

**ÉCOLE DOCTORALE SCIENCES ET MÉTIERS DE L'INGÉNIEUR**  
**Laboratoire d'Électrotechnique et d'Électronique de Puissance**  
**ULR 2697 - Campus de Lille**

# THÈSE

*présentée par :* **Matthieu STEPHANT**  
*soutenue le :* **21 mai 2021**

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

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

*Spécialité :* **Génie électrique**

## **Optimisation de l'autoconsommation dans une communauté énergétique locale via une blockchain**

**THÈSE dirigée par :**  
**M. Benoît ROBYNS**

**et co-encadrée par :**  
**M. Dhaker ABBES, Mme. Kahina HASSAM-OUARI et M. Antoine LABRUNIE**

**Jury**

**Mme Luce BROTCORNE**  
**M. Damien ERNST**  
**M. Mohamed BENBOUZID**  
**M. Xavier ROBOAM**  
**M. Benoît ROBYNS**  
**M. Dhaker ABBES**  
**Mme Kahina HASSAM-OUARI**  
**M. Antoine LABRUNIE**

Directrice de recherche, INRIA  
Professeur, Université de Liège  
Professeur, Université de Brest  
Directeur de recherche, ENSEEIHT  
Professeur, L2EP Junia  
Enseignant Chercheur, L2EP Junia  
Enseignant Chercheur, Junia  
Ingénieur, Greenbirdie

Présidente  
Rapporteur  
Rapporteur  
Examinateur  
Examinateur  
Examinateur  
Examinatrice  
Invité

**T**  
**H**  
**È**  
**S**  
**E**



---

Cette thèse a été financée par GB Solar (Greenbirdie), la Métropole européenne de Lille et Junia sous la chaire SBnodesSG (*Smart Buildings as Nodes of Smart Grid*).

---

# Remerciements

« N'ayez jamais peur de la vie, n'ayez jamais peur de l'aventure, faites confiance au hasard, à la chance, à la destinée. Partez, allez conquérir d'autres espaces, d'autres espérances. Le reste vous sera donné de surcroît. »

*Les secrets de la mer Rouge*, Henry de Monfreid

Cette thèse est le fruit de trois années de travail, composées de périodes de recherches, développements théoriques, codage et simulations plus ou moins fructueuses. Ce doctorat n'a pas suivi une progression constante, et certaines périodes ont été plus difficiles que d'autres. C'est dans ces moments que l'on prend conscience que le doctorat n'est pas qu'une aventure personnelle mais que sa réussite repose aussi sur un grand nombre de personnes.

Je tiens donc ici à remercier vivement tous ceux qui m'ont accompagné et aidé par leurs contributions, analyses, suggestions, ou par leur soutien.

En premier lieu, je voudrais remercier mon équipe d'encadrement et exprimer ma sincère gratitude à chacun d'entre eux : à mon directeur de thèse Benoît Robyns pour la confiance qu'il m'a accordée pour mener ce projet et pour ses conseils avisés, à Dhaker Abbes pour ses encouragements et ses réponses toujours chaleureuses à mes nombreuses sollicitations, à Kahina Hassam-Ouari pour son soutien amical et sans faille tout au long de la thèse, notamment lors des périodes les plus difficiles, et son enthousiasme communicatif qui m'a permis de donner le meilleur de moi-même, et à Antoine Labrunie pour sa vision, son esprit critique et son précieux partage d'expérience, qui ont nourri les idées présentées dans cette thèse. J'ai été heureux d'avoir évolué sous leur direction, car en plus de leur aide sur la thèse en elle-même, ils se sont toujours montré disponibles et m'ont apporté tout leur soutien et leur confiance au cours de ces trois années. Ils m'ont permis de travailler sereinement dans un cadre agréable et convivial, et je veux leur faire part ici de toute ma gratitude. Chacun à leur manière, ils ont su m'aiguiller, me motiver, critiquer mon travail pour l'améliorer, au cours des nombreuses discussions enthousiasmantes que nous avons eues. Si je me suis senti épanoui au cours de cette thèse, c'est en grande partie grâce à eux.

Je voudrais ensuite remercier M. Ernst, M. Benbouzid, Mme. Brotcorne et M. Roboam pour avoir

## REMERCIEMENTS

---

accepté d'être jury de cette thèse et d'évaluer avec un œil critique mon travail.

