



HAL
open science

Supervision énergétique des réseaux de distribution intégrant des véhicules électriques, des énergies renouvelables, du stockage et des charges passives piloteables

Abderrahman Benchekroun

► **To cite this version:**

Abderrahman Benchekroun. Supervision énergétique des réseaux de distribution intégrant des véhicules électriques, des énergies renouvelables, du stockage et des charges passives piloteables. Energie électrique. HESAM Université, 2021. Français. NNT : 2021HESAE068 . tel-03687537

HAL Id: tel-03687537

<https://pastel.hal.science/tel-03687537>

Submitted on 3 Jun 2022

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.

ÉCOLE DOCTORALE SCIENCES DES MÉTIERS DE L'INGÉNIEUR

Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance

ULR 2697 – Campus de Lille

THÈSE

présentée par : **Abderrahman BENCHEKROUN**

soutenue le : **15 décembre 2021**

pour obtenir le grade de : **Docteur d'HESAM Université**

préparée à : **École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers**

Spécialité : **Génie électrique**

Supervision énergétique des réseaux de distribution intégrant des véhicules électriques, des énergies renouvelables, du stockage et des charges passives pilotables

THÈSE dirigée par :

M. Benoît ROBYNS

et co-encadrée par :

M. Arnaud DAVIGNY, Mme Kahina HASSAM-OUARI, M. Vincent COURTECUISSÉ

Jury

M. Fabrice LOCMONT

M. Marc PETIT

M. Jean-Paul GAUBERT

M. Benoît ROBYNS

M. Arnaud DAVIGNY

Mme Kahina HASSAM-OUARI

M. Vincent COURTECUISSÉ

Professeur, AVENUES, UTC Compiègne

Professeur, GeePs, CentraleSupélec

Professeur, LIAS, ENSI Poitiers

Professeur, L2EP, JUNIA

Enseignant-Chercheur, L2EP, JUNIA

Enseignant-Chercheur, JUNIA

Directeur des investissements, GEREDIS

Président

Rapporteur

Rapporteur

Examineur

Examineur

Examinatrice

Invité

Remerciements

Cette thèse a été financée par Gérédis Deux-Sèvres dans le cadre du programme de recherche MAESTRO et menée au sein de Junia HEI et du laboratoire L2EP à Lille. Je tiens donc à remercier tous les partenaires académiques et industriels qui ont permis la réalisation de ces travaux.

Après trois années de travail intense et passionnant, je voudrais remercier en premier lieu mon équipe d'encadrement et exprimer ma gratitude à mon directeur de thèse Benoît Robyns pour la confiance qu'il m'a accordée pour mener ce projet et ses conseils avisés, à Arnaud Davigny pour sa disponibilité et ses corrections sans faille, à Kahina Hassam pour son aide et son soutien pendant les périodes difficiles, et à Vincent Courtecuisse pour sa vision industrielle et son esprit critique sur les travaux. Je remercie également Léo Coutard pour son suivi et son aide sur les aspects techniques de la gestion des réseaux de distribution.

Je tiens ensuite à remercier Fabrice Locment d'avoir accepté de présider mon jury de thèse, et Marc Petit et Jean-Paul Gaubert d'avoir rapporté mes travaux de thèse avec un regard critique et prospectif. Merci à vous trois pour vos retours et commentaires constructifs et bienveillants.

Merci aux différentes personnes que j'ai pu rencontrer ou côtoyer à Junia et à Gérédis durant ces trois années et qui m'ont aidé au cours de ma thèse. Une mention spéciale à mes collègues doctorants, stagiaires ou ingénieurs de recherche : Luis, Anthony, Yacine, Khaled, Benoît, Matthieu, Youssef, Adrien, Soufiane, Makram et Jad. Merci pour l'ambiance chaleureuse et les pauses cafés essentielles pour surmonter l'épreuve qu'est le doctorat.

Enfin, mes derniers mots de remerciements vont à mes parents, à mon frère Omar et mes deux sœurs Zineb et Meryem, pour leur soutien immuable durant ces années. Je vous dédie donc cette thèse en témoignage de ma profonde affection qui ne saurait être décrite par les mots.

Résumé

Les réseaux de distribution d'électricité sont depuis plusieurs années au cœur des évolutions énergétiques et environnementales qui touchent nos sociétés. Les clients délaissent progressivement les chauffe-eaux instantanés à gaz pour les ballons d'eau chaude électriques, ainsi que les voitures à carburants fossiles pour les véhicules électriques. D'autre part, la production d'énergie renouvelable commence à constituer une part importante du mix énergétique mais ne concorde pas nécessairement avec la consommation électrique des usagers. Elle peut donc être refoulée vers le reste du réseau de distribution, voire le réseau de transport. Toutes ces évolutions doivent être maîtrisées pour éviter un renforcement conséquent des infrastructures du réseau, et limiter les répercussions économiques et environnementales de la transition énergétique. Dans ce sens, ces travaux de thèse portent sur la supervision énergétique des réseaux de distribution HTA, en particulier de type rural et péri-urbain, afin d'y encourager la consommation locale des énergies renouvelables et d'optimiser le coût d'acheminement d'énergie pour les gestionnaires du réseau. Les algorithmes développés visent principalement à piloter les charges tels que les véhicules électriques et les ballons d'eau chaude sanitaire raccordés au réseau de distribution. Le système de supervision agit au niveau d'un poste source HTB/HTA et utilise les mesures ainsi que les prévisions de production et de consommation d'énergie afin de piloter les différentes charges disponibles. La stratégie proposée prend aussi en compte les contraintes électriques qui peuvent apparaître sur le réseau à travers une approche de co-simulation entre les logiciels Matlab/Simulink, où la supervision est implémentée, et DIGSILENT PowerFactory, où le réseau de distribution est finement modélisé. Les consignes de supervision sont donc testées et adaptées en temps-réel avant d'être envoyées aux différents utilisateurs. Enfin, le pilotage des producteurs décentralisés est aussi utilisé comme levier supplémentaire pour résoudre une partie des contraintes électriques.

Abstract

Electricity distribution grids have been for several years at the heart of energy and environmental challenges affecting our societies. Customers are increasingly switching from instantaneous gas water heaters to electric hot water tanks, and from fossil fuel-powered vehicles to electric vehicles. On the other hand, renewable energy production is starting to become an important part of the energy mix but does not necessarily match the electricity consumption of the users. It can therefore be transmitted to the rest of the distribution network, and eventually the transmission network. All these evolutions must be controlled to avoid significant reinforcements of the network infrastructures and limit the economic and environmental impacts of the energy transition. In this context, this thesis focuses on the energy supervision of medium voltage distribution grids, particularly rural and suburban types, to promote the local consumption of renewable energy and optimize energy transmission costs for network operators. The developed algorithms mainly aim to control loads such as electric vehicles and electric water heaters. The supervision system acts at the level of an HV/MV substation and uses real-time production and consumption measurements as well as day-ahead forecasts to control the various available loads. The proposed strategy also takes into account the electrical constraints that can appear on the network through a co-simulation approach between Matlab/Simulink software, where the supervision strategy is implemented, and DIgSILENT PowerFactory, where the distribution network is finely modeled. The supervision's power set-points are therefore tested and adapted in real-time before being sent to the various customers. Finally, the control of decentralized producers is used as an additional lever to solve a part of the detected electrical constraints.

Table des matières

Remerciements	3
Résumé	5
Abstract	7
Liste des tableaux	13
Liste des figures	17
Nomenclature	24
Introduction générale	25
1 Contexte et enjeux des réseaux électriques	29
1.1 Introduction	29
1.2 Organisation des réseaux électriques en France	30
1.2.1 Réseau de transport d'électricité	31
1.2.2 Réseau de distribution d'électricité	32
1.3 Évolutions liées à la transition énergétique	33
1.3.1 Émergence des producteurs décentralisés d'énergie renouvelable	33
1.3.2 Évolution de la consommation et croissance de la mobilité électrique	35
1.4 Développement des réseaux intelligents	36
1.4.1 Transition des réseaux traditionnels vers les Smart Grids	36
1.4.2 Expérimentations Smart Grids en France	37
1.5 Contexte spécifique de la thèse	38
1.6 Conclusion	41

2	Modélisation du réseau de distribution	43
2.1	Introduction	43
2.2	Architecture et éléments du réseau de distribution	44
2.2.1	Poste source	44
2.2.2	Départs HTA	46
2.2.3	Postes de distribution	48
2.2.4	Producteurs HTA	49
2.3	Modélisation des charges pilotables	51
2.3.1	Véhicules électriques	51
2.3.2	Ballons d'eau chaude	53
2.4	Prévision de la consommation et de la production	55
2.4.1	Réseaux de neurones artificiels	56
2.4.2	Méthodologie de prévision	57
2.4.3	Application sur un cas d'étude	59
2.5	Conclusion	63
3	Gestion énergétique des charges pilotables au sein du réseau de distribution	65
3.1	Introduction	65
3.2	État de l'art sur la gestion active de la demande	66
3.3	Stratégie de gestion énergétique du réseau de distribution	67
3.4	Superviseur prédictif	69
3.4.1	Optimisation journalière des profils de charge	70
3.4.1.1	Coût d'acheminement d'électricité	70
3.4.1.2	Formulation du problème d'optimisation	72
3.4.2	Évaluation sur un cas d'étude	74
3.5	Superviseur temps-réel	77
3.5.1	Principes de la logique floue	78
3.5.2	Méthodologie de conception d'un superviseur flou	79
3.5.2.1	Cahier des charges	79
3.5.2.2	Structure du superviseur temps-réel	80
3.5.2.3	Identification des états de fonctionnement	81
3.5.2.4	Caractérisation des paramètres du système	82
3.5.2.5	Extraction des lois floues	85

TABLE DES MATIÈRES

3.5.3	Évaluation sur un cas d'étude	87
3.5.4	Effet de la variation du seuil d'acceptation des prévisions	90
3.6	Conclusion	94
4	Intégration des contraintes du réseau dans la stratégie de supervision	95
4.1	Introduction	95
4.2	État de l'art sur l'impact du pilotage de charge sur les réseaux de distribution . .	96
4.3	Évaluation des contraintes électriques sur le réseau de distribution	97
4.3.1	Répartition des mesures HTA et affectation des charges pilotables	98
4.3.2	Calcul des flux de puissance	100
4.3.3	Contraintes évaluées sur le réseau HTA	101
4.3.4	Méthode basée sur la co-simulation	102
4.3.5	Évaluation sur des cas d'étude	104
4.4	Intégration des contraintes de tension dans la stratégie de supervision	110
4.4.1	Répartition des consignes de supervision	111
4.4.2	Résolution des contraintes de tension à l'aide du pilotage des charges pilotables	112
4.4.3	Évaluation sur des cas d'étude	116
4.4.4	Évaluation des temps de calcul	122
4.5	Intégration des capacités de pilotage des producteurs décentralisés	123
4.5.1	Résolution des contraintes de tension à l'aide du pilotage des EnR	123
4.5.2	Évaluation sur un cas d'étude	124
4.6	Conclusion	126
	Conclusion générale et perspectives	127
	Liste des publications	131
	Bibliographie	143

Liste des tableaux

2.1	Coefficients de pondération des puissances de raccordement en fonction du nombre de clients BT connectés en aval	48
2.2	Paramètres statistiques de la flotte de VE	52
2.3	Coefficients de corrélation entre les entrées et les sorties du réseau de neurones	60
3.1	Indicateurs de performance annuels du superviseur prédictif	77
3.2	Cahier des charges du système de supervision	79
3.3	Indicateurs de performance annuels du superviseur temps-réel	90
4.1	Indicateurs de performance sur le 1 ^{er} jour de consommation maximale de l'année (15-11-2019)	118
4.2	Indicateurs de performance sur le 2 ^{ème} jour de consommation maximale de l'année (04-02-2019)	119
4.3	Indicateurs de performance sur le jour de production PV maximale de l'année (22-05-2019)	121
4.4	Indicateurs de performance du pilotage des EnR sur le jour de production PV maximale de l'année (22-05-2019)	124

Table des figures

1.1	Architecture globale du système électrique français (adaptée de [6])	30
1.2	Évolution de la production nette d'électricité en France [13]	34
1.3	Origine des émissions de CO_2 dues à la combustion d'énergie en 2018 [14]	35
1.4	Schéma technique de l'expérimentation MAESTRO [24]	40
2.1	Structure globale du réseau de distribution HTA (adaptée de [31])	44
2.2	Dynamique du régulateur en charge [34]	45
2.3	Illustration des raccordements en départ direct/mixte	46
2.4	Types de raccordement des postes de livraison [35]	47
2.5	Loi de régulation locale $Q = f(U)$ utilisée par GEREDIS (adaptée de [32])	50
2.6	Profils de charge "Plug & Play" d'une flotte de 4798 VE chargés à 3,7 kW	52
2.7	Schéma de fonctionnement d'un BEC	53
2.8	Profils de consommation d'eau chaude d'un groupe de 3107 BEC	54
2.9	Profils de charge "Heures Creuses" d'un groupe de 3107 BEC opérant à 1,8 kW	55
2.10	Neurones Biologiques VS Neurones Artificiels [55]	56
2.11	Schéma de structure du réseau de neurones artificiels	57
2.12	Architectures des réseaux de neurones retenues pour le cas d'étude (générées à l'aide de l'outil en ligne [59])	61
2.13	Exemples de prévision de la consommation au poste source	62
2.14	Exemples de prévision de la production au poste source	62
3.1	Schéma global de la stratégie de gestion énergétique	69
3.2	Plages temporelles considérées dans la TURPE 5 [75]	71
3.3	Illustration du changement de puissance souscrite au poste source avant et après l'ajout des VE et BEC (sans supervision)	71

TABLE DES FIGURES

3.4	Résultats de simulation du superviseur prédictif sur le jour de production maximale de l'année (17-03-2019)	75
3.5	Résultats de simulation du superviseur prédictif pour le jour de consommation maximale de l'année (15-11-2019)	76
3.6	Structure d'un système à base de logique floue	78
3.7	Structure globale du superviseur temps-réel	81
3.8	Graphe fonctionnel du superviseur temps-réel	82
3.9	Fonctions d'appartenance du Mode Flou	83
3.10	Récapitulatif des entrées/sorties des 3 modes du superviseur temps-réel	84
3.11	Graphe opérationnel du superviseur temps-réel	85
3.12	Surface caractéristique du Mode Flou	86
3.13	Résultats de simulation du superviseur temps-réel pour le jour de production maximale de l'année (17-03-2019)	88
3.14	Résultats de simulation du superviseur temps-réel pour le jour de consommation maximale de l'année (15-11-2019)	89
3.15	Erreur entre prévisions et mesures au PS	91
3.16	Performance du superviseur temps-réel en fonction du seuil de transition entre Mode Prédictif et Mode Flou	92
3.17	Nombre moyen de mises à jour effectuées par jour de simulation	93
4.1	Profils de charge non supervisée de 4798 VE et 3107 BEC répartis sur 354 PD	99
4.2	Synthèse des interfaces offertes par PowerFactory [92]	102
4.3	Approche de co-simulation entre Matlab et PowerFactory	103
4.4	Schéma du réseau de distribution anonyme modélisé sous PowerFactory	104
4.5	Résultats de simulation sur le jour de consommation maximale de l'année (15-11-2019)	106
4.6	Résultats de simulation sur le jour de production PV maximale de l'année (22-05-2019)	107
4.7	Illustration de la localisation des contraintes électriques détectées : Jour de consommation maximale à 8h10	108
4.8	Illustration de la localisation des contraintes électriques détectées : Jour de production PV maximale à 13h50	109
4.9	Schéma global de la stratégie de gestion énergétique	110

TABLE DES FIGURES

4.10	Algorithme de répartition des consignes globales au PS sur les PD	112
4.11	Algorithme de résolution des contraintes de tension locales aux PD	115
4.12	Résultats de simulation sur le 1 ^{er} jour de consommation maximale de l'année (15-11-2019)	118
4.13	Résultats de simulation sur le 2 ^{ème} jour de consommation maximale de l'année (04-02-2019)	119
4.14	Résultats de simulation sur le jour de production PV maximale de l'année (22- 05-2019)	121
4.15	Résultats de simulation (avec pilotage des EnR) sur le jour de production PV maximale de l'année (22-05-2019)	125

Nomenclature

Liste des acronymes

ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
AG	Algorithme Génétique
API	Application Programming Interface
BT	Basse Tension (entre 50 V et 1 kV)
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie
DEIE	Dispositif d'Echange d'Informations d'Exploitation
DLL	Dynamic Link Libraries
DSM	Demand Side Management
DTR	Documentation Technique de Référence
EDF	Électricité de France
ELD	Entreprise Locale de Distribution
EnR	Énergies renouvelables
ETC	Energy Transmission Cost
GRD	Gestionnaire du Réseau de Distribution
GRT	Gestionnaire du Réseau de Transport
HTA	Haute Tension A (entre 1 kV et 50 kV)
HTB	Haute Tension B (entre 50 kV et 500 kV)
MB	Mode Booléen

NOMENCLATURE

MF	Mode Flou
MP	Mode Prédicatif
NOME	Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité
NRMSE	Normalized Root Mean Square Error
NTIC	Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication
OLTC	On-Load Tap Changer
OPC	Open Platform Communications
ORI	Offre de Raccordement Intelligente
ORR	Offre de Raccordement de Référence
PD	Poste de Distribution (HTA/BT)
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
PS	Poste Source (HTB/HTA)
PV	Photovoltaïque
RTE	Réseau de Transport d'Électricité
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SDDR	Schéma Décennal de Développement du Réseau
SQP	Sequential Quadratic Programming
TURPE	Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité
V2G	Vehicle to Grid
VE	Véhicule Électrique
VHR	Véhicule Hybride Rechargeable

Liste des notations

Δt	Temps restant pour la recharge des VE/BEC
Δt_{MB}	Durée du Mode Booléen

NOMENCLATURE

$NRMSE_{conso}^{PS}$	Erreur quadratique moyenne normalisée entre les prévisions ($P_{prev\ conso}^{PS}$) et les mesures (P_{conso}^{PS}) de consommation au PS
$NRMSE_{prev}^{PS}$	Erreur quadratique moyenne normalisée entre les prévisions (P_{prev}^{PS}) et les mesures (P_{PS}) totales au PS
$NRMSE_{prod}^{PS}$	Erreur quadratique moyenne normalisée entre les prévisions ($P_{prev\ prod}^{PS}$) et les mesures (P_{prod}^{PS}) de production au PS
E_a	Énergies totales allouées aux VE et BEC connectés au PS ($E_a^{VE\ tr}, E_a^{VE\ dom}, E_a^{BEC}$)
E_a^{BEC}	Énergie totale allouée aux BEC connectés au PS
$E_a^{VE\ dom}$	Énergie totale allouée aux VE au domicile connectés au PS
$E_a^{VE\ tr}$	Énergie totale allouée aux VE au travail connectés au PS
E_{BEC}^{PD}	Besoin énergétique journalier des BEC connectés au PD
E_{BEC}^{PS}	Besoin énergétique journalier des BEC connectés au PS
E_{besoin}	Besoins énergétiques journaliers des VE et BEC connectés au PS ($E_{VE\ tr}^{PS}, E_{VE\ dom}^{PS}, E_{BEC}^{PS}$)
$E_{VE\ dom}^{PD}$	Besoin énergétique journalier des VE au domicile connectés au PD
$E_{VE\ dom}^{PS}$	Besoin énergétique journalier des VE au domicile connectés au PS
$E_{VE\ tr}^{PD}$	Besoin énergétique journalier des VE au travail connectés au PD
$E_{VE\ tr}^{PS}$	Besoin énergétique journalier des VE au travail connectés au PS
err_{prev}	Erreur normalisée entre la prévision et la mesure en temps-réel au PS
err_{seuil}	Seuil d'erreur délimitant le fonctionnement en Mode Prédicatif et Mode Booléen
$n_{VE/BEC}^{PS}$	Nombre total des VE et BEC connectés au PS ($n_{VE}^{PS}, n_{BEC}^{PS}$)
n_{BEC}^{PD}	Nombre total des BEC connectés au PD
n_{BEC}^{PS}	Nombre total des BEC connectés au PS
n_{dispo}^{BEC}	Nombre des BEC disponibles (connectés au PS)

NOMENCLATURE

$n_{dispo}^{VE\ dom}$	Nombre des VE disponibles au domicile (connectés au PS)
$n_{dispo}^{VE\ tr}$	Nombre des VE disponibles au travail (connectés au PS)
n_{VE}^{PD}	Nombre total des VE connectés au PD
n_{VE}^{PS}	Nombre total des VE connectés au PS
P_{BEC}^{PD}	Puissance de consigne locale des BEC connectés au PD
P_{BEC}^{PS}	Puissance de consigne globale des BEC connectés au PS
$P_{ch\ max}^{PD}$	Puissance de charge maximale si tous les VE/BEC disponibles dans le PD sont activés
$P_{chauffe}^{BEC}$	Puissance utilisée pour chauffer l'eau dans le BEC
$P_{ch}^{VE/BEC}$	Puissance de charge des VE et BEC ($P_{ch}^{VE}, P_{nom}^{BEC}$)
P_{ch}^{VE}	Puissance de charge des VE
$P_{conso\ max}^{PD}$	Puissance maximale consommée au point de livraison du PD
$P_{conso}^{départ}$	Puissance consommée sur le départ HTA
P_{conso}^{PD}	Puissance consommée au point de livraison du PD
P_{conso}^{PS}	Puissance consommée au PS
$P_{débit}^{BEC}$	Puissance fournie avec l'eau chaude sortante du BEC
P_{elec}^{BEC}	Puissance électrique totale consommée par un BEC
P_{GEN}	Puissance active au point de livraison du producteur HTA
P_{lim}^{BEC}	Puissance limite représentant le nombre total des BEC disponibles
$P_{lim}^{VE\ dom}$	Puissance limite représentant le nombre total des VE disponibles au domicile
$P_{lim}^{VE\ tr}$	Puissance limite représentant le nombre total des VE disponibles au travail
P_{max}^{GEN}	Puissance maximale produite au point de livraison du producteur HTA
P_{max}^{PS}	Puissance maximale mesurée au PS
P_{min}^{GEN}	Puissance active minimale au point de livraison du producteur HTA
P_{min}^{PS}	Puissance minimale mesurée au PS

NOMENCLATURE

P_{nom}^{BEC}	Puissance nominale de fonctionnement des BEC
P_{optim}	Profils optimisés en J-1 des VE et BEC connectés au PS ($P_{optim}^{VE\ tr}, P_{optim}^{VE\ dom}, P_{optim}^{BEC}$)
P_{optim}^{BEC}	Profil optimisé en J-1 des BEC connectés au PS
$P_{optim}^{VE\ dom}$	Profil optimisé en J-1 des VE au domicile connectés au PS
$P_{optim}^{VE\ tr}$	Profil optimisé en J-1 des VE au travail connectés au PS
P_{PD}	Puissance active au point de livraison du PD ($P_{conso}^{PD} - P_{prod}^{PD}$)
P_{pertes}^{BEC}	Puissance dissipée à travers le réservoir du BEC
$P_{prev\ conso}^{PS}$	Prévision de la puissance consommée au PS
$P_{prev\ prod}^{PS}$	Prévision de la puissance produite au PS
P_{prev}^{PS}	Prévision de la puissance totale au PS ($P_{prev\ conso}^{PS} - P_{prev\ prod}^{PS}$)
P_{prod}^{PD}	Puissance produite par les producteurs BT en aval du PD
P_{prod}^{PS}	Puissance produite au PS
P_{PS}	Puissance totale mesurée au PS ($P_{conso}^{PS} - P_{prod}^{PS}$)
P_{ref}	Puissances de consigne globales des VE et BEC connectés au PS ($P_{VE\ tr}^{PS}, P_{VE\ dom}^{PS}, P_{BEC}^{PS}$)
P_{sc}^{client}	Puissance souscrite du client raccordé en BT
P_{sc}^{PS}	Puissance souscrite du GRD au PS
$P_{VE\ dom}^{PD}$	Puissance de consigne locale des VE au domicile connectés au PD
$P_{VE\ dom}^{PS}$	Puissance de consigne globale des VE au domicile connectés au PS
$P_{VE\ tr}^{PD}$	Puissance de consigne locale des VE au travail connectés au PD
$P_{VE\ tr}^{PS}$	Puissance de consigne globale des VE au travail connectés au PS
Q_{GEN}	Puissance réactive au point de livraison du producteur HTA
Q_{min}^{GEN}	Puissance réactive minimale au point de livraison du producteur HTA
Q_{PD}	Puissance réactive au point de livraison du PD

NOMENCLATURE

S_{VP}^{GEN}	Sensibilité de la tension par rapport à la puissance active aux points de livraison des producteurs HTA
S_{VP}^{PD}	Sensibilité de la tension par rapport à la puissance active aux points de livraison des PD
S_{VQ}^{GEN}	Sensibilité de la tension par rapport à la puissance réactive aux points de livraison des producteurs HTA
V_c	Tension contractuelle d'alimentation
V_n	Tension nominale d'alimentation
$V_{conso\ moy}^{BEC}$	Volume d'eau moyen consommé par le BEC quotidiennement
V_{GEN}	Tension au point de livraison du producteur HTA
V_{max}	Tension maximale aux nœuds du réseau HTA selon la DTR du GRD
V_{min}	Tension minimale aux nœuds du réseau HTA selon la DTR du GRD
V_{OLTC}	Tension de consigne du régulateur en charge (du transformateur HTB/HTA)
V_{PD}	Tension au point de livraison du PD

Introduction générale

Au cours des deux derniers siècles, la consommation mondiale d'énergie a connu une augmentation phénoménale, en particulier à cause de la croissance démographique, de l'augmentation du niveau de vie et de confort, ainsi que du développement important des secteurs du transport et de l'industrie. Cependant, les sources d'énergie fossile utilisées pour couvrir ces besoins énergétiques sont non seulement limitées en termes de réserves naturelles mais aussi très polluantes puisqu'elles génèrent des émissions importantes de gaz à effet de serre. Plusieurs acteurs de la transition énergétique visent aujourd'hui à limiter les effets alarmants du réchauffement climatique résultant et de la crise énergétique prévue en essayant d'adopter une vision "3D" qui favorise l'utilisation de moyens Décarbonés, Décentralisés et Digitalisés [1]. Les énergies solaire et éolienne devraient dominer la production mondiale d'électricité en 2050 en assurant 62% des besoins énergétiques. Les autres sources décarbonées comme l'hydraulique, le nucléaire et la biomasse se rajoutent au solaire et à l'éolien pour assurer un total de 83% de l'électricité mondiale en 2050 contre 36% aujourd'hui [2]. La consommation mondiale d'électricité devrait doubler entre 2019 et 2050 avec un changement important des profils de charge introduit principalement par l'électrification de la mobilité et du chauffage. L'ensemble de ces changements affecte naturellement le système électrique et en particulier les réseaux de transport et de distribution d'électricité qui doivent accueillir les nouveaux usages. Les gestionnaires de réseau se trouvent donc très impliqués dans l'accompagnement de la transition énergétique en continuant leur mission d'extension et de renforcement du réseau électrique, et en participant au développement de nouvelles sources de flexibilité qui permettent de mieux sécuriser et fluidifier son fonctionnement.

Les travaux de cette thèse viennent répondre spécifiquement aux problématiques affectant le réseau de distribution d'électricité et en particulier l'insertion de la production décentralisée et la croissance de la mobilité électrique. Ils font suite aux travaux de Anouar

Bouallaga [3] dans le cadre du projet VERDI (Véhicules électriques et Energies Renouvelables dans un Réseau de Distribution Intelligent) qui ont porté sur l'évaluation de l'impact de l'insertion des véhicules électriques sur le réseau de distribution et l'élaboration de stratégies de recharge intelligente visant à offrir différents services système au réseau électrique. Ces travaux ont été poursuivis par ceux de Siyamak Sarabi [4] qui se sont focalisés sur les apports du Vehicle-to-Grid (V2G) dans le pilotage de véhicules électriques en termes de services système fournis au réseau ou à un bâtiment comme une gare ferroviaire. Ces travaux de thèse continuent sur le développement de stratégies de gestion énergétique pour le réseau de distribution dans le cadre du programme de recherche MAESTRO (Modèle Appliqué des Énergies Supervisées en Temps réel par du Renouvelable Optimisé). Ce projet est financé par la Région Nouvelle-Aquitaine et allie les compétences techniques du gestionnaire du réseau public de distribution GÉRÉDIS et de l'équipe Réseaux du laboratoire L2EP, ainsi que les compétences territoriales de la Communauté de Communes du Thouarsais et du Syndicat d'énergies des Deux-Sèvres (SIEDS) qui accompagne les collectivités dans le cadre de la transition énergétique. Un objectif principal de ce projet est d'utiliser le pilotage de charge afin d'optimiser la consommation d'électricité renouvelable produite localement dans la région. Un focus particulier est porté dans cette thèse sur l'évaluation des contraintes électriques pouvant apparaître sur le réseau suite au pilotage de charge ainsi que leur prise en compte dans ce dernier en temps-réel. Enfin, ces travaux traitent le cas des réseaux de type rural et péri-urbain qui ont la particularité d'avoir une structure radiale alimentant des clients dispersés sur de longues distances. Ces caractéristiques peuvent davantage aggraver les contraintes électriques susceptibles d'apparaître et rendre la gestion énergétique plus complexe.

Ce manuscrit présente les contributions des travaux de thèse en 4 chapitres. Le premier chapitre introduit le contexte général en commençant par présenter l'organisation des réseaux électriques en France et leur fonctionnement. Ensuite, les principales évolutions liées à la transition énergétique qui affectent le système électrique sont abordées avant d'expliquer la nécessité du passage vers les réseaux intelligents. Un panorama des expérimentations récentes en France sur les Smart Grids est aussi présenté avant de conclure avec le contexte spécifique dans lequel s'inscrivent ces travaux de thèse.

Le deuxième chapitre porte sur la modélisation des différents éléments du réseau de distribution étudié en commençant par les postes sources jusqu'aux postes de distribution en passant par les lignes moyenne tension. Les charges pilotables, notamment les véhicules

électriques et les ballons d'eau chaude sanitaire, sont ensuite modélisées en vue d'être intégrées dans le système de supervision. Enfin, une méthodologie de prévision des niveaux de consommation et de production est proposée en utilisant des techniques de réseaux de neurones artificiels.

Le troisième chapitre commence par présenter un état de l'art sur les méthodes de gestion active de la demande avant de présenter la stratégie de pilotage proposée pour les charges pilotables ainsi que les différentes étapes de son élaboration. Deux types de superviseurs sont introduits : un superviseur prédictif qui optimise les profils de charge des VE et des BEC quotidiennement en se basant sur les prévisions de production et de consommation au poste source, puis un superviseur temps-réel qui intègre des modes de fonctionnement supplémentaires basés sur la logique floue et booléenne. La performance des deux systèmes est évaluée sur un cas d'étude à travers des indicateurs économiques et environnementaux.

Le quatrième et dernier chapitre introduit l'impact du pilotage de charge sur l'état électrique du réseau, notamment au niveau du plan de tension et de la surcharge des lignes. Il présente ensuite une méthode basée sur la co-simulation entre Matlab/Simulink et PowerFactory pour évaluer les contraintes électriques susceptibles en temps-réel et les remonter au système de supervision. Une méthodologie de résolution de ces contraintes est ensuite proposée en ajustant les consignes de supervision calculées auparavant pour les charges pilotables ou en utilisant les capacités de réglage des producteurs décentralisés connectés au réseau.

Une synthèse des principaux apports et conclusions est présentée en fin du manuscrit, suivie des perspectives de recherche identifiées pendant ces travaux de thèse.

Chapitre 1

Contexte et enjeux des réseaux électriques

Contenu

1.1	Introduction	29
1.2	Organisation des réseaux électriques en France	30
1.2.1	Réseau de transport d'électricité	31
1.2.2	Réseau de distribution d'électricité	32
1.3	Évolutions liées à la transition énergétique	33
1.3.1	Émergence des producteurs décentralisés d'énergie renouvelable	33
1.3.2	Évolution de la consommation et croissance de la mobilité électrique	35
1.4	Développement des réseaux intelligents	36
1.4.1	Transition des réseaux traditionnels vers les Smart Grids	36
1.4.2	Expérimentations Smart Grids en France	37
1.5	Contexte spécifique de la thèse	38
1.6	Conclusion	41

1.1 Introduction

Ce chapitre introduit le contexte dans lequel s'inscrivent ces travaux de thèse. L'organisation des réseaux électriques en France est d'abord présentée et leur fonctionnement est décrit globalement. Ensuite, les dernières évolutions liées à la transition énergétique sont présentées avant d'aborder leur effet sur le réseau électrique et la nécessité d'introduire de l'intelligence dans ce dernier. Un panorama des expérimentations récentes sur les Smart Grids en France est aussi présenté avant de conclure sur la description du projet de recherche spécifique à cette thèse.

1.2 Organisation des réseaux électriques en France

Les réseaux électriques permettent d'acheminer l'énergie électrique des centrales de production jusqu'aux différents consommateurs d'électricité à travers une infrastructure de transport appropriée. Le produit final qui est l'électricité doit avoir des caractéristiques compatibles avec l'installation électrique des utilisateurs en termes de puissance et de tension d'alimentation, ainsi qu'une qualité de fourniture adaptée à ses besoins énergétiques. L'amélioration de cette dernière est incitée par les pouvoirs publics et notamment par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), et constitue une priorité pour les gestionnaires de réseaux. Les articles D322-1 à D322-10 [5] du code de l'énergie fixent les niveaux de qualité à maintenir ainsi que les prescriptions techniques qui doivent être respectées par les gestionnaires. Le système électrique français est structuré en plusieurs niveaux de tension pour l'acheminement de l'électricité comme le montre la figure 1.1.

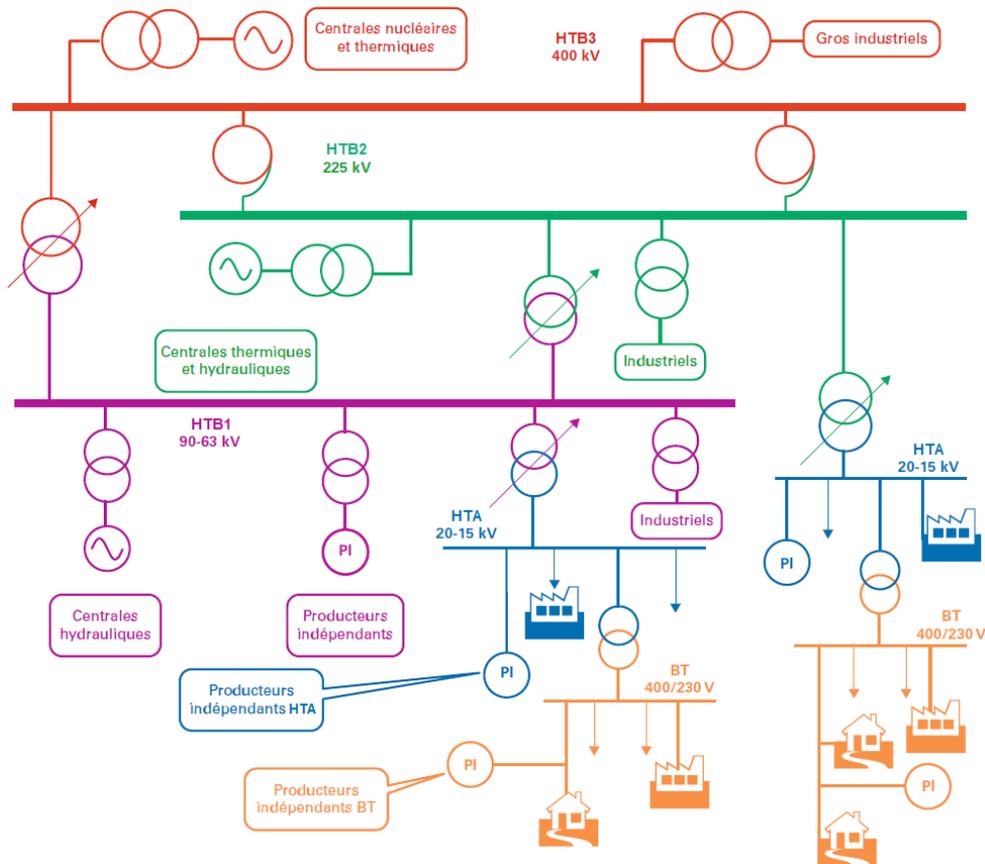


FIGURE 1.1 – Architecture globale du système électrique français (adaptée de [6])

Le domaine HTB (tensions supérieures à 50 kV) est géré par le Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) RTE, alors que les domaines HTA (tensions entre 1 kV et 50 kV) et BT (tensions entre 50 V et 1 kV) sont exploités par les Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD). Enfin, la gestion des réseaux de transport et de distribution reste une activité régulée du marché de l'électricité, contrairement à la production et la fourniture d'électricité qui sont ouvertes à la concurrence et qui sont régies par un ensemble de contrats. La figure 1.1 donne un aperçu global du système électrique et de son architecture allant des centrales de production jusqu'aux consommateurs finaux.

1.2.1 Réseau de transport d'électricité

Le réseau de transport français géré par RTE comprend 106 047 km de lignes électriques, ce qui le rend le plus vaste réseau en Europe [7]. Une première partie de ce réseau est opérée en HTB 3 (tensions entre 350 kV et 500 kV), pour transporter l'énergie produite par les grandes centrales de production sur de longues distances tout en limitant les pertes d'énergie liées à cet acheminement d'énergie important. Elle assure également l'interconnexion avec les pays voisins afin d'optimiser l'utilisation des moyens de production et pallier à une éventuelle défaillance des ouvrages. La seconde partie du réseau est opérée en HTB 2 (tensions entre 130 kV et 350 kV) puis en HTB 1 (tensions entre 50 kV et 130 kV) afin de desservir les grandes industries et d'assurer la répartition régionale (sur des distances plus courtes) vers les réseaux de distribution HTA.

Au-delà du transport de l'électricité d'un point à l'autre, l'une des fonctions principales du gestionnaire du réseau de transport est de vérifier en temps-réel que la production d'électricité injectée en tout point du territoire correspond à la consommation soutirée et aiguiller les flux de puissance en fonction des capacités du réseau. L'infrastructure du réseau continue donc d'évoluer afin de répondre mieux aux enjeux de la transition énergétique. En effet, RTE a publié en 2019 son Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR) [8] qui présente l'évolution du réseau de transport d'électricité à l'horizon 2035 et pour lequel la CRE s'est prononcée favorablement. Ce schéma va avec les recommandations de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) [9] en visant à orchestrer la première transformation d'ampleur du réseau depuis les années 1980. RTE souhaite dans ce sens entamer un renouvellement important de son réseau pour la première fois depuis sa création [7] et augmenter significativement sa capacité

d'accueil. Les autres volets abordés visent par exemple à construire un réseau de raccordement pour les énergies marines, et doubler la capacité d'interconnexion de la France afin de profiter au maximum des différences de production et de consommation en Europe.

1.2.2 Réseau de distribution d'électricité

Le réseau de distribution permet de répartir l'énergie venant du réseau de transport vers les différents clients alimentés en HTA ou en BT. Il permet aussi depuis quelques décennies de collecter l'énergie produite localement par les producteurs décentralisés comme le solaire et l'éolien.

Si le réseau de transport appartient au GRT, le réseau de distribution est la propriété des collectivités locales. Les GRDs peuvent posséder les postes sources assurant l'interface entre le réseau de transport et de distribution, et gèrent le reste du réseau par le biais de contrats de concession avec les collectivités. En France, ENEDIS gère 95% du territoire métropolitain continental et le reste est géré par plus de 160 Entreprises Locales de Distribution (ELD). La CRE régule plus spécifiquement 6 GRDs en plus d'ENEDIS qui desservent plus de 100 000 clients [10] : SER (Strasbourg), URM (Metz), GÉRÉDIS (Deux-Sèvres), SRD (Vienne), GEG (Grenoble), et EDF SEI (Systèmes Électriques Insulaires) qui dessert la Corse et les collectivités d'outre-mer. Dans les autres pays européens, les modèles diffèrent et le gestionnaire est souvent propriétaire du réseau.

En pratique, le GRD cherche toujours à trouver le bon compromis entre le coût d'acheminement de l'électricité et la qualité de fourniture aux différents clients. Pour cela, il peut agir d'abord sur la structure de son réseau en termes de choix des niveaux de tension, de l'utilisation des lignes aériennes ou des câbles souterrains, ou encore du niveau de redondance dans la structure selon la nature urbaine ou rurale du réseau. L'autre levier principal dont dispose le GRD est d'agir sur la performance de l'exploitation et de la conduite du réseau en augmentant le niveau d'automatisation et en améliorant la rapidité d'intervention en cas d'incidents.

1.3 Évolutions liées à la transition énergétique

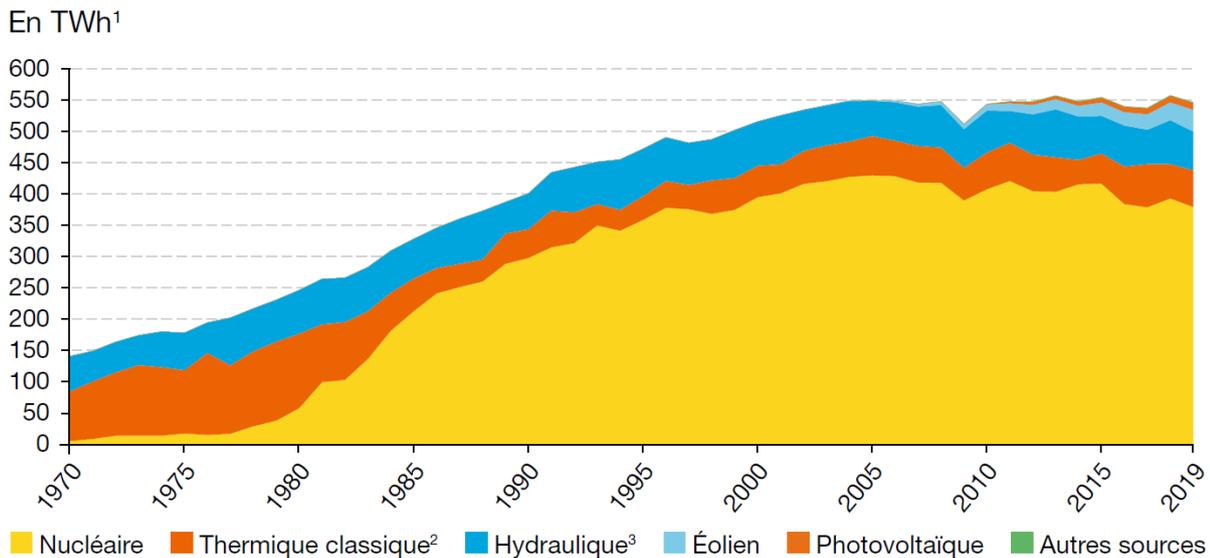
Dans le cadre de la lutte contre le changement climatique et la préservation de l'environnement, les États se sont engagés suite à l'accord de Paris en 2015 à mobiliser plusieurs moyens pour limiter le réchauffement de la planète à 1,5 °C et réduire l'empreinte carbone dans tous les secteurs d'activité. Dans ce sens, la France a mis au point une stratégie pour l'énergie et le climat qui s'appuie sur deux composantes principales : la Programmation pluriannuelle de l'énergie [9] traçant la trajectoire énergétique à suivre par les pouvoirs publics sur la période 2019-2028, ainsi que la Stratégie nationale bas-carbone [11] qui se focalise plus sur les moyens pour atteindre l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050. Cette stratégie engage aussi bien les particuliers que les entreprises et les collectivités locales, et se focalise en particulier sur le développement des énergies renouvelables et de la mobilité électrique sur le territoire, ainsi que la promotion de l'efficacité énergétique dans les bâtiments résidentiels et tertiaires.

