le gain important des solutions de type contrôle local de la tension par rapport à l'utilisation d'un régleur en charge. Les nombreux algorithmes ont été développés sous PowerFactory afin de pouvoir être directement réutilisés et complétés par Enedis.

## Abstract

---

*Distribution grids are evolving and facing new challenges, including the massive insertion of distributed energy resources and the modification of consumer uses. These paradigm shifts are creating new constraints that affect the design and operation of electricity grids, as well as the planning and interconnection studies. We are now moving towards more instrumented and intelligent networks called Smart Grids. In the SMAP project in particular, we compare solutions to improve the massive insertion of photovoltaic production in rural low voltage distribution networks.*

*In this context, we develop models and algorithms to integrate different uncertainties over the next 35 years into distribution network planning methods. Four alternative solutions compared to conventional reinforcement solutions are also modeled: two types of local control of PV inverters, the active power limitation of the PV inverters and an MV/LV transformer equipped with an on load tap changer. We define different indicators in order to evaluate the performance of the solutions in terms of costs and efficiency. The developments carried out are validated on two geographical perimeters, which makes it possible to draw first conclusions that will have to be validated on other perimeters. One of the important results of the thesis is in particular the significant gain of the solutions based on local voltage control of the inverter compared to the use of an on load tap changer. The many algorithms have been developed with PowerFactory so that they can be reused and completed by Enedis.*