Je souhaite également remercier toutes les personnes, à Junia, qui m'ont aidé au cours de la thèse. Chacune d'entre elles a été d'une aide précieuse pour répondre à mes nombreuses interrogations et me fournir des pistes pour poursuivre mon travail. En particulier, un grand merci à Khaled, Grégory, toujours prêts à prêter main forte malgré leurs nombreux projets, Vincent, Serkan pour leur aide en informatique et Antoine Henneton, pour son aide dans les difficiles tâches administratives.

Je tiens à remercier mes collègues du L2EP, et plus particulièrement messieurs Bruno François, Frédéric Colas et Stéphane Brisset pour avoir apporté leur regard critique sur mon travail et m'avoir aiguillé pour améliorer mon travail.

Un grand merci à mes collègues doctorants, stagiaires ou ingénieurs de recherche, avec qui les discussions et les pauses café ont rythmé la thèse : Luis, Abderrahman, Yacine, Isabelle, Anthony, Augusto, Florentin.

Je tiens également à remercier Gaëtan Collin et à toute l'équipe de GB Solar et Greenbirdie, pour leur chaleureux accueil au cours des mois que j'ai passés chez eux. En particulier, merci à Thibault, Corentin, Karima, Jonathan, Paola, Louis, Rihem et Saliny.

De façon plus personnelle, je tiens à remercier mes très chers amis sans qui la thèse n'aurait pas été la même. J'ai eu la chance d'être entouré par de formidables personnes qui m'ont accueilli à bras ouverts et avec qui j'ai beaucoup appris et partagé de nombreux moments inoubliables. Merci à Grégoire, pour sa gentillesse et pour toutes nos parties de Molky ; à Adrien pour nos discussions à refaire le monde, autour d'une bonne bière et sur une bande son rock'n roll ; à Jad, pour m'avoir initié aux spécialités libanaises toujours dans la bonne humeur ; et enfin, à mes deux acolytes de Poitiers, avec qui j'ai tant partagé, à Benoît pour son honnêteté et sa simplicité, et à Makram, pour ces nombreuses et mémorables aventures que nous avons vécues ! Et je suis convaincu que ce n'est que le début.

Enfin, je voudrais conclure ces remerciements en pensant à ma famille, mes parents et surtout chacune de mes sœurs, Alice, Aude et Sophie, que j'aime profondément et dont la détermination et le courage m'inspirent chaque jour. Ευχαριστώ (merci) à Βασιλική (Vasiliki) pour son soutien continu et pour son énergie communicative qui me pousse chaque jour à accomplir ce que je n'aurais pas imaginé sans elle. C'est notamment grâce à elle que j'ai entrepris cette thèse. Je suis très heureux que nos routes se soient croisées pour ne faire plus qu'une.

## REMERCIEMENTS

---

## REMERCIEMENTS

---



# Résumé

Avec l'insertion des sources d'énergie renouvelables au sein des réseaux de distribution, de nouveaux schémas de consommation et d'échange de l'énergie électrique se développent. C'est le cas des communautés énergétiques renouvelables, dans lesquelles des producteurs et consommateurs se partagent l'électricité localement produite, dans le but d'améliorer l'autoconsommation en valorisant et en agrégeant la flexibilité des utilisateurs. Le déploiement à grande échelle de ces opérations requiert la mise en place de méthodes de gestion de l'énergie pour coordonner les participants et ajuster la consommation à la production.

Pour répondre à cette problématique, cette thèse présente une méthode distribuée de gestion des échanges au sein d'une communauté énergétique, décomposée en trois parties. D'abord, un modèle mathématique, basé sur la théorie des jeux, est utilisé pour décrire le comportement des acteurs, en intégrant des notions de confort, et de sensibilité à l'origine de l'électricité en plus d'aspects économiques. Ceux-ci optimisent leur consommation ou production en fonction de leurs préférences individuelles. Ensuite, un algorithme d'optimisation ADMM (*Alternating Direction Method of Multipliers*) est utilisé pour maximiser l'utilité globale de la communauté tout en respectant des contraintes appliquées à l'ensemble des acteurs. Dans un deuxième temps, un modèle électrique est construit pour intégrer les contraintes physiques des lignes dans la stratégie de gestion et permet en particulier de surveiller le niveau de tension ainsi que la charge des lignes. Enfin, une solution informatique basée sur une blockchain locale est utilisée pour implémenter de façon pratique ce modèle d'échanges. L'architecture distribuée de cette technologie permet aux utilisateurs eux-mêmes de trouver un consensus, en se passant d'un agent central.