1.3.1 Émergence des producteurs décentralisés d'énergie renouvelable

Afin d'atteindre en 2030 l'objectif de 40% d'énergies renouvelables (EnR) dans le mix énergétique [12], la France déploie plusieurs moyens pour accélérer la croissance des différentes filières renouvelables en simplifiant le cadre juridique et administratif pour leur déploiement et en encourageant les projets d'investissement participatif impliquant les collectivités locales et les citoyens.

L'insertion croissante des énergies renouvelables commence à se voir déjà lors de ces 10 dernières années comme le montre la Figure 1.2. En 2019, la hausse des productions photovoltaïque et éolienne de 7,5% et 21,1% respectivement a pu compenser la baisse de production hydraulique causée par un déficit pluviométrique [13]. La production thermique classique a également augmenté de 7,3% par rapport à 2018 alors que la production nucléaire a chuté de 3,5% vu la moindre disponibilité des centrales.

1.3. ÉVOLUTIONS LIÉES À LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE



¹ 1 TWh = 1 milliard de kWh.

² Thermique à combustibles fossiles (charbon, fioul, gaz naturel), biomasse ou déchets.

³ Y compris énergie marémotrice.

FIGURE 1.2 – Évolution de la production nette d'électricité en France [13]

La PPE continue dans ce sens et prévoit d'arriver en 2028 à une production d'électricité d'origine renouvelable comprise entre 210 et 227 TWh [9], ce qui représentera 33 à 36% du mix électrique. Cet objectif s'accompagne d'une réduction de la production d'origine nucléaire à 50% afin de diversifier le mix électrique. À plus long terme, atteindre l'objectif de neutralité carbone en 2050 dépendra de l'évolution des réseaux électriques et leur capacité à intégrer les sources d'énergies intermittentes ainsi que la maturité des technologies de stockage et de pilotage associés. Plusieurs scénarios sont explorés dans ce sens, allant du mix 100% renouvelable à un mix qui dépendra durablement sur le nucléaire pour des raisons de compétitivité et de pilotage de production.

Cette insertion croissante de producteurs décentralisés affecte le réseau de distribution en particulier en termes de planification des raccordements et d'identification des renforcements nécessaires du réseau. Le GRD doit dans ce sens travailler plus étroitement avec les collectivités locales afin d'aboutir aux solutions les mieux adaptées aux porteurs de projets EnR et anticiper l'évolution du réseau à moindre coût.

1.3.2 Évolution de la consommation et croissance de la mobilité électrique

Le secteur de transport en France est le premier émetteur de CO_2 avec 41% des émissions totales en 2018 [14]. Cette position diffère de l'UE et du monde où la production d'électricité reste la première source d'émissions car le mix de production français est nettement plus décarboné grâce au nucléaire.

L'électrification du secteur des transports est donc un élément clé pour la réduction des émissions CO_2 en France et constitue aussi une nouvelle source de flexibilité pour le réseau électrique. Le parc des véhicules légers électriques et hybrides rechargeables (VE et VHR) en France a déjà franchi le cap des 500 000 véhicules en 2021 [15] selon l'Observatoire de l'Industrie Électrique (OIE). Cette évolution s'est accompagnée par celle des points de recharge qui ont atteint 36 867 points en service. Le cadre juridique s'enrichit aussi en parallèle avec la croissance des infrastructures de recharge afin de permettre plus d'interactions intelligentes avec le système électrique.

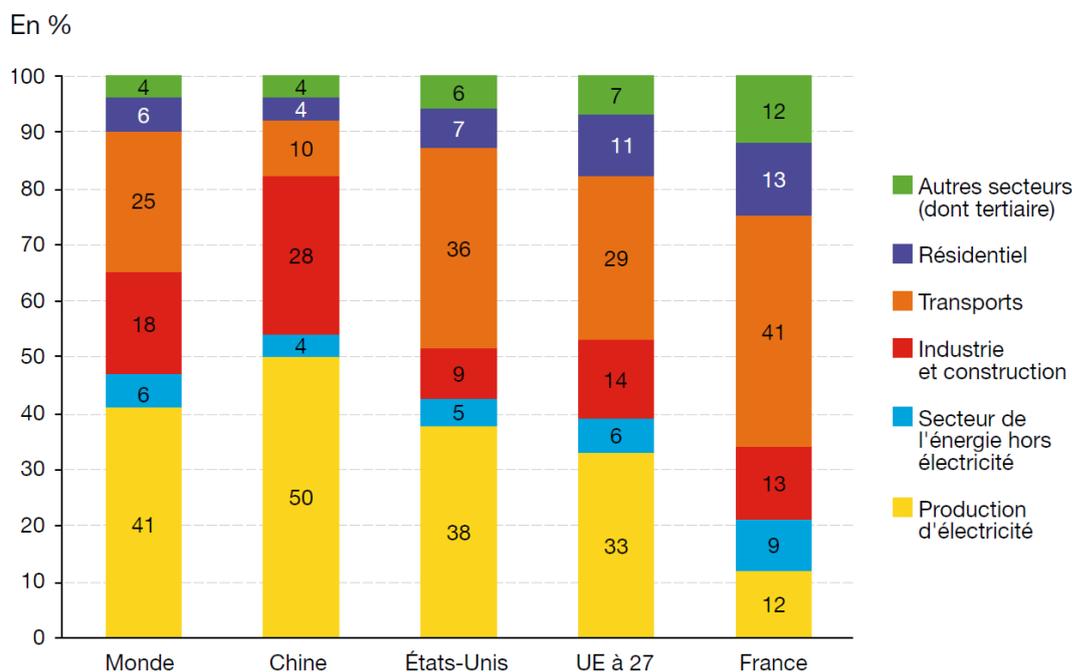


FIGURE 1.3 – Origine des émissions de CO_2 dues à la combustion d'énergie en 2018 [14]

Le pilotage de charge offre dans ce contexte plusieurs flexibilités pour le système électrique et présente des avantages technico-économiques pour ses différents acteurs allant du

1.4. DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX INTELLIGENTS

producteur jusqu'à l'utilisateur. Ce pilotage peut notamment être réalisé via des signaux tarifaires envoyés aux utilisateurs, similaires à ceux déjà utilisés pour piloter les ballons d'eau chaude en fonction des heures creuses et des heures pleines de la journée. Les compteurs communicants Linky installés aujourd'hui chez la majorité des Français joueront un rôle important pour affiner ce pilotage et l'adapter aux besoins des clients. En effet, ils permettent déjà aux ménages de suivre en temps-réel la consommation d'électricité de leurs équipements et identifier par conséquent les comportements permettant des économies d'énergie. Selon l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME), ces économies peuvent aller jusqu'à 10% pour les plus gros consommateurs [16] mais dépendent fortement de la motivation des ménages à se mobiliser. La modernisation de l'infrastructure de comptage permet aussi de favoriser la production d'électricité renouvelable chez les particuliers et encourager l'autoconsommation, qui consiste à consommer localement sa production d'électricité. Cette combinaison permet finalement de réduire la facture d'électricité des ménages ainsi que leur empreinte carbone, tout en limitant l'impact sur le réseau de distribution.

1.4 Développement des réseaux intelligents

1.4.1 Transition des réseaux traditionnels vers les Smart Grids

Les profondes évolutions que connaît le paysage énergétique sont accompagnées naturellement par une évolution des réseaux électriques afin d'accueillir la multitude de nouveaux usages. Le réseau se voit donc passer d'une configuration traditionnelle qui est centralisée autour des grandes centrales de production (nucléaire, thermique ou hydraulique) vers une approche plus décentralisée intégrant les nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC). Les Smart Grids permettent à travers ces technologies de gérer les flux bidirectionnels introduits par les moyens de production décentralisés (solaire, éolien...) et d'inciter les consommateurs d'électricité à adopter un rôle plus actif dans le fonctionnement du réseau.

La libéralisation du marché de l'électricité en France à partir des années 2000 suite à la loi NOME [17] a modifié le rôle de plusieurs acteurs du système électrique. Le monopole historique EDF a séparé notamment ses activités relatives à la production d'électricité, du

1.4. DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX INTELLIGENTS

transport et de la distribution qui sont aujourd’hui gérés indépendamment par les GRT et GRD. L’arrivée des Smart Grids a également incité l’évolution de ces différents acteurs dans leurs nouvelles missions. Le producteur d’électricité peut par exemple envoyer des signaux tarifaires plus élaborés et adaptés à la consommation des clients. Le GRT gère mieux le réseau de transport et assure l’équilibre offre/demande grâce à une meilleure connaissance de la consommation et de la production même décentralisée. Le GRD assure mieux la mission de comptage conférée par la loi grâce aux compteurs intelligents et optimise également la gestion et la planification du réseau de distribution. Les nouveaux métiers introduits par l’ouverture du marché de l’électricité sont aussi impliqués dans le développement des Smart Grids. Le fournisseur d’énergie, qui a pour but de vendre l’électricité aux clients, souhaite en effet enrichir son offre de service en connaissant en temps-réel les coûts d’achat de l’énergie. L’agrégateur profite aussi des possibilités offertes par les NTIC afin d’assurer sa mission d’intermédiaire entre le gestionnaire du réseau et les acteurs de petite taille (producteurs ou consommateurs). Enfin, le consommateur final devient aussi un acteur important du système en devenant un ”consomm’acteur” qui module sa consommation en fonction des différents besoins et communique avec les autres acteurs du système électrique.

1.4.2 Expérimentations Smart Grids en France

Afin de tester les solutions permettant d’intégrer au mieux les nouveaux usages dans le réseau électrique, plusieurs démonstrateurs Smart Grids ont été déployés en France pour réaliser différents objectifs. L’insertion des EnR sur les réseaux de distribution BT a été étudiée par exemple dans les démonstrateurs SMAP et Smart Grid Vendée qui se sont achevés en 2018, en collaboration avec le GRD et différents acteurs locaux et organismes de recherche. Le projet SMAP [18] s’est appuyé en particulier sur le parc photovoltaïque du village des Haies en Auvergne-Rhône-Alpes afin de tester sa capacité d’absorber de la puissance réactive selon une loi de commande fixée par Enedis. L’expérimentation a bien montré la pertinence technico-économique de ce pilotage local sur les réseaux BT. Dans le même contexte, le projet Smart Grid Vendée [19] a permis de tester d’autres solutions innovantes comme les Offres de Raccordement Intelligentes (ORI) sur le parc éolien de Chauché et la centrale photovoltaïque de Talmont-Saint-Hilaire en Vendée. Ces deux installations de production ont bénéficié d’un raccordement plus rapide et moins cher en contrepartie de laisser au GRD la possibilité d’écarter ponctuellement leur production lorsque des contraintes électriques apparaissent sur le réseau de distribution. Ce principe qui vient remplacer les Offres de Raccordement de Référence (ORR) classiquement

1.5. CONTEXTE SPÉCIFIQUE DE LA THÈSE

proposées par les GRD, peut d'ailleurs s'appliquer aussi aux installations de consommation et de stockage. En 2019, la CRE a demandé dans sa délibération [20] aux GRD d'intégrer les ORI dans leurs procédures de raccordement vu la grande flexibilité qu'elles offrent et qui a été prouvée par l'expérimentation.

D'autres démonstrateurs ont testé d'autres fonctionnalités des Smart Grids en se focalisant notamment sur l'électromobilité et le potentiel de la recharge intelligente. Parmi les plus récents, on peut citer les projets Flexmob'île et SMAC qui se sont achevés en 2020. Le projet Flexmob'île [21] a eu pour but de développer un écosystème électrique intelligent en Belle-Île-en-Mer afin de favoriser l'indépendance énergétique de cette île et l'aider à réduire davantage son empreinte carbone. Un service d'autopartage de voitures électriques a été implémenté dans ce sens pour profiter du surplus de production PV produite en toits des bâtiments publics principaux. Le projet SMAC [22] a pris une direction similaire en essayant de synchroniser la recharge des véhicules électriques avec les périodes de forte production éolienne en Champagne-Ardenne. L'expérimentation a aussi permis de tester les flexibilités offertes par les VE notamment à travers la technologie V2G (Vehicle to Grid) qui consiste à réinjecter l'énergie stockée dans les véhicules sur le réseau pour résoudre des contraintes ponctuelles. Enfin, on peut aussi citer le projet aVENir [23] lancé en 2019 et qui s'inscrit dans la même thématique. Ce projet piloté par Enedis vise à accompagner le développement de la mobilité électrique à grande échelle en expérimentant sur deux types de territoires différents : la Métropole de Lyon (urbain dense) et la Région Sud Provence Alpes Côte d'Azur (péri-urbain et rural). Les différentes interactions entre le réseau de distribution et les bornes de recharge sont testées en conditions réelles, et les flexibilités apportées par le pilotage sont évaluées d'un point de vue technologique, économique et sociologique.

1.5 Contexte spécifique de la thèse

Ces travaux de thèse s'inscrivent dans le cadre du programme de recherche MAESTRO (Modèle Appliqué des Énergies Supervisées en Temps réel par du Renouvelable Optimisé) [24]. Ce projet vise à implémenter et tester des stratégies de gestion énergétique dans un démonstrateur impliquant 100 testeurs volontaires, particuliers et professionnels. La communauté de communes du Thouarsais concernée par l'expérimentation est située en région Nouvelle-Aquitaine, au nord du département des Deux-Sèvres. Ce territoire est engagé depuis

1.5. CONTEXTE SPÉCIFIQUE DE LA THÈSE

plusieurs années à devenir un Territoire à Énergie Positive en visant à couvrir l'ensemble de ses consommations énergétiques par des productions d'énergies renouvelables locales. L'un des objectifs principaux du projet est donc d'optimiser la consommation d'électricité renouvelable produite localement à travers le pilotage de charge.

Aujourd'hui, la communauté de communes de Thouarsais dispose de deux parcs de production PV d'une puissance de 19,5 MW qui couvrent 37 ha et produisent annuellement la consommation électrique de 15200 habitants (hors chauffage). Une unité de méthanisation d'une puissance de 3 MW produit une chaleur équivalente au chauffage de 2500 logements et de l'électricité pour 12000 habitants, et un parc éolien composé de 3 éoliennes de 2,2 MW a été mis en service en décembre 2017 [25]. Le développement de l'infrastructure de recharge pour les véhicules électriques est aussi envisagé au niveau de la communauté de communes sachant que le département des Deux-Sèvres dispose déjà d'un réseau de 100 bornes de recharge auquel les utilisateurs ont accès tous les 20 km. La solution AlterBase [26] utilisée par Ségolis (fournisseur local d'électricité et opérateur du réseau de mobilité) offre un service en ligne montrant la géolocalisation des bornes et le mode de recharge offert, et permet aussi la réservation de créneaux horaires par les utilisateurs. Des projets locaux comme la plateforme T-Mob79 mise en œuvre en 2019 [27] visent aussi à développer davantage une mobilité solidaire et durable, pour aider en premier lieu les personnes en difficultés financières à réduire leur budget de transport grâce à la location solidaire de véhicules électriques.

L'expérimentation MAESTRO vise à piloter les équipements électriques chez les particuliers et les entreprises afin de les faire coïncider avec la production locale d'énergies renouvelables. Pour cela, elle se base sur le schéma technique illustré sur la figure 1.4 qui illustre les différents éléments impliqués dans le pilotage. Les compteurs Linky installés par GÉRÉDIS sur le réseau permettent de suivre les niveaux de consommation et de production des utilisateurs. Un boîtier de test connecté à ces compteurs permettra chez les testeurs de piloter en temps-réel (à partir de leur tableau électrique) les véhicules électriques et les équipements domestiques comme le chauffe-eau et le radiateur. Trois types de boîtiers ont été sélectionnés par l'équipe technique du projet pour être testés dans le cadre de l'expérimentation : FHE [28], Ecojoko [29] et Monabee [30].

1.5. CONTEXTE SPÉCIFIQUE DE LA THÈSE

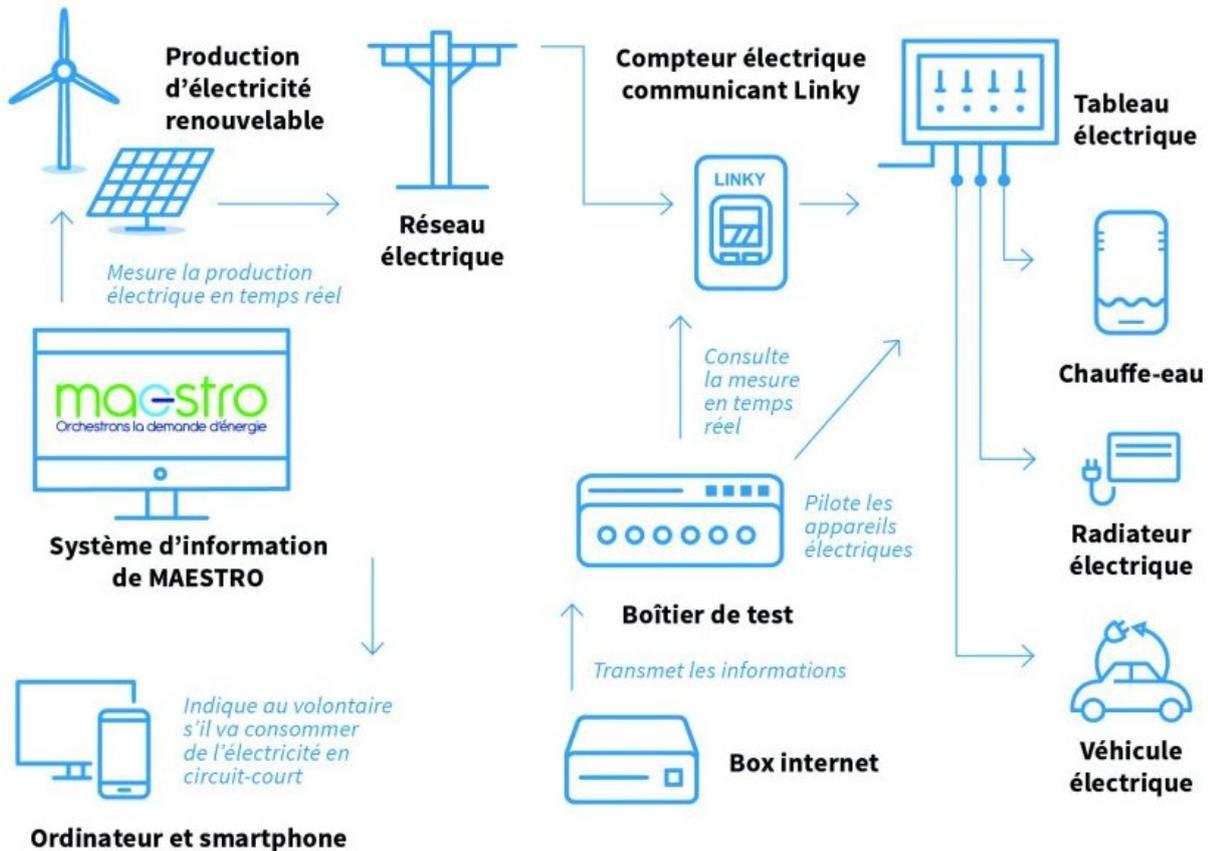


FIGURE 1.4 – Schéma technique de l'expérimentation MAESTRO [24]

Les travaux présentés dans cette thèse portent sur la stratégie de pilotage à implémenter dans ce système de supervision afin de maximiser la consommation locale des énergies renouvelables et réduire les coûts d'acheminement d'énergie au sein du réseau de distribution. L'évaluation des contraintes électriques susceptibles d'apparaître sur le réseau, en particulier au niveau du plan de tension, est aussi un point clé de ces travaux qui doit être intégré à la supervision en temps-réel. Les consignes des charges pilotables seront modifiées en fonction des contraintes estimées par co-simulation (entre Matlab et PowerFactory) et les capacités de réglage des producteurs décentralisés sont aussi exploitées dans la méthodologie de résolution des contraintes proposée. L'ensemble des stratégies développées devrait être testé dans un environnement réel dans le cadre de l'expérimentation MAESTRO, en intégrant tout les aspects pratiques d'implémentation et aussi en testant l'acceptabilité du pilotage par les clients testeurs et évaluer leur degré d'implication.

1.6 Conclusion

Le contexte général de ces travaux de thèse est présenté dans ce chapitre en commençant par une description sommaire des réseaux électriques en France et de leur organisation. Ensuite, les enjeux liés à la transition énergétique qui affectent le réseau de distribution en particulier sont abordés : l'insertion croissante de producteurs EnR décentralisés ainsi que le développement de la mobilité électrique sont deux enjeux principaux visés par ces travaux. Enfin, l'évolution des réseaux électriques vers des architectures Smart Grid est présentée comme l'un des moyens efficaces pour gérer ces évolutions comme illustré par plusieurs démonstrateurs en France. Ces travaux de thèse s'inscrivent dans le même cadre en introduisant des nouvelles méthodes de gestion énergétique du réseau de distribution qui vont être décrites dans les chapitres suivants.

Chapitre 2

Modélisation du réseau de distribution

Contenu

2.1	Introduction	43
2.2	Architecture et éléments du réseau de distribution	44
2.2.1	Poste source	44
2.2.2	Départs HTA	46
2.2.3	Postes de distribution	48
2.2.4	Producteurs HTA	49
2.3	Modélisation des charges pilotables	51
2.3.1	Véhicules électriques	51
2.3.2	Ballons d'eau chaude	53
2.4	Prévision de la consommation et de la production	55
2.4.1	Réseaux de neurones artificiels	56
2.4.2	Méthodologie de prévision	57
2.4.3	Application sur un cas d'étude	59
2.5	Conclusion	63

2.1 Introduction

Ce chapitre introduit les principaux éléments de modélisation du réseau de distribution afin de préparer l'étude des stratégies de supervision abordées dans les chapitres suivants. L'architecture globale du réseau HTA est d'abord introduite avant d'aborder le fonctionnement de ses différents éléments allant du poste source jusqu'aux postes de distribution. Ensuite, la modélisation des charges pilotables, en particulier les véhicules électriques et les ballons d'eau chaude, est présentée. Enfin, la méthodologie de prévision de la

consommation et de la production au niveau du poste source, qui est particulièrement utile dans la supervision énergétique, est aussi présentée.

2.2 Architecture et éléments du réseau de distribution

Le réseau de distribution HTA est lié au réseau de transport par l'intermédiaire des postes sources qui assurent le passage du niveau de tension HTB au niveau de tension HTA à l'aide de transformateurs de puissance. Ils assurent aussi la répartition de la puissance disponible au secondaire de ces transformateurs sur plusieurs départs qui vont desservir les utilisateurs raccordés en HTA, ainsi que les postes de distribution HTA/BT qui alimentent à leur tour les différents utilisateurs raccordés en BT. La figure 2.1 illustre un exemple de réseau de distribution HTA dont le poste source est équipé de 2 transformateurs HTB/HTA. Le réseau BT n'est pas représenté puisqu'il n'est pas étudié dans le cadre de ces travaux.

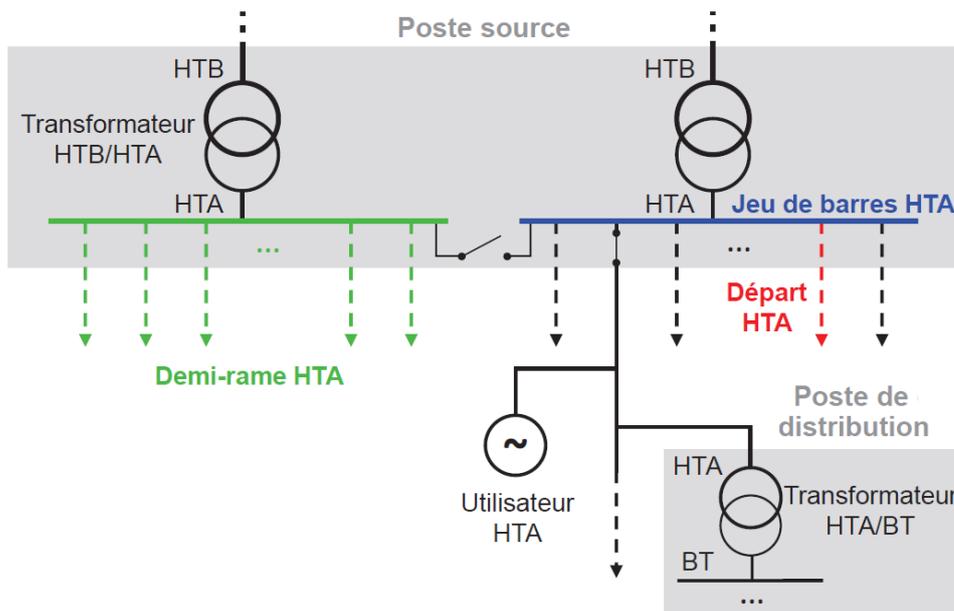


FIGURE 2.1 – Structure globale du réseau de distribution HTA (adaptée de [31])

2.2.1 Poste source

La taille du poste source (PS) ainsi que ses équipements dépendent des charges à desservir et peuvent évoluer en fonction de leur croissance. Il bénéficie aussi de plusieurs

2.2. ARCHITECTURE ET ÉLÉMENTS DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

équipements de surveillance, de protection et de télécommande. Parmi les principaux services fournis par ces équipements on peut citer le comptage des flux de puissance entrants et sortants, la télécommande centralisée de changement de tarif, ainsi que le délestage assurant la sûreté du système électrique.

Les transformateurs HTB/HTA du poste sont équipés d'un régleur en charge (ou OLTC : On-Load Tap Changer) qui permet de contrôler la tension au secondaire en modifiant de manière discontinue le nombre d'enroulements du transformateur. Ce dispositif permet de limiter l'impact des variations de tension au réseau de transport, ainsi que de compenser une partie des variations de tension sur le réseau de distribution dues à des périodes de faible ou forte consommation et/ou de présence importante de production décentralisée. La loi de réglage implémentée pour les régleurs en charge vise à maintenir la tension des jeux de barres entre $U_n + 2\%$ et $U_n + 4\%$ [32], U_n étant la tension nominale du réseau HTA (généralement 15 kV ou 20 kV). En pratique, les régleurs disposent d'un contrôleur automatique (ou AVR : Automatic Voltage Regulator) comme celui décrit dans [33], qui déclenche un changement de prises en fonction de la tension au secondaire du transformateur HTB/HTA. Une bande morte et des temporisations sont aussi introduites afin d'éviter les commutations excessives qui peuvent causer une usure précoce du régleur en charge. La figure 2.2 illustre cette dynamique de fonctionnement pour un régleur en charge visant à garder la tension dans une plage prédéfinie autour de la consigne U_c .

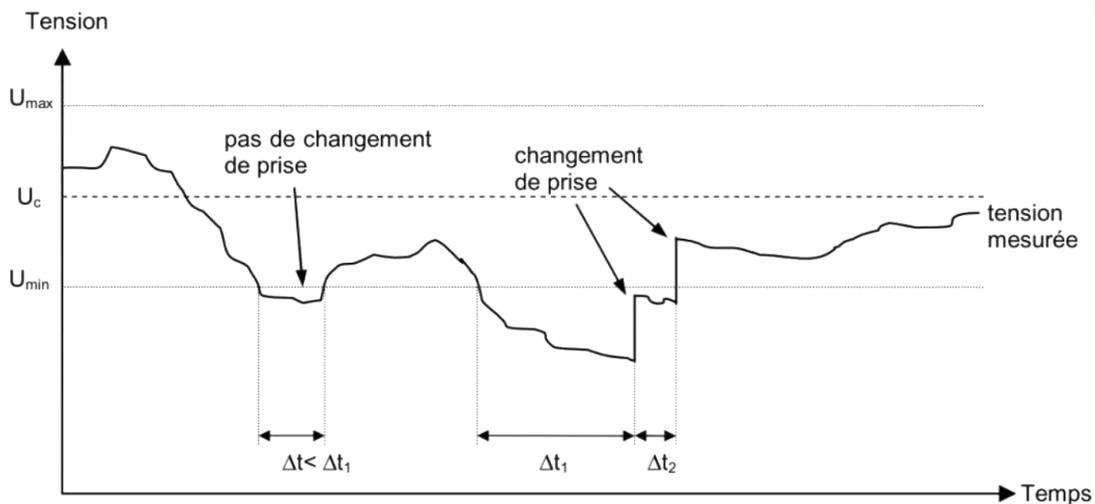


FIGURE 2.2 – Dynamique du régleur en charge [34]

Le poste source dispose aussi de gradins de condensateurs raccordés sur le jeu de barres HTA qui permettent de corriger le facteur de puissance (rapport de la puissance active sur la puissance apparente) de l'installation en fournissant de l'énergie réactive à la demande. Un facteur de puissance proche de 1 minimise la consommation d'énergie réactive qui est facturée au même titre de l'énergie active par les fournisseurs d'énergie. La compensation de puissance réactive permet également d'augmenter la puissance active disponible au niveau du transformateur HTB/HTA et de réduire les pertes Joule dans les câbles.

2.2.2 Départs HTA

Un départ HTA désigne l'ensemble des ouvrages HTA alimentés à partir d'une même cellule disjoncteur du poste source [35]. Il englobe les lignes aériennes, câbles souterrains ainsi que les organes de manœuvre télécommandés permettant de raccorder les différents utilisateurs du réseau, qu'ils soient consommateurs ou producteurs. Il est aussi exploité en boucle ouverte en situation normale d'exploitation, c'est-à-dire qu'un seul point d'injection de puissance par départ est issu du poste source. La sélection des différents points d'injection est faite de telle manière à offrir le meilleur compromis entre la minimisation des chutes de tension sur le réseau, la réduction des pertes électriques, ainsi que la minimisation des coupures et les délais de défaillance.

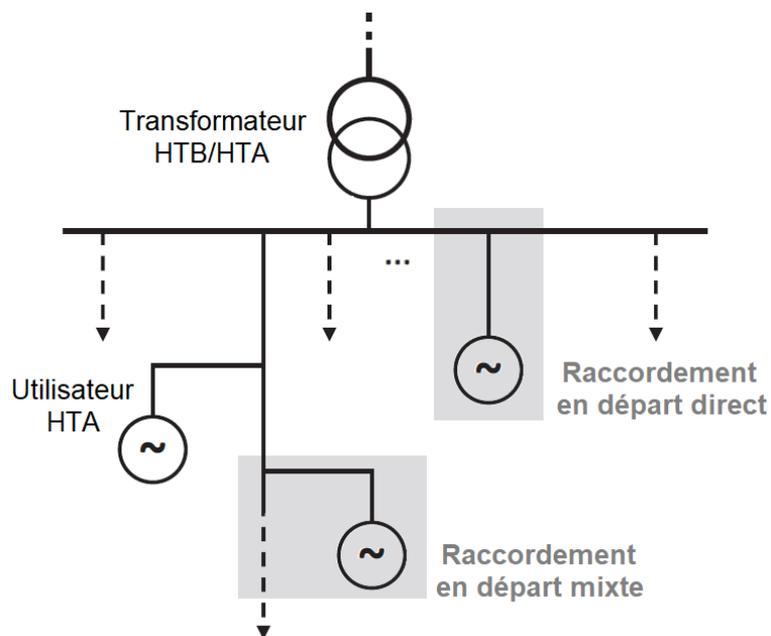


FIGURE 2.3 – Illustration des raccords en départ direct/mixte

2.2. ARCHITECTURE ET ÉLÉMENTS DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

On distingue deux types de départs HTA :

- **Départ direct** : raccordement via un départ nouvellement créé au poste source le plus proche.
- **Départ mixte** : raccordement à un départ existant rassemblant déjà des consommateurs et éventuellement des producteurs.

Chaque départ HTA dessert les différents clients en passant par des postes de livraison qui peuvent être des postes privés utilisateurs (notamment des clients industriels directement alimentés en HTA), ou des postes de transformation HTA/BT de distribution publique desservant à leur tour les clients BT. Ces postes de livraison peuvent être raccordés à un départ existant de deux manières principales :

- **En antenne (ou simple dérivation)** : il est raccordé au réseau HTA par une seule liaison. Cette solution est plus souvent adoptée en zones rurales.
- **En coupure d'artère** : il est inséré en série sur un départ HTA, ce qui lui assure une meilleure continuité de service. Ce raccordement est adopté en zone urbaine ou dans des zones rurales spécifiques déterminées par le GRD.

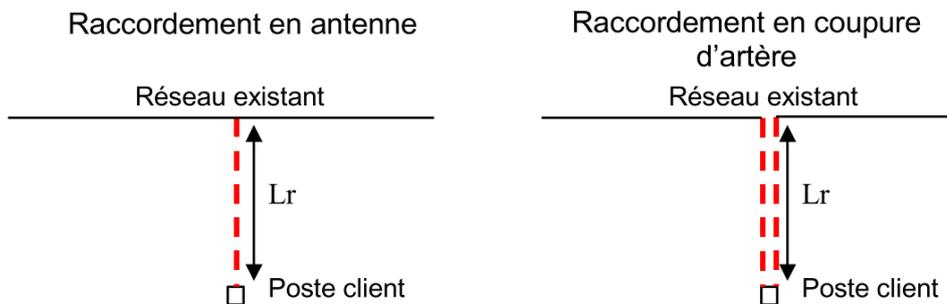


FIGURE 2.4 – Types de raccordement des postes de livraison [35]

Le choix entre les deux solutions de raccordement est déterminé par le GRD et dépend principalement de la longueur de raccordement (L_r) et de la puissance du poste à raccorder. Une condition supplémentaire à vérifier est de ne pas dépasser la puissance maximale du départ HTA concerné (définie dans la DTR du GRD [35]). Dans le cas contraire, un raccordement en départ direct au PS est envisagé.

2.2.3 Postes de distribution

Les postes de distribution (PD) constituent le dernier maillon du réseau HTA qui assure le passage vers le niveau de tension BT et la distribution d'énergie vers les différents utilisateurs. Puisque ces travaux traitent uniquement de la partie HTA du réseau de distribution, les PD sont considérés comme des charges HTA qui agrègent l'ensemble des réseaux BT qu'ils alimentent.

Un PD "i" peut être caractérisé par la puissance active maximale qu'il peut soutirer à son point de livraison, notée $P_{conso\ max}^{PD}(i)$, définie dans (2.1) comme la somme pondérée des puissances souscrites des clients BT raccordés à ce PD. On distingue parmi ces clients ceux facturés au tarif réglementé de l'électricité dit "Tarif Bleu" (qui sont majoritaires) et les autres qui achètent leur électricité au prix de marché chez le fournisseur de leur choix. Pour les clients en Tarif Bleu, un coefficient de pondération inversement proportionnel au nombre de clients raccordés au PD est appliqué dans le dimensionnement du raccordement en amont.

$$P_{conso\ max}^{PD}(i) = \alpha_{PD}(i) \sum_{\substack{client_j \in PD_i \\ Tarif\ Bleu}} P_{sc}^{client}(j) + \sum_{\substack{client_j \in PD_i \\ Autres\ Tarifs}} P_{sc}^{client}(j) \quad (2.1)$$

avec :

- $P_{sc}^{client}(j)$: puissance souscrite du client "j" connecté au PD
- $\alpha_{PD}(i)$: coefficient de pondération du PD "i" selon le nombre de clients connectés en aval, sélectionné à partir du tableau 2.1 (selon les pratiques de raccordement en BT [36]).

Nombre d'utilisateurs BT raccordés en aval du PD	Coefficient de pondération
≤ 4	1
5 - 9	0.78
10 - 14	0.63
15 - 19	0.53
20 - 24	0.49
25 - 29	0.46
30 - 34	0.44
35 - 39	0.42
40 - 49	0.41
≥ 50	0.38

TABLE 2.1 – Coefficients de pondération des puissances de raccordement en fonction du nombre de clients BT connectés en aval

Les mesures en puissance des utilisateurs BT n'étant pas disponibles en temps-réel, elles ne sont pas utilisées pour estimer la consommation au niveau des PD. En effet, les compteurs Linky ne permettent de collecter que la consommation journalière des clients BT en kilowattheures et la transmettre une fois par jour au GRD. Ce dernier peut éventuellement récupérer aussi les courbes de consommation semi-horaires si le client donne son accord [37] mais toutes les données collectées restent réservées à des fins de facturation uniquement. Dans ces travaux, les puissances consommées au niveau des PD sont estimées plutôt à partir des mesures aux départs HTA, qui sont collectées au poste source en temps-réel par le GRD. La puissance $P_{conso}^{départ}(k, t)$ consommée sur un départ "k" à un instant "t" est en effet répartie sur les différents PD alimentés par ce départ au prorata de leur $P_{conso\ max}^{PD}(i)$. La puissance résultante $P_{conso}^{PD}(i, t)$ consommée par un PD "i" raccordé au départ "k" est calculée selon l'expression (2.2).

$$P_{conso}^{PD}(i, t) = P_{conso}^{départ}(k, t) \frac{P_{conso\ max}^{PD}(i)}{\sum_{PD_j \in \text{départ}_k} P_{conso\ max}^{PD}(j)} \quad (2.2)$$

Chaque poste de distribution est enfin modélisé dans le réseau comme un nœud PQ défini par (2.3). Il est décrit par une puissance active totale à son point de raccordement (rassemblant la consommation et la production BT en aval), et une puissance réactive qui peut-être déduite à partir du facteur de puissance du poste.

$$\begin{cases} P_{PD}(i, t) = P_{conso}^{PD}(i, t) - P_{prod}^{PD}(i, t) \\ Q_{PD}(i, t) = P_{PD}(i, t) \tan \varphi_{PD}(i) \end{cases} \quad (2.3)$$

2.2.4 Producteurs HTA

Les producteurs raccordés en HTA sont modélisés similairement aux charges (postes de distribution) comme des nœuds PQ avec des puissances actives et réactives (P_{GEN}, Q_{GEN}) mesurées en temps-réel grâce au Dispositif d'Echange d'Informations d'Exploitation (DEIE). Ce dernier, installé au point de livraison des sites producteurs, permet aussi au GRD d'envoyer des consignes de limitation de puissance active et réactive en fonction des circonstances particulières d'exploitation du réseau [38].

Un producteur HTA est aussi caractérisé par la puissance active maximale qu'il peut

2.2. ARCHITECTURE ET ÉLÉMENTS DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

injecter sur le réseau, notée P_{max}^{GEN} , et qui est calculée à partir de la puissance nominale de fonctionnement des machines installées, tout en déduisant la consommation minimale des équipements auxiliaires. Cette puissance est utilisée par la suite lorsque le GRD étudie le mode de régulation de puissance réactive à proposer au producteur en prenant en compte les capacités constructives du site de production. Deux types de régulation sont considérées :

- **Régulation selon une loi $\tan\varphi$ constante** : le rapport entre puissance active et réactive reste constant et il est choisi afin de minimiser les coûts de raccordement et les sollicitations en puissance réactive. Cette solution est choisie automatiquement pour un raccordement en départ direct [32].
- **Régulation selon une loi $Q = f(U)$** : une loi de régulation locale de puissance réactive, comme celle illustrée dans la figure 2.5, est implémentée avec une $\tan\varphi \in [-0,35; 0,4]$ usuellement.

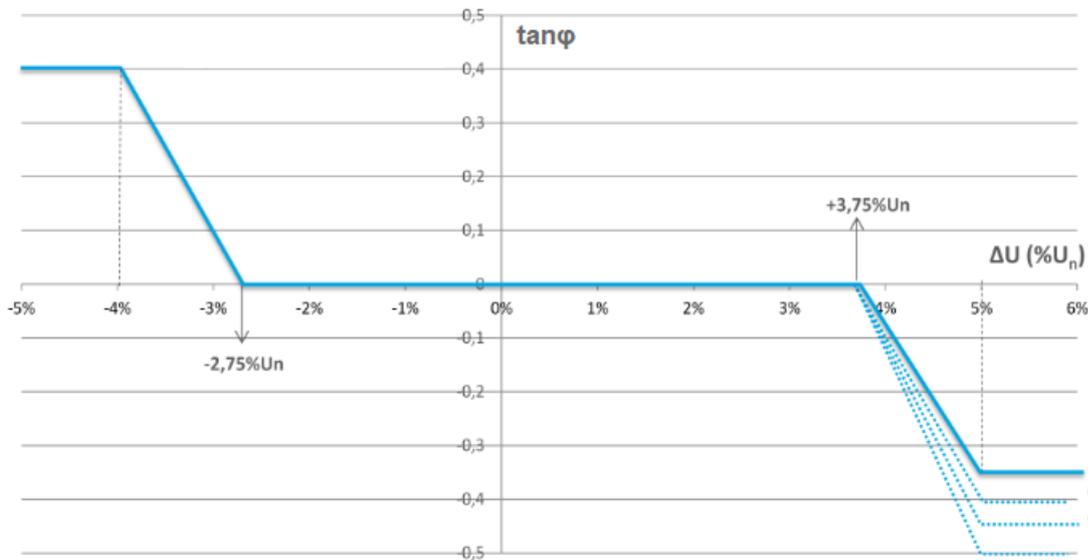


FIGURE 2.5 – Loi de régulation locale $Q = f(U)$ utilisée par GEREDIS (adaptée de [32])

Dans ces travaux, on considère la possibilité de piloter la puissance réactive des producteurs de manière centralisée afin de résoudre les éventuelles contraintes de tension tout en restant dans les plages autorisées d'injection ou d'absorption de puissance. Un écrêtement de puissance active des producteurs est aussi envisagé si le réglage de puissance réactive n'est pas suffisant pour résoudre les contraintes. En pratique, cet écrêtement peut être contractualisé sous forme d'une Offre de Raccordement Intelligente (ORI) [39] proposée par le

GRD au producteur et qui permettra de réduire le coût et le délai de son raccordement au réseau en échange de limitations ponctuelles de production.

2.3 Modélisation des charges pilotables

Une charge est qualifiée de pilotable si son fonctionnement peut être interrompu ou reporté sans nuire à l'équipement ni au confort du consommateur qui l'utilise. Les véhicules électriques (VE) constituent le premier choix pour le pilotage vu l'importance de leur consommation électrique ainsi que les différentes flexibilités qu'ils peuvent offrir au réseau électrique [40]. On considère aussi les ballons d'eau chaude (BEC) dans cette étude puisqu'ils figurent parmi les charges les plus prometteuses en terme de pilotabilité dans le secteur résidentiel [41] grâce à leur inertie thermique principalement. Cette section présente la modélisation proposée pour ces deux charges pilotables visées par la supervision énergétique.

2.3.1 Véhicules électriques

Le profil de charge et les besoins énergétiques des VE sont déterminés à l'aide de paramètres déterministes et probabilistes qui définissent leur processus de charge :

- **Paramètres relatifs à la batterie** : notamment la capacité de la batterie (en kWh) et la consommation standard du VE (en Wh/km). Dans cette étude, les paramètres de tous les VE sont considérés identiques à ceux de la nouvelle Renault ZOE [42], avec une consommation de 172 Wh/km et une batterie de 52 kWh.
- **Mode de charge** : puisque les VE peuvent se charger au domicile et au travail, seul le mode de charge normal à 3,7 kW est choisi pour sa versatilité et pour rester compatible avec les puissances souscrites des utilisateurs. Une recharge à 7,4 kW pourrait aussi être considérée si des Wall-box (bornes de recharge domestiques) adaptées sont installées chez les utilisateurs concernés.
- **Distance journalière parcourue** : la distance moyenne parcourue en France en 2018 est d'environ 35 km par jour [43].
- **Heures d'arrivée / de départ** : selon les habitudes de circulation du département français des Deux-Sèvres [4] dans lequel cette étude est menée, le trajet domicile-travail se fait autour de 08h00 et le trajet de retour autour de 17h00.

2.3. MODÉLISATION DES CHARGES PILOTABLES

L'hétérogénéité entre les utilisateurs de VE est représentée par une distribution normale $f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}}e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}$ qui caractérise chaque variable aléatoire x par sa valeur moyenne μ et son écart-type σ . Les valeurs choisies dans cette étude sont indiquées dans le tableau 2.2.

	Distance journalière parcourue (km)	Heure d'arrivée (h)		Heure de départ (h)	
		Travail	Domicile	Travail	Domicile
Moyenne μ	35	08h15	17h15	16h45	07h45
Écart type σ	5	00h30	00h30	00h30	00h30

TABLE 2.2 – Paramètres statistiques de la flotte de VE

Les heures d'arrivée et de départ des VE sont différentes les week-ends puisque les utilisateurs ont des dynamiques différentes. Une modélisation basée sur le trafic routier pendant les jours de la semaine et les week-ends a été proposée dans [44], où les distributions de probabilité ont été ajustées aux données de trafic réelles via un problème d'optimisation linéaire. Dans cette étude, des hypothèses plus simples sont prises : la recharge au travail n'est pas considérée le week-end et les heures d'arrivée et de départ du domicile sont décalées en avance de deux heures, étant donné que les personnes ne se lèvent pas tôt pour le travail et ont tendance à rentrer chez elles plus tard dans la soirée. La plage de profils de charge générés pour une flotte de VE selon la modélisation précédente est illustrée sur la figure 2.6.

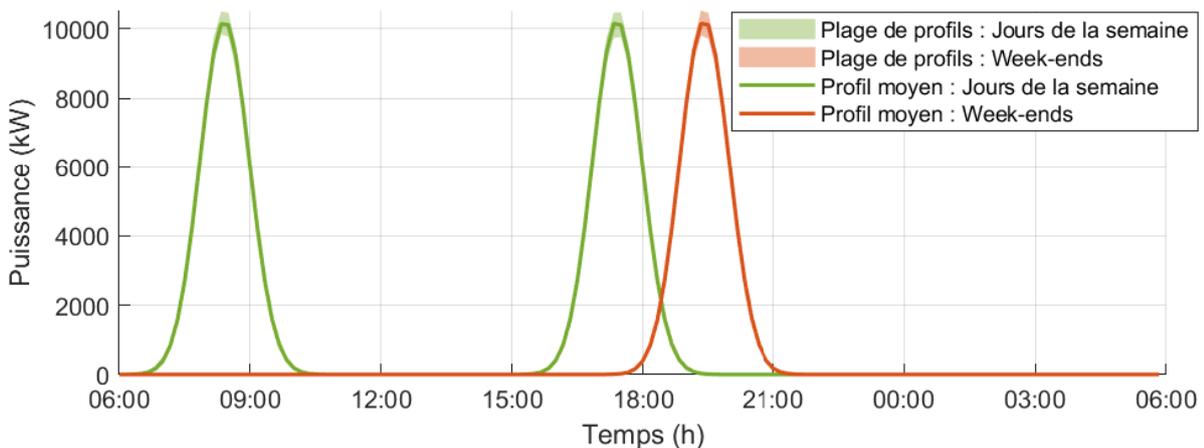


FIGURE 2.6 – Profils de charge "Plug & Play" d'une flotte de 4798 VE chargés à 3,7 kW

2.3.2 Ballons d'eau chaude

Le profil de charge et les besoins énergétiques des BEC sont déterminés à l'aide d'un modèle thermique à un seul élément inspiré de [45], et dépendent principalement de la demande en eau chaude des utilisateurs qui est déterminée de manière statistique. L'eau froide entrante entre dans le BEC à la température $T_{in} = 15^\circ C$, est chauffée par une résistance électrique et l'eau chaude sortante est livrée à la température $T_{out} = 60^\circ C$, comme illustré sur la figure 2.7. La température de l'eau est considérée uniforme dans l'ensemble du BEC.

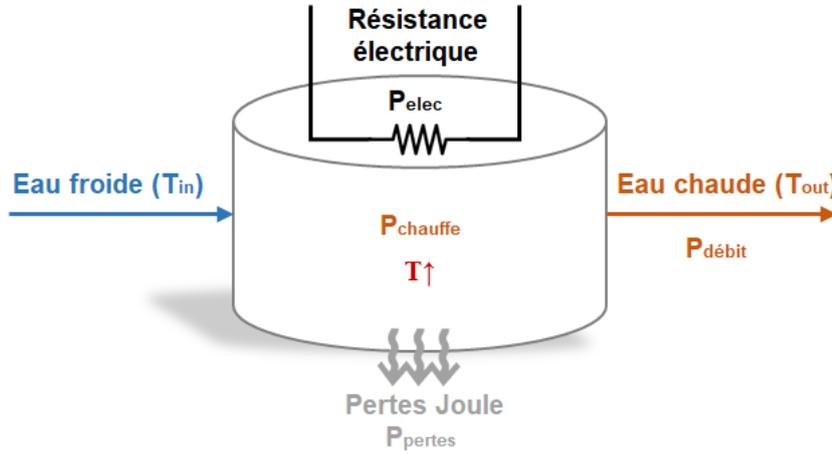


FIGURE 2.7 – Schéma de fonctionnement d'un BEC

Les échanges d'énergie dans un BEC sont exprimés dans les équations (2.4) - (2.7). L'énergie fournie par la résistance (P_{elec}^{BEC}) est utilisée pour augmenter la température T de l'eau ($P_{chauffe}^{BEC}$), une partie est fournie avec l'eau chaude sortante ($P_{débit}^{BEC}$) et une autre est dissipée à cause des échanges de chaleur avec l'extérieur à travers le réservoir (P_{pertes}^{BEC}).

$$P_{elec}^{BEC}(t) = P_{chauffe}^{BEC}(t) + P_{débit}^{BEC}(t) + P_{pertes}^{BEC}(t) \quad (2.4)$$

$$P_{chauffe}^{BEC}(t) = \rho c_p V \frac{dT(t)}{dt} \quad (2.5)$$

$$P_{débit}^{BEC}(t) = \rho c_p Q_{débit}(t) (T(t) - T_{in}) \quad (2.6)$$

$$P_{pertes}^{BEC}(t) = \frac{S}{R} (T(t) - T_{out}) \quad (2.7)$$

2.3. MODÉLISATION DES CHARGES PILOTABLES

avec :

- ρ et c_p : masse volumique (kg/m^3) et chaleur spécifique ($J/(kg.^{\circ}C)$) de l'eau.
- V , S et R : volume (m^3), surface (m^2) et résistance thermique ($m^2.^{\circ}C/W$) du réservoir.
- $Q_{débit}$: débit d'eau sortant (m^3/s).

Le BEC est activé ou désactivé par un thermostat, ce qui signifie que P_{elec}^{BEC} est nulle ou égale à sa puissance nominale de fonctionnement P_{nom}^{BEC} . Le seul paramètre restant qui varie dans le temps est la demande en eau chaude ($Q_{débit}$). L'utilisation de l'eau chaude a été déterminée avec un pas horaire à partir d'une étude [46] menée par l'ADEME en France. Un ménage moyen de 3 personnes consomme environ $150 \pm 50L$ d'eau à $40^{\circ}C$ par jour, ce qui correspond à $83 \pm 28L$ à $60^{\circ}C$. Le profil de consommation d'eau chaude est ensuite obtenu en modulant cette consommation quotidienne moyenne ($V_{conso\ moy}^{BEC}$) avec des coefficients mensuels (α_1), journaliers (α_2) et horaires (α_3) comme indiqué dans l'expression (2.8).

$$Q_{débit}(m, j, h) = V_{conso\ moy}^{BEC}(j) \alpha_1(m) \alpha_2(j) \alpha_3(h) \quad (2.8)$$

Le débit d'eau chaude résultant de cette modélisation est illustré sur la figure 2.8 avec l'hypothèse qu'il est constant chaque heure.

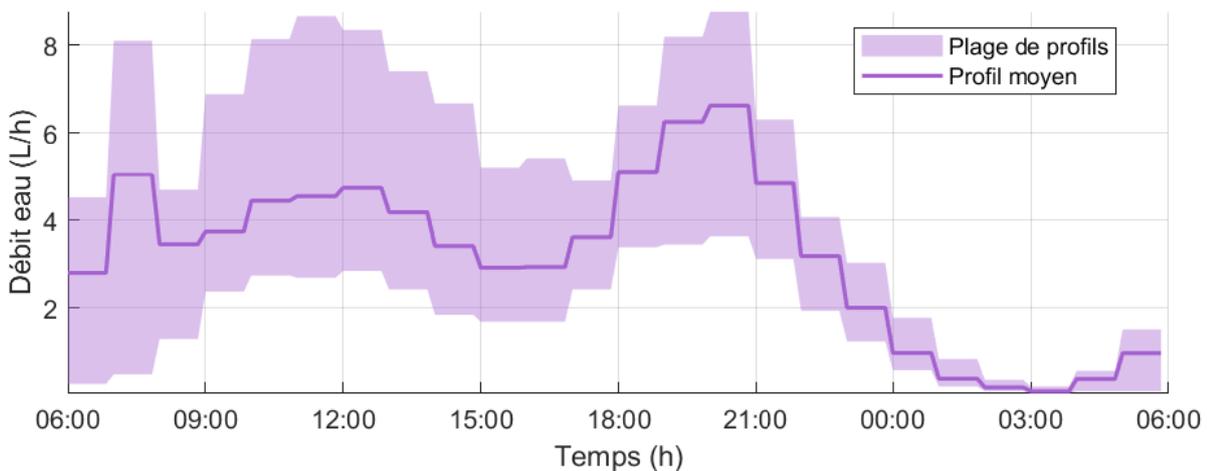


FIGURE 2.8 – Profils de consommation d'eau chaude d'un groupe de 3107 BEC

2.4. PRÉVISION DE LA CONSOMMATION ET DE LA PRODUCTION

Enfin, en tenant compte de tous les éléments de (2.4) et sachant que P_{elec}^{BEC} et $Q_{débit}$ sont considérés constants chaque heure, l'évolution de la température est calculée selon l'expression (2.9).

$$T(t) = K + (T(t_0) - K)e^{-\frac{t-t_0}{\tau}} \quad (2.9)$$

avec :

$$\tau = \frac{\rho c_p V R}{S + \rho c_p Q_{débit} R} \quad (2.10)$$

$$K = \frac{PR + ST_{out} + \rho c_p Q_{débit} RT_{in}}{S + \rho c_p Q_{débit} R} \quad (2.11)$$

Afin d'obtenir l'évolution de la température sur une longue période, t_0 est réinitialisé toutes les heures, $T(t_0)$ prend la valeur finale de l'heure précédente et l'évolution au sein de l'heure est déterminée avec l'équation (2.9). L'implémentation de ce modèle sur Simulink permet enfin d'obtenir la plage de profils de puissance d'un groupe de BEC représentée dans la figure 2.9. On considère les mêmes paramètres physiques de réservoir pour l'ensemble des BEC, notamment une capacité de 150 L et une conductance thermique de 1,5 W/°C. Les BEC sont activés en Heures Creuses uniquement (de 23h30 à 07h30) et contrôlés par leurs thermostats individuels selon l'évolution de la température de l'eau.

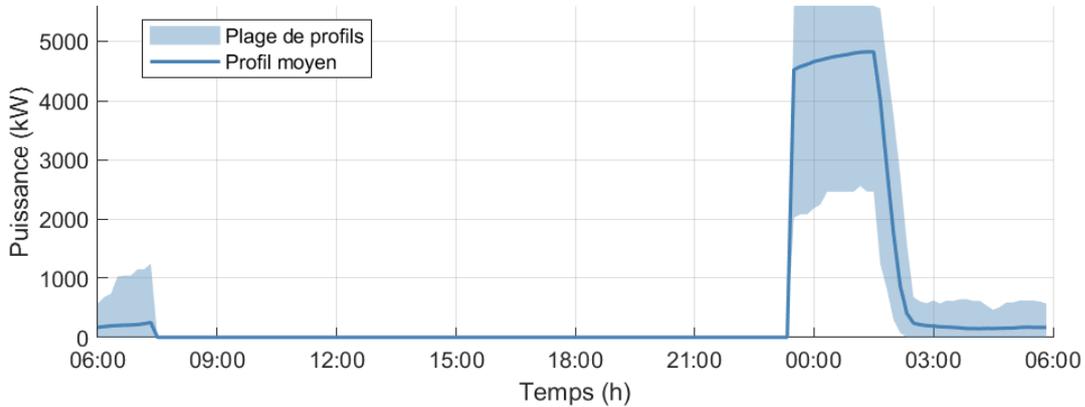


FIGURE 2.9 – Profils de charge "Heures Creuses" d'un groupe de 3107 BEC opérant à 1,8 kW

2.4 Prédiction de la consommation et de la production

Afin d'introduire un aspect prédictif au système de supervision proposé dans les chapitres suivants, une prévision du jour au lendemain des niveaux de consommation et de production est

nécessaire au poste source en particulier. Plusieurs méthodes de prévision [47] existent dans la littérature, allant des modèles de régression linéaire aux systèmes experts et les modèles utilisant la logique floue. L'utilisation des techniques d'intelligence artificielle et d'apprentissage machine sont devenues populaires dès les années 2000 pour plusieurs applications comme la prévision à court terme de la demande énergétique [48] ou encore des prix de l'électricité sur le marché [49]. Des tendances plus récentes se sont plus focalisées sur des méthodes probabilistes de prévision comme celles citées dans [50] ou encore dans [51] pour la prévision de production photovoltaïque et de la demande.

Dans ces travaux, les réseaux de neurones artificiels ont été choisis comme technique de prévision vu leur large utilisation dans la littérature et leur efficacité particulière à prédire le comportement des phénomènes complexes qui sont difficiles ou impossibles à modéliser analytiquement. Dans le secteur de l'énergie, ils sont utilisés par exemple pour prévoir les prix du marché de l'électricité [52], la consommation d'énergie et le niveau de confort thermique dans les bâtiments [53], ou encore la consommation d'énergie au niveau des postes de distribution [54]. Dans ce travail, les réseaux de neurones sont utilisés pour prédire la consommation ainsi que la production d'énergie au niveau du poste source, ce qui permettra au système de supervision d'anticiper l'optimisation des profils des charges pilotables.

2.4.1 Réseaux de neurones artificiels

Les réseaux de neurones artificiels (ou ANN : Artificial Neural Networks) constituent un outil d'apprentissage machine (Machine Learning) qui s'inspire du fonctionnement sophistiqué du cerveau humain où des milliards de neurones interconnectés traitent plusieurs informations en parallèle pour apprendre différents comportements inconnus.

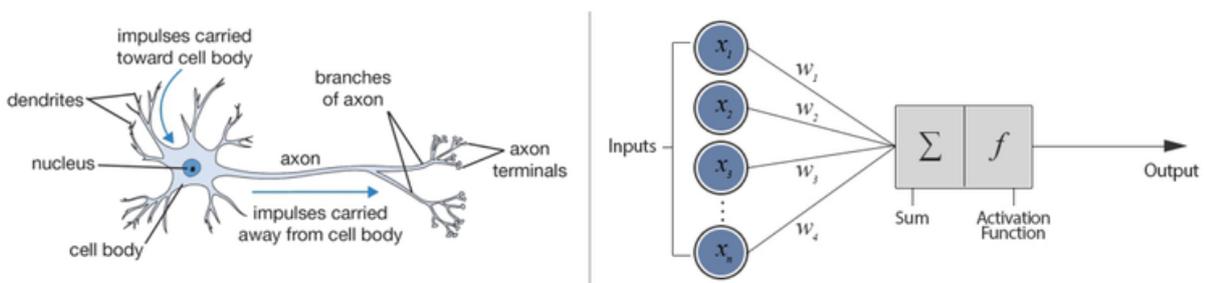


FIGURE 2.10 – Neurones Biologiques VS Neurones Artificiels [55]

Le but principal d'un réseau de neurones artificiels est d'approximer le phénomène étudié par une carte d'entrées-sorties contenant une ou plusieurs couches de neurones. Chaque neurone admet plusieurs données en entrée connectées via des poids de connexion w_i . La somme pondérée de ces entrées ($\sum w_i x_i$) est calculée puis passe par une fonction d'activation pour générer une sortie que représente "l'activation du neurone". Un exemple populaire de fonction d'activation est la fonction sigmoïde : $f(x) = \frac{1}{1+e^{-x}}$. La détermination des différents poids du réseau de neurones est réalisée en utilisant la méthode de rétropropagation du gradient (ou BP : Backpropagation). Cette méthode permet de calculer le gradient de l'erreur pour chaque neurone de la dernière couche vers la première. Elle permet pendant la phase d'entraînement de corriger les poids des neurones qui contribuent le plus aux erreurs de prévision afin de réduire la différence entre les sorties estimées par le réseau de neurones et leurs valeurs désirées.

2.4.2 Méthodologie de prévision

Le réseau de neurones proposé pour la prévision de la consommation et de la production au poste source est un réseau de type "feed-forward" (sans rebouclage des sorties) composé de trois couches contenant chacune un ensemble de neurones qui sont interconnectés via différents poids de connexion comme le montre la figure 2.11).

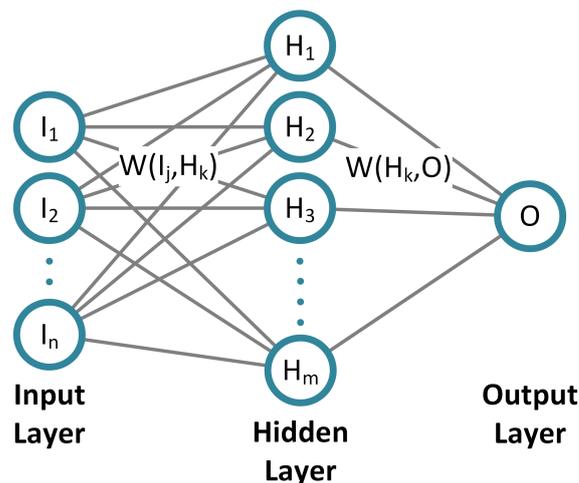


FIGURE 2.11 – Schéma de structure du réseau de neurones artificiels

La couche d'entrée (Input Layer) reçoit dans ce cas les paramètres météorologiques pertinents (comme la température, l'irradiation solaire, la vitesse du vent...), les mesures historiques de puissance collectées au PS ainsi que les données liées au calendrier. La couche de sortie (Output Layer) produira d'autre part la consommation ou la production d'énergie : deux réseaux de neurones différents seront utilisés pour prévoir ces deux grandeurs. Les poids de connexion entre les différentes couches (notés W) sont initialisés de manière aléatoire, puis ils sont ajustés progressivement pendant la phase d'apprentissage. Celle-ci utilise un historique des différentes entrées/sorties du réseau de neurones pour ajuster les poids de connexion de manière itérative en minimisant l'erreur entre les valeurs prévues et mesurées. Dans le cas des prévisions de consommation et de production au PS, les données suivantes ont été identifiées :

- **Données météorologiques** : température, humidité relative, pression, vitesse du vent, direction du vent, précipitations de pluie, chutes de neige, irradiation solaire. L'ensemble de ces données est récupéré à l'aide d'un système d'assimilation de données par satellite présenté dans [56] et disponible en ligne sur [57].
- **Données calendaires** : année, mois (1-12), jour (1-7), temps (avec un pas de 10 min : 1-144), jours ouvrables (0 ou 1).
- **Mesures historiques** : puissance J-1 (jour précédent) au même instant, puissance J-1 moyenne sur la journée, puissance J-7 (semaine précédente) au même instant, puissance J-7 moyenne sur la journée. Ces données sont issues du système d'information du GRD.

La préparation des données est cruciale avant la phase d'apprentissage, car elle vise à sélectionner les paramètres les plus pertinents et ainsi éliminer la plupart des données bruitées qui peuvent affecter la performance de l'apprentissage du réseau de neurones. Une étude de corrélation linéaire est d'abord utilisée pour faire une première sélection des entrées influentes sur les sorties. Le coefficient de Pearson [58], défini dans (2.12), est le plus couramment utilisé pour déterminer la corrélation linéaire entre deux variables $x = (x_i)_{1 \leq i \leq n}$ et $y = (y_i)_{1 \leq i \leq n}$.

$$r(x, y) = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (2.12)$$

Les entrées présentant la plus forte corrélation linéaire sont ensuite sélectionnées à l'aide de ce coefficient et retenues pour la phase d'apprentissage. Les autres entrées ne sont pas encore exclues car elles peuvent avoir une corrélation non linéaire avec la sortie. Ainsi, certaines d'entre elles sont également sélectionnées par la suite si elles améliorent la précision des prévisions. La sélection de ces entrées supplémentaires est faite à l'aide d'une méthode de type "Trial and Error" qui consiste simplement à essayer différentes combinaisons de paramètres et sélectionner celle qui minimise l'erreur quadratique moyenne normalisée (ou NRMSE : Normalized Root Mean Square Error) calculée dans (2.13) entre les valeurs prévues $(y_i^{prev})_{1 \leq i \leq n}$ et les valeurs mesurées $(y_i^{mesu})_{1 \leq i \leq n}$.

$$NRMSE(y_f, y_m) = \frac{\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i^{prev} - y_i^{mesu})^2}}{y_{max} - y_{min}} \quad (2.13)$$

Après avoir sélectionné les entrées pertinentes, l'architecture du réseau est aussi définie de la même manière en choisissant le nombre de couches cachées et le nombre de neurones par couche cachée qui minimisent l'erreur entre mesures et prévisions. Le réseau résultant, une fois entraîné, peut prédire les valeurs futures de production et de consommation à l'aide d'un schéma non paramétrique d'entrées-sorties.

2.4.3 Application sur un cas d'étude

La méthodologie de prévision de consommation et de production est testée avec les données d'un poste source du département des Deux-Sèvres. Un historique de mesures de puissance au pas de 10 minutes est disponible entre 2016 et 2019. La période 2016 - 2018 est utilisée pour entraîner le réseau de neurones une première fois avant qu'il soit testé sur l'année 2019 (considérée comme inconnue) pour des prévisions du jour au lendemain. Après chaque journée passée, les mesures collectées au PS sont rajoutées à l'historique et le réseau de neurones est entraîné une nouvelle fois.

Après l'étape de préparation des données d'entraînement du réseau de neurones, les paramètres les plus pertinents sont d'abord sélectionnés à l'aide d'une étude de corrélation linéaire. Les coefficients de corrélation calculés sont illustrés dans le tableau 2.3. Pour prévoir la consommation d'énergie au poste source, la température et les chutes de neige sont

2.4. PRÉVISION DE LA CONSOMMATION ET DE LA PRODUCTION

sélectionnées comme paramètres météorologiques, tandis que l'humidité relative, la vitesse du vent et l'irradiation solaire ont été sélectionnées pour prévoir la production d'énergie. Les mesures historiques ont été sélectionnées dans les deux types de prévisions. Trois données calendaires (année, mois, temps) ont également été retenues (même si elles ne sont pas linéairement corrélées avec la sortie) car elles améliorent considérablement la précision des prévisions. Enfin, les jours ouvrables n'ont été retenus que pour la prévision de la consommation d'énergie car ils affectent considérablement le comportement des utilisateurs mais en aucun cas celui de la production d'énergie. Les architectures des réseaux de neurones retenues pour ce cas d'étude sont illustrées dans la figure 2.12.

Données d'entrée		Corrélation avec la consommation au poste source	Corrélation avec la production au poste source
Paramètres météorologiques	Température	-0,63	0,18
	Humidité relative	0,26	-0,37
	Pression	0,01	-0,19
	Vitesse du vent	0,17	0,55
	Direction du vent	-0,05	0,02
	Précipitations de pluie	0,11	0,02
	Chutes de neige	0,30	-0,06
	Irradiation solaire	-0,10	0,38
Données calendaires	Année	-0,06	0,36
	Mois	-0,16	0,06
	Jour	0,00	-0,02
	Temps	0,09	0,09
	Jours ouvrables	0,32	-0,03
Mesures historiques	Puissance J-1 au même instant	0,85	0,60
	Puissance J-1 moyenne	0,80	0,49
	Puissance J-7 au même instant	0,88	0,43
	Puissance J-7 moyenne	0,81	0,25

TABLE 2.3 – Coefficients de corrélation entre les entrées et les sorties du réseau de neurones

2.4. PRÉVISION DE LA CONSOMMATION ET DE LA PRODUCTION

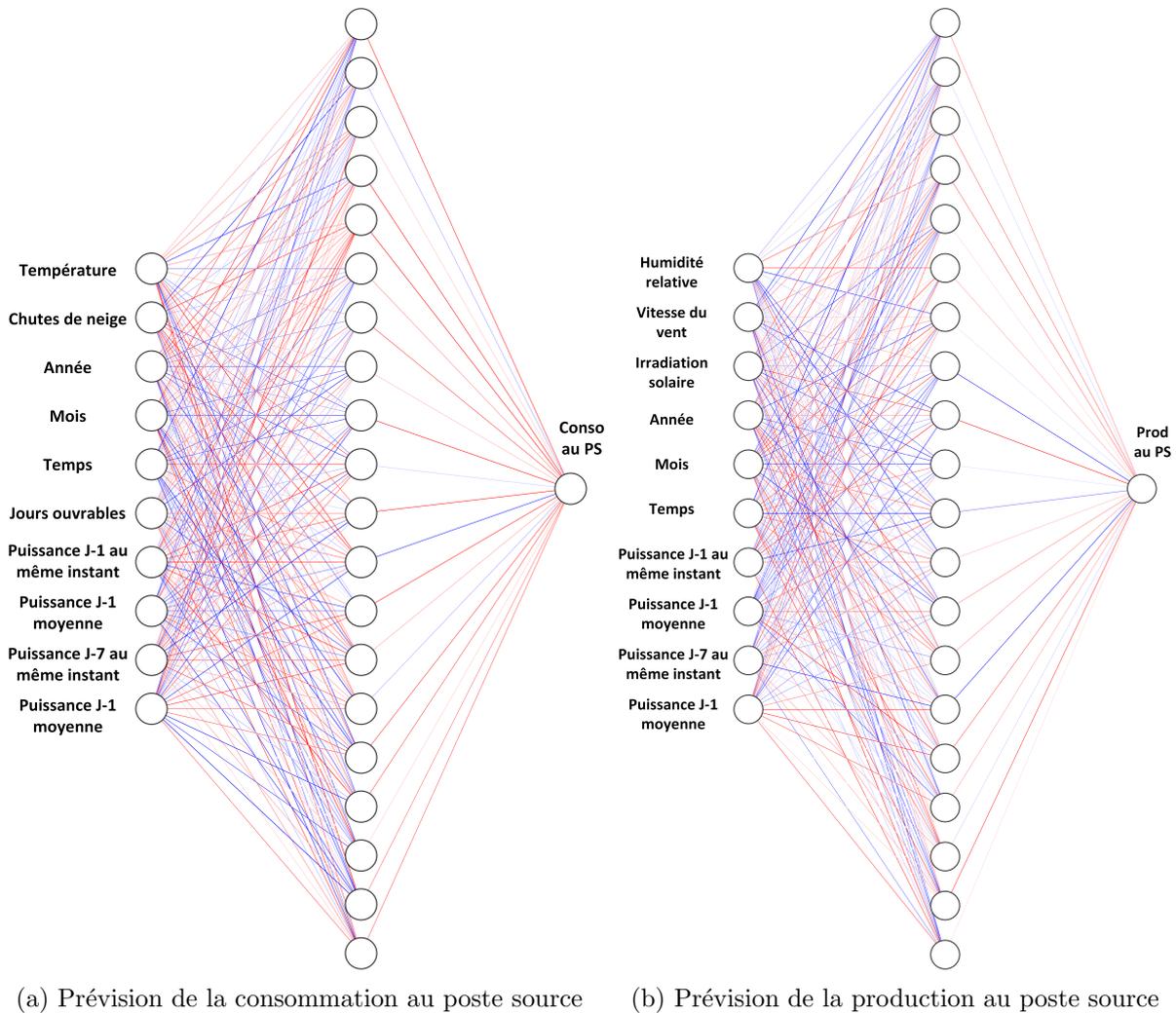
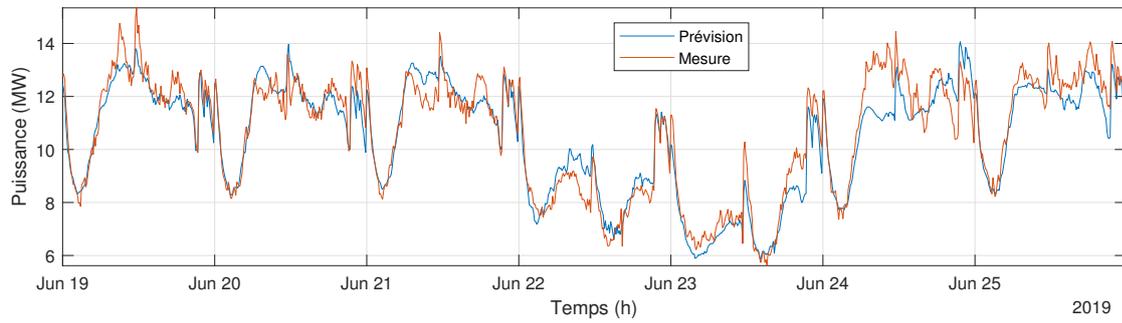


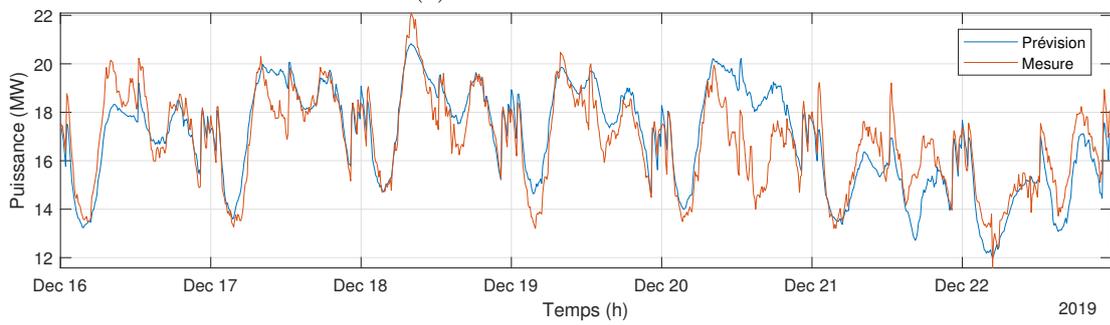
FIGURE 2.12 – Architectures des réseaux de neurones retenues pour le cas d'étude (générées à l'aide de l'outil en ligne [59])

Après avoir sélectionné les entrées de chaque réseau de neurones, ces derniers sont entraînés à l'aide des données de la période 2016-2018, puis utilisées pour prédire jour par jour l'année 2019. Les prévisions résultantes de consommation et de production sont présentées respectivement dans les figures 2.13 et 2.14 pour deux semaines d'été et d'hiver. On note que la dynamique d'évolution de la consommation au PS est plus régulière vu les habitudes cycliques des consommateurs, ce qui rend son apprentissage plus facile comparé à la production d'énergie qui est beaucoup moins prévisible. On peut remarquer aussi dans la figure 2.14 un changement important de dynamique entre l'été et l'hiver, ce qui peut être expliqué par la dominance de la production PV en été et de la production éolienne en hiver.

2.4. PRÉVISION DE LA CONSOMMATION ET DE LA PRODUCTION

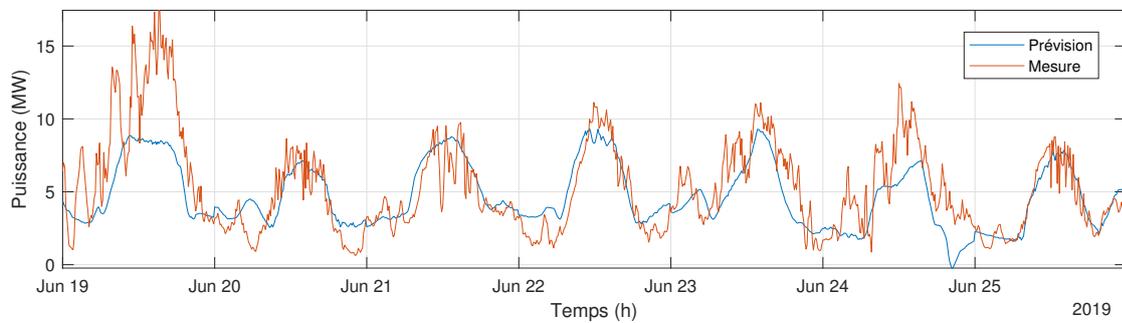


(a) sur une semaine d'été

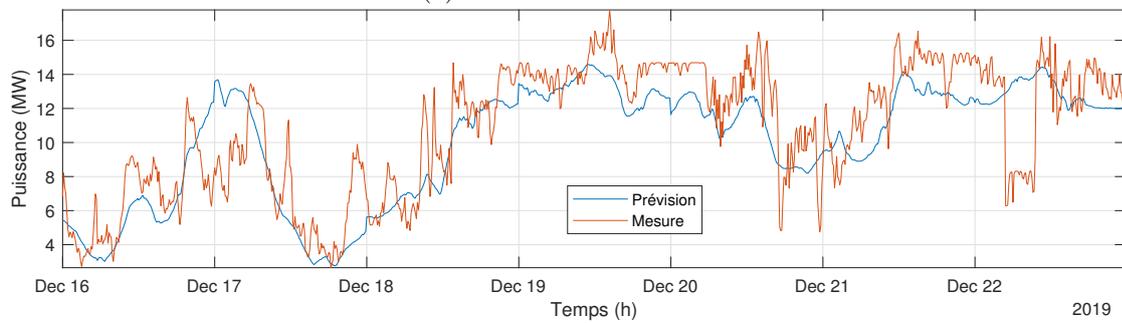


(b) sur une semaine d'hiver

FIGURE 2.13 – Exemples de prévision de la consommation au poste source



(a) sur une semaine d'été



(b) sur une semaine d'hiver

FIGURE 2.14 – Exemples de prévision de la production au poste source

2.5. CONCLUSION

Pour mesurer la précision des prévisions dans différents scénarios possibles, l'erreur NRMSE entre les prévisions et les mesures, définie dans (2.13), est calculée sur toute l'année 2019 simulée pour chacune de la consommation et la production au PS :

$$NRMSE_{conso}^{PS} = 5.1 \%$$

$$NRMSE_{prod}^{PS} = 9.6 \%$$

On peut aussi définir un taux d'erreur englobant les deux en considérant la puissance totale prévue au poste source, qui est la grandeur qui nous intéresse pour la supervision énergétique, et qui est égale à la différence entre la consommation et la production prévues :

$$P_{prev}^{PS} = P_{prev\ conso}^{PS} - P_{prev\ prod}^{PS} \quad (2.14)$$

Le calcul de l'erreur de prévision sur cette puissance totale au PS donne :

$$NRMSE_{prev}^{PS} = 6.3 \%$$

On conclut que les prévisions sont plus précises dans le cas de la consommation d'énergie au poste source, ce qui pourrait s'expliquer par sa régularité grâce aux comportements des utilisateurs. En revanche, la prévision de la production globale d'énergie au PS présente des erreurs de prédiction plus importantes, ce qui peut s'expliquer d'abord par le fait qu'elle dépend de nombreux paramètres météorologiques qui varient beaucoup au cours de l'année. D'autre part, les différents types de production d'énergie inclus (solaire et éolienne en particulier) ont en réalité des dynamiques très différentes, ce qui rend la tâche plus difficile au réseau de neurones d'apprendre à partir de données historiques et d'identifier une dynamique plus "globale".

2.5 Conclusion

L'architecture du réseau de distribution ainsi que ses ouvrages principaux ont été d'abord présentés dans ce chapitre. La modélisation en puissance des producteurs et des charge HTA (postes de distribution) sera utilisée dans les chapitres suivants lors de l'évaluation et de la

2.5. CONCLUSION

résolution des contraintes de tension sur le réseau. La modélisation des charges pilotables (VE et BEC) a permis ensuite d'évaluer leurs besoins énergétiques ainsi que leurs profils de charge dans un état non supervisé. Enfin, l'utilisation des réseaux de neurones artificiels a permis de générer des prévisions de consommation et de production au niveau du poste source qui vont permettre au système de supervision présenté par la suite d'optimiser à l'avance les profils des charges pilotables.

Chapitre 3

Gestion énergétique des charges pilotables au sein du réseau de distribution

Contenu

3.1	Introduction	65
3.2	État de l’art sur la gestion active de la demande	66
3.3	Stratégie de gestion énergétique du réseau de distribution	67
3.4	Superviseur prédictif	69
3.4.1	Optimisation journalière des profils de charge	70
3.4.2	Évaluation sur un cas d’étude	74
3.5	Superviseur temps-réel	77
3.5.1	Principes de la logique floue	78
3.5.2	Méthodologie de conception d’un superviseur flou	79
3.5.3	Évaluation sur un cas d’étude	87
3.5.4	Effet de la variation du seuil d’acceptation des prévisions	90
3.6	Conclusion	94

3.1 Introduction

Ce chapitre présente les différents éléments liés à la gestion énergétique des charges pilotables au sein du réseau de distribution. Il commence par présenter un état de l’art sur les méthodes existantes de gestion de la demande, puis présente la stratégie de gestion énergétique proposée dans cette thèse. Après une définition du cahier des charges et de la structure proposée du système, deux types de superviseurs sont introduits : un superviseur

prédictif basé uniquement sur l'optimisation journalière des profils de charges, puis un superviseur temps-réel qui intègre des modes de fonctionnement supplémentaires basés sur la logique floue et booléenne. La performance des deux systèmes est illustrée sur un cas d'étude afin d'évaluer l'impact sur le coût d'acheminement de l'électricité et sur la consommation locale de la production EnR.

3.2 État de l'art sur la gestion active de la demande

L'impact de l'intégration croissante des véhicules électriques et de la production décentralisée a été largement étudié dans la littérature, montrant que des problèmes de congestion et de tension peuvent apparaître [60] et que la fiabilité des réseaux de distribution peut aussi être compromise [61]. L'une des solutions offertes pour remédier à ce type de problèmes consiste à utiliser des stratégies de gestion de la demande (ou DSM : Demand Side Management) qui consiste à modifier le profil de consommation en pilotant les charges des clients. Pour participer à cette gestion, ces charges doivent permettre un fonctionnement qui peut être interrompu ou reporté sans nuire à l'équipement ni au confort du consommateur. Dans [41], une liste des charges selon leur pilotabilité et leur secteur a été établie. En dehors des VE, les charges conseillées pour la supervision énergétique dans le secteur résidentiel sont le chauffage électrique et les ballons d'eau chaude (BEC), dont le fonctionnement peut subir des interruptions et des reports de charge. En effet, l'inertie thermique des bâtiments et des BEC permet de respecter le confort des usagers même en pilotant ces charges. Les lave-linges et les lave-vaisselles peuvent aussi constituer des charges pilotables dans le sens où ces procédés peuvent être décalés dans le temps. Cependant, ce report de la consommation peut entraîner des effets rebonds, qui correspondent à la hausse de la consommation après une période d'effacement à cause d'une mauvaise anticipation [62].

La gestion de la demande peut aussi faciliter l'intégration des EnR, comme montré dans [63]. La consommation locale d'EnR est encouragée et le refoulement vers le réseau de transport est minimisé en programmant le fonctionnement de certaines charges lors des périodes de production d'EnR. Cependant, peu d'activités peuvent être reprogrammées librement et toutes les charges ne sont pas pilotables. L'intégration des EnR doit donc également passer par des systèmes de stockage comme les VE qui peuvent fournir différents services système au réseau [63] [64].

3.3. STRATÉGIE DE GESTION ÉNERGÉTIQUE DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Parmi les méthodes de gestion de la demande utilisées dans la littérature, [65] utilise une stratégie de planification multi-énergie pour minimiser les fluctuations de puissance sur le réseau, [66] utilise une gestion optimale basée sur une programmation quadratique pour programmer la charge des VE, et [67] utilise une programmation dynamique pour réduire les pertes de puissance et améliorer le profil de tension dans le réseau. Les stratégies de gestion de la demande utilisées dans les applications domestiques pour contrôler les ballons d'eau chaude, le chauffage, la climatisation et d'autres appareils ménagers utilisent des stratégies de tarification dynamique [68]. Ces méthodes visent à inciter les utilisateurs à éviter d'utiliser leurs appareils lors des heures de pointe dans la mesure du possible et de déplacer la charge vers les heures creuses ou les périodes où la production d'énergie renouvelable est abondante. L'acceptation sociale des consommateurs et des producteurs d'énergie à participer dans ces stratégies de gestion de la demande a également été étudiée récemment [69, 70] au sein de l'équipe Réseaux du laboratoire L2EP.

Enfin, il est utile de noter que les travaux traitant l'intégration des VE dans les réseaux de distribution BT, notamment dans le secteur résidentiel, s'avèrent plus nombreux que ceux traitant le réseau HTA [71]. [72] étudie par exemple le cas d'une intégration conjointe de la production photovoltaïque en toiture et des véhicules électriques dans un réseau de distribution suédois qui contient à la fois des parties urbaines et rurales. Des stratégies de recharge de VE ont aussi été évaluées sur le réseau HTA néerlandais [73] pour réduire les pics de consommation tout en considérant le prix de l'électricité qui dépend fortement de la production éolienne, alors que [74] présente une autre stratégie de coordination de VE dans le réseau HTA d'une île grecque qui utilise le Vehicle-To-Grid (V2G) pendant les heures de pointe.

3.3 Stratégie de gestion énergétique du réseau de distribution

Le système de supervision proposé dans ces travaux a pour objectif de piloter la charge des véhicules électriques et l'activation des ballons d'eau chaude afin de limiter les impacts économiques et environnementaux de leur insertion sur le réseau de distribution. La charge non contrôlée des VE et des BEC peut aggraver les pointes de consommation sur le réseau de distribution et augmenter considérablement les coûts d'acheminement de l'électricité pour le gestionnaire du réseau. La supervision énergétique de ces charges permettra donc de limiter cette augmentation de coûts et aussi éviter un éventuel renforcement des ouvrages du réseau.

3.3. STRATÉGIE DE GESTION ÉNERGÉTIQUE DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION

La stratégie proposée vise aussi à promouvoir la consommation locale des énergies renouvelables en coordonnant l'activation des charges pilotables avec les sources de production décentralisées et en décalant par ailleurs la consommation vers les périodes les moins chargées de la journée. Le système doit prendre en compte les contraintes liées au coût d'acheminement, notamment la puissance souscrite avec le GRT dont il faut éviter les dépassements. La supervision doit aussi respecter les contraintes de disponibilité des VE au domicile et au travail (selon les heures prévues de leur arrivée et départ) et satisfaire leurs besoins énergétiques journaliers. Les BEC sont par ailleurs considérés toujours disponibles au domicile tant que leurs besoins énergétiques ne sont pas satisfaits. Ces paramètres de disponibilité pourront facilement être remplacés par des données réelles remontées par les utilisateurs lors d'une phase ultérieure de l'expérimentation MAESTRO [24].

Le système décrit dans la suite du chapitre s'inscrit dans une stratégie globale de gestion énergétique représentée dans la figure 3.1. Il reçoit en entrée les besoins énergétiques journaliers des VE et des BEC obtenus grâce à la modélisation décrite dans la section 2.3, ainsi que les prévisions journalières de la production et de la consommation au PS effectuées dans la section 2.4. Le système reçoit également en temps-réel (avec un pas de 10 minutes) des mesures de production et de consommation au poste source. En sortie, le système de supervision fournit les consignes de charge des VE/BEC en temps-réel également. Une version avancée de ce système intégrant l'estimation et la prise en compte des contraintes électriques pouvant apparaître sur le réseau HTA sera présentée ultérieurement dans le chapitre 4.

Le système proposé comprend un superviseur prédictif qui effectue une optimisation journalière des profils de charge basée sur les prévisions J-1 (faites le jour précédent), suivi d'un superviseur temps-réel qui peut suivre ces profils ou pas selon l'écart constaté entre les prévisions et les mesures reçues en temps-réel pendant la journée. Le superviseur temps-réel constitue aussi un mode de fonctionnement alternatif qui peut fonctionner de manière autonome en cas de non disponibilité des prévisions. La suite du chapitre explique plus en détail le fonctionnement des deux étages du système de supervision.