Ces trois outils (modèle mathématique, blockchain et modèle électrique) constituent une approche globale pertinente pour l'optimisation des échanges d'énergie au sein d'une communauté. Le caractère distribué de cette approche garantit aux utilisateurs une liberté d'action et une protection de leurs données.

Mots-clés : Communautés énergétiques, Autoconsommation collective, Blockchain, Optimisation distribuée, ADMM.

## RESUME

---

# Abstract

The insertion of renewable energy sources in the distribution grid creates new ways to consume and to trade electrical energy. In particular, in renewable energy communities, producers and consumers share the electricity locally produced, and aggregate their flexibility in order to improve self-consumption. The development on a large scale of such communities requires the adoption of energy management methods to coordinate users and locally adapt consumption to production.

To address this issue, the present thesis proposes a distributed method for energy management within an energy community, divided in three parts. Firstly, a mathematical model based on game theory describes users' behavior. It integrates concepts of comfort and sensitivity to the origin of electricity, in addition to purely economic aspects. The users optimize their consumption or production according to their individual preferences. Then, an optimization algorithm ADMM (Alternating Direction Method of Multipliers) maximizes the overall utility of the community while ensuring the constraints shared by the group of users. Secondly, we build an electrical model of the network that takes into account physical constraints of the lines in the management method and monitors the voltage and lines loading. Finally, we implement this energy trading model with a local blockchain. Thanks to the distributed architecture of this technology, users reach a consensus by themselves, without the need of a central authority.

These three tools (mathematical model, blockchain and electrical model) form a global approach that is relevant for optimization of energy trades inside a community. The distributed architecture of this method guarantees that users can act freely as they want and ensures the privacy of their personal data.

Keywords : Energy communities, Collective self-consumption, Blockchain, Distributed optimization, ADMM.

ABSTRACT

---

# Table des matières

<b>Remerciements</b>	<b>5</b>
<b>Résumé</b>	<b>9</b>
<b>Abstract</b>	<b>11</b>
<b>Liste des tableaux</b>	<b>18</b>
<b>Liste des figures</b>	<b>21</b>
<b>Introduction générale</b>	<b>23</b>
<b>1 Contexte général : Autoconsommation collective et blockchain</b>	<b>27</b>
1.1 Introduction . . . . .	28
1.2 Evolutions des réseaux électriques . . . . .	30
1.2.1 Organisation du réseau électrique . . . . .	30
1.2.2 Développement des sources d'énergies décentralisées . . . . .	30
1.2.3 Libéralisation du marché de l'électricité . . . . .	32
1.2.4 Le concept de <i>smart grid</i> . . . . .	34
1.3 L'autoconsommation collective et les communautés énergétiques . . . . .	35
1.3.1 Historique . . . . .	35
1.3.2 Cadre réglementaire actuel en France . . . . .	36
1.3.3 Enjeux de l'autoconsommation collective . . . . .	38
1.4 Méthodes d'optimisation pour le réseau électrique . . . . .	39
1.4.1 Méthodes centralisées . . . . .	40
1.4.2 Méthodes distribuées . . . . .	41
1.5 Problématiques de la thèse . . . . .	42