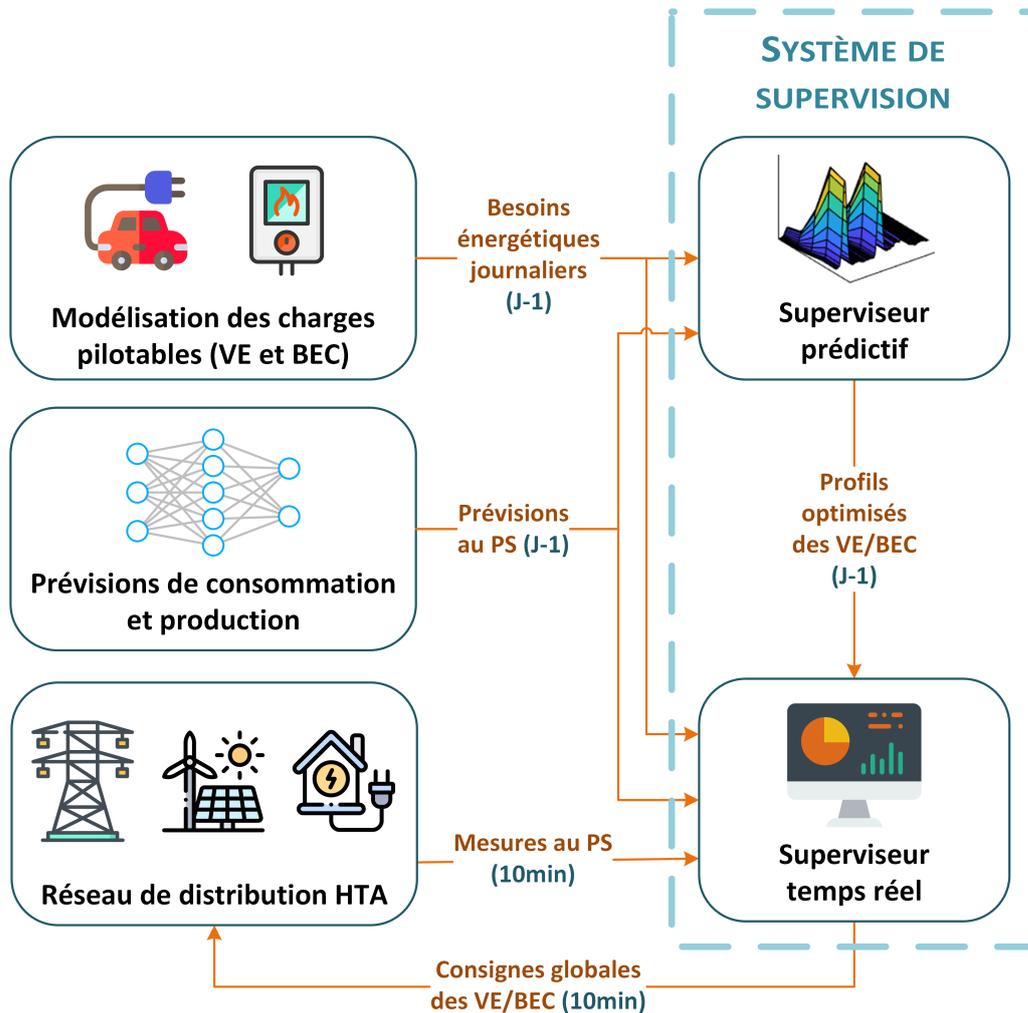


FIGURE 3.1 – Schéma global de la stratégie de gestion énergétique

3.4 Superviseur prédictif

L'étage prédictif du système de supervision vise à anticiper l'évolution des niveaux de production et de consommation au niveau du poste source et générer des profils de charge optimisés pour les VE et les BEC à piloter. Étant donné que les mesures au PS ainsi que les consignes de charge sont envoyées au pas de 10 minutes, le problème d'optimisation consiste à optimiser 3 profils journaliers de 144 points : celui des VE se chargeant au domicile, celui des VE se chargeant au travail, ainsi que celui des BEC. Ces profils seront déterminés de telle façon à minimiser les coûts d'acheminement d'énergie au PS.

3.4.1 Optimisation journalière des profils de charge

L'optimisation J-1 des profils de charge vise à minimiser le coût d'acheminement de l'énergie en se basant sur les prévisions de production et de consommation au PS fournies la veille par le réseau de neurones artificiels.

3.4.1.1 Coût d'acheminement d'électricité

Les coûts d'acheminement d'électricité représentent la principale ressource financière qui permet aux gestionnaires de réseau d'assurer leurs missions de service public et sont fixés par la CRE dans le cadre du Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité (TURPE 5) [75]. On s'intéresse particulièrement dans cette étude au TURPE HTB payé par le Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD) au Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT) et qui est calculé aux points de connexion au réseau HTB, notamment situés aux postes sources.

Le calcul du coût d'acheminement annuel est défini dans le TURPE comme étant la somme de plusieurs composantes liées à l'utilisation du réseau public de transport d'électricité [75]. Dans ces travaux, on désignera par coût d'acheminement d'énergie (ou ETC : Energy Transmission Cost) uniquement la composante de soutirage du TURPE, exprimée dans (3.1). Ce coût comprend une part fixe représentant le coût de la mise à disposition de la puissance souscrite au point d'alimentation du PS, puis une part variable correspondant à l'énergie totale soutirée au PS ainsi que les dépassements de puissance souscrite.

$$ETC = \underbrace{b_1 P_{sc1}^{PS} + \sum_{i=2}^5 b_i (P_{sci}^{PS} - P_{sci-1}^{PS})}_{\text{Part (fixe) Puissance}} + \underbrace{\sum_{i=1}^5 c_i E_{PSi}}_{\text{Part Énergie}} + \alpha \sum_{i=1}^5 b_i \underbrace{\sqrt{\sum_{\substack{\text{année} \\ t \in \text{plage}_i}} (P_{PS}(t) - P_{sci}^{PS})^2}}_{\text{Dépassements}} \quad (3.1)$$

avec :

- i : plage temporelle. Les cinq plages définies sur l'année sont représentées sur la figure 3.2.
- P_{sci}^{PS} : puissance souscrite (en kW) au PS pour la plage temporelle "i".
- $E_{PSi} = \int_{\text{année}} \int_{t \in \text{plage}_i} P_{PS}(t) dt$: énergie annuelle soutirée au PS (en kWh) pendant la plage "i".
- P_{PSj} : puissance mesurée au PS (en kW) en dépassement de la puissance souscrite.
- b_i et c_i : coefficients pondérateurs de la puissance et de l'énergie (respectivement) pour la plage "i", qui dépendent du domaine de tension et de la version tarifaire considérée [75].

3.4. SUPERVISEUR PRÉDICTIF

- α : coefficient des dépassements. Il dépend du domaine de tension au poste source.

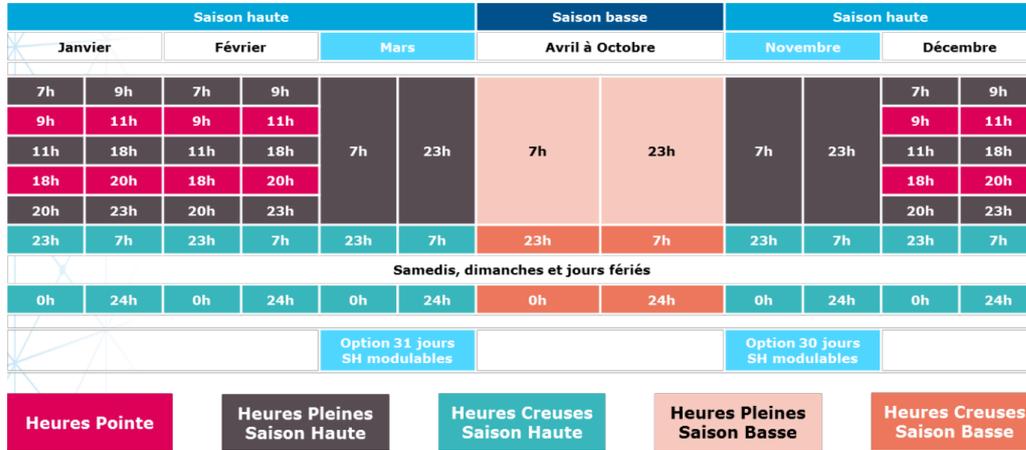


FIGURE 3.2 – Plages temporelles considérées dans la TURPE 5 [75]

Notons que la puissance souscrite par le GRD est fixée sur une période de 12 mois et constitue un élément clé qui influe sur la facture d’acheminement. Elle est donc optimisée chaque année en fonction de la fréquence des pics de puissance et des évolutions prévues du réseau de distribution afin de minimiser le coût d’acheminement. La figure 3.3 montre le profil annuel d’un poste source avant et après l’ajout des charges (VE et BEC) non supervisées, et pour lequel la puissance souscrite a du être augmentée pour minimiser la composante de dépassements dans le coût d’acheminement (exprimé dans (3.1)). Cette optimisation de puissance souscrite sera aussi faite par la suite lors de l’évaluation des performances des superviseurs prédictif et temps-réel.

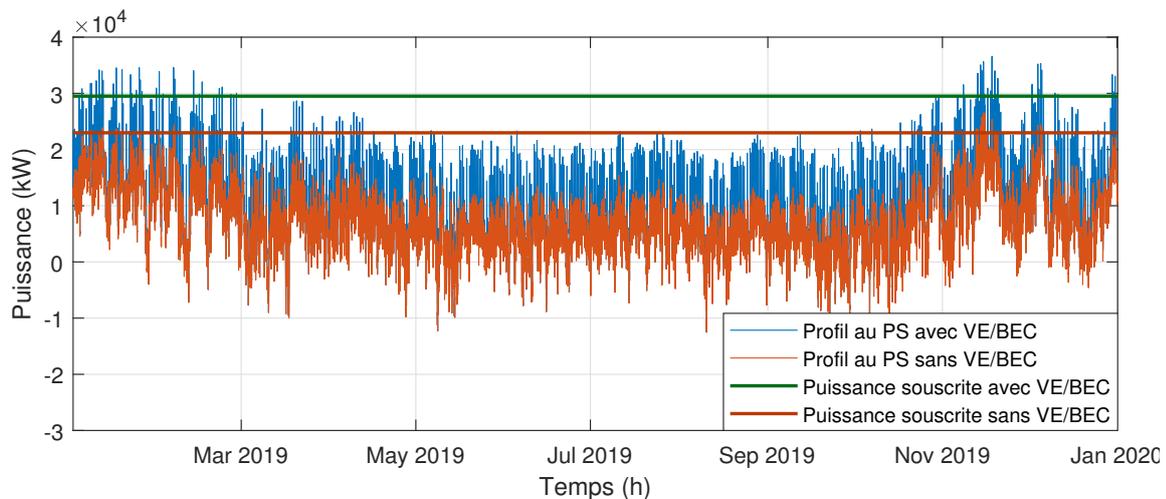


FIGURE 3.3 – Illustration du changement de puissance souscrite au poste source avant et après l’ajout des VE et BEC (sans supervision)

3.4.1.2 Formulation du problème d'optimisation

La fonction d'optimisation J-1 utilise un algorithme de type SQP (Sequential Quadratic Programming) qui est parmi les méthodes numériques les plus efficaces pour résoudre les problèmes d'optimisation non linéaires [76]. L'idée de base est de modéliser le problème d'optimisation non linéaire à une solution approximative x_k par un sous-problème d'optimisation quadratique, puis d'utiliser la solution de ce sous-problème pour construire une meilleure approximation x_{k+1} . Ce processus est répété afin de créer une suite d'approximations qui pourra converger vers une solution finale x_{optim} . L'un des principaux avantages de la méthode SQP est son taux de convergence rapide [77] qui est particulièrement utile dans les systèmes fonctionnant en temps-réel comme celui présenté dans ces travaux. L'implémentation de l'algorithme est enfin effectuée en utilisant la Toolbox d'optimisation disponible dans Matlab.

Le problème d'optimisation J-1 vise à minimiser une version journalière du coût d'acheminement, exprimée dans (3.2) pour un jour "j", en considérant la même puissance souscrite P_{sc}^{PS} pour une année de N jours. Les variables à optimiser sont trois profils de 144 points (un jour au pas de 10 minutes) représentant la puissance totale de charge des VE se chargeant au travail / domicile ainsi que les BEC.

$$ETC_j = \left(\frac{b_1 P_{sc}^{PS}}{N} + c_j \int_{\text{jour}} P_{PS}(t) + \alpha b_j \sqrt{\sum_{\text{jour}} (P_{PS}(t) - P_{sc}^{PS})^2} \right) \quad (3.2)$$

La puissance mesurée au PS représente la différence entre la consommation et la production totale et comprend les charges pilotables dont on veut optimiser le profil de charge :

$$P_{PS}(t) = \left(P_{conso}^{PS}(t) - P_{prod}^{PS}(t) \right) + \left(P_{VE\ tr}^{PS}(t) + P_{VE\ dom}^{PS}(t) + P_{BEC}^{PS}(t) \right) \quad (3.3)$$

L'optimisation prend aussi en compte la contrainte de disponibilité des charges pilotables décrites dans la section 2.3. Cette contrainte est représentée par trois profils de puissance $(P_{lim}^{VE\ tr}, P_{lim}^{VE\ dom}, P_{lim}^{BEC})$ traduisant le nombre total de VE/BEC disponibles au travail et au domicile $(n_{dispo}^{VE\ tr}, n_{dispo}^{VE\ dom}, n_{dispo}^{BEC})$ et se chargeant à des puissances $(P_{ch}^{VE}, P_{nom}^{BEC})$.

3.4. SUPERVISEUR PRÉDICTIF

On note que les BEC sont considérés toujours disponibles au domicile alors que les VE sont disponibles entre les heures d'arrivée et de départ déterminées statistiquement.

$$\begin{cases} P_{VE\ tr}^{PS}(t) \leq P_{lim}^{VE\ tr}(t) = n_{dispo}^{VE\ tr}(t) P_{ch}^{VE} \\ P_{VE\ dom}^{PS}(t) \leq P_{lim}^{VE\ dom}(t) = n_{dispo}^{VE\ dom}(t) P_{ch}^{VE} \\ P_{BEC}^{PS}(t) \leq P_{lim}^{BEC}(t) = n_{dispo}^{BEC}(t) P_{nom}^{BEC} \end{cases} \quad (3.4)$$

Les besoins énergétiques journaliers $E_{besoin} = (E_{VE\ tr}^{PS}, E_{VE\ dom}^{PS}, E_{BEC}^{PS})$ constituent la deuxième contrainte du problème d'optimisation et sont déduits également de la modélisation effectuée en section 2.3. Les profils optimisés doivent obligatoirement satisfaire ces besoins afin de respecter les contraintes de confort des utilisateurs.

$$\begin{cases} \int_{jour} P_{VE\ tr}^{PS}(t) = E_{VE\ tr}^{PS}(j) \\ \int_{jour} P_{VE\ dom}^{PS}(t) = E_{VE\ dom}^{PS}(j) \\ \int_{jour} P_{BEC}^{PS}(t) = E_{BEC}^{PS}(j) \end{cases} \quad (3.5)$$

En définissant $X = [P_{VE\ tr}^{PS}(1 : 144) \ P_{VE\ dom}^{PS}(1 : 144) \ P_{BEC}^{PS}(1 : 144)]$ comme étant la variable agrégeant les trois profils de charge à optimiser, l'ensemble des expressions ((3.2), (3.3), (3.4), (3.5)) peuvent résumer le problème d'optimisation sous la forme :

$$\begin{cases} \min ETC_j(X) \\ X \leq X_{dispo} \\ A X = B_{besoin} \end{cases} \quad (3.6)$$

Enfin, cette fonction d'optimisation sera aussi utilisée par le superviseur temps-réel pour effectuer des mises à jour des profils de charge pendant la journée, notamment après la détection d'écarts entre les prévisions et les mesures au PS. La structure du problème d'optimisation reste la même à part quelques modifications. Pour une mise à jour à un instant t_{MaJ} de la journée, la partie passée du profil journalier sera figée sur les consignes $X_{old} = [P_{VE\ tr}^{PS}(1 : t_{MaJ}) \ P_{VE\ dom}^{PS}(1 : t_{MaJ}) \ P_{BEC}^{PS}(1 : t_{MaJ})]$ déjà envoyées et la nouvelle variable d'optimisation devient $X^* = [P_{VE\ tr}^{PS}(t_{MaJ} : 144) \ P_{VE\ dom}^{PS}(t_{MaJ} : 144) \ P_{BEC}^{PS}(t_{MaJ} : 144)]$. L'évaluation des contraintes et de la fonction objectif sont également adaptées pour prendre en compte ces modifications.

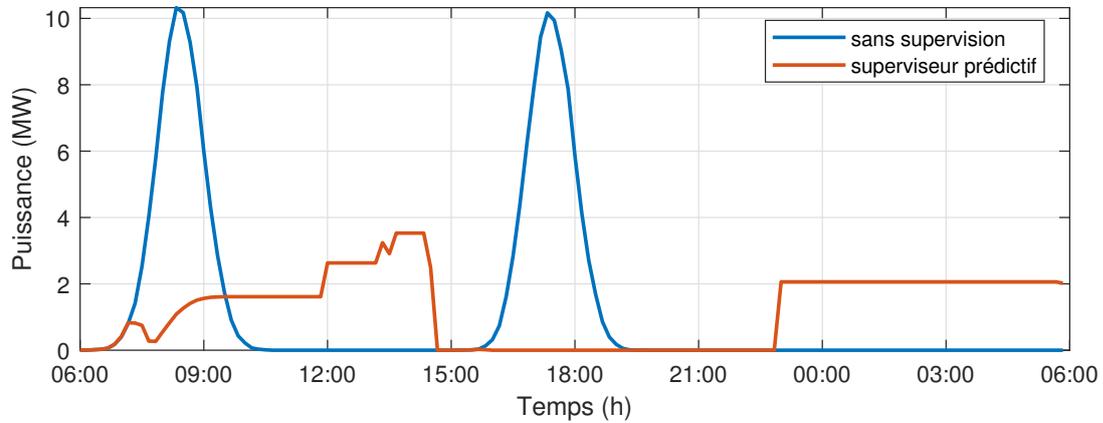
3.4.2 Évaluation sur un cas d'étude

Le cas d'étude choisi est le même poste source sur lequel les prévisions de production et de consommation ont été testées (en section 2.4.3) et dont les mesures de puissance sont disponibles au pas de 10 minutes. Le nombre de charges pilotables connectées à ce PS est estimé à 4798 VE et 3107 BEC à l'horizon 2035. Cette estimation est principalement basée sur les rapports de RTE sur le développement de l'électromobilité [78] et la consommation d'eau chaude dans le secteur résidentiel [79] qui ont été mis à l'échelle de la population du réseau de distribution considéré [80]. Enfin, on considère que les VE se chargent à une puissance de 3,7 kW et que les BEC fonctionnent à une puissance de 1,8 kW comme illustré dans la section 2.3 dans le cas d'un fonctionnement sans supervision. Le superviseur prédictif est testé sur l'année 2019 et les profils de charge des VE/BEC ainsi que le profil global au PS sont représentés sur les figures 3.4 et 3.5 pour le jour de production maximale de l'année (17-03-2019) et le jour de consommation maximale respectivement (15-11-2019).

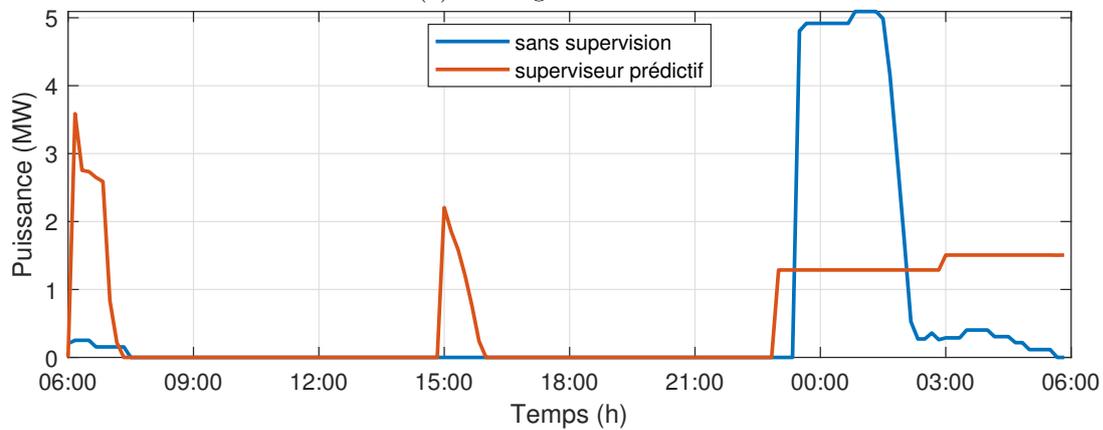
Dans le premier cas illustré dans la figure 3.4 on remarque que le superviseur prédictif a permis de coordonner la charge des VE/BEC avec la production EnR lorsqu'elle est en excès (notamment entre 12h et 15h) et l'étaler par ailleurs, réduisant ainsi la production EnR refoulée en même temps que les pics de consommation qui risquent d'augmenter le coût d'acheminement d'électricité au poste source.

Dans le deuxième cas illustré dans la figure 3.5, il n'y a pas de production qui apparaît pendant toute la journée. Le superviseur prédictif lisse dans ce cas la courbe de charge des VE/BEC par rapport au cas où ils ne sont pas supervisés afin de minimiser le coût d'acheminement et éviter les dépassements de puissance souscrite.

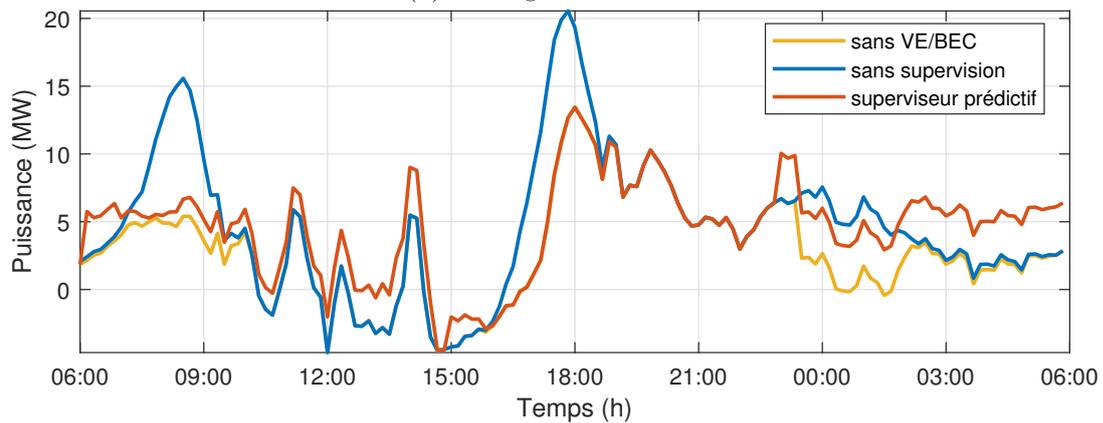
3.4. SUPERVISEUR PRÉDICTIF



(a) Profil global des VE



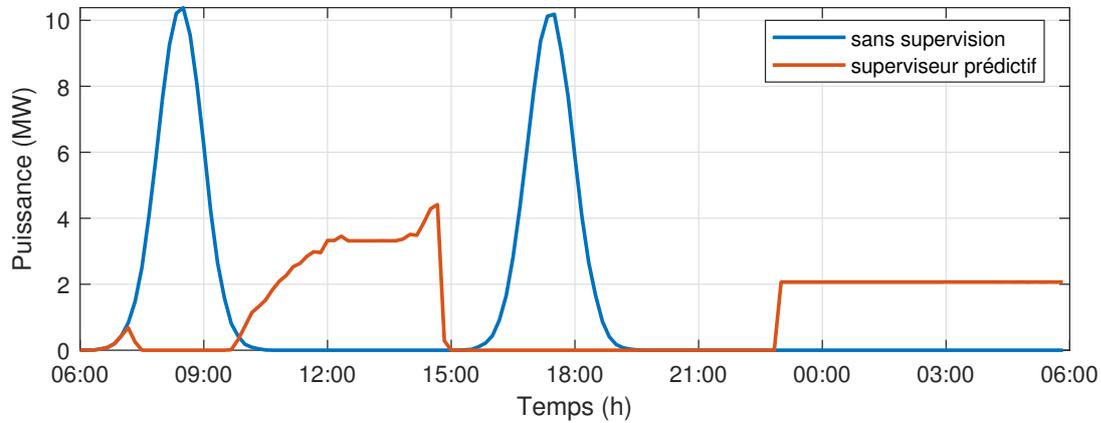
(b) Profil global des BEC



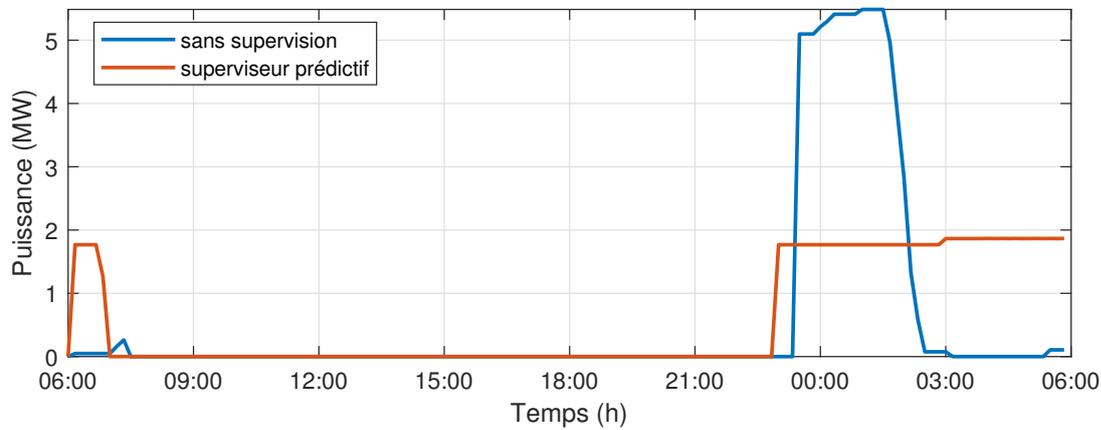
(c) Profil global au poste source

FIGURE 3.4 – Résultats de simulation du superviseur prédictif sur le jour de production maximale de l'année (17-03-2019)

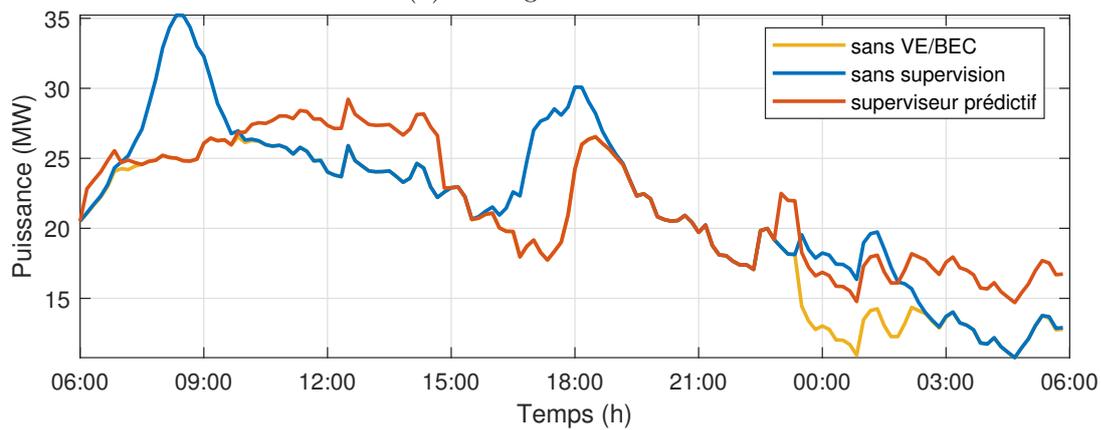
3.4. SUPERVISEUR PRÉDICTIF



(a) Profil global des VE



(b) Profil global des BEC



(c) Profil global au poste source

FIGURE 3.5 – Résultats de simulation du superviseur prédictif pour le jour de consommation maximale de l'année (15-11-2019)

3.5. SUPERVISEUR TEMPS-RÉEL

Afin de mieux appréhender la performance du superviseur prédictif, les profils annuels au poste source obtenus lors de la simulation sont utilisés pour calculer les indicateurs de performance annuels, englobant ainsi les différents cas possibles. La puissance souscrite considérée dans les calculs a été choisie selon chaque cas pour minimiser le coût d’acheminement d’électricité. Les indicateurs annuels sont comparés sur le tableau 3.1 avant et après supervision. Des simulations supplémentaires ont permis d’évaluer la performance du superviseur avec des prévisions parfaites (égales aux mesures) pour montrer le potentiel maximal qu’on peut espérer atteindre si on améliore les prévisions par réseaux de neurones (ANN) dans le futur.

	Puissance souscrite	Coût d’acheminement d’électricité		Production EnR refoulée	
Sans VE/BEC (cas de référence)	22531 kW	969,38 k€	1,000 pu	3028,28 MWh	1,000 pu
VE/BEC sans supervision	28817 kW	1213,46 k€	1,252 pu	2533,85 MWh	0,837 pu
Superviseur prédictif (prévisions ANN)	23946 kW	1085,20 k€	1,119 pu	1707,64 MWh	0,564 pu
Superviseur prédictif (prévisions parfaites)	23507 kW	1074,77 k€	1,109 pu	1358,70 MWh	0,449 pu

TABLE 3.1 – Indicateurs de performance annuels du superviseur prédictif

Les résultats obtenus montrent que l’introduction des VE et des BEC dans le réseau sans aucune supervision augmente le coût annuel d’acheminement de l’électricité de 25,2% par rapport au cas de référence. Le superviseur prédictif réduit ce pourcentage à 11,9% en se basant sur les prévisions par réseau de neurones, et à 10,9% si on va jusqu’à l’hypothèse de prévisions parfaites. D’autre part, en regardant le deuxième indicateur de performance, on remarque que la production EnR refoulée annuellement est réduite ”naturellement” de 16,3% lors de l’ajout des VE et BEC même s’ils ne sont pas supervisés. Cette coordination est nettement améliorée en introduisant le superviseur prédictif qui l’augmente jusqu’à 43,6% pour les prévisions par réseau de neurones et 55,1% pour des prévisions parfaites au poste source.

3.5 Superviseur temps-réel

Ce superviseur est introduit afin de prendre en compte les mesures de puissance collectées au poste source chaque 10 minutes et ne pas s’appuyer uniquement sur les prévisions J-1 de

production et de consommation utilisées pour optimiser les profils de charge. Le superviseur temps-réel adopte ces profils si l'écart entre les prévisions et les mesures au poste source est faible, ou suit un mode de fonctionnement alternatif basé sur la logique floue. Le superviseur temps-réel proposé a aussi pour but de fonctionner de manière autonome en cas de non disponibilité des prévisions en reposant uniquement sur les mesures collectées en temps-réel et les paramètres évalués en interne au sein du système.

3.5.1 Principes de la logique floue

La logique floue, introduite par Lotfi Zadeh en 1965, est une extension de la logique booléenne qui représente classiquement la valeur de vérité d'une variable par "vrai" et "faux" et la remplace par une notion de vérité partielle. La logique floue associe en effet à la variable un degré de vérité, à choisir par exemple entre 0 et 1, qui représente le degré de satisfaction d'une condition. On peut ainsi traduire des règles linguistiques décrivant un processus humain comme "faible", "moyen" ou "élevé" sous une forme mathématique bien précise.

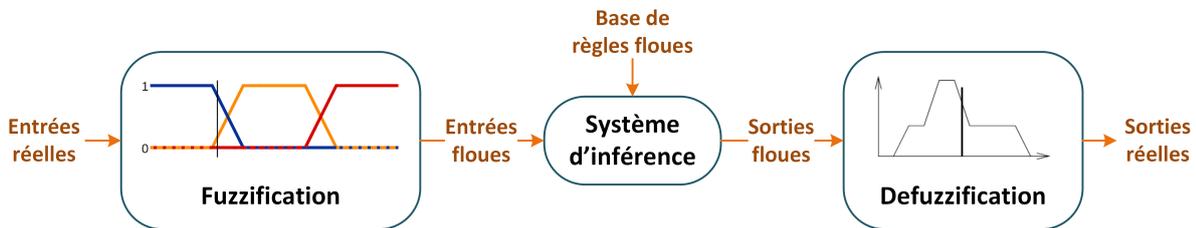


FIGURE 3.6 – Structure d'un système à base de logique floue

Le principe de fonctionnement d'un système à base de logique floue, illustré dans la figure 3.6, repose sur trois étapes principales :

- La "fuzzification" réalise la quantification floue des valeurs réelles des variables d'entrée du système en leur attribuant des fonctions d'appartenance décrivant leur état.
- Le "système d'inférence" comprend un ensemble de règles logiques qui lient les différentes variables d'entrée selon leurs degrés d'appartenance et permettent d'évaluer les variables de sortie décrites également par des fonctions d'appartenance.
- La "defuzzification" permet enfin de remonter vers les valeurs réelles des variables de sortie à partir de leurs degrés d'appartenance calculés.

3.5.2 Méthodologie de conception d'un superviseur flou

La conception des systèmes de supervision à base de logique floue a été développée au sein du laboratoire L2EP dans plusieurs travaux sur la gestion énergétique du stockage dans le réseau électrique [70], dans les systèmes de transport [81] et dans les bâtiments intelligents [82]. Cette méthodologie de conception est retenue pour ces travaux également et s'organise en cinq étapes principales :

1. Détermination du cahier des charges du système : objectifs, contraintes, moyens d'action et indicateurs de performance.
2. Détermination de la structure du superviseur : entrées / sorties du système.
3. Identification des états de fonctionnement : élaboration de "graphes fonctionnels" basés sur la connaissance du système.
4. Caractérisation des paramètres du système : fonctions d'appartenance...
5. Extraction des lois floues : élaboration de "graphes opérationnels" illustrant les lois de fonctionnement du système.

3.5.2.1 Cahier des charges

Cette première étape consiste à définir les objectifs du système à concevoir, les différentes contraintes qui limitent son fonctionnement, les moyens d'action utilisés ainsi que les indicateurs pour évaluer sa performance. L'ensemble de ces éléments est présenté dans le tableau 3.2.

Objectif	- Réduire les coûts d'acheminement d'électricité dans le réseau de distribution
Sous-objectifs	- Favoriser la consommation locale des énergies renouvelables - Réduire les pics de consommation d'électricité
Contraintes	- Puissance souscrite avec le GRT - Disponibilité des VE au domicile/travail - Chargement complet des VE avant leur départ - Chauffage complète des BEC chaque jour - Intermittence des EnR (PV, éolien)
Moyens d'action	- Report de charge des VE - Report de charge BEC
Indicateurs de performance	- Coût annuel d'acheminement de l'énergie - Production annuelle d'EnR refoulée

TABLE 3.2 – Cahier des charges du système de supervision

3.5.2.2 Structure du superviseur temps-réel

Afin d'atteindre les objectifs définis précédemment dans le cahier des charges, notamment la réduction des coûts d'acheminement d'électricité au poste source, quatre entrées sont identifiées pour le superviseur temps-réel afin de générer en sortie des puissances de consigne globales pour les VE/BEC (notées P_{ref}) :

- **Profils optimisés en J-1 des VE/BEC (notés P_{optim})** : profils de charge des VE/BEC optimisés en se basant sur les prévisions J-1 de la production et de la consommation.
- **Mesures au PS (notées P_{PS})** : puissances mesurées en temps-réel au poste source supervisé et qui représentent les niveaux de production et de consommation.
- **Erreur entre prévisions et mesures au PS (notée err_{prev})** : représentant l'écart constaté en temps-réel entre les prévisions J-1 et les mesures 10 min au PS.
- **Énergies allouées aux VE/BEC (notées E_a)** : somme des consignes de puissance envoyées pendant la journée aux VE/BEC supervisés. Cette information permet d'évaluer le pourcentage de satisfaction des besoins énergétiques journaliers des parcs de VE/BEC.

Notons que le superviseur est toujours utilisé pour trois groupes de charges pilotables : les VE chargés au travail, les VE chargés au domicile et les BEC. Chaque groupe reçoit donc une puissance de consigne globale $P_{ref} = (P_{VE\ tr}^{PS}, P_{VE\ dom}^{PS}, P_{BEC}^{PS})$ à partir des profils J-1 $P_{optim} = (P_{optim}^{VE\ tr}, P_{optim}^{VE\ dom}, P_{optim}^{BEC})$, des mesures P_{PS} au poste source et de l'évolution de leur charge représentée par $E_a = (E_a^{VE\ tr}, E_a^{VE\ dom}, E_a^{BEC})$.

Le superviseur temps-réel contient par ailleurs trois sous-systèmes appelés "Mode Prédicatif" (MP), "Mode Flou" (MF) et "Mode Booléen" (MB) comme le montre la figure 3.7. Le Mode Prédicatif est adopté par défaut tant que l'écart entre les prévisions et les mesures au PS est faible. Le Mode Flou est adopté dans le cas contraire et se base uniquement sur les données reçues en temps-réel pour générer des consignes de charge pour les VE/BEC. Le Mode Booléen est enfin rajouté au système afin de garantir le confort des utilisateurs et ajuster les consignes de charge si besoin selon la satisfaction des besoins énergétiques journaliers.

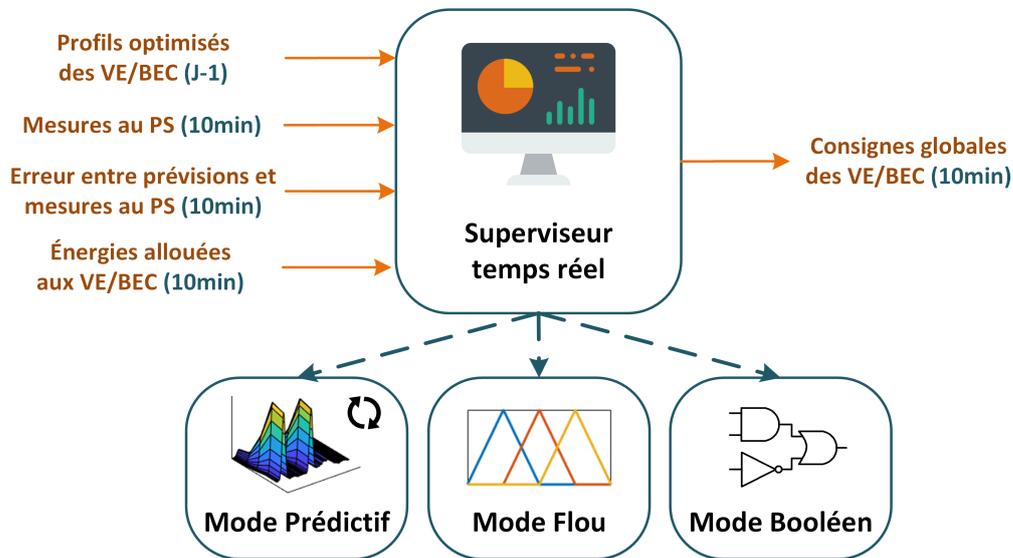


FIGURE 3.7 – Structure globale du superviseur temps-réel

3.5.2.3 Identification des états de fonctionnement

Le fonctionnement du superviseur temps-réel est représenté graphiquement dans cette section à travers un "graphe fonctionnel" du système. Celui-ci décrit les différents modes de fonctionnement du système ainsi que les conditions de transition entre eux. Comme mentionné précédemment, le superviseur temps-réel adopte les profils optimisés en J-1 sur la base des prévisions de production et de consommation tant que ces dernières restent proches des mesures au PS (l'erreur entre les deux ne dépassant pas un certain seuil défini par la suite). Dans le cas contraire, le superviseur passe au Mode Flou, comme représenté dans la figure 3.8, qui se base uniquement sur les mesures en temps-réel et l'énergie déjà allouée aux VE/BEC pour maximiser la charge des VE/BEC en période de forte production EnR et la limiter en périodes de pointe de consommation. Ceci permet de minimiser les dépassements de puissance souscrite au poste source et aussi d'assurer une recharge verte des VE/BEC. L'optimisation des profils de charge des VE/BEC est mise à jour suite au passage au Mode Flou afin de prendre en compte les erreurs de prévision constatées. Enfin, le Mode Booléen augmente les consignes de charge s'il estime que les besoins journaliers ne seront pas satisfaits avant une heure limite : 15h pour les VE au travail et 6h du lendemain pour les VE au domicile et les BEC. Ce dernier mode calcule les nouvelles consignes à partir de l'énergie restante pour atteindre les objectifs journaliers et le temps qui reste aux heures limites définies.

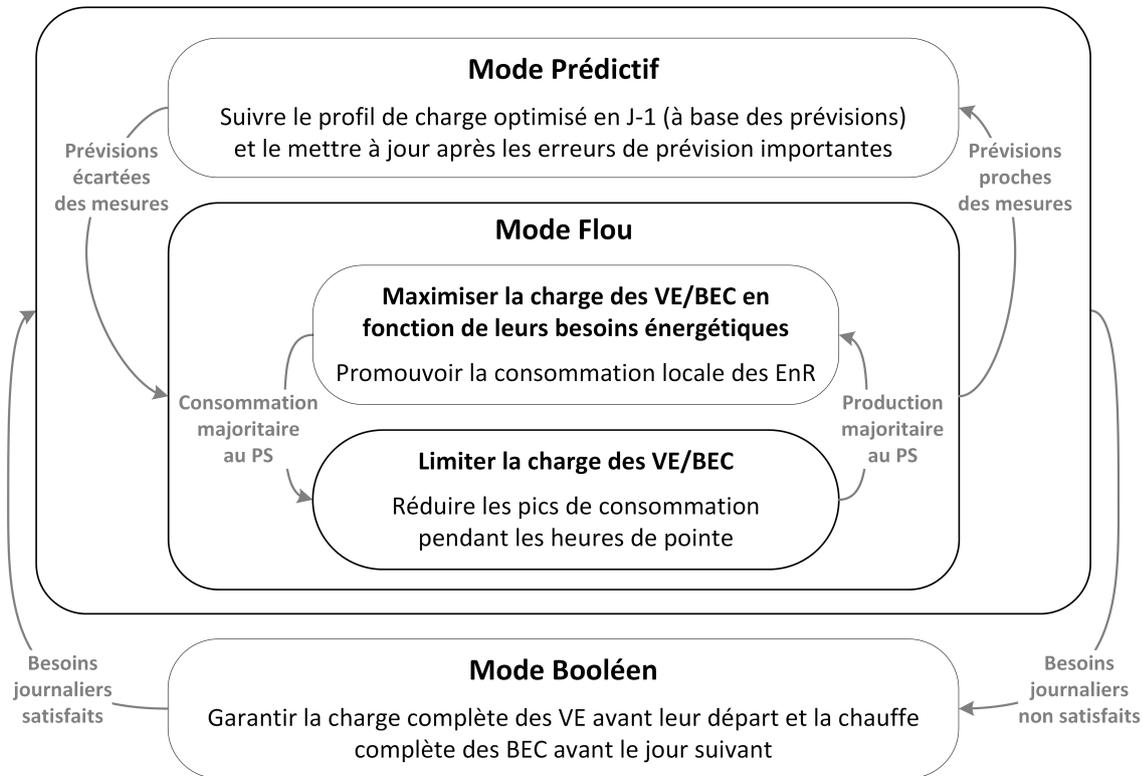


FIGURE 3.8 – Graphe fonctionnel du superviseur temps-réel

3.5.2.4 Caractérisation des paramètres du système

Cette étape consiste à caractériser les différents paramètres du système. La transition entre le Mode Prédicatif et le Mode Flou est d'abord effectuée selon l'erreur entre les prévisions et les mesures temps-réel au poste source, exprimée dans (3.7).

$$err_{prev} = \left| \frac{P_{prev}^{PS} - P_{PS}}{P_{max}^{PS} - P_{min}^{PS}} \right| \quad (3.7)$$

Cette erreur est comparée à un seuil err_{seuil} au delà duquel les prévisions seront considérées très écartées des mesures et le Mode Flou sera adopté. Ce seuil de transition entre les 2 modes pourra être déterminé en fonction de la qualité des prévisions. Une étude de sensibilité de la performance de la supervision par rapport à ce seuil sera faite dans la section 3.5.4. Le Mode Prédicatif effectue aussi une mise à jour de l'optimisation J-1 suite à chaque passage au Mode Flou en prenant en compte les consignes déjà envoyées par le superviseur et en optimisant les consignes pour le reste de la journée.

3.5. SUPERVISEUR TEMPS-RÉEL

Le Mode Flou est caractérisé par des fonctions d'appartenance, représentées sur la figure 3.9, et associées à chacune de ses entrées/sorties. La puissance au poste source (P_{PS}), étant la première entrée, peut être Négative (N) ou Positive (P) pour signifier respectivement qu'il y a un excès de production ou de consommation au PS. D'autre part, cinq niveaux ont été adoptés pour la deuxième entrée qui est l'énergie attribuée aux VE/BEC (E_a) ainsi que pour les consignes de charge (P_{ref}) en sortie du système : Très Faible (TF), Faible (F), Moyen (M), Élevé (E), Très Élevé (TE).

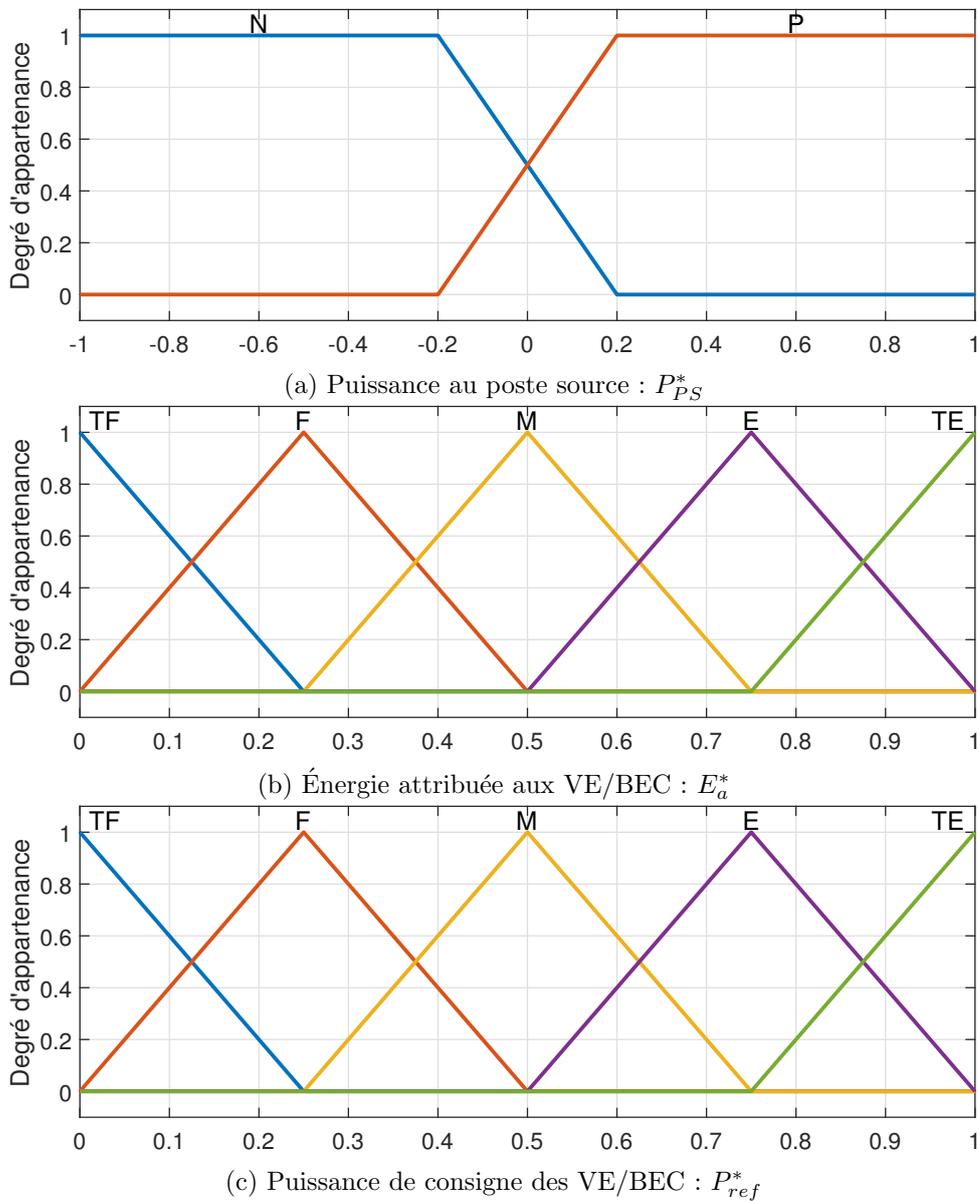


FIGURE 3.9 – Fonctions d'appartenance du Mode Flou

3.5. SUPERVISEUR TEMPS-RÉEL

On note aussi que les entrées du Mode Flou sont normalisées afin de faciliter l'adaptation de cette stratégie à différents systèmes. Elles sont donc ramenées à des intervalles de $[-1,1]$ ou $[0,1]$ en les divisant par des gains exprimés dans (3.8), (3.9) et (3.10). L'opération inverse est faite pour ramener la sortie du système vers des valeurs réelles.

$$P_{PS}^* = P_{PS} / P_{max}^{PS} \quad (3.8)$$

$$E_a^* = E_a / E_{besoin} \quad (3.9)$$

$$P_{ref} = P_{ref}^* (n_{VE/BEC}^{PS} P_{ch}^{VE/BEC}) \quad (3.10)$$

Le Mode Booléen est activé 3h avant l'heure limite de recharge (15h pour les VE au travail et 6h du lendemain pour les VE au domicile et les BEC). Cette durée du Mode Booléen, notée Δt_{MB} , sera comparée au temps de recharge restant Δt pour activer ou non le mode. La nouvelle consigne de recharge imposée par le MB est calculée en distribuant l'énergie restante pour satisfaire les besoins journaliers sur le temps restant avant l'heure limite. Enfin, un récapitulatif des entrées/sorties des modes de fonctionnement du superviseur temps-réel est représenté dans la figure 3.10.

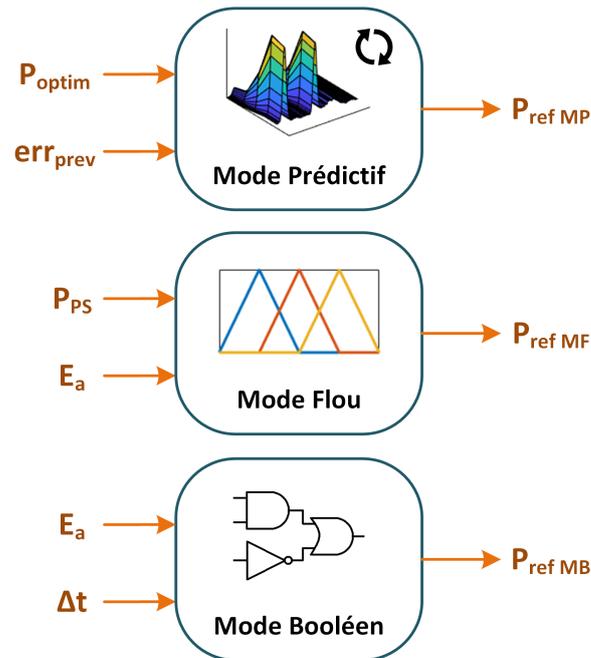


FIGURE 3.10 – Récapitulatif des entrées/sorties des 3 modes du superviseur temps-réel

3.5.2.5 Extraction des lois floues

Afin d'aboutir aux lois floues du système de supervision, le "graphe fonctionnel" est traduit en un "graphe opérationnel" (figure 3.11) qui représente l'ensemble des règles choisies de façon empirique pour les différents modes opérationnels du système.

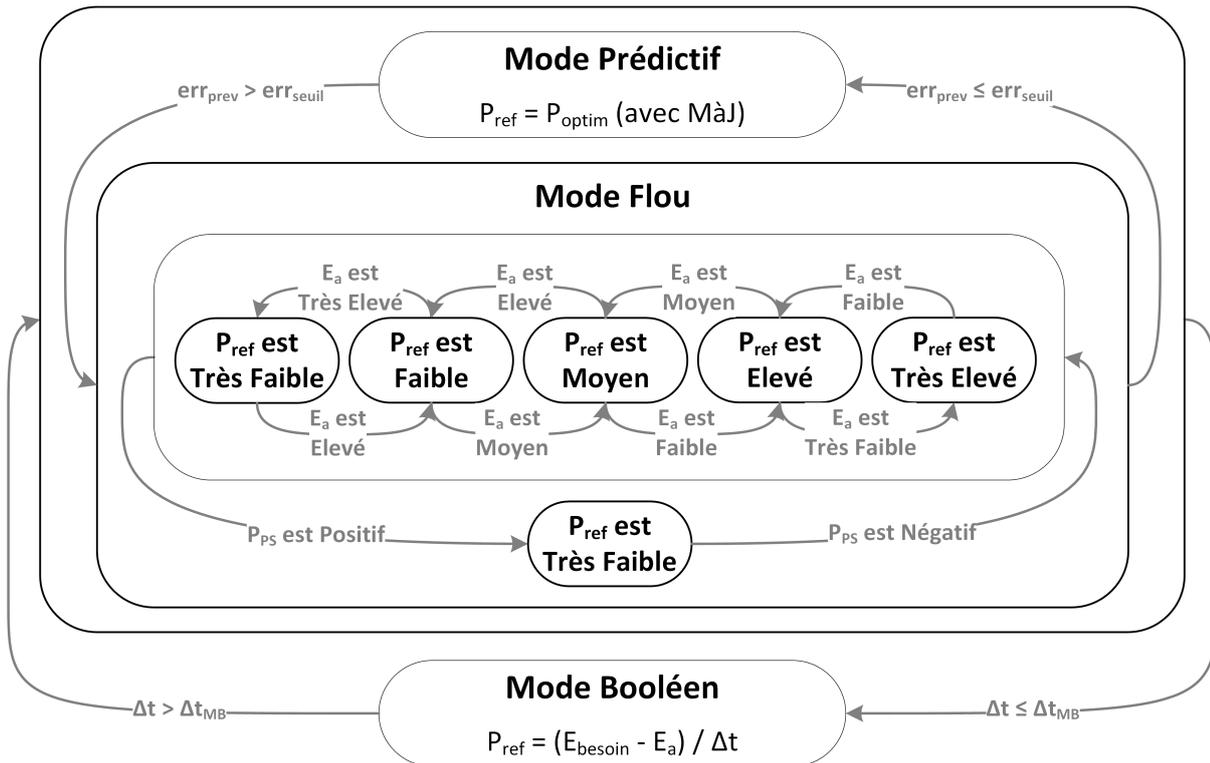


FIGURE 3.11 – Graphe opérationnel du superviseur temps-réel

La base de règles liant les entrées aux sorties du système peut ensuite être implémentée sous la forme conditionnelle suivante comprenant à la fois des règles booléennes et des règles floues :

- si $\Delta t > \Delta t_{MB}$ alors :
 - si $err_{prev} \leq err_{seuil}$ alors $P_{ref} = P_{optim}$
 - si $err_{prev} > err_{seuil}$ alors :
 - si P_{PS} est P alors P_{ref} est TF
 - si P_{PS} est N et E_a est TF alors P_{ref} est TE

3.5. SUPERVISEUR TEMPS-RÉEL

- si P_{PS} est N et E_a est F alors P_{ref} est E
- si P_{PS} est N et E_a est M alors P_{ref} est M
- si P_{PS} est N et E_a est E alors P_{ref} est F
- si P_{PS} est N et E_a est TE alors P_{ref} est TF
- si $\Delta t \leq \Delta t_{MB}$ alors $P_{ref} = (E_{besoin} - E_a)/\Delta t$

Le système d'inférence intégrant l'ensemble des règles floues utilise la méthode d'inférence MIN/MAX pour traduire les opérateurs ET/OU ainsi que les opérateurs d'implication et d'agrégation. La surface de réponse résultante représentant le Mode Flou est représentée sur la figure 3.12. Enfin, la défuzzification des sorties floues du système vers des valeurs réelles est effectuée en utilisant la méthode de centre de gravité, qui est la plus utilisée dans la littérature [70].

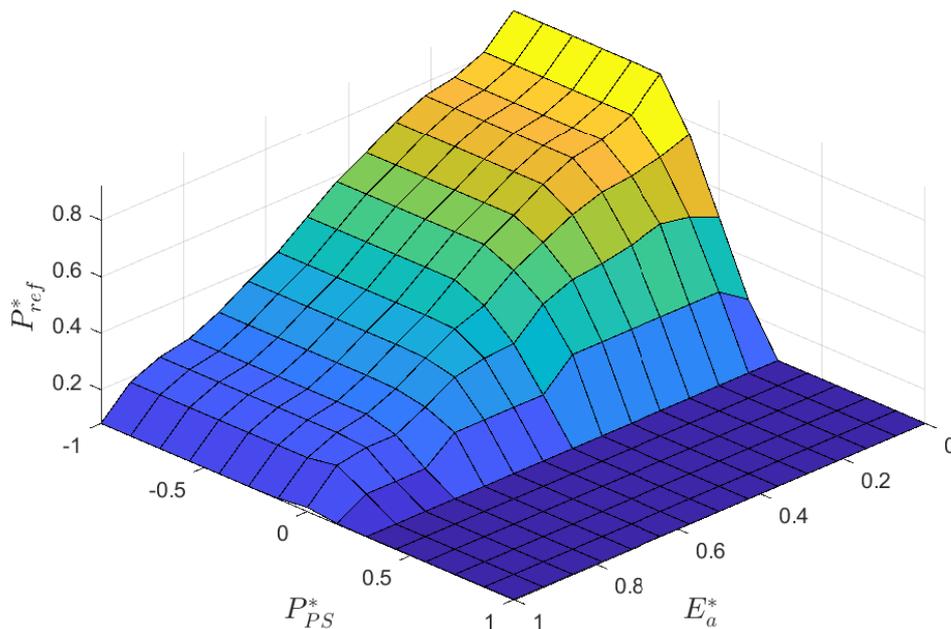


FIGURE 3.12 – Surface caractéristique du Mode Flou

L'ensemble des paramètres caractérisant le système de supervision, notamment les fonctions d'appartenance et les autres paramètres booléens, peuvent être optimisées à l'aide d'un Algorithme Génétique (AG) pour une performance meilleure du système. Cette méthode inspirée de la théorie d'évolution des espèces en biologie utilise les notions de sélection, de croisement et de mutation afin d'évoluer d'une population de solutions vers une autre jusqu'à

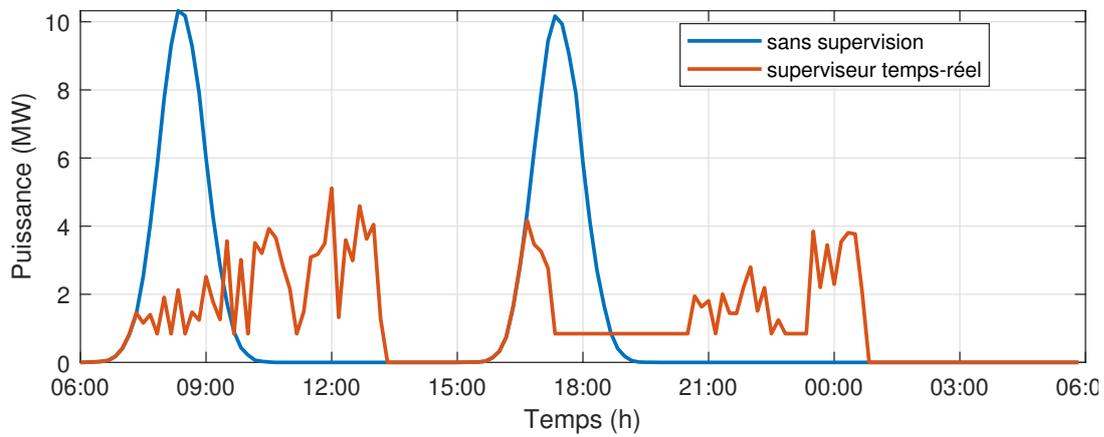
atteindre une solution jugée optimale. Ce type d'algorithme est particulièrement utilisé pour les problèmes d'optimisation complexes et nécessite des ressources calculatoires assez importantes lorsque le nombre de variables à optimiser est conséquent. Des travaux précédents au sein du laboratoire L2EP [3, 4, 81] ont pu l'implémenter pour des applications similaires à celles présentées dans ces travaux. Cette optimisation des paramètres constitue une des perspectives de ces travaux.

3.5.3 Évaluation sur un cas d'étude

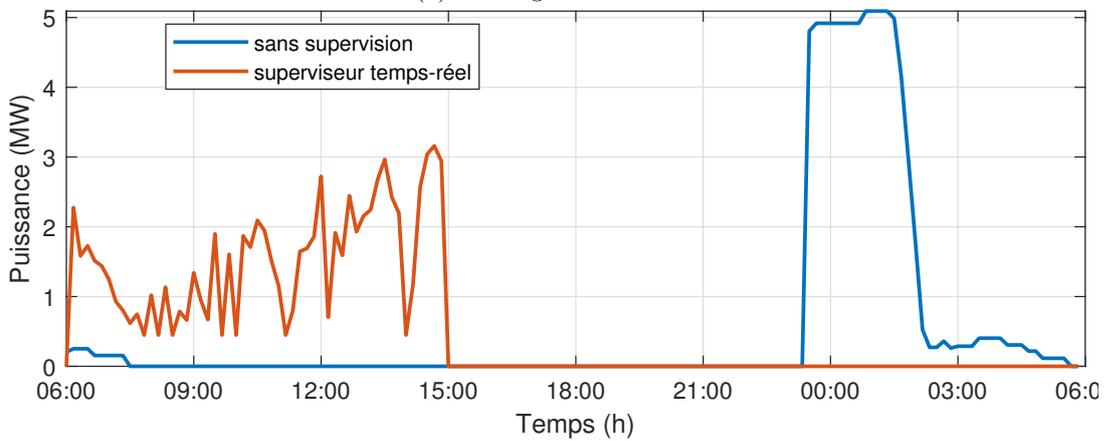
Le cas d'étude choisi est le même que celui utilisé pour évaluer le superviseur prédictif avec les mêmes hypothèses sur le nombre et la puissance de charge des VE et BEC connectés au poste source. Le superviseur temps-réel "seul", n'utilisant aucun aspect prédictif et correspondant à un seuil $err_{seuil} = 0$, est d'abord évalué sur l'année 2019. Les profils de charge des VE/BEC ainsi que le profil global au PS sont représentés sur les figures 3.13 et 3.14 pour le jour de production maximale de l'année et le jour de consommation maximale respectivement.

Dans le cas de la figure 3.13, le superviseur temps-réel a permis de lisser la courbe de charge journalière en coordonnant la charge des VE/BEC avec la production EnR locale. Par ailleurs, le Mode Flou du superviseur limite la charge des VE/BEC dans le cas de la figure 3.14 dès le début de la journée puisqu'il n'y a pas de production qui apparaît, puis le Mode Booléen vient ajuster la consigne (avant 15h pour les VE au travail et avant 6h du lendemain pour les VE au domicile et les BEC) afin de garantir le confort des utilisateurs. La courbe de charge résultante au PS reste meilleure que le scénario sans supervision en termes de pics de consommation même si aucun aspect prédictif est intégré au système.

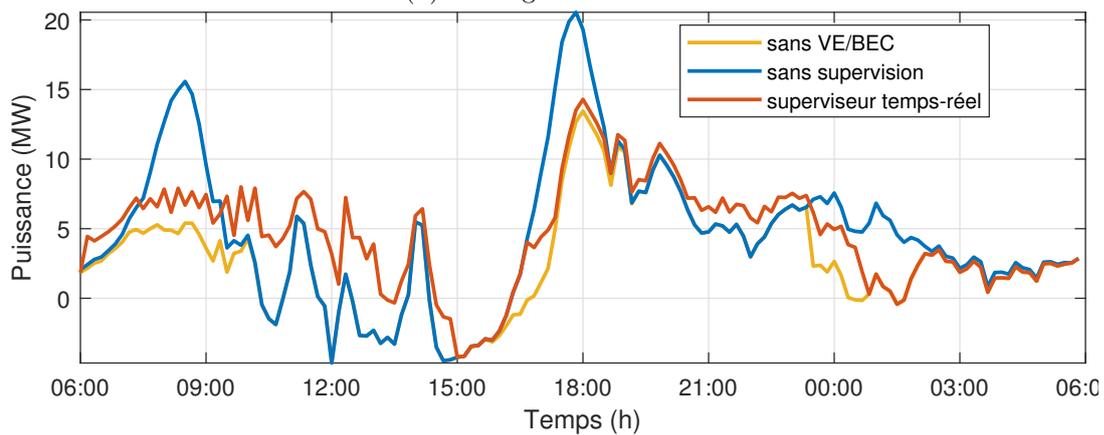
3.5. SUPERVISEUR TEMPS-RÉEL



(a) Profil global des VE



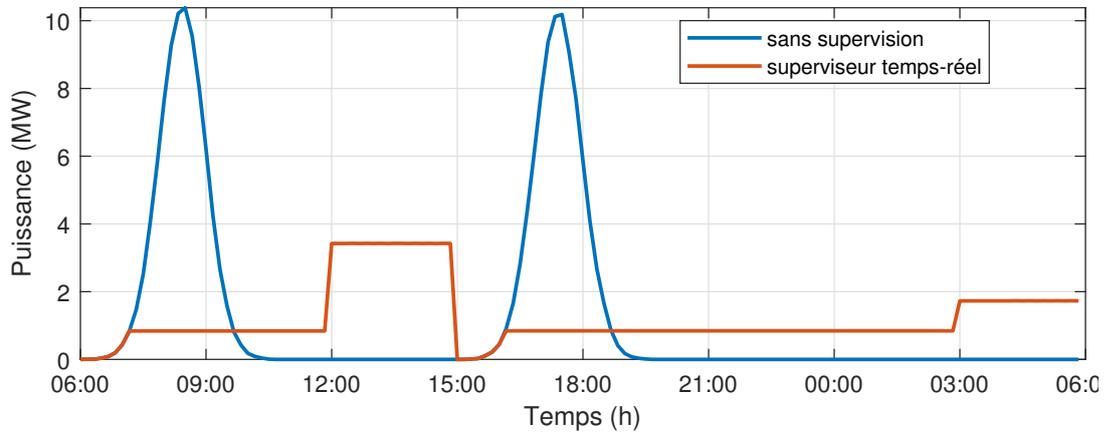
(b) Profil global des BEC



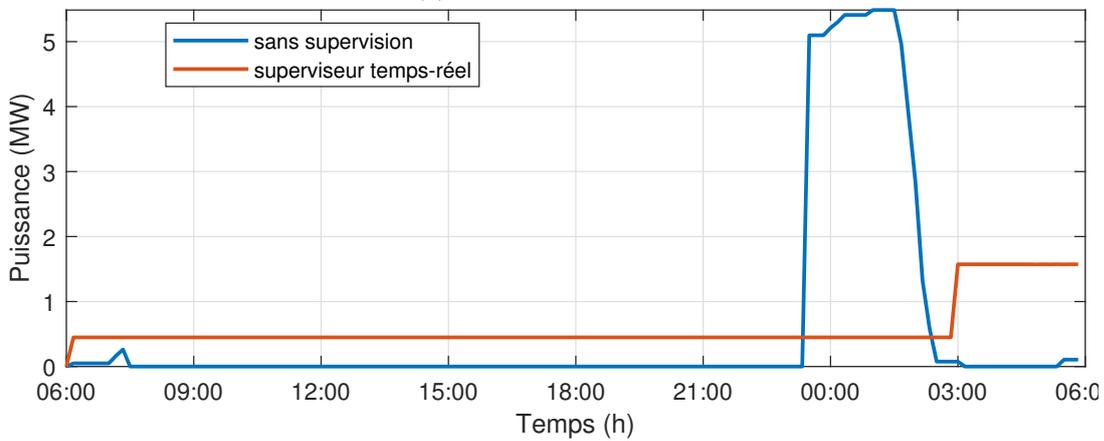
(c) Profil global au poste source

FIGURE 3.13 – Résultats de simulation du superviseur temps-réel pour le jour de production maximale de l'année (17-03-2019)

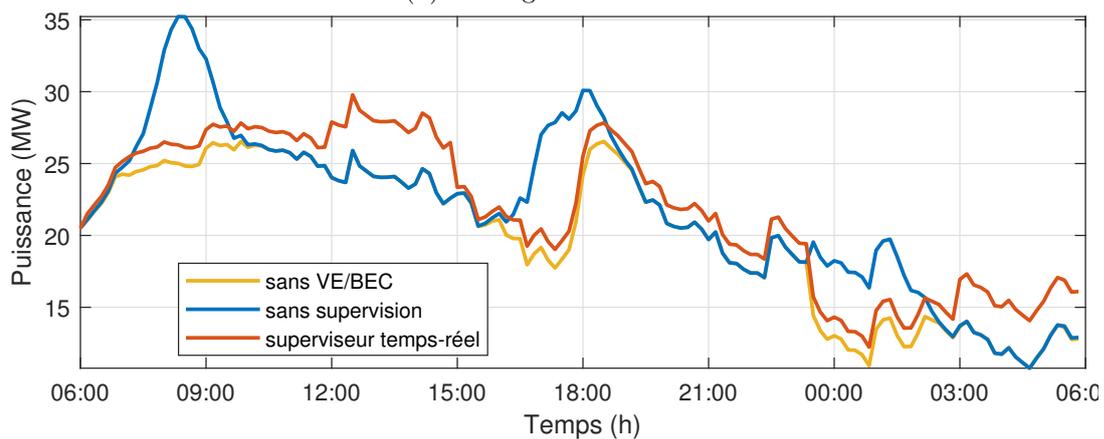
3.5. SUPERVISEUR TEMPS-RÉEL



(a) Profil global des VE



(b) Profil global des BEC



(c) Profil global au poste source

FIGURE 3.14 – Résultats de simulation du superviseur temps-réel pour le jour de consommation maximale de l'année (15-11-2019)

Les résultats de simulation sont utilisés pour calculer les indicateurs de performance

3.5. SUPERVISEUR TEMPS-RÉEL

annuels afin de mieux appréhender la performance du superviseur temps-réel. La puissance souscrite considérée est toujours choisie pour minimiser le coût d'acheminement d'électricité dans chaque cas. Le tableau 3.3 montre l'évolution du coût d'acheminement ainsi que de la production EnR refoulée au PS avant supervision puis avec le superviseur temps-réel avec 2 valeurs extrêmes de err_{seuil} :

- $err_{seuil} = 0$: représentant un superviseur temps-réel "seul" reposant uniquement sur les Modes Flou et Booléen et n'utilisant aucune donnée prédictive.
- $err_{seuil} = 1$: qui n'est autre que le superviseur prédictif présenté précédemment. En effet, err_{prev} est toujours inférieure à 1 pour les prévisions ANN faites par réseau de neurones sur ce cas d'étude, donc seul le Mode Prédictif est utilisé.

	Puissance souscrite	Coût d'acheminement d'électricité		Production EnR refoulée	
Sans VE/BEC (cas de référence)	22531 kW	969,38 k€	1,000 pu	3028,28 MWh	1,000 pu
VE/BEC sans supervision	28817 kW	1213,46 k€	1,252 pu	2533,85 MWh	0,837 pu
Superviseur temps-réel "seul"	24050 kW	1103,70 k€	1,139 pu	1983,21 MWh	0,655 pu
Superviseur prédictif "seul"	23946 kW	1085,20 k€	1,119 pu	1707,64 MWh	0,564 pu

TABLE 3.3 – Indicateurs de performance annuels du superviseur temps-réel

Le scénario sans charges pilotables étant toujours pris comme référence, l'augmentation du coût d'acheminement de 25,2% introduite par les VE/BEC non supervisés est réduite à 13,9% avec le superviseur temps-réel "seul". D'autre part, le refoulement annuel de production EnR est réduit de 34,5% grâce à la coordination améliorée des VE/BEC comparé à 16,3% seulement lorsqu'il n'y avait pas de supervision. Enfin, le superviseur prédictif "seul" reste meilleur en termes de performance pour les deux indicateurs choisis dans ce cas d'étude où les prévisions sont suffisamment proches des mesures de production et de consommation.

3.5.4 Effet de la variation du seuil d'acceptation des prévisions

Afin d'explorer les cas intermédiaires utilisant à la fois le Mode Prédictif et le Mode Flou, plusieurs seuils d'acceptation des prévisions (err_{seuil}) sont testés en refaisant la simulation sur

3.5. SUPERVISEUR TEMPS-RÉEL

une année et en calculant les deux indicateurs de performances. Les simulations sont faites d'abord avec les prévisions réalisées par réseaux de neurones (notées prévisions ANN) puis avec des prévisions plus erronées (notées prévisions ANN J-7) obtenues en décalant les prévisions ANN d'une semaine. Un troisième type de prévisions obtenu en introduisant aux prévisions ANN un bruit blanc gaussien avec un rapport signal sur bruit (Signal-to-noise ratio) de 10 dB. L'erreur de prévision au PS (err_{prev}) est représentée sur la figure 3.15 pour les trois types de prévisions.

Pour les prévisions ANN, l'erreur entre prévisions et mesures (err_{prev}) est autour d'une moyenne de 4,76% et atteint une valeur maximale de 35,11% sur l'année, alors que pour les prévisions ANN J-7 elle est autour d'une moyenne de 10,55% et atteint une valeur maximale de 53,19% sur l'année. Il est utile de noter que le décalage d'une semaine des prévisions a surtout affecté la qualité des prévisions de production mais il a conservé d'autre part la périodicité du comportement de la consommation au poste source. Enfin, le troisième type de prévisions avec bruit blanc (notées ANN + White Noise) présente des erreurs de prévision autour d'une moyenne de 11,88% et atteint une valeur maximale de 68,27% sur l'année. Ces prévisions présentent clairement le plus d'erreurs de prévision et permettront de tester davantage les limites des aspects prédictifs et temps-réel de la supervision.

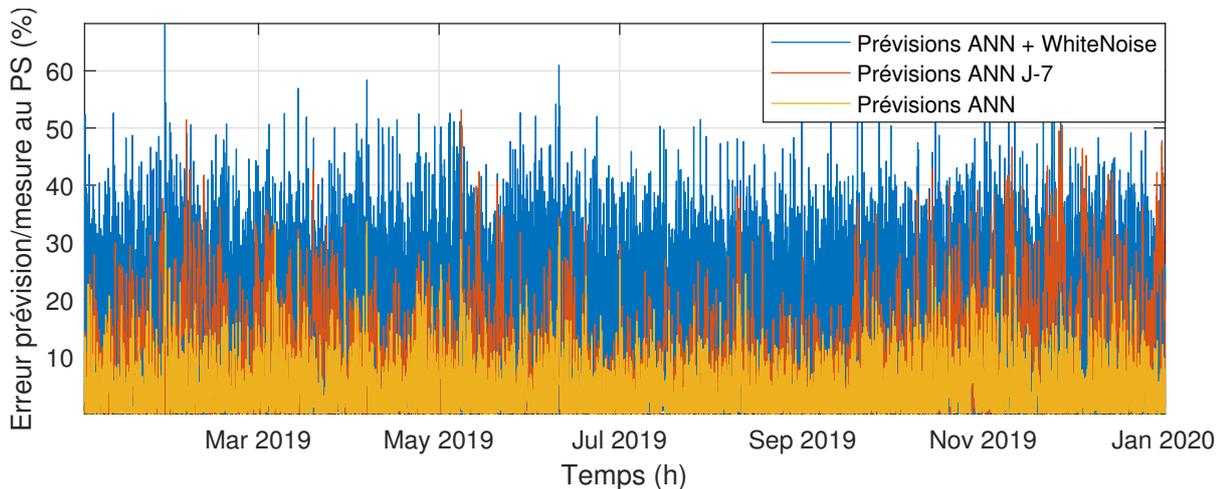
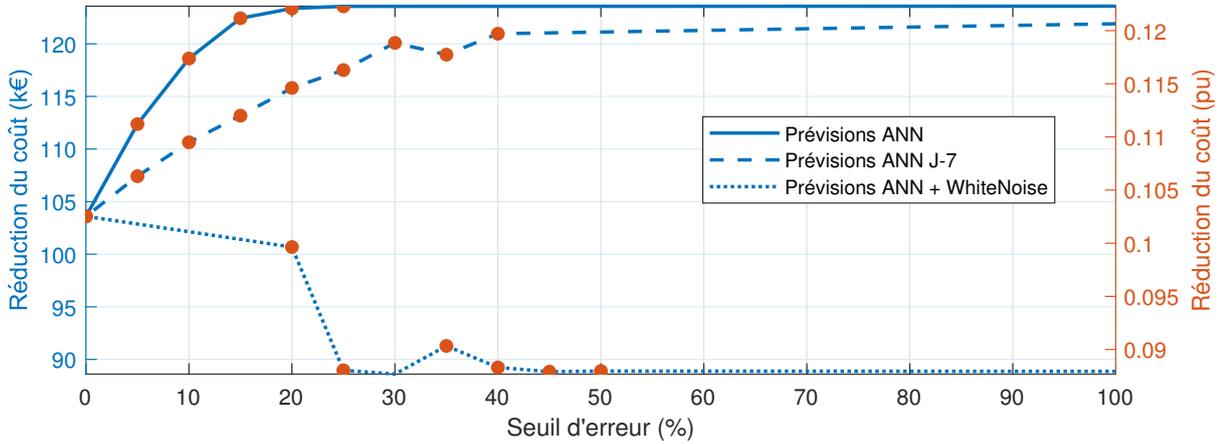


FIGURE 3.15 – Erreur entre prévisions et mesures au PS

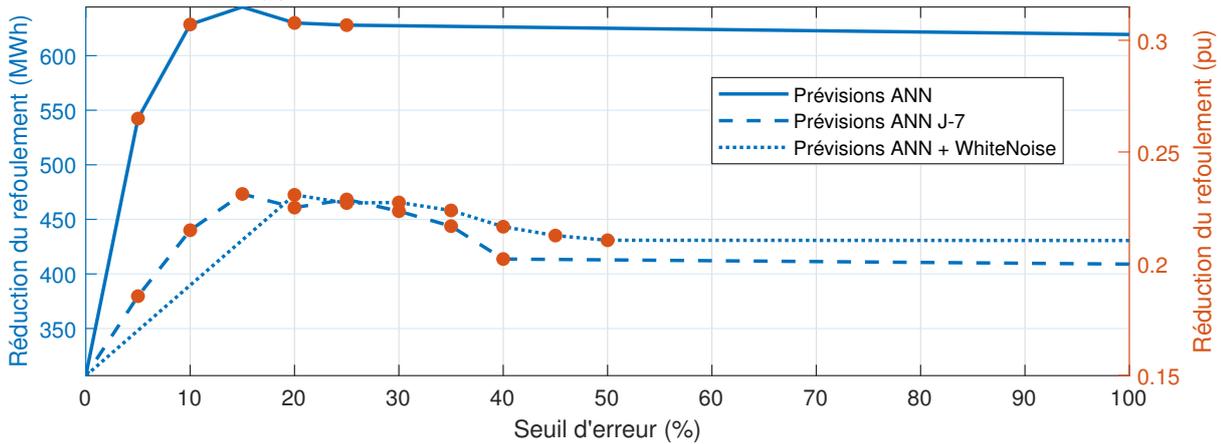
En considérant ces trois types de prévisions, la performance du superviseur temps-réel est testée pour différents seuils (err_{seuil}) d'acceptabilité des prévisions et au delà desquels le fonctionnement passe du Mode Prédicatif au Mode Flou. Pour simplifier, seule la différence du

3.5. SUPERVISEUR TEMPS-RÉEL

coût d'acheminement et du refoulement annuel entre les scénarios sans et avec supervision sont représentés sur la figure 3.16.



(a) Réduction du coût d'acheminement suite à la supervision



(b) Réduction du refoulement suite à la supervision

FIGURE 3.16 – Performance du superviseur temps-réel en fonction du seuil de transition entre Mode Prédicatif et Mode Flou

A titre indicatif, la figure 3.17 montre le nombre moyen de mises à jour effectuées par jour de simulation pour les trois types de prévisions. Ce nombre augmente naturellement lorsqu'on diminue le seuil d'acceptation err_{seuil} et lorsque les prévisions sont de plus en plus erronées. Pour les prévisions "ANN + White Noise", les points intermédiaires simulés sont limités au seuil d'erreur de 20% car le nombre de MaJ devient assez conséquent pour rendre les simulations annuelles chronophages. Néanmoins, la validité du fonctionnement en temps-réel du système n'est nullement mise en cause ici car les temps de calculs par pas de

3.5. SUPERVISEUR TEMPS-RÉEL

simulation restent généralement inférieures à 1 minute, ce qui est largement inférieur au pas de simulation qui est de 10 minutes.

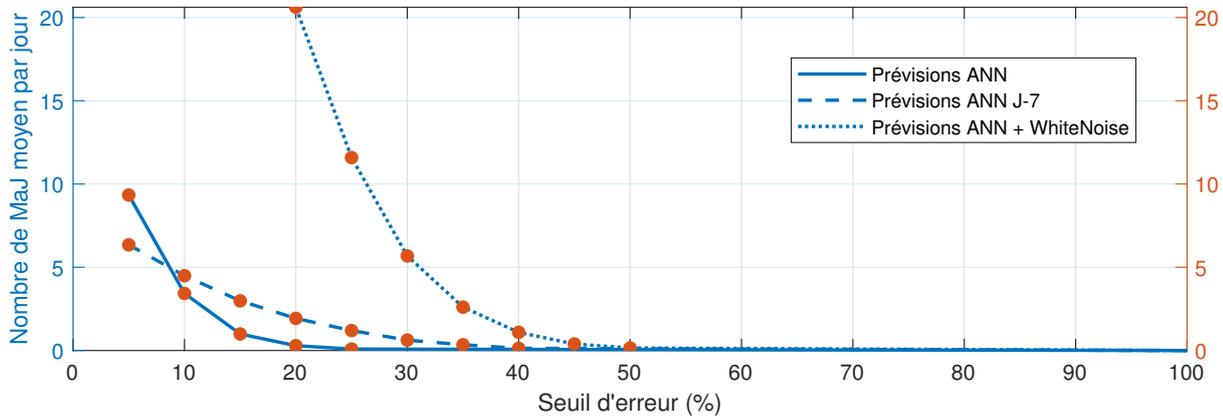


FIGURE 3.17 – Nombre moyen de mises à jour effectuées par jour de simulation

L'étude de sensibilité par rapport au seuil d'erreur délimitant le passage du Mode Prédicatif au Mode Flou montre qu'en termes de réduction du coût d'acheminement annuel, le superviseur prédictif "seul" (correspondant à $err_{seuil} = 1$) présente la meilleure performance pour les deux types de prévisions "ANN" et "ANN J-7" comme le montre la figure 3.16a. Ceci peut s'expliquer par la qualité des prévisions obtenues au poste source étudié, mais qui n'est pas nécessairement généralisable pour d'autres parties du réseau de distribution. La possibilité de passer d'un fonctionnement purement prédictif vers un fonctionnement temps-réel devient par ailleurs intéressante avec des erreurs de prévision plus importantes, comme le montre le cas des prévisions "ANN + White Noise" où le mode de fonctionnement en temps-réel basé sur la logique floue est plus avantageux.

D'autre part, la figure 3.16b montre qu'un seuil d'erreur autour de 15% présente la meilleure réduction de refoulement au PS pour les trois types de prévision. Le choix de ce seuil dégrade assez peu le gain en coût d'acheminement dans le cas des prévisions "ANN" mais présente une perte considérable dans le cas des prévisions "ANN J-7" et "ANN + White Noise" qui sont plus erronées. On peut donc conclure que le choix du seuil de transition entre les Modes Prédicatif et Flou du superviseur temps-réel dépend largement de la qualité des prévisions disponibles au poste source. Cette transition reste intéressante en tout cas pour garantir une autonomie du système lors des erreurs importantes de prévision ou encore lors de l'apparition d'incidents imprévisibles sur le réseau.

3.6 Conclusion

Après la modélisation des différents éléments du réseau de distribution, ce chapitre a permis de présenter la stratégie de pilotage proposée pour les VE et BEC au sein de ce réseau. Les prévisions de production et de consommation ont été exploitées pour optimiser les profils de charge journaliers dans le superviseur prédictif. Le superviseur temps-réel propose par ailleurs un fonctionnement alternatif avec les Modes Flou et Booléen reposant principalement sur les mesures temps-réel. Dans le cas d'étude choisi, le superviseur prédictif s'est avéré plus avantageux que le superviseur temps-réel en termes de réduction du coût d'acheminement et du refoulement d'énergie au poste source grâce aux prévisions de production et de consommation qui étaient assez proches des mesures. Les Modes Flou et Booléen du superviseur temps-réel deviennent par ailleurs plus avantageux dans le cas où les erreurs de prévisions sont plus importantes. Dans la suite du manuscrit, l'impact des stratégies de supervision développées dans ce chapitre sur les contraintes électriques du réseau sera étudié, et une méthodologie de résolution de ces contraintes sera également proposée et intégrée à la stratégie de pilotage.

Chapitre 4

Intégration des contraintes du réseau dans la stratégie de supervision

Contenu

4.1	Introduction	95
4.2	État de l'art sur l'impact du pilotage de charge sur les réseaux de distribution	96
4.3	Évaluation des contraintes électriques sur le réseau de distribution	97
4.3.1	Répartition des mesures HTA et affectation des charges pilotables	98
4.3.2	Calcul des flux de puissance	100
4.3.3	Contraintes évaluées sur le réseau HTA	101
4.3.4	Méthode basée sur la co-simulation	102
4.3.5	Évaluation sur des cas d'étude	104
4.4	Intégration des contraintes de tension dans la stratégie de supervision	110
4.4.1	Répartition des consignes de supervision	111
4.4.2	Résolution des contraintes de tension à l'aide du pilotage des charges pilotables	112
4.4.3	Évaluation sur des cas d'étude	116
4.4.4	Évaluation des temps de calcul	122
4.5	Intégration des capacités de pilotage des producteurs décentralisés	123
4.5.1	Résolution des contraintes de tension à l'aide du pilotage des EnR	123
4.5.2	Évaluation sur un cas d'étude	124
4.6	Conclusion	126

4.1 Introduction

Ce chapitre présente la méthodologie d'évaluation et d'intégration des contraintes réseau dans la stratégie de supervision présentée dans le chapitre précédent. Il commence par

4.2. ÉTAT DE L'ART SUR L'IMPACT DU PILOTAGE DE CHARGE SUR LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

présenter un état de l'art sur l'impact du pilotage de charge sur les réseaux de distribution et les méthodes existantes pour l'évaluer et le prendre en compte. La méthodologie d'évaluation des contraintes électriques est ensuite introduite en commençant par la répartition des mesures HTA et des charges pilotables jusqu'à la présentation du calcul des flux de puissance ainsi que du principe de la co-simulation. Après l'illustration des contraintes estimées sur quelques cas d'étude, la procédure de répartition des consignes de supervision puis d'intégration des contraintes de tension est expliquée. Enfin, les capacités de pilotage des producteurs décentralisés sont intégrées à la supervision afin de résoudre une partie des contraintes électriques, et la performance du système est évaluée à chaque étape.