## TABLE DES MATIÈRES

---

1.5.1	Favoriser l'autoconsommation . . . . .	43
1.5.2	Prise en compte des contraintes électriques . . . . .	44
1.5.3	Mise en œuvre d'une blockchain . . . . .	44
1.5.4	Résumé . . . . .	45
<b>2</b>	<b>Optimisation distribuée des échanges d'énergie au sein d'une communauté</b>	<b>47</b>
2.1	Introduction . . . . .	48
2.2	Etat de l'art des échanges d'énergie au sein des communautés . . . . .	48
2.2.1	Théorie des jeux . . . . .	49
2.2.2	Les approches pour le partage d'énergie au sein d'une communauté . . . . .	50
2.2.3	Conclusions sur l'état de l'art . . . . .	54
2.3	Optimisation distribuée des échanges d'énergie avec la théorie des jeux . . . . .	55
2.3.1	Cas d'étude . . . . .	56
2.3.2	Formulation du problème d'optimisation . . . . .	56
2.3.3	Algorithme d'optimisation : ADMM . . . . .	65
2.4	Simulations et résultats . . . . .	69
2.4.1	Paramètres des simulations . . . . .	69
2.4.2	Remarques générales . . . . .	73
2.4.3	Résultats en été . . . . .	78
2.4.4	Résultats en hiver . . . . .	84
2.4.5	Comparaison avec des scénarii sans batterie . . . . .	88
2.4.6	Synthèse des résultats . . . . .	90
2.5	Conclusion . . . . .	91
<b>3</b>	<b>Modèle électrique du réseau</b>	<b>93</b>
3.1	Introduction . . . . .	94
3.2	Flux de puissance dans le réseau de distribution . . . . .	95
3.2.1	Equations du flux de puissance . . . . .	95
3.2.2	Prise en compte des contraintes du réseau pour les problèmes d'optimisation . . . . .	96
3.3	Modélisation physique du réseau électrique . . . . .	97
3.3.1	Modèle . . . . .	97
3.3.2	Lien avec l'algorithme d'optimisation . . . . .	99
3.4	Résultats . . . . .	99

3.4.1	Niveau de tension . . . . .	100
3.4.2	Charge des lignes . . . . .	108
3.4.3	Remarques générales . . . . .	113
3.4.4	Impact des véhicules électriques . . . . .	114
3.5	Conclusion . . . . .	119
<b>4</b>	<b>Application de la blockchain à une communauté énergétique locale</b>	<b>121</b>
4.1	Introduction . . . . .	122
4.2	Présentation de la technologie blockchain . . . . .	124
4.2.1	Définition et propriétés . . . . .	124
4.2.2	Historique . . . . .	126
4.2.3	Fonctionnement . . . . .	128
4.2.4	Potentiel et applications de la technologie blockchain . . . . .	136
4.3	Développement d'une blockchain locale pour une communauté énergétique renouvelable	143
4.3.1	Mise en œuvre de la technologie blockchain . . . . .	143
4.3.2	Environnement et outils utilisés . . . . .	144
4.3.3	Smart contract . . . . .	149
4.4	Simulations et résultats . . . . .	153
4.4.1	Paramètres des simulations . . . . .	153
4.4.2	Résultats . . . . .	154
4.5	Conclusion . . . . .	162
<b>5</b>	<b>Synthèse des résultats</b>	<b>163</b>
5.1	Introduction . . . . .	164
5.2	Analyse globale des résultats . . . . .	165
5.2.1	Optimisation distribuée . . . . .	165
5.2.2	Modèle électrique du réseau . . . . .	166
5.2.3	Blockchain locale pour une communauté énergétique . . . . .	166
5.2.4	Combinaison des outils . . . . .	167
5.3	Pertinence de l'approche globale pour l'évolution du réseau électrique . . . . .	169
5.3.1	Consommation énergétique de la blockchain . . . . .	169
5.3.2	Acceptabilité de la technologie . . . . .	170
5.3.3	Rôle des utilisateurs et des communautés énergétiques . . . . .	172

## TABLE DES MATIÈRES

---

5.4	Perspectives . . . . .	173
5.4.1	Intégration du modèle électrique . . . . .	173
5.4.2	Amélioration de l'algorithme . . . . .	173
5.4.3	Réflexions sur le modèle économique . . . . .	174
5.4.4	Approfondissement sur la blockchain . . . . .	174
5.4.5	Usages futurs . . . . .	175
5.4.6	Réglementation . . . . .	176
5.5	Conclusion . . . . .	178
	<b>Conclusion générale</b>	<b>179</b>
	<b>Liste des publications</b>	<b>181</b>
	<b>Bibliographie</b>	<b>183</b>
	<b>Liste des annexes</b>	<b>201</b>
	<b>A Paramètres de simulations</b>	<b>201</b>
	<b>B Données électriques</b>	<b>205</b>
	<b>C Smart contract ADMM</b>	<b>207</b>



# Liste des tableaux

2.1	Paramètres physiques des véhicules électriques . . . . .	71
2.2	Paramètres physiques de système de stockage . . . . .	71
2.3	Comparaison des coûts, en euro (journée estivale) . . . . .	79
2.4	Comparaison du confort (journée estivale) . . . . .	81
2.5	Consommation de l'énergie photovoltaïque locale, en kWh (journée estivale) . . . . .	82
2.6	Indicateur d'équité (journée estivale) . . . . .	82
2.7	Comparaison des utilités pour chaque acteur (journée estivale) . . . . .	83
2.8	Taux d'autoproduction (journée estivale) . . . . .	84
2.9	Comparaison des coûts, en euro (journée hivernale) . . . . .	85
2.10	Comparaison du confort (journée hivernale) . . . . .	86
2.11	Consommation de l'énergie photovoltaïque locale, en kWh (journée hivernale) . . . . .	87
2.12	Indicateur d'équité (journée hivernale) . . . . .	87
2.13	Comparaison des utilités pour chaque acteur (journée estivale hivernale) . . . . .	88
2.14	Taux d'autoproduction (journée hivernale) . . . . .	88
2.15	Comparaison des coûts en l'absence de batterie, en euro (journée estivale) . . . . .	89
2.16	Taux d'autoproduction en l'absence de batterie (journée estivale) . . . . .	89
3.1	Variables connues et inconnues selon le type de nœud . . . . .	96
4.1	Comparaison des différents types de blockchain ([1]) . . . . .	135
4.2	Consommation de gaz de la blockchain avec PoA . . . . .	155
4.3	Consommation de gaz de la blockchain avec PoW . . . . .	155
4.4	Relation entre gaz et temps CPU, dans la littérature . . . . .	156
4.5	Consommation énergétique des nœuds la blockchain avec PoA . . . . .	157
4.6	Consommation énergétique des nœuds de la blockchain avec PoW . . . . .	157

## LISTE DES TABLEAUX

---

4.7	Estimation du temps CPU pour les clients Python . . . . .	158
4.8	Consommation globale du système blockchain et d'une solution centralisée . . . . .	159
A.1	Coefficients de préférences le scenario I . . . . .	201
A.2	Coefficients de préférences le scenario II . . . . .	202
A.3	Coefficients de préférences le scenario III . . . . .	202
A.4	Coefficients de préférences le scenario IV . . . . .	202
A.5	Coefficients de préférences le scenario V . . . . .	203
B.1	Paramètres des lignes électriques . . . . .	205

# Liste des figures

1.1	Génération d'énergie électrique par source en 2018 [2]. . . . .	28
1.2	Développement de la production d'électricité d'origine renouvelable [2]. . . . .	29
1.3	Architecture traditionnelle du réseau électrique . . . . .	31
1.4	Flux bi-directionnel sur le réseau électrique . . . . .	32
1.5	Autoconsommation individuelle et autoconsommation collective . . . . .	36
2.1	Schéma d'un marché de communauté . . . . .	51
2.2	Schéma d'un marché P2P . . . . .	52
2.3	Schéma d'un marché hybride . . . . .	54
2.4	Réseau démonstrateur de l'îlot historique de l'Université catholique de Lille . . . . .	57
2.5	Schéma de principe de l'algorithme ADMM . . . . .	68
2.6	Courbe d'estimation de la dégradation due aux cycles ([3]) . . . . .	70
2.7	Prix de l'électricité en fonction de la source . . . . .	73
2.8	Puissance importée du réseau avec l'algorithme ADMM . . . . .	74
2.9	Puissance importée du réseau avec l'algorithme SQP . . . . .	74
2.10	Profil de puissance d'un véhicule électrique pour les différents scenarii (journée estivale)	75
2.11	Etat de charge d'un véhicule électrique pour les différents scenarii (journée estivale)	76
2.12	Profil de puissance des bâtiments tertiaires pour les différents scenarii (journée estivale)	77
2.13	Production photovoltaïque locale pour une journée estivale . . . . .	78
2.14	Etat de charge de la batterie (journée estivale) . . . . .	80
2.15	Production photovoltaïque locale pour une journée hivernale . . . . .	85
3.1	Modèle électrique du réseau de l'Université catholique de Lille . . . . .	98
3.2	Connexion OPC avec PowerFactory . . . . .	99
3.3	Tension au terminal HTA pour les différents scenarii . . . . .	100