4.2 État de l'art sur l'impact du pilotage de charge sur les réseaux de distribution

Nombreux sont les travaux qui ont porté sur les stratégies de coordination [83] incluant différents acteurs du réseau électrique et notamment les sources d'énergie renouvelable du côté de l'offre et les charges pilotables comme les véhicules électriques et les appareils domestiques du côté de la demande. Ces stratégies permettent d'atteindre différents objectifs, comme la réduction des coûts de recharge pour les utilisateurs [84], la minimisation des pertes électriques ou encore la réduction des pointes de consommation [85] au sein d'un réseau de distribution. La topologie du réseau peut également être reconfigurée en plus de la coordination des charges pilotables et de la production décentralisée [86] afin d'optimiser les performances du réseau piloté. Cependant, l'évaluation des contraintes électriques (comme les variations de tension et la surcharge des lignes) dans ces travaux et dans une partie considérable de la littérature est souvent faite à posteriori du pilotage sans y être intégrée véritablement. Plusieurs de ces travaux [86, 87, 85, 88, 89] testent également leurs stratégies de gestion à l'aide de modèles simplifiés du réseau de distribution comme les systèmes de test IEEE allant d'une dizaine à une centaine de nœuds. Une nouveauté principale de ces travaux de thèse est d'intégrer des modèles réalistes et détaillés des réseaux de distribution afin de s'approcher au plus près des contraintes qui peuvent apparaître réellement.

L'intégration des contraintes électriques dans des problèmes d'optimisation a par ailleurs été traitée dans la littérature selon différentes approches. [90] propose par exemple l'intégration des calculs de flux de puissance (load-flow) sous leur forme non-linéaire complète au problème

4.3. ÉVALUATION DES CONTRAINTES ÉLECTRIQUES SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

d'optimisation à l'aide d'une configuration à deux niveaux où les contraintes réseau sont évaluées après chaque itération et des pénalités sont calculées puis prises en compte dans les prochaines itérations. Cette solution, même si elle est précise du point de vue des calculs de flux de puissance, présente des performances limitées en termes d'optimalité de la solution. Une deuxième méthode proposée dans la littérature est de linéariser les équations de flux de puissance afin de les intégrer directement au problème d'optimisation. Cette formulation, connue sous le nom "DC Load Flow" [91], néglige les flux de puissance réactive ainsi que les pertes de puissance active (la résistance des lignes est négligée devant leur réactance). Elle considère aussi que la tension reste proche de sa valeur nominale et que les variations de sa phase est négligeable. Ces approximations ne sont pas valables par contre dans le cas des réseaux de distribution et peuvent être utilisées plutôt dans les réseaux de transport. Une autre linéarisation des équations de load-flow, ne négligeant pas la variation de la tension ni la résistance des lignes, est testée par [90] sur le même système. Cette linéarisation a pu être intégrée directement dans un problème d'optimisation (de type MILP : Mixed-Integer Linear Programming). Les solutions obtenues vérifient une optimalité globale mais la prise en compte des contraintes présente des erreurs dues à la linéarisation, et la possibilité de non faisabilité de quelques solutions persiste. Pour conclure, l'intégration des contraintes réseau dans un problème d'optimisation ou dans les stratégies de gestion énergétique présente en général un compromis entre la précision d'estimation des contraintes d'une part, et la rapidité et la convergence de la solution d'autre part. Ces éléments sont d'ailleurs cruciaux dans le cadre de cette thèse qui vise à piloter les charges pilotables en temps-réel et à une échelle assez large tout en prenant en compte des estimations précises des contraintes réseau.

4.3 Évaluation des contraintes électriques sur le réseau de distribution

Avant de pouvoir évaluer les contraintes électriques sur le réseau de distribution HTA, il est nécessaire d'abord de répartir des mesures disponibles au niveau du poste source et aussi répartir les charges pilotables sur l'ensemble des postes de distribution. Les calculs des flux de puissance seront ensuite abordés avant d'expliquer la méthode basée sur la co-simulation et de l'illustrer sur des cas d'étude.

4.3. ÉVALUATION DES CONTRAINTES ÉLECTRIQUES SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

4.3.1 Répartition des mesures HTA et affectation des charges pilotables

Étant donné que les mesures disponibles en temps-réel sont la puissance totale au poste source ainsi que les puissances en tête de chaque départ HTA, les puissances consommées au niveau des postes de distribution (PD) sont estimées à partir de ces mesures comme expliqué dans la section 2.2.3. On rappelle que la puissance $P_{conso}^{départ}(k, t)$ consommée sur un départ "k" à un instant "t" est répartie sur les différents PD alimentés par ce départ au prorata de leur $P_{conso\ max}^{PD}$. La puissance résultante $P_{conso}^{PD}(i, t)$ consommée par un PD "i" raccordé au départ "k" est donc calculée selon l'expression (2.2).

$$P_{conso}^{PD}(i, t) = P_{conso}^{départ}(k, t) \frac{P_{conso\ max}^{PD}(i)}{\sum_{PD_j \in \text{départ}_k} P_{conso\ max}^{PD}(j)} \quad (2.2)$$

Cette puissance constitue uniquement la partie non pilotable de la consommation en aval du PD, à laquelle se rajoutent les puissances de consigne locales des VE et BEC notées $(P_{VE\ tr}^{PD}, P_{VE\ dom}^{PD}, P_{BEC}^{PD})$. Ces puissances sont en effet obtenues à partir des puissances de consigne globales $(P_{VE\ tr}^{PS}, P_{VE\ dom}^{PS}, P_{BEC}^{PS})$ calculées par le superviseur temps-réel (présenté dans le chapitre précédent), en passant par un algorithme de répartition décrit par la suite. Enfin, pour des raisons de simplification, on considère qu'il n'y a pas de production BT connectée aux postes de distribution dans la suite de l'étude. La puissance totale estimée au point de raccordement de chaque PD s'exprime donc selon (4.1).

$$P_{PD} = P_{conso}^{PD} + P_{VE\ tr}^{PD} + P_{VE\ dom}^{PD} + P_{BEC}^{PD} \quad (4.1)$$

Afin d'obtenir les différentes consignes locales des VE/BEC au niveau des PD, le nombre de charges pilotables estimé au niveau du PS est d'abord réparti sur les différents PD au prorata de la $P_{conso\ max}^{PD}$, similairement à la consommation non pilotable. En réalité, si le système de supervision passe en phase d'implémentation, le GRD aura des informations beaucoup plus précises sur le nombre de VE/BEC raccordés à chaque PD et qui offrent la possibilité d'être pilotés. Cette étude étant prospective, on garde l'hypothèse de répartition proportionnelle des charges pilotables selon laquelle le nombre de VE/BEC raccordés à un PD "i" est exprimé par

4.3. ÉVALUATION DES CONTRAINTES ÉLECTRIQUES SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

(4.2) et (4.3).

$$n_{VE}^{PD}(i) = n_{VE}^{PS} \frac{P_{conso\ max}^{PD}(i)}{\sum_{PD_j \in PS} P_{conso\ max}^{PD}(j)} \quad (4.2)$$

$$n_{BEC}^{PD}(i) = n_{BEC}^{PS} \frac{P_{conso\ max}^{PD}(i)}{\sum_{PD_j \in PS} P_{conso\ max}^{PD}(j)} \quad (4.3)$$

n_{VE}^{PD} et n_{BEC}^{PD} n'étant pas des nombres entiers, une correction supplémentaire de cette répartition est proposée en multipliant le nombre de VE/BEC par un coefficient correcteur α puis en arrondissant le résultat à l'entier le plus proche. Le choix de ce coefficient est effectué d'une façon inspirée de la recherche dichotomique en l'augmentant ou diminuant jusqu'à obtenir $\sum n_{VE}^{PD} = n_{VE}^{PS}$. Le coefficient α est défini à chaque fois au milieu de deux bornes α_{min} et α_{max} (initialisées par 0 et 2 respectivement), ce qui se traduit par l'expression $\alpha = (\alpha_{min} + \alpha_{max})/2$. Ensuite, si $\sum n_{VE}^{PD} < n_{VE}^{PS}$ la borne min est augmentée à $\alpha_{min} = \alpha$, et si $\sum n_{VE}^{PD} > n_{VE}^{PS}$ la borne max est diminuée à $\alpha_{max} = \alpha$. Le coefficient α est recalculé à chaque fois comme le milieu entre les deux bornes jusqu'à obtenir une somme d'entiers qui vérifie $\sum n_{VE}^{PD} = n_{VE}^{PS}$. La même opération est effectuée pour ajuster la répartition des BEC.

Après avoir affecté le nombre de VE et BEC raccordés à chaque PD, les profils non supervisés des VE et BEC (générés selon leurs heures d'arrivée et de départ au domicile et au travail) sont affectés aléatoirement aux différents postes de distribution du réseau étudié. La figure 4.1 montre un exemple des puissances relatives à la charge non supervisée des VE/BEC en les agrégeant sur chaque PD du réseau HTA.

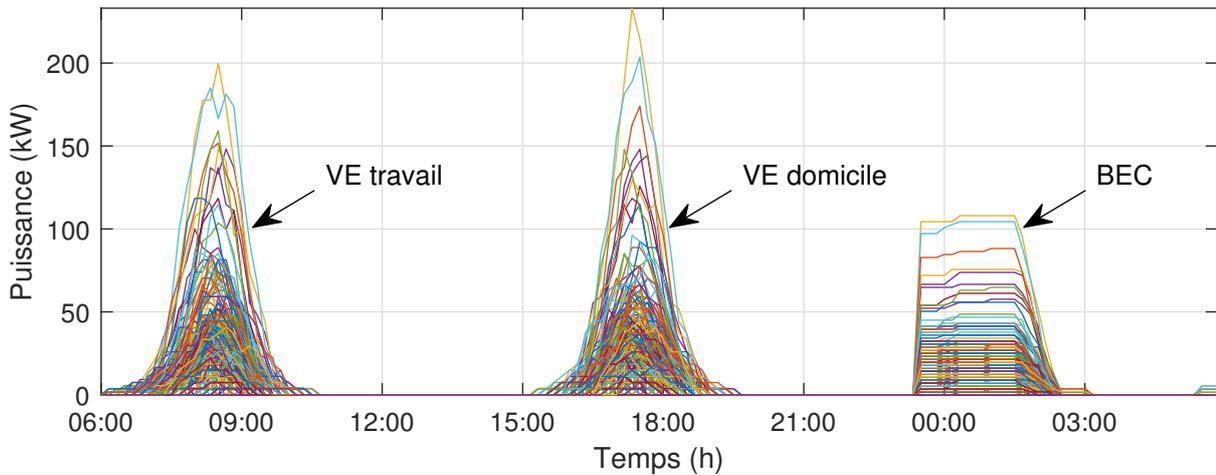


FIGURE 4.1 – Profils de charge non supervisée de 4798 VE et 3107 BEC répartis sur 354 PD

4.3. ÉVALUATION DES CONTRAINTES ÉLECTRIQUES SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Les consignes de puissance globales générées par le système de supervision présenté dans le chapitre précédent seront par ailleurs réparties selon une méthode présentée par la suite dans la section 4.4.1 et qui permettra de prendre en compte les contraintes de tension sur le réseau en plus des besoins énergétiques des utilisateurs.

4.3.2 Calcul des flux de puissance

L'état électrique du réseau de distribution, représenté en particulier par la tension aux différents nœuds du réseau ainsi que la charge des lignes électriques, est calculé à l'aide d'une analyse des flux de puissance connue plus couramment sous le nom d'étude de load-flow ou de power-flow dans la littérature scientifique. Cette étude vise généralement à analyser le réseau de distribution en fonctionnement normal et en régime permanent. Elle est particulièrement utilisée par les GRD pour planifier l'expansion future des réseaux électriques et optimiser l'exploitation des réseaux existants.

En régime permanent, les flux de puissance active et réactive (P_i, Q_i) à chaque nœud i d'un réseau de distribution de n nœuds sont exprimés par le système d'équations (4.4) en fonction du module et la phase de la tension (V_j, θ_j) aux différents nœuds et de la matrice d'admittance $Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$ du réseau.

$$\begin{cases} P_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)) \\ Q_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)) \end{cases} \quad (4.4)$$

Afin de résoudre ce système d'équations, les nœuds du réseau sont catégorisés en trois types en fonction de leurs paramètres connus :

- Les nœuds PQ (ou Load Bus) : représentant en général les charges pour lesquels la puissance active et réactive sont considérées connues.
- Les nœuds PV (ou Generator Bus) : représentant les générateurs qui assurent le réglage de tension sur le réseau et pour lesquels la puissance active et le module de la tension sont contrôlés et considérés connus.
- Le nœud bilan (ou Slack Bus) : pour lequel le module et l'angle de la tension sont contrôlés. Ce nœud fixe l'angle de référence pour le reste du réseau et équilibre aussi les puissances

4.3. ÉVALUATION DES CONTRAINTES ÉLECTRIQUES SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

actives et réactives pour compenser les pertes.

Enfin, la résolution du système d'équations non linéaires est faite à l'aide de méthodes numériques itératives comme la méthode de Gauss-Seidel ou la méthode de Newton-Raphson. Cette dernière est la plus utilisée dans la littérature et sera utilisée dans ces travaux pour les calculs de load-flow sur PowerFactory.

4.3.3 Contraintes évaluées sur le réseau HTA

Dans ces travaux, les calculs de load-flow sont utilisés principalement pour détecter l'apparition de contraintes de tension et de surcharge sur le réseau de distribution suite à l'ajout des charges pilotables. Selon la documentation technique du GRD [35] [32], l'élévation et la chute de tension à chaque nœud du réseau HTA ne doivent pas dépasser 5% de la tension d'alimentation contractuelle V_c , qui est elle-même comprise entre $V_n - 5\%$ et $V_n + 5\%$ (V_n étant la tension d'alimentation nominale du réseau HTA). Par ailleurs, l'effet cumulé des producteurs d'énergie ne doit pas générer une élévation de tension supérieure à 2% de la consigne V_{OLTC} du régulateur en charge (du transformateur HTB/HTA) dans un départ "mixte" (reliant à la fois des producteurs et des consommateurs), et 7% de V_{OLTC} dans un départ "direct" (dédié aux producteurs). Sa valeur est choisie entre $V_n + 2\%$ et $V_n + 4\%$ par le GRD afin que la tension en aval du transformateur respecte les contraintes susmentionnées.

L'évaluation des contraintes sera focalisée principalement sur les points de livraison des postes de distribution (où la chute de tension est supposée être maximale) et des producteurs EnR (où l'élévation de tension est supposée être maximale) connectés au réseau HTA. L'ensemble des contraintes de tension est résumé dans (4.5).

$$\begin{cases} V_{PD}, V_{GEN} \in [V_c - 5\% \quad V_c - 5\%] \\ V_{PD}, V_{GEN} \leq V_{OLTC} + 2\% \quad (\text{en départ mixte}) \\ V_{GEN} \leq V_{OLTC} + 7\% \quad (\text{en départ direct}) \end{cases} \quad (4.5)$$

Une marge de sécurité supplémentaire de 1% de V_n est introduite par la suite lors de la résolution des contraintes de tension afin de prendre en compte les incertitudes liées à la chaîne de mesure et au fonctionnement discret du régulateur en charge [32].

En plus des contraintes de tension, le deuxième type de contraintes évaluées est la

4.3. ÉVALUATION DES CONTRAINTES ÉLECTRIQUES SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

surcharge des lignes HTA. La charge d'une ligne HTA est calculée suite au calcul de load-flow en divisant le courant traversant la ligne par son courant nominal. PowerFactory offre aussi la possibilité d'intégrer les caractéristiques thermiques des lignes dans ce calcul.

4.3.4 Méthode basée sur la co-simulation

Afin de détecter les contraintes de tension qui peuvent apparaître sur le réseau de distribution et ensuite les intégrer à la stratégie de supervision énergétique, une approche basée sur la co-simulation est utilisée. Celle-ci combine l'utilisation des logiciels Matlab/Simulink, où la stratégie de gestion énergétique est implémentée, et Digsilent PowerFactory, où le réseau de distribution est finement modélisé par le GRD, afin de tester les consignes de supervision en temps-réel et estimer les contraintes du réseau qui peuvent apparaître avant de piloter réellement les utilisateurs.

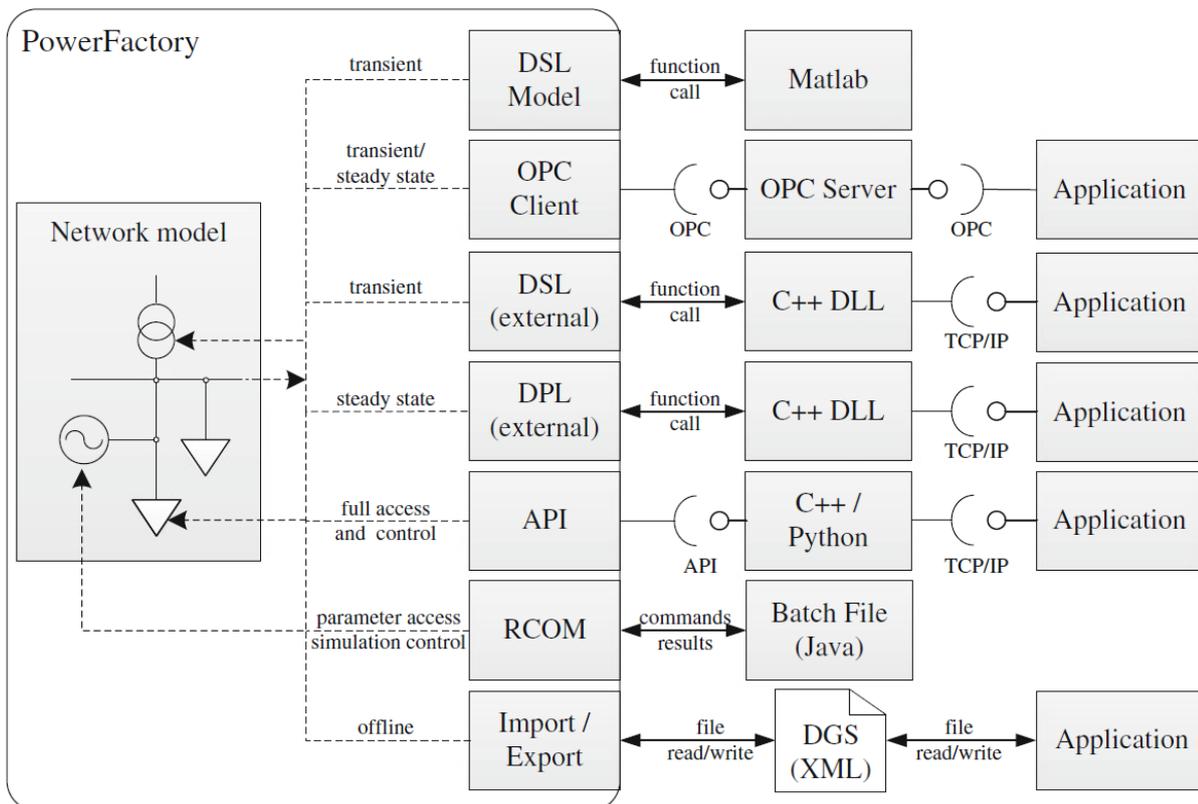


FIGURE 4.2 – Synthèse des interfaces offertes par PowerFactory [92]

Plusieurs approches de co-simulation sont utilisées dans la littérature pour interfacer

4.3. ÉVALUATION DES CONTRAINTES ÉLECTRIQUES SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

PowerFactory avec d'autres logiciels de simulation comme Matlab. [93] utilise une approche de partage de fichiers pour transférer les données entre les deux logiciels au format CSV ou XML. Cette méthode est cependant plus lente que les autres approches et nécessite une synchronisation des accès aux fichiers. D'autres approches utilisent des bibliothèques C/C++ externes dites DLL (Dynamic Link Libraries) [94] ou encore l'interface API (Application Programming Interface) intégrée de PowerFactory [95] pour l'interfacer avec Matlab. D'autres mécanismes existent pour interfacier PowerFactory avec d'autres applications comme le montre [92] dans la figure 4.2.

Dans ces travaux, la méthode de couplage choisie utilise une interface OPC (Open Platform Communications) pour l'échange de données entre les deux logiciels. La norme OPC [96] est particulièrement utilisée dans les systèmes de supervision SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) et les applications industrielles interfaçant plusieurs équipements [97]. Dans ce cas, Matlab et PowerFactory sont tous deux interfacés, via leurs toolbox OPC respectives, à un serveur OPC qui gère les échanges de données comme illustré dans la figure 4.3. L'échange de données est synchronisé en utilisant des variables d'état indiquant quand les calculs sont terminés sur Matlab et PowerFactory à chaque pas de simulation.

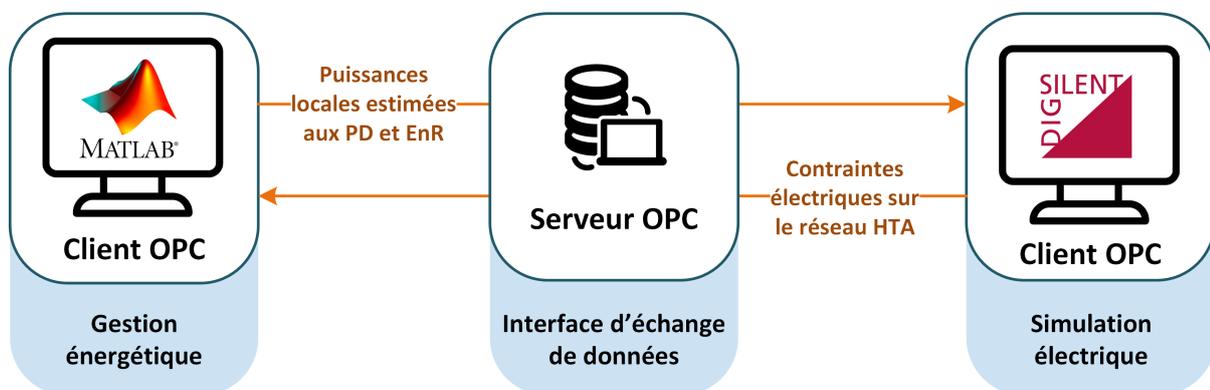


FIGURE 4.3 – Approche de co-simulation entre Matlab et PowerFactory

Les puissances locales aux points de raccordement des postes de distribution ainsi que des producteurs EnR raccordés en HTA sont estimées sur Matlab suite à la supervision énergétique puis envoyées à PowerFactory via le serveur OPC. D'autre part, un calcul de répartition de charges (load-flow) est effectué sur le réseau de distribution modélisé sur PowerFactory afin d'estimer les niveaux de tension et de charge des lignes aux différents points de raccordement des PD et des producteurs EnR. Ces résultats de simulation sont enfin remontés au système

4.3. ÉVALUATION DES CONTRAINTES ÉLECTRIQUES SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

de supervision afin d'ajuster les consignes de pilotage si des contraintes sont détectées. Cette adaptation de consignes est expliquée par la suite dans la section 4.4.

4.3.5 Évaluation sur des cas d'étude

On considère le même poste source utilisé dans les cas d'étude des chapitres précédents, et dont le modèle électrique détaillé est illustré sur la figure 4.4. Le réseau de distribution alimenté par ce PS contient 354 postes de distribution HTA/BT desservis par 9 départs consommateurs. La consommation non pilotable sur ces postes est augmentée de 50% dans ce cas d'étude par rapport à celui utilisé dans les chapitres précédents pour se mettre dans un scénario prospectif plus contraignant et évaluer l'effet des niveaux de consommation élevés sur le réseau. A ceci se rajoutent les 4798 VE et 3107 BEC estimés précédemment (à l'horizon 2035) et se chargeant respectivement à 7,4 kW et 1,8 kW. La puissance de charge des VE a été augmentée de 3,7 kW à 7,4 kW afin d'évaluer l'effet de leur insertion dans le réseau sous des contraintes plus sévères. Le poste source dessert par ailleurs 4 parcs de production EnR (deux parcs éoliens de 10,5 MW, un parc PV de 12,5 MW et une unité de méthanisation de 3 MW) desservis par des départs directs les liant au poste source directement. Deux autres producteurs PV (fictifs) de 1,5 MW sont raccordés en départ mixte (en plein réseau) dans le cadre de cette étude pour tester aussi l'effet des niveaux de production élevés sur le fonctionnement du réseau HTA.

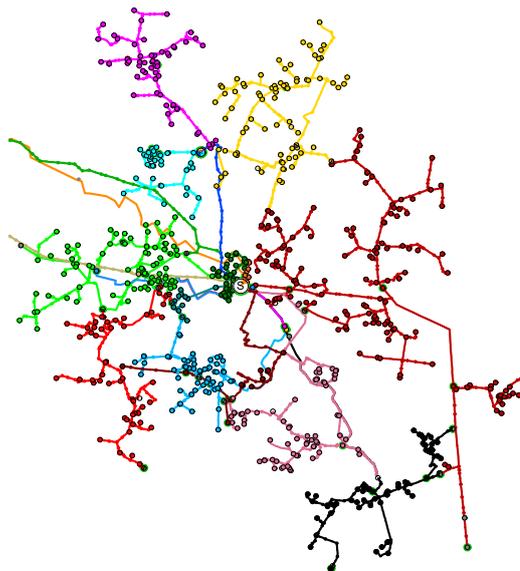


FIGURE 4.4 – Schéma du réseau de distribution anonyme modélisé sous PowerFactory

4.3. ÉVALUATION DES CONTRAINTES ÉLECTRIQUES SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Dans ce paragraphe, on illustre l'évaluation des contraintes de tension et de surcharge à l'aide de la co-simulation dans le scénario des VE/BEC non supervisés comparé au scénario sans VE/BEC (pris comme référence). Les scénarios incluant la supervision énergétique seront abordés dans les sections suivantes. Vu les temps importants de calcul, la simulation est effectuée uniquement sur des jours spécifiques. Les figures 4.5 et 4.6 montrent les profils de consommation et de production au PS ainsi que les plages de tension aux points de raccordement de l'ensemble des PD et la charge (loading) des lignes de raccordement pour le jour de consommation maximale de l'année 2019 et le jour de production PV maximale respectivement.

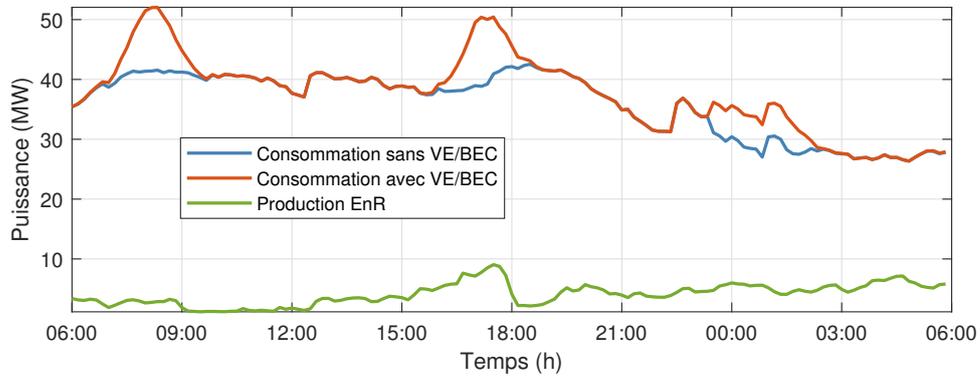
Pour la suite, on considère que la tension contractuelle est égale à la tension nominale ($V_c = V_n = 1$ pu) et que la consigne du régulateur en charge (au transformateur HTB/HTA du poste source) est fixée à $V_{OLTC} = 1.02$ pu. Selon les contraintes mentionnées en section 4.3.3, un nœud du réseau est considéré dans ce cas en "contrainte de tension basse" lorsque sa tension devient inférieure à 0.96 pu ($V_c - 5\%$ avec une marge de sécurité supplémentaire de 1% de V_n), et en "contrainte de tension haute" lorsque sa tension devient supérieure à 1.03 pu ($V_{OLTC} + 2\%$ avec une marge de 1% de V_n également) en départ mixte.

La figure 4.5 montre le jour de consommation maximale de l'année (15-11-2019) comme un exemple où l'introduction des VE/BEC sans supervision au réseau de distribution génère non seulement des pics de consommation qui augmentent la facture d'acheminement mais introduit aussi des chutes de tension importantes au niveau des postes de distribution. La charge des VE au domicile et au travail a même causé l'apparition de contraintes de tension basse autour de 8h et 17h, alors que les chutes de tension causées par les BEC (à partir de 23h) sont restées dans la plage réglementaire, car dans ce scénario ils sont activés par défaut en heures creuses. Enfin, la charge des lignes augmente aussi pendant les pics de consommation mais sans atteindre des seuils de contrainte (ne dépasse pas 100%) sur toute la journée.

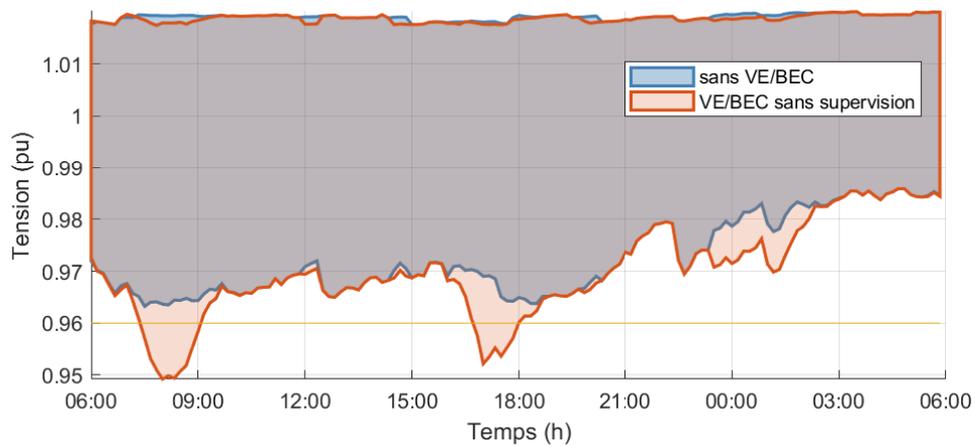
D'autre part, la figure 4.6 montre le jour de production PV maximale de l'année (22-05-2019) où il n'y a pas de contraintes de tension basse à cause de la consommation moins importante globalement au printemps. Par contre, les niveaux importants de production EnR sur le réseau de distribution, en particulier celle des deux producteurs PV connectés en plein réseau, a causé des élévations de tension importantes au niveau des PD voisins. Ces contraintes de tension haute apparaissent en plus sur la période entre 10h30 et 16h30 où la production EnR est importante mais qui ne coïncide que très peu avec la charge des VE/BEC. L'intérêt de

4.3. ÉVALUATION DES CONTRAINTES ÉLECTRIQUES SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

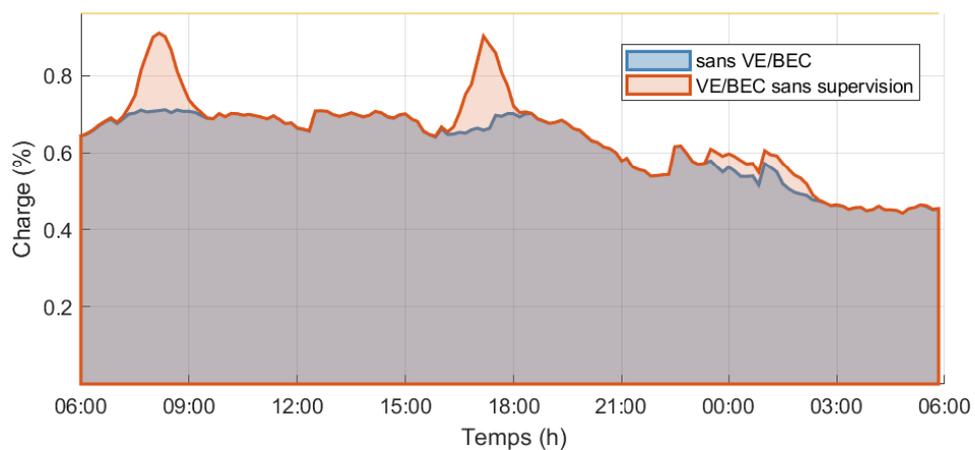
la coordination des VE/BEC avec la production locale d'EnR est donc encore plus intéressant dans ce cas.



(a) Profils globaux de consommation et de production au PS



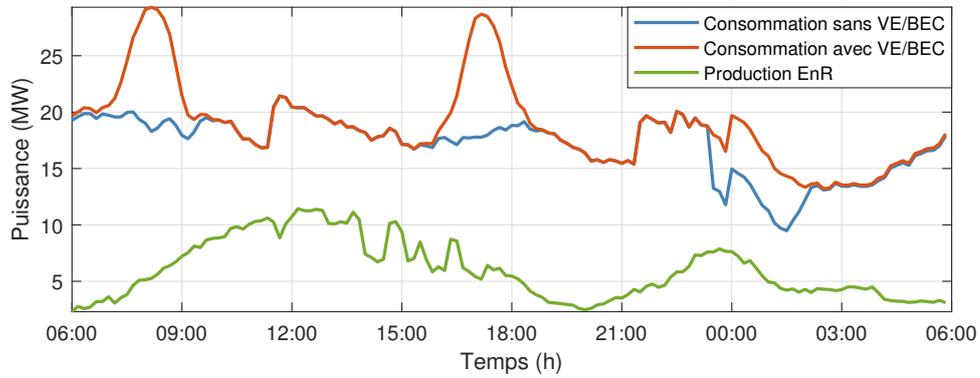
(b) Plage de tension aux points de livraison des PD



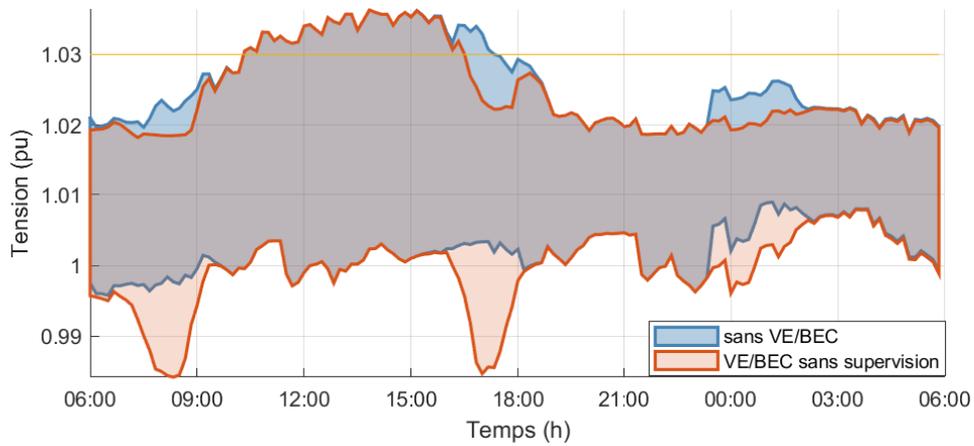
(c) Charge des lignes de raccordement des PD

FIGURE 4.5 – Résultats de simulation sur le jour de consommation maximale de l'année (15-11-2019)

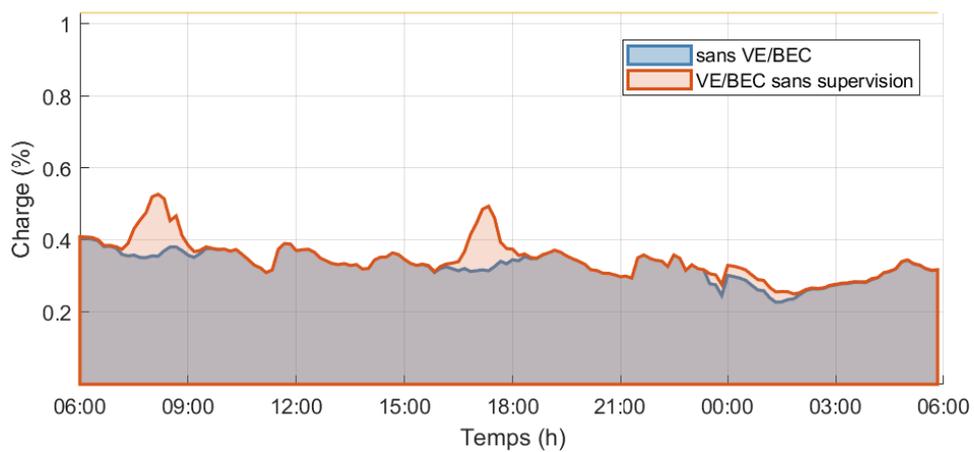
4.3. ÉVALUATION DES CONTRAINTES ÉLECTRIQUES SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION



(a) Profils globaux de consommation et de production au PS



(b) Plage de tension aux points de livraison des PD



(c) Charge des lignes de raccordement des PD

FIGURE 4.6 – Résultats de simulation sur le jour de production PV maximale de l'année (22-05-2019)

4.3. ÉVALUATION DES CONTRAINTES ÉLECTRIQUES SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

L'emplacement géographique des contraintes de tension basses et hautes sur le réseau de distribution HTA est illustré sur les figures 4.7 et 4.8 pour les deux jours simulés. Les moments représentés ont été choisis pendant les pics de contrainte dans chacun des cas.

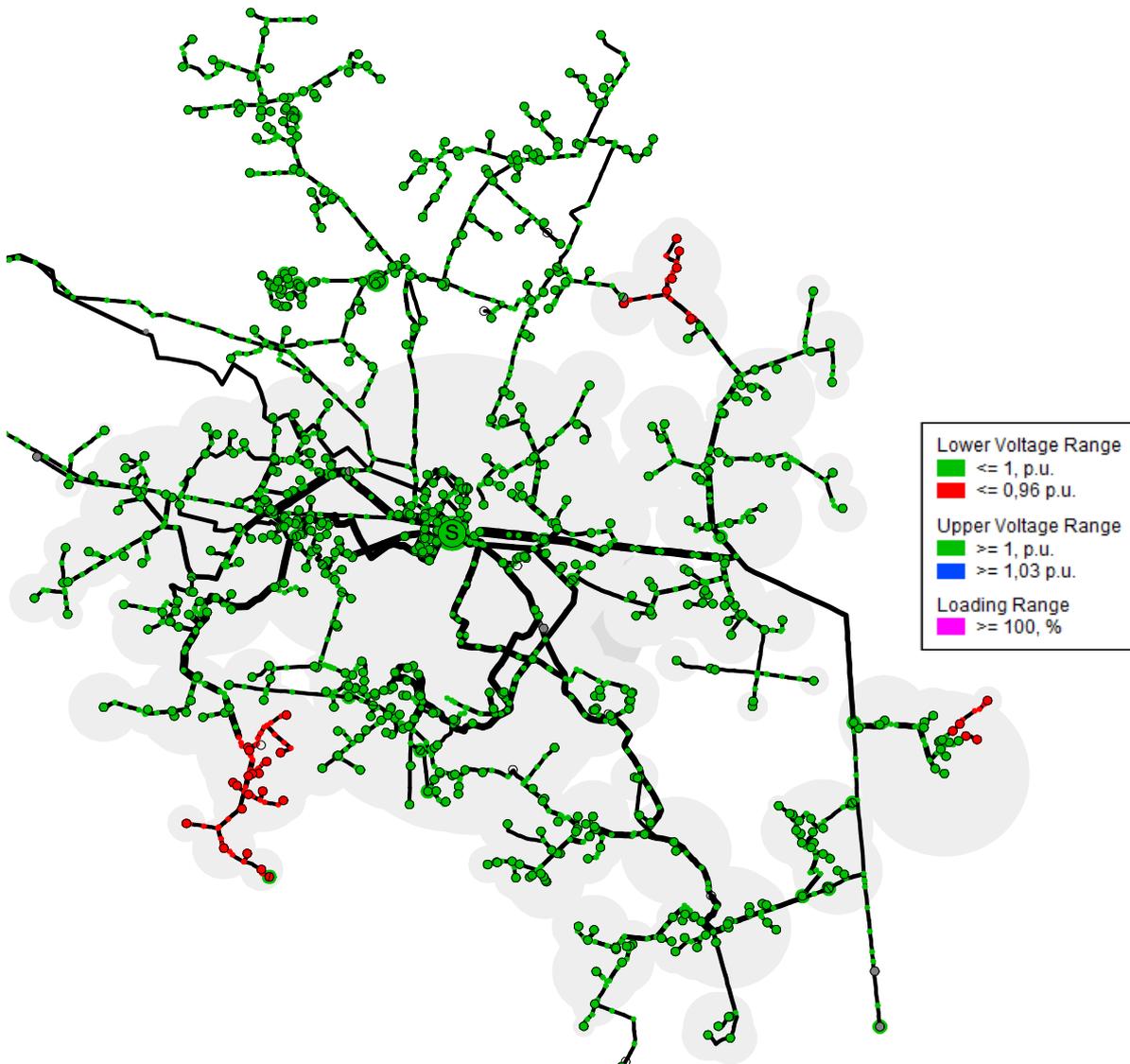


FIGURE 4.7 – Illustration de la localisation des contraintes électriques détectées :
Jour de consommation maximale à 8h10

4.3. ÉVALUATION DES CONTRAINTES ÉLECTRIQUES SUR LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION

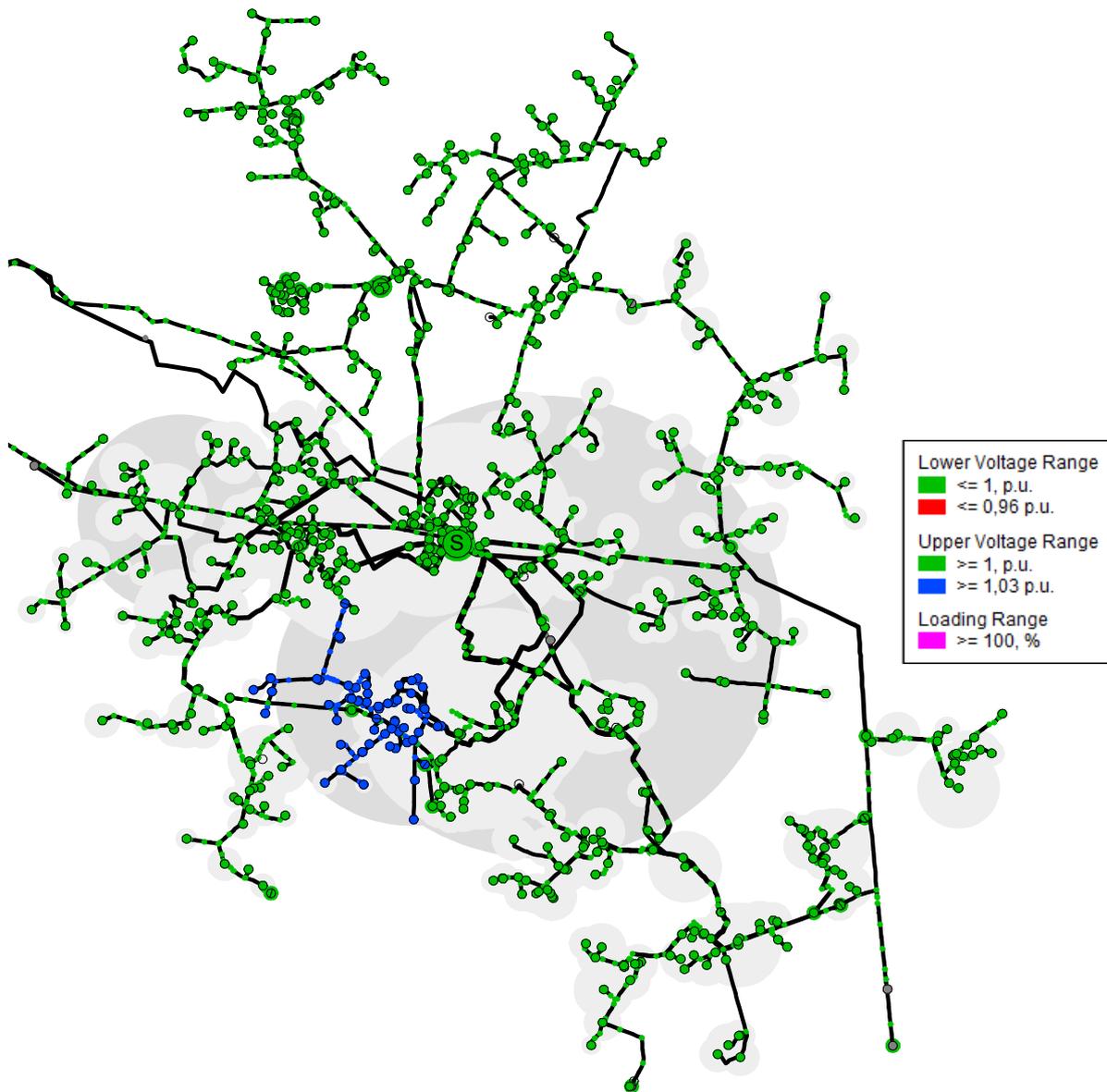


FIGURE 4.8 – Illustration de la localisation des contraintes électriques détectées :
Jour de production PV maximale à 13h50

4.4 Intégration des contraintes de tension dans la stratégie de supervision

Dans cette section, la méthode de co-simulation présentée précédemment est utilisée pour évaluer les contraintes de tension en temps-réel dans la stratégie de supervision. La figure 4.9 présente la version améliorée du système de supervision introduit dans le chapitre 3 et qui prend en compte en plus les contraintes de tension estimées localement. La méthode de répartition des consignes de supervision globales des VE/BEC au poste source sur les postes de distribution sera présentée en premier, puis une deuxième méthode est proposée pour corriger ces consignes locales en fonction des contraintes de tension estimées.