## LISTE DES FIGURES

---

3.4	Tension au terminal AGBT Ext, et aux bornes de la batterie et des générateurs photovoltaïques pour les différents scenarii en été . . . . .	101
3.5	Tension au terminal AGBT Ext, et aux bornes de la batterie et des générateurs photovoltaïques pour les différents scenarii en hiver . . . . .	102
3.6	Tension au terminal AGBT HEI, et aux bornes des bâtiments HEI, 5RNS et 41RP pour les différents scenarii en été . . . . .	103
3.7	Tension au terminal AGBT HEI, et aux bornes des bâtiments HEI, 5RNS et 41RP pour les différents scenarii en hiver . . . . .	104
3.8	Tension au terminal TGBT HA pour les différents scenarii . . . . .	105
3.9	Tension aux bornes des véhicules électriques pour les différents scenarii en été . . . . .	106
3.10	Tension aux bornes des véhicules électriques pour les différents scenarii en hiver . . . . .	107
3.11	Charge de la ligne 3 pour les différents scenarii . . . . .	108
3.12	Charge des lignes 11 et 28 pour les différents scenarii . . . . .	109
3.13	Charge des lignes 15 et 5 pour les différents scenarii . . . . .	109
3.14	Charge des lignes 7, 20, 4 et 9 pour les différents scenarii en été . . . . .	110
3.15	Charge des lignes 7, 20, 4 et 9 pour les différents scenarii en hiver . . . . .	111
3.16	Charge des lignes 100 et 101 pour les différents scenarii . . . . .	112
3.17	Charge des lignes 12, 70 et 71 pour les différents scenarii . . . . .	113
3.18	Tension aux terminaux AGBT HEI et TGBT HA en présence de 6 VE à pleine charge	114
3.19	Tension aux bornes des véhicules électriques 1, 2, 5 et 6 à pleine charge . . . . .	115
3.20	Tension aux bornes des véhicules électriques 3 et 4 à pleine charge . . . . .	116
3.21	Charge des lignes 100, 101, 102 et 103 en présence de 6 VE à pleine charge . . . . .	117
3.22	Charge des lignes 12, 70, 71 en présence de 6 VE à pleine charge . . . . .	118
3.23	Charge des lignes 3 et 9 en présence de 6 VE à pleine charge . . . . .	118
4.1	Nombre d'articles sur les sujets liés à la blockchain [4] . . . . .	122
4.2	Evolutions des citations d'articles liés à la blockchain [4] . . . . .	123
4.3	Variations du cours du bitcoin (données issues de [5]) . . . . .	127
4.4	Représentations des différents types de réseaux . . . . .	129
4.5	Principe de la cryptographie asymétrique . . . . .	130
4.6	Illustration d'une chaîne de blocs . . . . .	131
4.7	Illustration d'un mécanisme de doubles enchères. Les points noirs représentent les nœuds de la blockchain. . . . .	140
4.8	Réseau électrique et réseau de communication de la communauté énergétique . . . . .	145

4.9 Schéma de l’environnement blockchain développé . . . . .	147
4.10 Optimisation sur la blockchain avec l’ADMM du point de vue d’un utilisateur . . . . .	148
4.11 Déploiement du <i>smart contract</i> et initialisation . . . . .	150
4.12 Echanges des données avant l’optimisation . . . . .	151
4.13 Etapes d’optimisation . . . . .	152
4.14 Capture d’écran de la blockchain . . . . .	154
4.15 Estimation de la consommation du CPU . . . . .	157
4.16 Temps CPU par itération pour un client Python représentant un consommateur tertiaire	158
4.17 Comparaison de la consommation énergétique du système blockchain et d’une solution centralisée . . . . .	159
4.18 Comparaison de la consommation énergétique de différentes architectures [6] . . . . .	161
5.1 Combinaison des outils développés dans la thèse . . . . .	168

## LISTE DES FIGURES

---

# Introduction générale

### Contexte

La transition énergétique en cours dans nos sociétés apporte une considération nouvelle sur la façon dont est produite et consommée l'électricité. Ce concept se traduit à l'échelle du système électrique par une introduction des sources d'énergie renouvelable sur le réseau de distribution, ainsi que par la libéralisation du marché de l'électricité, poussée par la politique de l'Union européenne [7]. Il en résulte notamment une multiplication des acteurs, producteurs, consommateurs, *prosumers*, et une mutation progressive vers une gestion décentralisée du réseau. De nouveaux schémas de consommation de l'électricité, avec notamment l'autoconsommation collective et le développement des communautés énergétiques, apparaissent. Ces termes se réfèrent à des situations dans lesquelles des producteurs et consommateurs, à l'échelle d'un quartier, se partagent l'électricité localement produite. En quelque sorte, il s'agit de circuits courts de l'électricité, qui ont pour but de faciliter l'intégration des énergies renouvelables, aussi bien du point de vue technique qu'économique, tout en développant la sensibilité des consommateurs aux questions énergétiques.