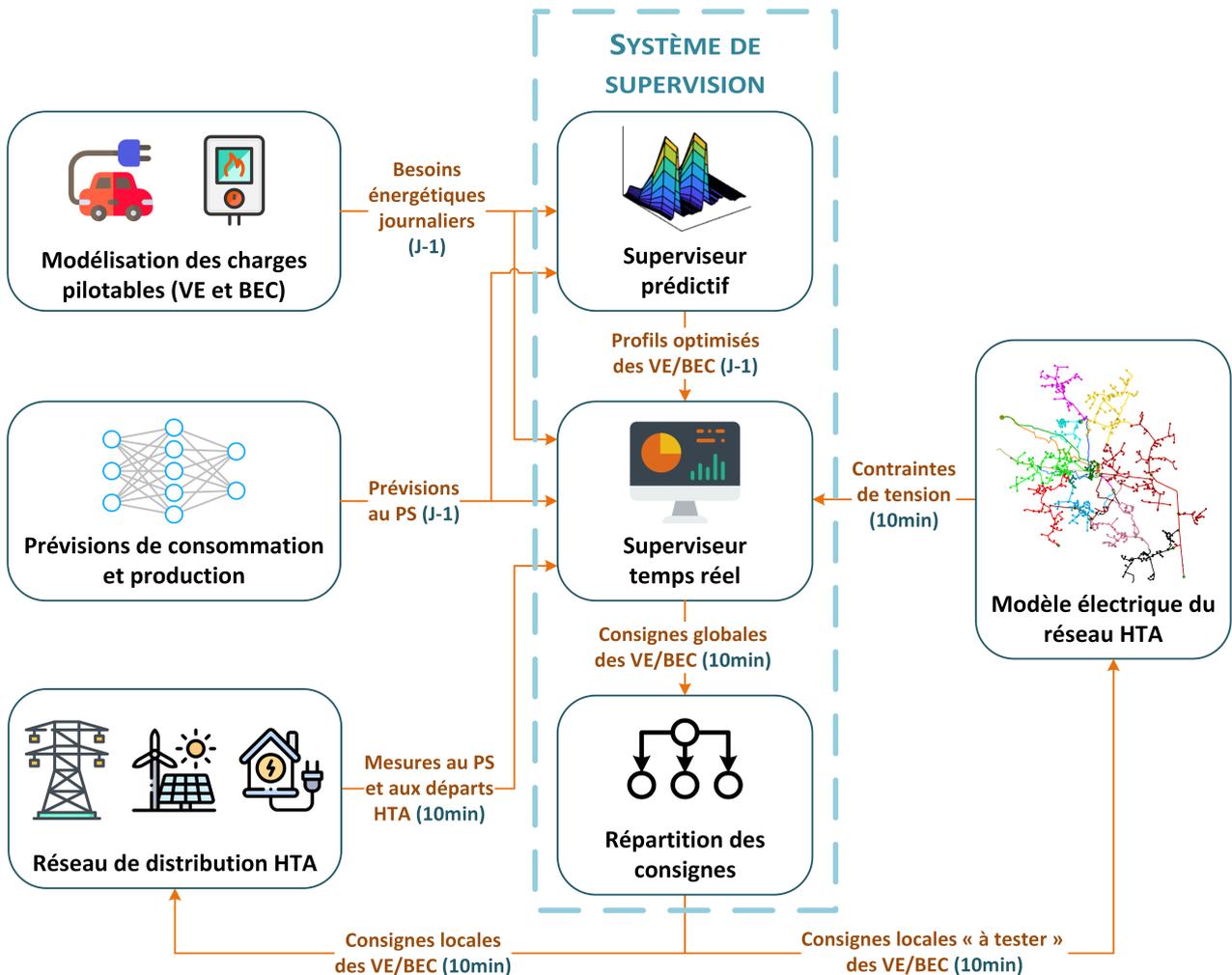


FIGURE 4.9 – Schéma global de la stratégie de gestion énergétique

4.4.1 Répartition des consignes de supervision

Les consignes globales des VE/BEC générées par le superviseur temps-réel au PS sont réparties sur les différents PD du réseau HTA selon l'algorithme présenté dans la figure 4.10. Le dispatching est réalisé en activant progressivement les VE et les BEC à chaque PD jusqu'à ce que la consigne globale au PS soit atteinte :

$$\begin{cases} \sum_{i \in PD} P_{VE\ tr}^{PD}(i, t) \approx P_{VE\ tr}^{PS}(t) \\ \sum_{i \in PD} P_{VE\ dom}^{PD}(i, t) \approx P_{VE\ dom}^{PS}(t) \\ \sum_{i \in PD} P_{BEC}^{PD}(i, t) \approx P_{BEC}^{PS}(t) \end{cases} \quad (4.6)$$

L'algorithme vérifie aussi à chaque pas de temps le non dépassement de la consommation maximale autorisée au PD qui représente initialement la puissance de charge totale si tous les VE/BEC disponibles dans le PD sont activés :

$$P_{ch\ max}^{PD}(i, t) = n_{dispo}^{VE\ tr}(i, t) P_{ch}^{VE} + n_{dispo}^{VE\ dom}(i, t) P_{ch}^{VE} + n_{dispo}^{BEC}(i, t) P_{nom}^{BEC} \quad (4.7)$$

Cette puissance maximale peut cependant être réduite par la suite dans la stratégie de correction des consignes (expliquée dans la section 4.4.2) afin de résoudre des contraintes de tension. La satisfaction des besoins énergétiques journaliers des VE/BEC connectés à chaque PD est aussi vérifiée dans la répartition :

$$\begin{cases} \sum_{t \in jour_j} P_{VE\ tr}^{PD}(i, t) = E_{VE\ tr}^{PD}(j) \\ \sum_{t \in jour_j} P_{VE\ dom}^{PD}(i, t) = E_{VE\ dom}^{PD}(j) \\ \sum_{t \in jour_j} P_{BEC}^{PD}(i, t) = E_{BEC}^{PD}(j) \end{cases} \quad (4.8)$$

Enfin, notons qu'en cas de contraintes de tension importantes sur une grande partie de la journée, la réduction de $P_{ch\ max}^{PD}$ par l'algorithme de résolution de contraintes pourrait empêcher les contraintes d'égalité exprimées dans (4.6) et (4.8) d'être vérifiées.

4.4. INTÉGRATION DES CONTRAINTES DE TENSION DANS LA STRATÉGIE DE SUPERVISION

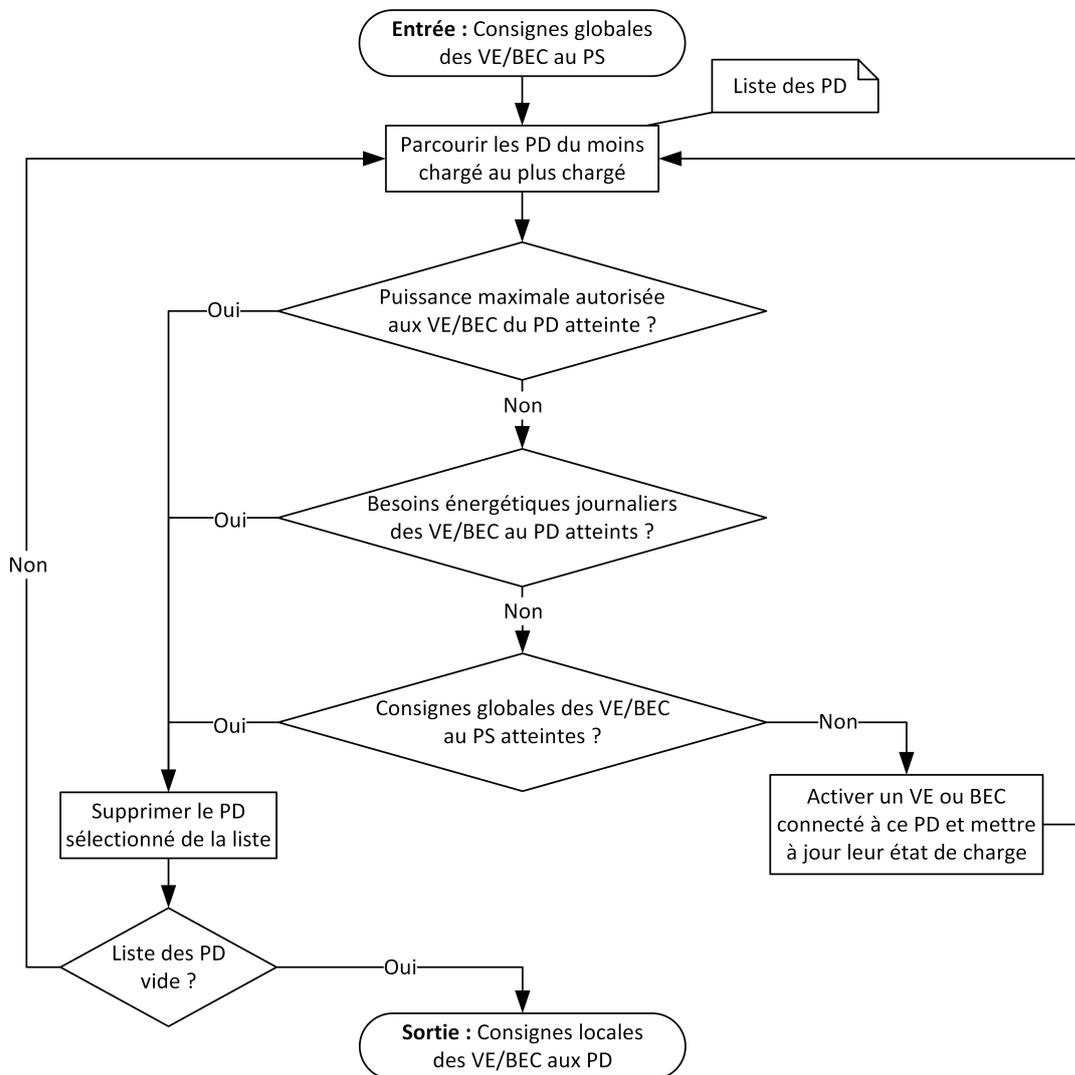


FIGURE 4.10 – Algorithme de répartition des consignes globales au PS sur les PD

4.4.2 Résolution des contraintes de tension à l'aide du pilotage des charges pilotables

Cette stratégie vise à résoudre deux types de contraintes de tension :

- Les contraintes de tension basse qui sont maximales aux points de livraison des PD avec des niveaux de consommation élevés.
- Les contraintes de tension haute qui sont maximales aux points de livraison des producteurs EnR avec des niveaux de production élevés.

La stratégie proposée vise d'abord à résoudre les contraintes détectées uniquement en

4.4. INTÉGRATION DES CONTRAINTES DE TENSION DANS LA STRATÉGIE DE SUPERVISION

modifiant le dispatching des VE/BEC activés dans les différents PD du réseau, tout en essayant de maintenir leur somme aussi proche que possible de la consigne de puissance globale générée par le superviseur temps-réel, le but étant d'éviter les contraintes électriques sur le réseau HTA tout en conservant l'avantage économique et environnemental de la supervision. Cependant, si les contraintes détectées ne peuvent pas être résolues uniquement en modifiant la répartition des consignes de charge, la consigne globale des VE/BEC au PS sera réduite momentanément et les profils de charge optimisés des VE/BEC seront mis à jour par la suite. La figure 4.11 montre les principales étapes de la stratégie de résolution des contraintes proposée.

Après la répartition des consignes globales des VE/BEC au PS sur les différents PD, les niveaux de tension aux points de raccordement sont estimées par un calcul de load-flow. Les PD sont ensuite parcourus dans chaque départ HTA de la tension la plus basse à la tension la plus élevée. Si une contrainte de tension basse est détectée à un instant t pendant la journée pour le $i^{\text{ème}}$ PD du départ, la consommation maximale autorisée pour les VE/BEC dans ce PD en contrainte (initialisée par l'expression (4.7)) est réduite de la quantité $\Delta P_{ch\ max}^{PD}$ exprimée dans (4.9).

$$\Delta P_{ch\ max}^{PD}(i, t) = (V_{min} - V_{PD}(i, t)) S_{VP}^{PD}(i) \quad (4.9)$$

où $S_{VP}^{PD} = \left(\frac{\partial P}{\partial V}\right)_{PD}$ sont des coefficients de sensibilité de la tension par rapport à la puissance active soutirée à chaque point de raccordement des PD. Ces coefficients sont calculés à l'aide d'une analyse de sensibilité des flux de charge (load-flow sensitivities) sur PowerFactory. Cette analyse [98] consiste à linéariser les équations de load-flow autour du point de fonctionnement et déduire les coefficients de sensibilité en tant que sous-matrices de la matrice jacobienne exprimée dans (4.10).

$$\begin{bmatrix} \partial P \\ \partial Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{VP} & J_{\theta P} \\ J_{VQ} & J_{\theta Q} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \partial V \\ \partial \theta \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

Pour les postes de distribution, aucune variation de puissance réactive n'est considérée à leur point de livraison et seuls les éléments diagonaux de la matrice jacobienne sont utilisés dans (4.9) pour estimer la variation de puissance active nécessaire pour ramener la tension aux plages réglementaires.

4.4. INTÉGRATION DES CONTRAINTES DE TENSION DANS LA STRATÉGIE DE SUPERVISION

Après avoir réduit la consommation maximale autorisée pour les VE/BEC dans les PD avec des contraintes de tension basse, la répartition de la consigne globale des VE/BEC est refaite à l'aide du même algorithme présenté dans la figure 4.10 en considérant les nouvelles contraintes de $P_{ch\ max}^{PD}$. Dans le cas où des contraintes de tension haute sont détectées sur un PD, l'activation des VE et des BEC connectés à ce PD est priorisée dans la répartition des consignes afin de maximiser la consommation locale de la production EnR à l'origine de ces contraintes.

Enfin, si les contraintes de tension basse persistent dans un départ particulier même après avoir parcouru tous les PD en contrainte et modifié les consignes de charge des VE/BEC connectés à ces PD, les consignes des VE/BEC connectés à d'autres PD du même départ sont réduites progressivement même s'ils ne sont pas en contrainte comme le montre la figure 4.11.

4.4. INTÉGRATION DES CONTRAINTES DE TENSION DANS LA STRATÉGIE DE SUPERVISION

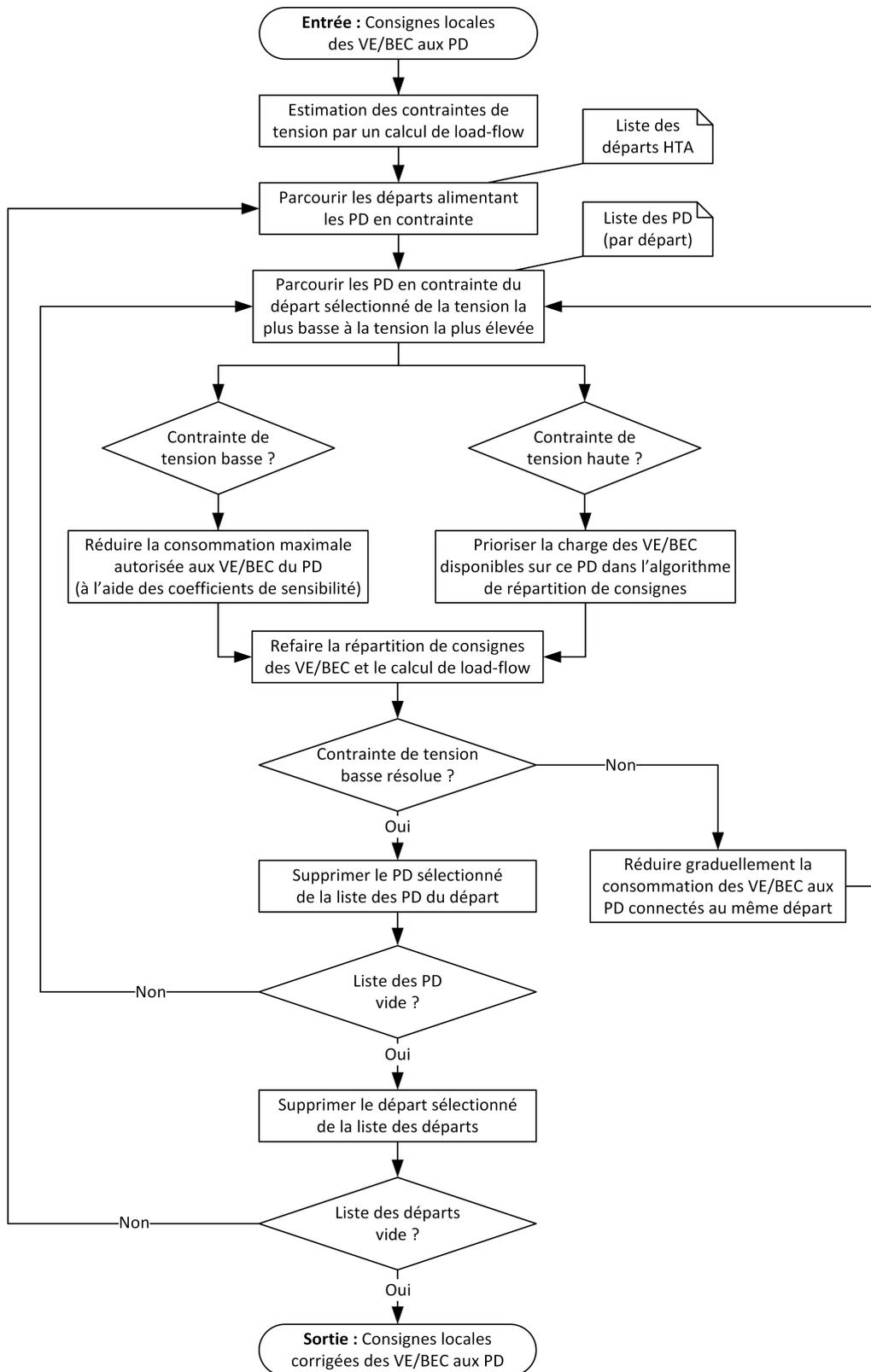


FIGURE 4.11 – Algorithme de résolution des contraintes de tension locales aux PD

4.4.3 Évaluation sur des cas d'étude

On utilise le même cas d'étude illustré dans la section 4.3.5 pour tester l'intégration des contraintes de tension dans la stratégie de supervision. La simulation est effectuée sur trois jours particuliers. Les figures 4.12, 4.13 et 4.14 montrent le profil global au PS ainsi que les plages de tension aux points de raccordement des PD pour deux jours de consommation maximale de l'année 2019 et le jour de production PV maximale respectivement. Le scénario sans VE/BEC est toujours pris comme référence et deux versions de la supervision énergétique seront comparées au scénario sans supervision. On notera "supervision V1" la version initiale de la supervision introduite dans le chapitre 3 et dont les consignes sont réparties en fonction de la présence des VE/BEC sur les différents PD et de leurs besoins énergétiques uniquement, tandis que "supervision V2" représentera la version intégrant la co-simulation où les consignes réparties sont corrigées en fonction des contraintes de tension qui peuvent apparaître.

Pour une vision plus globale des résultats de simulation, plusieurs indicateurs de performance du système sont proposés (et sont illustrés dans les tableaux 4.1, 4.2 et 4.3) :

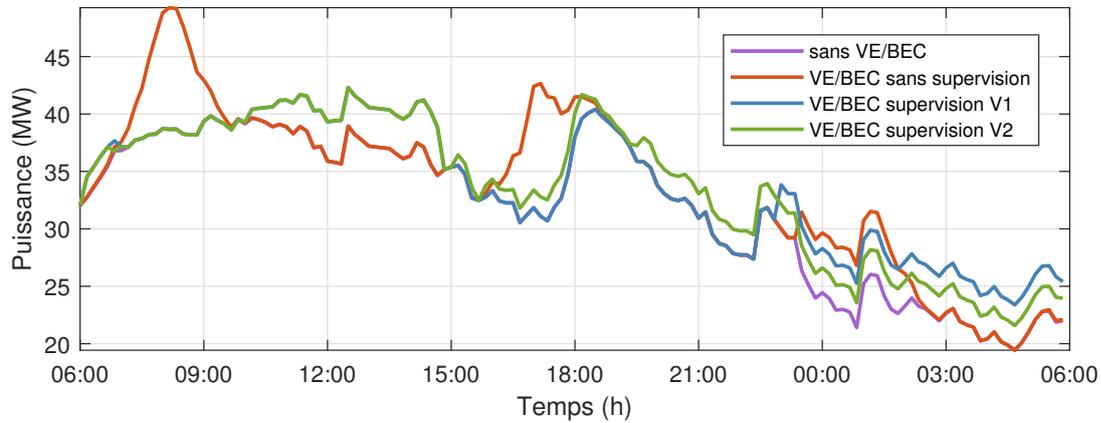
- Nombre de PD en contrainte (parmi les 354 connectés au PS étudié) au moins une fois pendant la journée simulée.
- Nombre total de contraintes sur tous les PD et sur toute la journée.
- Tension maximale enregistrée sur tous les PD et sur toute la journée.
- Somme des chutes de tension inférieures à la tension minimale sur les PD en contrainte et sur toute la journée.
- Somme des élévations de tension supérieures à la tension maximale sur les PD en contrainte et sur toute la journée.
- Coût d'acheminement journalier (défini dans le chapitre précédent par l'expression (3.2)) et calculé par rapport à une puissance souscrite $P_{sc}^{PS} = 40647$ kW (optimisée par rapport au profil annuel au PS intégrant des VE/BEC non supervisés).
- Pourcentage de satisfaction des besoins énergétiques pour les VE chargés au travail et au domicile ainsi que les BEC.

4.4. INTÉGRATION DES CONTRAINTES DE TENSION DANS LA STRATÉGIE DE SUPERVISION

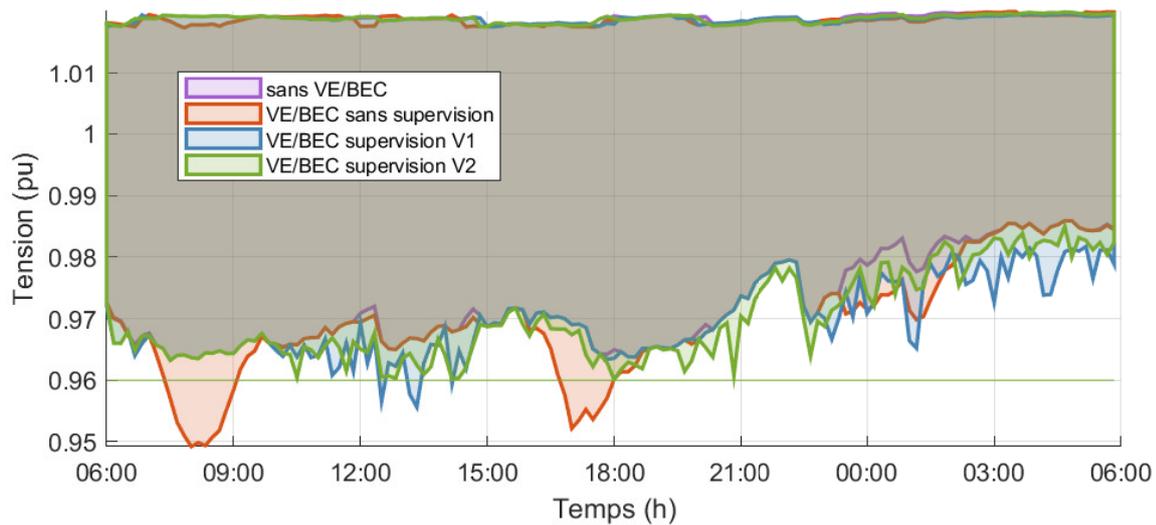
Le premier jour (15-11-2019) illustré sur la figure 4.12 montre que la supervision "V1" (sans prise en compte de contraintes) réduit déjà en grande partie les contraintes de tension basse présentes dans le cas où les VE/BEC ne sont pas supervisés en lissant la courbe de charge journalière. La supervision "V2" intégrant la co-simulation élimine par ailleurs l'ensemble des contraintes de tension basse grâce à l'algorithme de résolution des contraintes illustré dans 4.11. Le tableau 4.1 illustre ceci avec plus de détails en montrant le nombre de contraintes détectées sur les PD ainsi que l'évolution des niveaux de tension pour chaque scénario. Il est aussi intéressant de noter sur ce tableau que la modification des consignes locales des VE/BEC entre la supervision "V1" et la supervision "V2" a affecté faiblement le gain en coût d'acheminement journalier et que les besoins énergétiques journaliers sont satisfaits dans les deux cas.

Le deuxième jour (04-02-2019) illustré sur la figure 4.13 présente un état beaucoup plus contraint du réseau HTA où la tension aux PD est proche de la limite de contrainte même sans VE/BEC. En effet, même si ce jour présente des niveaux de consommation au PS globalement moins élevés que le premier jour, la répartition de cette consommation sur les différents départs HTA est assez différente ce qui peut expliquer la différence des niveaux de tension entre les deux exemples. La figure 4.13 ainsi que le tableau 4.2 montrent que la supervision "V1" présente dans ce cas un nombre de contraintes inférieur au scénario sans supervision, mais qui reste considérable surtout en milieu de journée. L'algorithme intégrant les contraintes dans la supervision "V2" a permis de résoudre la majorité des contraintes de tension basse introduites par les VE/BEC en modifiant d'abord la répartition des consignes locales au PD et en modifiant au besoin la consigne globale au PS. On note par ailleurs que l'algorithme ne résout pas (par construction) les contraintes de tension qui existaient déjà sur le réseau sans VE/BEC, c'est pourquoi la tension minimale enregistrée est la même entre le scénario sans VE/BEC et la supervision "V2". Enfin, il est aussi important de noter que la résolution de contraintes dans ce cas extrême a engendré la satisfaction de 92% uniquement des besoins énergétiques journaliers des VE chargés au travail.

4.4. INTÉGRATION DES CONTRAINTES DE TENSION DANS LA STRATÉGIE DE SUPERVISION



(a) Profil global de puissance au PS



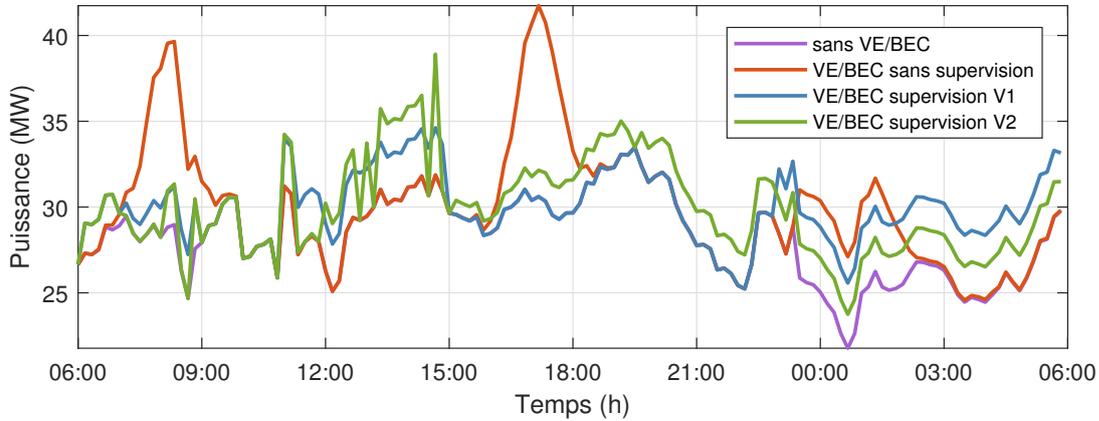
(b) Plage de tension aux points de livraison des PD

FIGURE 4.12 – Résultats de simulation sur le 1^{er} jour de consommation maximale de l'année (15-11-2019)

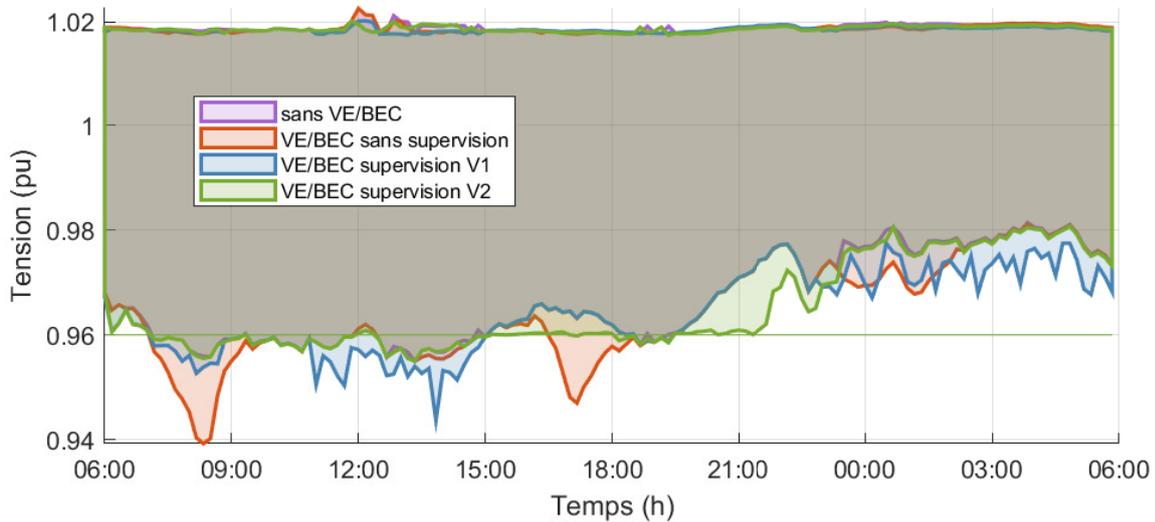
	Nombre de PD en contrainte	Nombre total de contraintes	Tension minimale enregistrée	Somme des chutes de tension	Coût d'acheminement journalier	Satisfaction des besoins énergétiques (VE tr, VE dom, BEC)
Sans VE/BEC (cas de référence)	0	0	0,963 pu	0 pu	11,30 k€	-
VE/BEC sans supervision	29	278	0,949 pu	1,199 pu	25,14 k€	(100%, 100%, 100%)
VE/BEC avec supervision V1	12	29	0,956 pu	0,060 pu	13,53 k€	(100%, 100%, 100%)
VE/BEC avec supervision V2	0	0	0,960 pu	0 pu	13,88 k€	(100%, 100%, 100%)

TABLE 4.1 – Indicateurs de performance sur le 1^{er} jour de consommation maximale de l'année (15-11-2019)

4.4. INTÉGRATION DES CONTRAINTES DE TENSION DANS LA STRATÉGIE DE SUPERVISION



(a) Profil global de puissance au PS



(b) Plage de tension aux points de livraison des PD

FIGURE 4.13 – Résultats de simulation sur le 2^{ème} jour de consommation maximale de l'année (04-02-2019)

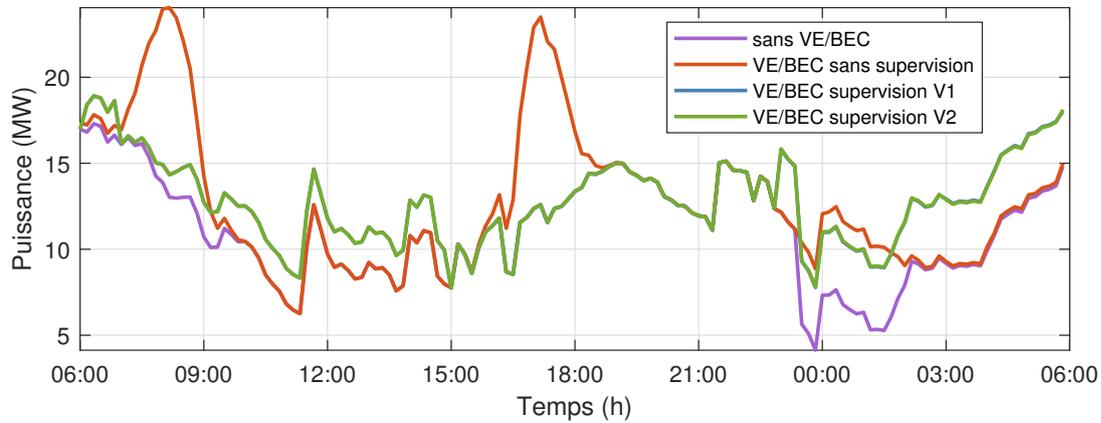
	Nombre de PD en contrainte	Nombre total de contraintes	Tension minimale enregistrée	Somme des chutes de tension	Coût d'acheminement journalier	Satisfaction des besoins énergétiques (VE tr, VE dom, BEC)
Sans VE/BEC (cas de référence)	13	255	0,955 pu	0,455 pu	10,45 k€	-
VE/BEC sans supervision	38	571	0,939 pu	2,890 pu	11,72 k€	(100%, 100%, 100%)
VE/BEC avec supervision V1	15	450	0,944 pu	1,853 pu	10,87 k€	(100%, 100%, 100%)
VE/BEC avec supervision V2	13	185	0,955 pu	0,508 pu	10,94 k€	(92%, 100%, 100%)

TABLE 4.2 – Indicateurs de performance sur le 2^{ème} jour de consommation maximale de l'année (04-02-2019)

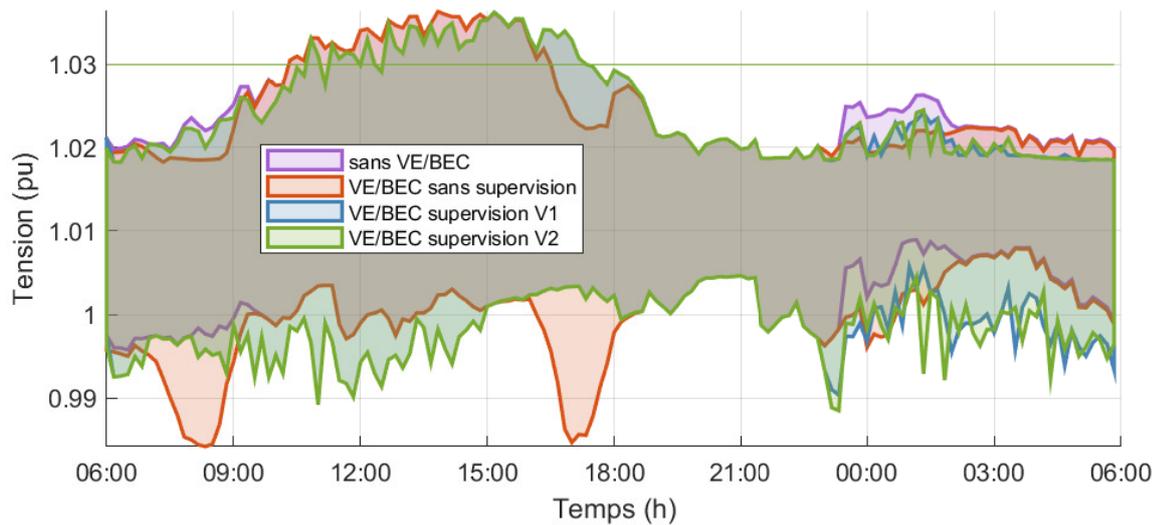
4.4. INTÉGRATION DES CONTRAINTES DE TENSION DANS LA STRATÉGIE DE SUPERVISION

Enfin, le troisième jour (22-05-2019) sélectionné et illustré sur la figure 4.14 est un exemple où la deuxième catégorie de contraintes de tension apparaît. Les contraintes de tension haute sont en effet causées dans ce cas par l'excès de production des producteurs PV raccordés en départ mixte, et dont l'effet d'élévation de tension se propage aux PD voisins également. Le tableau 4.3 montre que ces contraintes sont maximales dans le scénario sans VE/BEC et que l'ajout de ces charges même sans supervision réduit une partie des contraintes grâce à une coordination "naturelle" de la charge d'une partie des VE avec la production PV. La supervision "V1" pousse cette coordination encore plus et réduit davantage les contraintes de tension haute affectant les PD tandis que la supervision "V2" n'a pas introduit d'avantage supplémentaire dans ce cas et les profils de puissance au PS sont identiques. En effet, contrairement aux deux cas d'étude précédents, la cause des contraintes vient cette fois-ci de la production PV et non pas de l'ajout des VE/BEC donc c'est normal que la capacité de résolution des contraintes en utilisant les VE/BEC reste très limitée. A part le fait de prioriser leur charge dans la répartition de consignes (comme mentionné dans l'algorithme de la figure 4.11), la seule manière de résoudre ces contraintes est d'agir sur le producteur qui en est la cause, comme expliqué dans la section suivante.

4.4. INTÉGRATION DES CONTRAINTES DE TENSION DANS LA STRATÉGIE DE SUPERVISION



(a) Profil global de puissance au PS



(b) Plage de tension aux points de livraison des PD

FIGURE 4.14 – Résultats de simulation sur le jour de production PV maximale de l'année (22-05-2019)

	Nombre de PD en contrainte	Nombre total de contraintes	Tension maximale enregistrée	Somme des élévations de tension	Coût d'acheminement journalier	Satisfaction des besoins énergétiques (VE tr, VE dom, BEC)
Sans VE/BEC (cas de référence)	42	1430	1,036 pu	4,218 pu	3,40 k€	-
VE/BEC sans supervision	42	1215	1,036 pu	3,745 pu	3,62 k€	(100%, 100%, 100%)
VE/BEC avec supervision V1	42	1051	1,036 pu	2,736 pu	3,59 k€	(100%, 100%, 100%)
VE/BEC avec supervision V2	42	1051	1,036 pu	2,736 pu	3,59 k€	(100%, 100%, 100%)

TABLE 4.3 – Indicateurs de performance sur le jour de production PV maximale de l'année (22-05-2019)

4.4.4 Évaluation des temps de calcul

Avant de conclure la section, il est important de noter quelques informations liées aux temps de calcul afin de vérifier que la solution proposée est bien adaptée au fonctionnement temps-réel. On identifie quatre fonctions principales dans la stratégie de supervision qui représentent la partie majeure du temps de calcul global, leurs durées respectives sont données par pas de simulation :

- L'optimisation J-1 des profils de charge dure entre 1 et 2 minutes.
- Les mises à jour de l'optimisation J-1 pendant la journée durent moins que celle-ci allant jusqu'à une dizaine de secondes (la MaJ est de plus en plus facile à effectuer au fur et à mesure qu'on avance dans la journée puisque le profil à optimiser est plus court).
- La supervision "V1" (sans intégration des contraintes) dure une minute environ.
- La stratégie de résolution des contraintes dure quelques secondes en général et dans des cas extrêmes comme celui du deuxième jour (figure 4.13) elle dure une minute en moyenne.

Cependant, il y a des instants très exceptionnels où la stratégie de résolution des contraintes dure jusqu'à 9 minutes environ, ce qui engendre un temps de calcul total dépassant légèrement le pas de simulation de 10 minutes. En effet, ces cas exceptionnels correspondent à un scénario où le réseau HTA était déjà en contrainte avant l'ajout des VE et des BEC (scénario peu probable en réalité) et où la stratégie de résolution des contraintes (figure 4.11) réduit la consigne des charges pilotables dans chaque PD en contrainte puis progressivement dans les autres PD connectés au même départ, tout en effectuant des calculs de load-flow à chaque étape. Une perspective pour résoudre ce type de situations serait de rajouter un temporisateur avec la stratégie de résolution de contraintes, et dès que la durée totale du calcul s'approche des 10 minutes, réduire d'un seul coup toutes les consignes des VE/BEC connectés au même départ pour le pas de simulation actuel. Enfin, il est aussi important de noter que les temps de calcul présentés sont le résultat d'une version "bêta" des algorithmes de supervision, exécutée sur un ordinateur de laboratoire. Une version industrialisée des algorithmes pourra nettement améliorer la rapidité en améliorant la structure du code, voire le langage de programmation, et aussi en utilisant une unité de calcul plus puissante.

4.5 Intégration des capacités de pilotage des producteurs décentralisés

Cette section vise à utiliser les capacités de pilotage des producteurs décentralisés afin de résoudre les contraintes de tension haute causées par les niveaux de production élevés et qui ne peuvent être résolues avec la supervision des VE/BEC uniquement. Ces producteurs raccordés en HTA sont en effet équipés d'un Dispositif d'Echange d'Informations d'Exploitation (DEIE) installé à leurs points de livraison et qui permet au GRD de leur envoyer des consignes de puissance active et réactive en fonction de l'état du réseau de distribution et de la tension en particulier.

Le pilotage de la puissance réactive d'un producteur est classiquement fait selon une loi $\tan\varphi$ constante (rapport constant entre puissance active et réactive) si celui-ci est raccordé en départ direct [32]. Par ailleurs, une loi de régulation locale $Q = f(U)$ (comme celle illustrée précédemment dans la figure 2.5) peut-être adoptée avec une $\tan\varphi$ généralement entre -0,35 et 0,4. Dans ces travaux, on considère plutôt un pilotage centralisé des puissances réactives des producteurs en fonction des contraintes de tension qu'on estime par co-simulation.

Au cas où le pilotage de puissance réactive est insuffisant, le pilotage de la puissance active est aussi considéré de manière centralisée. Celui-ci consiste simplement à écrêter la production d'énergie jusqu'à résolution des contraintes de tension. En pratique, ceci peut être contractualisé par le GRD sous forme d'une Offre de Raccordement Intelligente (ORI) [39] qui présente des avantages en termes de coûts et de délais de raccordement en contrepartie des limitations ponctuelles de production.

4.5.1 Résolution des contraintes de tension à l'aide du pilotage des EnR

Afin de résoudre les contraintes de tension haute causées par un producteur EnR, l'absorption de la puissance réactive est d'abord considérée dans les plages réglementaires spécifiées par le GRD [32]. La puissance réactive maximale absorbée est en effet limitée à 35% de la puissance active maximale injectée par le producteur. Ensuite, si le pilotage de puissance réactive est insuffisant, un écrêtement de puissance active est adopté pour résoudre le reste des contraintes de tension haute.

4.5. INTÉGRATION DES CAPACITÉS DE PILOTAGE DES PRODUCTEURS DÉCENTRALISÉS

La modification des consignes de puissance réactive puis active est faite selon les expressions (4.11) et (4.12) en utilisant des coefficients de sensibilité de la tension par rapport à la puissance à chaque point de raccordement des producteurs EnR (similairement aux PD dans la section 4.4.2). Les coefficients $S_{VQ}^{GEN} = \left(\frac{\partial Q}{\partial V}\right)_{GEN}$ et $S_{VP}^{GEN} = \left(\frac{\partial P}{\partial V}\right)_{GEN}$ sont également déduits d'une analyse de sensibilité des flux de charge effectuée sur PowerFactory, et représentent des sous-matrices de la matrice jacobienne exprimée dans (4.10). On rappelle que la puissance réactive Q_{GEN} est négative lorsqu'elle est absorbée et positive lorsqu'elle est injectée.

$$\begin{cases} \Delta Q_{GEN}(i, t) = (V_{max} - V_{GEN}(i, t)) S_{VQ}^{GEN}(i) \\ Q_{min}^{GEN}(i, t) = -0.35 P_{max}^{GEN}(i, t) \end{cases} \quad (4.11)$$

$$\begin{cases} \Delta P_{GEN}(i, t) = (V_{max} - V_{GEN}(i, t)) S_{VP}^{GEN}(i) \\ P_{min}^{GEN}(i, t) = 0 \end{cases} \quad (4.12)$$

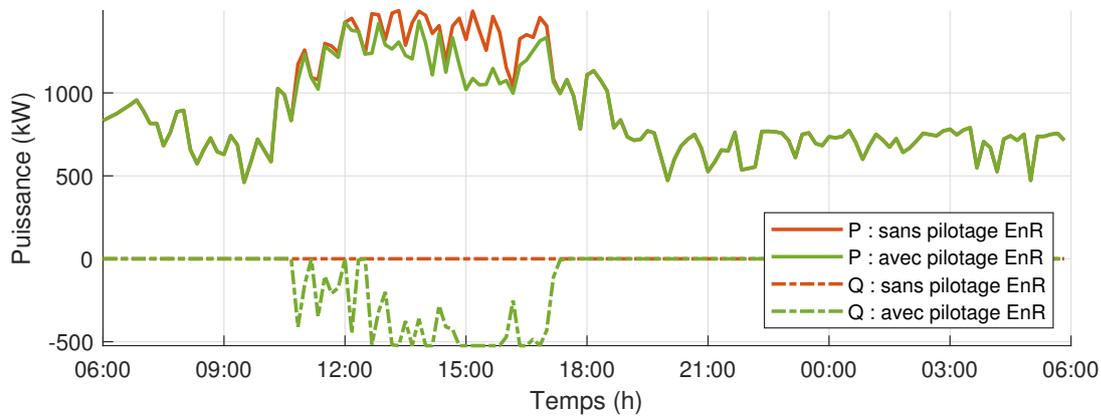
4.5.2 Évaluation sur un cas d'étude

Le dernier cas d'étude présenté en section 4.4.3 est repris. On a déjà montré sur ce jour l'existence de contraintes de tension haute sur les PD voisins des 2 producteurs PV raccordés en départ mixte et dont la production est maximale sur ce jour. La figure 4.15b montre les mêmes contraintes au point de raccordement du producteur PV le plus contraint. Celles-ci ont pu être résolues suite au changement des consignes de puissance réactive puis celles de la puissance active (écrêtement) illustrées sur la figure 4.15a. Enfin, la figure 4.15c ainsi que le tableau 4.4 confirment que la résolution des contraintes de tension haute au niveau des producteurs PV élimine aussi le reste des contraintes détectées sur les PD.

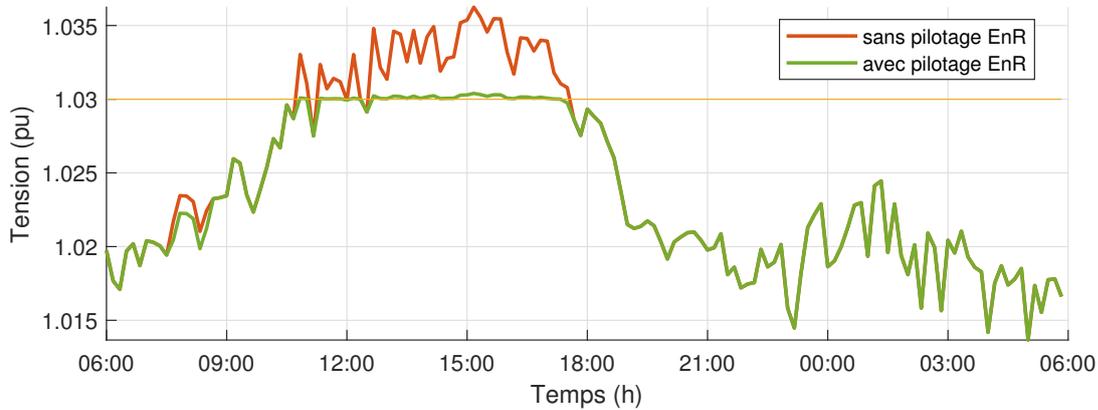
	Nombre de producteurs en contrainte	Nombre total de contraintes sur les producteurs	Nombre de PD en contrainte	Nombre total de contraintes sur les PD	Tension maximale enregistrée
sans pilotage EnR (VE/BEC supervision V2)	2	67	42	1051	1,036 pu
avec pilotage EnR (VE/BEC supervision V2)	0	0	0	0	1,030 pu

TABLE 4.4 – Indicateurs de performance du pilotage des EnR sur le jour de production PV maximale de l'année (22-05-2019)

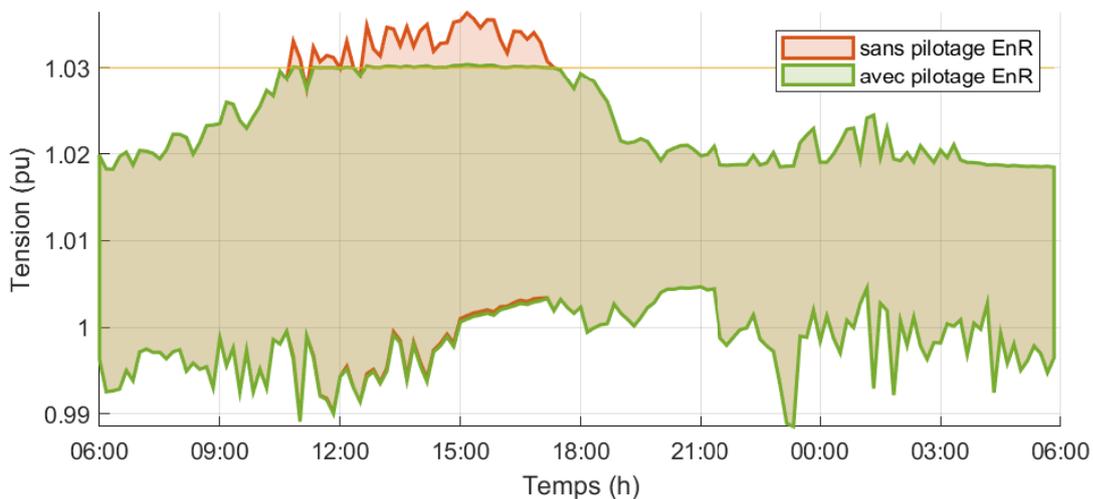
4.5. INTÉGRATION DES CAPACITÉS DE PILOTAGE DES PRODUCTEURS DÉCENTRALISÉS



(a) Puissances active et réactive au producteur PV le plus contraint



(b) Profil de tension au producteur PV le plus contraint



(c) Plage de tension aux points de livraison des PD

FIGURE 4.15 – Résultats de simulation (avec pilotage des EnR) sur le jour de production PV maximale de l'année (22-05-2019)

4.6 Conclusion

Ce chapitre a permis de présenter d’abord la méthodologie d’évaluation des contraintes électriques basée sur la co-simulation entre Matlab et PowerFactory. Celle-ci a été appliquée sur un cas prospectif du réseau de distribution étudié afin de tester son fonctionnement dans des situations de contraintes. Globalement, la supervision énergétique introduite au chapitre précédent permet, après répartition des consignes, de réduire considérablement (voire éliminer) les contraintes de tension basse causées par la charge des VE/BEC pendant la journée. Dans le cas où ces contraintes persistent, une méthodologie a été proposée pour les résoudre en modifiant la répartition des consignes des VE/BEC et en privilégiant les postes de distribution les moins contraints. Ces consignes peuvent par ailleurs être réduites temporairement pour éviter les contraintes et sont compensées pendant le reste de la journée par le système de supervision. Le test de cette méthodologie a permis sur un premier cas d’étude de résoudre l’ensemble des contraintes de tension basse tout en vérifiant la satisfaction des besoins énergétiques des VE/BEC et en conservant les gains en coût d’acheminement relatifs à ce jour. Un deuxième cas, illustrant des périodes où le réseau HTA était déjà en contrainte avant l’ajout des VE/BEC, a permis de tester les limites de la stratégie en montrant que la majorité des contraintes de tension basse ont été résolues encore une fois mais sans pouvoir atteindre la totalité des besoins énergétiques des VE chargés au travail (pendant les heures les plus contraintes). Un troisième cas d’étude montre ensuite que les contraintes de tension haute (causées par la production EnR élevée en plein réseau) sont partiellement atténuées grâce à la supervision qui coordonne l’activation des VE/BEC avec la production. Le reste de ces contraintes est enfin résolu en intégrant un pilotage de puissance réactive puis active des producteurs EnR qui a permis de résoudre la totalité des contraintes de tension haute restantes sur le réseau.

Conclusion générale et perspectives

Synthèse des travaux

Afin d'accompagner la transition énergétique et limiter les impacts économiques et environnementaux de l'insertion des véhicules électriques et des énergies renouvelables, le gestionnaire du réseau de distribution est pleinement impliqué dans le développement des sources de flexibilités qui permettent d'éviter le renforcement des infrastructures. Le premier chapitre de cette thèse décrit dans ce sens les différentes évolutions affectant le système électrique aujourd'hui, notamment l'émergence des producteurs EnR décentralisés ainsi que la croissance de la mobilité électrique. Ces évolutions justifient d'autant plus la nécessité de développer les solutions Smart Grids afin de mieux gérer les flux bidirectionnels d'énergie et d'inciter les consommateurs d'électricité à adopter un rôle plus actif dans le fonctionnement du réseau électrique.

L'architecture du réseau de distribution HTA ainsi que ses différents éléments sont ensuite décrits dans le deuxième chapitre avant d'aborder la modélisation des charges pilotables considérées pour la gestion énergétique, notamment les véhicules électriques et les ballons d'eau chaude sanitaire. Cette modélisation des profils de charge et des besoins énergétiques s'est basée sur des paramètres statistiques comme la distance journalière parcourue et les heures d'arrivée / de départ prévues des VE, ainsi que des paramètres déterministes caractérisant la flotte des VE. D'autre part, les besoins énergétiques des BEC sont déduits à partir d'une estimation statistique des besoins en eau chaude et d'un modèle thermique de BEC contrôlé par un thermostat. Enfin, ce chapitre propose une méthode de prévision de la consommation et de la production au niveau d'un poste source en utilisant des réseaux de neurones artificiels. Cette méthode se base sur une sélection de données météorologiques, de données calendaires ainsi que des mesures historiques du GRD pour

apprendre le comportement de la consommation et de la production au PS et les prévoir du jour au lendemain. Ces prévisions sont utilisées par la suite pour optimiser les profils de charge journaliers des VE/BEC au sein du système de supervision proposé.

La stratégie de gestion énergétique proposée est introduite dans le troisième chapitre avec des objectifs principaux de réduction des coûts d'acheminement d'énergie au sein du réseau de distribution et de promotion de la consommation locale des énergies renouvelables. Le système comprend un superviseur prédictif qui effectue une optimisation des profils de charge journaliers des VE/BEC en se basant sur les prévisions J-1 de production et de consommation, suivi d'un superviseur temps-réel qui, selon l'erreur constatée entre les prévisions et les mesures reçues en temps-réel au PS, peut proposer un mode de fonctionnement alternatif basé sur la logique floue. L'évaluation sur un cas d'étude a illustré les gains obtenus en termes de réduction du coût d'acheminement annuel et du refoulement d'énergie au poste source.

L'évaluation de l'état électrique du réseau est enfin abordée dans le quatrième chapitre à travers une méthode de co-simulation entre Matlab et PowerFactory via un serveur OPC. Des cas d'étude prospectifs sont utilisés d'abord pour tester le fonctionnement du réseau de distribution et montrer que l'introduction des VE en particulier sans supervision peut causer un nombre considérable de contraintes de tension basse. La supervision énergétique introduite précédemment permet, après répartition des consignes des VE/BEC sur les différents PD, de réduire déjà une partie importante de ces contraintes grâce à la réduction des pics de consommation. Pour le reste des contraintes, une méthodologie est proposée pour les résoudre en modifiant d'abord la répartition des consignes des VE/BEC puis en réduisant la consigne globale si besoin. D'autre part, les producteurs EnR raccordés en plein réseau causent des contraintes de tension haute qui peuvent se propager aux postes de distribution voisins. La résolution de ces contraintes est faite principalement en pilotant d'abord la puissance réactive de ces producteurs puis en écrétant si besoin leur puissance active. Le bon fonctionnement de l'ensemble des stratégies proposées est enfin illustré à travers plusieurs cas d'étude.

Pour conclure, ces travaux de thèse ont permis de concevoir une stratégie de gestion énergétique globale pour piloter les véhicules électriques et les ballons d'eau chaude au sein d'un réseau de distribution. La stratégie intègre d'abord une modélisation des besoins énergétiques de ces charges ainsi que des prévisions de production et de consommation effectuées à l'aide de réseaux de neurones artificiels (au niveau du poste source supervisé). Elle propose ensuite

un superviseur prédictif qui permet d'optimiser les profils de charge des VE/BEC (à partir des prévisions journalières) afin de réduire les coûts d'acheminement d'énergie et promouvoir la consommation locale des EnR. Un superviseur temps-réel propose par ailleurs un mode de fonctionnement alternatif basé sur la logique floue et qui est particulièrement efficace lors des erreurs de prévision importantes. Enfin, l'une des principales contributions de cette thèse est l'intégration de l'état électrique du réseau en temps-réel (pas de 10 min) dans la stratégie de supervision à l'aide d'une approche de co-simulation. Les contraintes de tension détectées sont dans ce sens résolues en ajustant les consignes de supervision des VE/BEC calculées par le superviseur temps-réel, ou en utilisant les capacités de réglage des producteurs décentralisés à l'origine des contraintes.

Perspectives futures

Ces travaux de thèse offrent plusieurs perspectives de recherche à développer, notamment au niveau des différents sous-systèmes constituant la gestion énergétique globale. La première perspective concerne la modélisation statistique des VE qui pourrait prendre en compte plusieurs types de véhicules selon leur présence sur le marché et aussi différents modes de recharge afin d'évaluer leur impact sur la complexité du pilotage et sur la flexibilité que ce dernier apporte. On pourrait aussi considérer plusieurs types de BEC utilisés par différents types de ménages (selon le nombre de personnes par ménage principalement) afin d'affiner leur modélisation globale.

La deuxième perspective concerne les prévisions J-1 effectuées par réseaux de neurones, et en particulier celles de la production d'énergie. En effet, la prévision de la production globale au poste source présente des erreurs plus importantes (comparées à celles de la consommation) car elle englobe plusieurs producteurs avec des dynamiques assez différentes. En particulier, la production d'énergie éolienne et solaire se comportent différemment avec la première qui peut atteindre des niveaux de production importants pendant la nuit contrairement à la production PV. Il conviendrait donc de faire les prévisions pour chaque parc de production séparément, mais le challenge reste dans la disponibilité de données météorologiques assez locales pour être représentatives de chaque source de production. Une autre perspective concernant les prévisions serait d'entraîner le réseau de neurones avec un historique de prévisions météorologiques au lieu d'un historique de mesures météorologiques pour intégrer aussi l'erreur liée à la prévision météo. Ceci pourrait être particulièrement utile

CONCLUSION GÉNÉRALE ET PERSPECTIVES

en conditions d'exploitation étant donné que le système utilisera en réalité des prévisions météorologiques pour prévoir les puissances. L'historique de prévisions météorologiques est par contre beaucoup moins disponible dans les archives accessibles et on pourrait être amenés dans ce cas à le récupérer manuellement au fil du temps.

Concernant la gestion énergétique, il serait judicieux d'optimiser les paramètres du superviseur temps-réel, notamment les fonctions d'appartenance de la supervision floue, afin d'améliorer encore plus la performance du système. Des travaux précédents au sein du laboratoire [3, 4, 81] ont utilisé un Algorithme Génétique (AG) pour le faire dans des applications similaires à celle présentée dans ces travaux. Cette optimisation pourra aussi être refaite à une fréquence allant de quelques jours à quelques mois en fonction de l'amélioration constatée sur la performance du système.

Concernant l'intégration de l'état électrique du réseau, aucune contrainte de surcharge n'a été détectée sur le réseau de distribution étudié même avec les scénarios prospectifs impliquant une hausse importante de consommation et de production. Par conséquent, seules les contraintes de tension ont été résolues suite à la supervision. Une perspective serait de généraliser cette méthodologie afin d'inclure les contraintes de surcharge également dans la stratégie de supervision au cas où celles-ci apparaissent sur d'autres cas d'étude.

Une autre perspective de ces travaux serait de généraliser les méthodes développées pour gérer plusieurs postes sources du GRD à la fois et aussi d'évaluer les différentes contraintes opérationnelles liées à l'implémentation de ces stratégies dans un environnement industriel. C'est d'ailleurs l'un des objectifs du projet démonstrateur MAESTRO [24] en cours de déploiement sur la communauté de communes du Thouarsais et qui vise à impliquer une centaine de testeurs volontaires, particuliers et professionnels.

Enfin, une dernière perspective porte sur l'évaluation des préférences et des exigences des utilisateurs impliqués, ainsi que leur degré d'acceptation du pilotage de charge. L'étude des différents aspects sociologiques pourra aussi être explorés dans le cadre du projet démonstrateur grâce aux clients testeurs.

Liste des publications

Cette thèse a donné lieu aux publications suivantes en conférences internationales :

- H. Couscous, A. Benchekroun, K. Almaksour, A. Davigny et D. Abbes, “Photovoltaic Power Forecasting Using Back-Propagation Artificial Neural Network,” dans International Conference on Time Series and Forecasting (ITISE), sept. 2019.
- A. Benchekroun, A. Davigny, V. Courtecuisse, L. Coutard, K. Hassam-Ouari et B. Robyns, “Demand-Side Management Strategy for Electric Vehicles and Electric Water Heaters Connected To Distribution Grids,” dans International Conference on Emerging and Renewable Energy : Generation and Automation (ICEREGA), oct. 2019.
- A. Benchekroun, A. Davigny, V. Courtecuisse, L. Coutard, K. Hassam-Ouari et B. Robyns, “Predictive supervision strategy for demand-side management in distribution grids,” dans International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), sept. 2020.

Bibliographie

- [1] ENGIE Innovation, “Le monde en ”full 3D” selon le directeur de l’innovation d’Engie.” [En ligne]. Disponible : <https://innovation.engie.com/fr/news/medias/autres-innovations/le-monde-en-full-3d-selon-le-directeur-de-l-innovation-d-engie/3923> (Visité le 14 juillet 2021).
- [2] DNV GL, “Energy Transition Outlook 2020. Power Supply and Use,” p. 84, 2020.
- [3] A. Bouallaga, “Gestion énergétique d’une infrastructure de charge intelligente de véhicules électriques dans un réseau de distribution intégrant des énergies renouvelables,” Thèse de doctorat, Université de Lille 1, 2015. [En ligne]. Disponible : <http://www.theses.fr/2016ENAM0050>
- [4] S. Sarabi, “Contribution of Vehicle-to-Grid (V2G) to the energy management of the Electric Vehicles fleet on the distribution network,” PhD thesis, Arts et Métiers ParisTech, 2016. [En ligne]. Disponible : <http://www.theses.fr/2016ENAM0050>
- [5] Légifrance, “Articles D322-1 à D322-10 du Code de l’énergie - Les missions des gestionnaires des réseaux publics de distribution en matière de qualité de l’électricité,” 2021. [En ligne]. Disponible : <https://www.legifrance.gouv.fr/codes/id/LEGISCTA000031748521/> (Visité le 10 juin 2021).
- [6] A. Coiffier, “Structure des réseaux de distribution,” *Techniques de l’ingénieur*, vol. énergies, n°. Réseaux électriques et applications, 2021.
- [7] Réseau de Transport d’Electricité (RTE), “RTE Bilan électrique 2020,” 2020. [En ligne]. Disponible : <https://bilan-electrique-2020.rte-france.com/reseau-de-transport-sddr/> (Visité le 11 juin 2021).
- [8] Réseau de Transport d’Electricité (RTE), “Schéma décennal de développement du réseau,” Rapport technique, 2019.

BIBLIOGRAPHIE

- [9] Ministère de la transition écologique et solidaire, “Programmation Pluriannuelle de l’Energie,” Rapport technique, 2019. [En ligne]. Disponible : <http://dx.doi.org/10.1016/j.cirp.2016.06.001><http://dx.doi.org/10.1016/j.powtec.2016.12.055><https://doi.org/10.1016/j.ijfatigue.2019.02.006><https://doi.org/10.1016/j.matlet.2019.04.024><https://doi.org/10.1016/j.matlet.2019.127252><http://dx.doi.org/10.1016/j.cirp.2016.06.001>
- [10] Commission de Régulation de l’Energie (CRE), “Présentation des réseaux d’électricité.” [En ligne]. Disponible : <https://www.cre.fr/Electricite/Reseaux-d-electricite/Presentation-des-reseaux-d-electricite> (Visité le 26 août 2021).
- [11] Ministère de la transition écologique et solidaire, “Stratégie nationale bas-carbone,” Rapport technique, 2020.
- [12] Légifrance, “Article L100-4 du Code de l’énergie - Les objectifs de la politique énergétique,” 2016. [En ligne]. Disponible : https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000031063168/2016-10-09 (Visité le 15 juin 2021).
- [13] Service des Données et Etudes Statistiques (SDES), “Chiffres clés de l’énergie,” Rapport technique, 2020. [En ligne]. Disponible : https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2020-09/datalab_70_chiffres_cles_energie_edition_2020_septembre2020.pdf
- [14] Service des Données et Etudes Statistiques (SDES), “Chiffres clés du climat - France, Europe et Monde,” Rapport technique, 2021.
- [15] Observatoire de l’industrie électrique (OIE), “Où en est-on du déploiement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques en France?” 2021. [En ligne]. Disponible : <https://observatoire-electricite.fr/analyses-de-donnees/article/maj-31-03-20-ou-en-est-on-du-deploiement-des-infrastructures-de-recharge-pour> (Visité le 19 juin 2021).
- [16] Agence De l’Environnement et de la Maîtrise de l’Energie (ADEME), “Les compteurs communicants pour l’électricité (Linky),” Rapport technique, 2018.
- [17] Légifrance, “LOI n° 2010-1488 portant sur la nouvelle organisation du marché de l’électricité,” 2010. [En ligne]. Disponible : <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000023174854/> (Visité le 29 juin 2021).
- [18] AURA-EE et ENEDIS, “Dossier de presse - SMAP, le 1er réseau électrique intelligent en milieu rural,” 2018.

BIBLIOGRAPHIE

- [19] “Enjeux et objectifs | Smart Grid Vendée.” [En ligne]. Disponible : <http://smartgridvendee.fr/enjeux-et-objectifs.html> (Visité le 3 juillet 2021).
- [20] Commission de Régulation de l’Energie (CRE), “Délibération de la Commission de régulation de l’énergie du 12 décembre 2019 portant décision sur les règles d’élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement aux réseaux publics de distribution d’électricité et le suivi de leur mise,” 2019.
- [21] Renault, “Projet FlexMob’île.” [En ligne]. Disponible : https://renaultbenelux.force.com/myrenaultlux/CP_MyR_Article_Details?IId=a0f000000QGKpVQAX&lang=fr (Visité le 4 juillet 2021).
- [22] A. Deglaire et A. Afanoukoe, “Communiqué de presse - Projet SMAC : l’énergie éolienne au service de la mobilité électrique,” 2019.
- [23] “Projet aVEnir.” [En ligne]. Disponible : <http://avenir-emobility.org/> (Visité le 4 juillet 2021).
- [24] “Programme MAESTRO.” [En ligne]. Disponible : <https://www.monenergiebymaestro.net/> (Visité le 4 juillet 2021).
- [25] Communauté de communes du Thouarsais, “Energies renouvelables : parc TIPER, financement participatif, cadastre solaire.” [En ligne]. Disponible : <https://www.thouars-communaute.fr/environnement-tepos-energies-renouvelables> (Visité le 4 juillet 2021).
- [26] Séolis, “AlterBase.” [En ligne]. Disponible : <https://www.seolis.net/particulier/mobilite-electrique/alterbase/> (Visité le 11 juillet 2021).
- [27] France mobilités, “Projet T-Mob79 Plateforme : Mobilité solidaire et durable.” [En ligne]. Disponible : <https://www.francemobilites.fr/projets/t-mob79-plateforme-mobilite-solidaire-et-durable> (Visité le 11 juillet 2021).
- [28] “FHE France - La référence de l’autoconsommation intelligente.” [En ligne]. Disponible : <https://fhe-france.com/> (Visité le 11 juillet 2021).
- [29] “Ecojoko | 25% d’économie d’énergie à la maison.” [En ligne]. Disponible : <https://www.ecojoko.com/> (Visité le 11 juillet 2021).
- [30] “Monabee | Autoconsommation, énergie solaire, Stockage virtuel.” [En ligne]. Disponible : <https://www.monabee.fr/> (Visité le 11 juillet 2021).

- [31] 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,” Thèse de doctorat, 2015.
- [32] Gérédis Deux-Sèvres, “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 HTA [Study of the impact of decentralized MV producer connection on thermal resistance and voltage plan],” Rapport technique, 2020.
- [33] J. Morin, F. Colas, J.-Y. Dieulot, S. Grenard et X. Guillaud, “Embedding OLTC nonlinearities in predictive Volt Var Control for active distribution networks,” *Electric Power Systems Research*, vol. 143, p. 225–234, 2017. [En ligne]. Disponible : <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2016.10.015>
- [34] Y. HE, “Contribution au réglage de la tension sur un réseau HTA avec producteurs. Apport de la flexibilité de la demande,” Thèse de doctorat, 2015.
- [35] Gérédis Deux-Sèvres, “Principes d’étude et règles techniques pour le raccordement d’une installation de consommation en HTA [Design principles and technical rules for the connection of an MV consumer installation],” Rapport technique, 2018.
- [36] SéQuélec, “Guide pratique - Réseaux et branchements basse tension souterrains en lotissement,” Rapport technique, 2012.
- [37] J. Cheron, “Système de communication Linky - Technologie et apports,” *Techniques de l’ingénieur*, vol. énergies |, 2020.
- [38] GEREDIS, “Présentation du Dispositif d’Echange d’Informations d’Exploitation (DEIE) entre GEREDIS et un site producteur raccordé en HTA sur le réseau public de distribution,” 2018.
- [39] Commission de Régulation de l’Energie (CRE), “Les offres de raccordement intelligentes | Smart Grids.” [En ligne]. Disponible : <https://www.smartgrids-cre.fr/encyclopedie/les-enjeux-de-linsertion-des-enr-sur-les-reseaux/les-operations-de-raccordement-intelligentes> (Visité le 29 août 2021).
- [40] M. Campana, F. Demarcq et D. Pillet, “Flexibilité du système électrique : Contribution du pilotage de la demande des bâtiments et des véhicules électriques,” Rapport technique, 2020.

- [41] D. Boëda, “Etude de la contribution du pilotage de charges à la fourniture de services aux réseaux électriques,” Thèse de doctorat, 2009.
- [42] Renault, “New Renault ZOE Brochure,” 2021. [En ligne]. Disponible : <https://brochures.renault.co.uk/>
- [43] Statista Research Department, “Average annual passenger car journeys in France from 2004 to 2018, by fuel type,” 2020. [En ligne]. Disponible : <https://www.statista.com/statistics/1105129/distance-traveled-in-average-by-passenger-car-france/> (Visité le 2 février 2021).
- [44] S. Sarabi, A. Davigny, V. Courtecuisse, Y. Riffonneau et B. Robyns, “Traffic-based modeling of electric vehicle charging load and its impact on the distribution network and railway station parking lots,” dans *3rd International Symposium on Environment Friendly Energies and Applications, EFEA 2014*. Saint Ouen, Paris, France : IEEE, 2014. [En ligne]. Disponible : <http://ieeexplore.ieee.org/document/7059977/>
- [45] M. Shaad, A. Momeni, C. P. Diduch, M. Kaye et L. Chang, “Parameter identification of thermal models for domestic electric water heaters in a direct load control program,” *2012 25th IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering : Vision for a Greener Future, CCECE 2012*, p. 1–5, 2012. [En ligne]. Disponible : <http://ieeexplore.ieee.org/document/6334885/>
- [46] Agence De l’Environnement et de la Maîtrise de l’Energie (ADEME), “Le besoins d’eau chaude sanitaire en habitat individuel et collectif [Domestic hot water needs in individual and collective housing],” Guide technique, 2012.
- [47] T. Hong, P. Pinson, Y. Wang, R. Weron, D. Yang et H. Zareipour, “Energy Forecasting : A Review and Outlook,” *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, vol. 7, n°. September, p. 376–388, 2020.
- [48] H. S. Hippert, C. E. Pedreira et R. C. Souza, “Neural networks for short-term load forecasting : A review and evaluation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, n°. 1, p. 44–55, 2001.
- [49] R. Weron, “Electricity price forecasting : A review of the state-of-the-art with a look into the future,” *International Journal of Forecasting*, vol. 30, n°. 4, p. 1030–1081, 2014. [En ligne]. Disponible : <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijforecast.2014.08.008>
- [50] T. Hong et S. Fan, “Probabilistic electric load forecasting : A tutorial review,” *International Journal of Forecasting*, vol. 32, n°. 3, p. 914–938, 2016. [En ligne]. Disponible : <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijforecast.2015.11.011>

- [51] D. W. van der Meer, J. Widén et J. Munkhammar, “Review on probabilistic forecasting of photovoltaic power production and electricity consumption,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, n^o. December 2016, p. 1484–1512, 2018. [En ligne]. Disponible : <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.212>
- [52] A. A. Yadav, A. Sahay, M. R. Yadav, S. Bhandari, A. A. Yadav et K. B. Sahay, “One hour Ahead Short-Term Electricity Price Forecasting Using ANN Algorithms,” dans *Proceedings of the Conference on the Industrial and Commercial Use of Energy, ICUE*, vol. 2018-Octob. Phuket, Thailand : IEEE, 2019, p. 1–4. [En ligne]. Disponible : <https://ieeexplore.ieee.org/document/8635596/>
- [53] B. Yuce, H. Li, Y. Rezgui, I. Petri, B. Jayan et C. Yang, “Utilizing artificial neural network to predict energy consumption and thermal comfort level : An indoor swimming pool case study,” *Energy and Buildings*, vol. 80, p. 45–56, 2014. [En ligne]. Disponible : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378778814003788>
- [54] N. Ding, C. Benoit, G. Foggia, Y. Besanger et F. Wurtz, “Neural network-based model design for short-term load forecast in distribution systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, n^o. 1, p. 72–81, 2016.
- [55] DataCamp, “KERAS Tutorial : DEEP LEARNING in PYTHON.” [En ligne]. Disponible : <https://www.datacamp.com/community/tutorials/deep-learning-python> (Visité le 30 août 2021).
- [56] R. Gelaro, W. McCarty, M. J. Suárez, R. Todling, A. Molod, L. Takacs, C. A. Randles, A. Darmenov, M. G. Bosilovich, R. Reichle, K. Wargan, L. Coy, R. Cullather, C. Draper, S. Akella, V. Buchard, A. Conaty, A. M. da Silva, W. Gu, G.-K. Kim, R. Koster, R. Lucchesi, D. Merkova, J. E. Nielsen, G. Partyka, S. Pawson, W. Putman, M. Rienecker, S. D. Schubert, M. Sienkiewicz et B. Zhao, “The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2),” *Journal of Climate*, vol. 30, n^o. 14, p. 5419–5454, jul 2017. [En ligne]. Disponible : <https://journals.ametsoc.org/view/journals/clim/30/14/jcli-d-16-0758.1.xml>
- [57] “MERRA-2 METEOROLOGICAL RE-ANALYSIS.” [En ligne]. Disponible : <http://www.soda-pro.com/web-services/meteo-data/merra>
- [58] Z. Ahmed et S. Kumar, “Pearson’s correlation coefficient in the theory of networks : A comment,” *arXiv*, 2018. [En ligne]. Disponible : <http://arxiv.org/abs/1803.06937>

BIBLIOGRAPHIE

- [59] A. Lenail, “NN SVG.” [En ligne]. Disponible : <https://alexlenail.me/NN-SVG/> (Visité le 25 octobre 2021).
- [60] A. G. Anastasiadis, G. P. Kondylis, A. Polyzakis et G. Vokas, “Effects of increased electric vehicles into a distribution network,” *Energy Procedia*, vol. 157, n^o. 2018, p. 586–593, 2019. [En ligne]. Disponible : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610218311925><https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.223>
- [61] H. R. Galiveeti, A. K. Goswami et N. B. Dev Choudhury, “Impact of plug-in electric vehicles and distributed generation on reliability of distribution systems,” *Engineering Science and Technology, an International Journal*, vol. 21, n^o. 1, p. 50–59, 2018. [En ligne]. Disponible : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2215098617314295>
- [62] P. Palensky et D. Dietrich, “Demand Side Management : Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 7, n^o. 3, p. 381–388, 2011. [En ligne]. Disponible : <http://ieeexplore.ieee.org/document/5930335/>
- [63] B. Olek et M. Wierzbowski, “Local Energy Balancing and Ancillary Services in Low-Voltage Networks With Distributed Generation, Energy Storage, and Active Loads,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, n^o. 4, p. 2499–2508, 2015. [En ligne]. Disponible : <http://ieeexplore.ieee.org/document/6975183/>
- [64] S. Sarabi, A. Davigny, V. Courtecuisse, Y. Riffonneau et B. Robyns, “Potential of vehicle-to-grid ancillary services considering the uncertainties in plug-in electric vehicle availability and service/ localization limitations in distribution grids,” 2016. [En ligne]. Disponible : <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.064>
- [65] G. Xu, B. Zhang et S. Zhang, “Multi-energy Coordination and Schedule Considering large-scale electric vehicles penetration,” dans *2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration, EI2 2018 - Proceedings*. Beijing, China : IEEE, 2018, p. 1–5. [En ligne]. Disponible : <https://ieeexplore.ieee.org/document/8582136/>
- [66] F. Milano et O. Hersent, “Optimal Load Management With Inclusion of Electric Vehicles and Distributed Energy Resources,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, n^o. 2, p. 662–672, 2014. [En ligne]. Disponible : <http://ieeexplore.ieee.org/document/6705685/>
- [67] S. Sarabi, L. Kefsi, A. Merdassi et B. Robyns, “Supervision of Plug-in Electric Vehicles Connected to the Electric Distribution Grids,” *International Journal of*

BIBLIOGRAPHIE

- Electrical Energy*, vol. 1, n^o. 4, p. 256–263, 2013. [En ligne]. Disponible : <http://www.ijoe.org//index.php?m=content&c=index&a=show&catid=35&id=66>
- [68] Q. Hu et F. Li, “Hardware Design of Smart Home Energy Management System With Dynamic Price Response,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, n^o. 4, p. 1878–1887, 2013. [En ligne]. Disponible : <http://ieeexplore.ieee.org/document/6525430/>
- [69] B. Durillon, F. Salomez, A. Davigny et S. Kazmierczak, “Integration of Consumers’ Sensitivities and Preferences in Demand Side Management,” *ELECTRIMACS*, vol. 6, n^o. May, p. 1–6, 2019.
- [70] B. Robyns, B. François, G. Delille et C. Saudemont, *Energy storage in electric power grids*. ISTE editions, 2015.
- [71] F. G. Venegas, “Electric vehicle integration into distribution systems : Considerations of user behavior and frameworks for flexibility implementation,” Thèse de doctorat, 2021.
- [72] R. Luthander, M. Shepero, J. Munkhammar et J. Widén, “Photovoltaics and opportunistic electric vehicle charging in the power system – A case study on a Swedish distribution grid,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 13, n^o. 5, p. 710–716, 2019.
- [73] E. Veldman et R. A. Verzijlbergh, “Distribution grid impacts of smart electric vehicle charging from different perspectives,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, n^o. 1, p. 333–342, 2015.
- [74] E. L. Karfopoulos, K. A. Panourgias et N. D. Hatziargyriou, “Distributed Coordination of Electric Vehicles providing V2G Regulation Services,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, n^o. 4, p. 2834–2846, 2016.
- [75] Réseau de Transport d’Electricité (RTE), “Tarif d’Utilisation du Réseau Public d’Electricité (TURPE 5) - Distributeurs [Public electricity network user tariff for distributors],” Rapport technique, 2020. [En ligne]. Disponible : <https://www.services-rte.com/en/learn-more-about-our-services/understanding-the-public-transmission-system-access-tariff-turpe.html>
- [76] P. T. Boggs et J. W. Tolle, “Sequential quadratic programming for large-scale nonlinear optimization,” *Journal of Computational and Applied Mathematics*, vol. 124, n^o. 1-2, p. 123–137, 2000.
- [77] L. Wang et Z. Luo, “A simple SQP algorithm for constrained finite minimax problems,” *The Scientific World Journal*, vol. 2014, n^o. 2, 2014.

- [78] Réseau de Transport d'Electricité (RTE), “Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique [Challenges of electromobility development for the electric system],” Rapport technique, 2019.
- [79] Réseau de Transport d'Electricité (RTE), “Les usages chauffage, production d'eau chaude sanitaire et climatisation ventilation dans le secteur résidentiel [Heating, domestic hot water production and air conditioning ventilation in the residential sector],” Rapport technique, 2019.
- [80] Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE), “Recensement de la population [Population census] - Deux-Sèvres,” 2019.
- [81] B. Robyns, C. Saudemont, D. Hissel, X. Roboam, B. Sareni et J. Pouget, *Gestion et valorisation du stockage de l'énergie électrique dans les systèmes de transport*. ISTE editions, 2017.
- [82] B. Robyns, A. Davigny, H. Barry, S. Kazmierczak, C. Saudemont, D. Abbes et B. François, *Stockage d'énergie électrique pour les bâtiments au sein de réseaux intelligents*. ISTE editions, 2019.
- [83] R. Fachrizal, M. Shepero, D. van der Meer, J. Munkhammar et J. Widén, “Smart charging of electric vehicles considering photovoltaic power production and electricity consumption : A review,” *eTransportation*, vol. 4, p. 100056, 2020. [En ligne]. Disponible : <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2590116820300138>
- [84] X. Wu, X. Hu, X. Yin et S. J. Moura, “Stochastic Optimal Energy Management of Smart Home With PEV Energy Storage,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, n°. 3, p. 2065–2075, 2018. [En ligne]. Disponible : <https://ieeexplore.ieee.org/document/7562357/>
- [85] S. Khatiri-Doost et M. Amirahmadi, “Peak shaving and power losses minimization by coordination of plug-in electric vehicles charging and discharging in smart grids,” dans *Conference Proceedings - 2017 17th IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 1st IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC / I and CPS Europe 2017*. Milan, Italy : IEEE, 2017, p. 1–5. [En ligne]. Disponible : <http://ieeexplore.ieee.org/document/7977547/>
- [86] X. Zhu, H. Han, S. Gao, Q. Shi, H. Cui et G. Zu, “A Multi-Stage Optimization Approach for Active Distribution Network Scheduling Considering Coordinated Electrical Vehicle Charging Strategy,” *IEEE Access*, vol. 6, p. 50 117–50 130, 2018.

- [87] C. Sabillon, J. F. Franco, M. J. Rider et R. Romero, “Joint optimal operation of photovoltaic units and electric vehicles in residential networks with storage systems : A dynamic scheduling method,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 103, n^o. March, p. 136–145, 2018. [En ligne]. Disponible : <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.05.015>
- [88] J. F. Franco, M. J. Rider et R. Romero, “A Mixed-Integer Linear Programming Model for the Electric Vehicle Charging Coordination Problem in Unbalanced Electrical Distribution Systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, n^o. 5, p. 2200–2210, 2015.
- [89] N. Mehboob, C. Canizares et C. Rosenberg, “Day-ahead dispatch of PEV loads in a residential distribution system,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2014-Octob, n^o. October, p. 1–5, 2014.
- [90] B. Morvaj, R. Evins et J. Carmeliet, “Optimization framework for distributed energy systems with integrated electrical grid constraints,” *Applied Energy*, vol. 171, p. 296–313, 2016. [En ligne]. Disponible : <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.090>
- [91] K. Purchala, L. Meeus, D. Van Dommelen et R. Belmans, “Usefulness of DC power flow for active power flow analysis,” *2005 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 1, p. 454–459, 2005.
- [92] F. M. Gonzalez-Longatt et J. L. Rueda, *PowerFactory Applications for Power System Analysis*, 2014.
- [93] A. Stativa, M. Gavrilas et V. Stahie, “Optimal tuning and placement of Power System Stabilizer using Particle Swarm Optimization algorithm,” *EPE 2012 - Proceedings of the 2012 International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering*, n^o. Epe, p. 242–247, 2012.
- [94] M. Stifter, R. Schwalbe, F. Andren et T. Strasser, “Steady-state co-simulation with PowerFactory,” *2013 Workshop on Modeling and Simulation of Cyber-Physical Energy Systems, MSCPES 2013*, 2013.
- [95] A. Latif, M. Shahzad, P. Palensky et W. Gawlik, “An alternate PowerFactory Matlab coupling approach,” *Proceedings - 2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies, EDST 2015*, p. 486–491, 2015.
- [96] OPC Foundation, “What is OPC?” [En ligne]. Disponible : <https://opcfoundation.org/about/what-is-opc/> (Visité le 29 septembre 2021).

BIBLIOGRAPHIE

- [97] F. Gonzalez-Longatt et J. L. Rueda Torres, édit., *Advanced Smart Grid Functionalities Based on PowerFactory*. Green Energy and Technology, Springer, 2018.
- [98] DIGSILENT, “PowerFactory 2019 - User Manual,” Rapport technique, 2019.

Résumé : Les réseaux de distribution d'électricité sont au cœur des évolutions énergétiques et environnementales qui touchent nos sociétés. Les chauffe-eaux à gaz ainsi que les voitures à carburants fossiles sont progressivement remplacés par les ballons d'eau chaude et véhicules électriques. La production d'énergie renouvelable continue aussi à croître sans nécessairement concorder avec la consommation électrique. Toutes ces évolutions doivent être maîtrisées pour limiter les répercussions économiques et environnementales de la transition énergétique. Ces travaux de thèse portent sur la supervision énergétique des véhicules électriques et des ballons d'eau chaude raccordés au réseau de distribution HTA afin d'encourager la consommation locale des énergies renouvelables et d'optimiser le coût d'acheminement d'énergie pour les gestionnaires du réseau. La stratégie proposée prend aussi en compte les contraintes électriques qui peuvent apparaître à travers une approche de co-simulation exécutée en temps-réel.

Mots clés : Réseaux de distribution, Véhicules électriques, Énergies renouvelables, Gestion de la demande, Stockage électrique

Abstract : Electricity distribution grids have been at the heart of energy and environmental changes affecting our societies. Instantaneous gas water heaters and fossil fuel-powered cars are gradually being replaced by electric water heaters and vehicles. The production of renewable energy also continues to grow without necessarily matching the electricity consumption. All these evolutions must be controlled to limit the economic and environmental impacts of the energy transition. This thesis focuses on the energy supervision of loads such as electric vehicles and electric water heaters connected to the MV distribution network, to promote the local consumption of renewable energy and optimize the cost of energy delivery for the network managers. The proposed strategy also takes into account the electrical constraints that can appear on the network through a co-simulation approach executed in real-time.

Keywords : Distribution grids, Electric vehicles, Renewable energy, Demand-Side management, Electricity storage