Le développement de telles structures à grande échelle représente un enjeu majeur pour le réseau électrique. En effet, celui-ci est traditionnellement opéré de façon centralisée par le gestionnaire du réseau, en adaptant en temps réel la production à la demande. Avec l'introduction de sources intermittentes, notamment le solaire et l'éolien, le réseau doit évoluer vers une gestion plus décentralisée, qui joue également sur la demande. Cela requiert donc d'impliquer les utilisateurs, pour les inciter à adapter leur consommation quand ils le peuvent. Ainsi, la gestion du réseau doit aussi évoluer de façon plus locale, en s'adaptant à ces nouveaux acteurs, à leurs attentes et à leurs besoins. Par conséquent, les communautés énergétiques sont amenées à devenir des structures phare du réseau électrique, car elle permettent justement une gestion locale de l'énergie, à l'échelle d'un quartier.

Pour accompagner ces nouveaux paradigmes d'échanges d'énergie entre voisins, plusieurs technologies sont souvent envisagées, dont la blockchain. Cette solution distribuée possède en apparence des caractéristiques de sécurité, de résilience et de transparence qui en font un candidat idéal pour la mise en œuvre de mécanismes d'échanges locaux. Cependant, l'implémentation se heurte dans la pratique à plusieurs problématiques, notamment en ce qui concerne sa consommation énergétique.

### Partenariat industriel

Cette thèse s'inscrit dans le cadre de la chaire industrielle SBnodesSG (Smart Building as nodes of Smart Grid), portée par Junia, et qui réunit 9 entreprises [8]. Ce projet interdisciplinaire vise à développer des outils de gestion énergétique pour les bâtiments, aussi bien à l'intérieur des bâtiments qu'en considérant ceux-ci comme nœuds du réseau électrique. La nouveauté de cette chaire réside dans la considération d'aspects sociaux-économiques en plus d'aspects purement techniques, avec notamment la prise en compte du confort des utilisateurs. Les travaux de la chaire font donc appel à des notions d'économie et de sociologie pour inclure ces utilisateurs dans les modèles scientifiques développés.

En particulier, dans la vision d'adopter une perspective pratique, la thèse présentée ici est le fruit de la collaboration de Junia et du L2EP avec l'entreprise GB Solar, bureau d'études photovoltaïques,



qui apporte une expertise technique et une vision de terrain sur les problématiques rencontrées et les solutions proposées.

### Objectifs

Cette thèse a donc pour objectif de proposer une solution pertinente pour la gestion des échanges d'énergie au sein d'une communauté, pour répondre aux principales problématiques évoquées ci-dessus. Adoptant la vision de la chaire SBnodesSG, l'idée qui a guidé ce travail de thèse est d'avoir une vision pratique, c'est-à-dire de ne pas se limiter à des développements seulement théoriques, mais d'intégrer également des considérations pratiques dans le but d'appliquer concrètement les outils développés ici à une communauté énergétique. Pour ces raisons, cette thèse est pluri-disciplinaire, car elle mêle optimisation, génie électrique et informatique.

Le chapitre 1 revient en détail sur les évolutions récentes et à venir du réseau électrique, à la fois techniques et réglementaires. Il analyse les enjeux de ces changements, et définit les problématiques traitées dans cette thèse.

Le chapitre 2 présente le modèle mathématique développé pour optimiser les échanges d'énergie au sein d'une communauté énergétique. Ce modèle fait appel à la théorie des jeux, et repose sur un algorithme d'optimisation distribuée pour parvenir à une solution en l'absence d'agent central.

Le chapitre 3 complète cette approche en incluant les contraintes électriques du réseau dans la stratégie de gestion. Plus particulièrement, il présente un modèle électrique du réseau de la communauté énergétique, qui permet de vérifier le niveau de tension et la charge des lignes.

Ensuite, le chapitre 4 s'intéresse à une solution de mise en œuvre concrète du modèle distribué d'échanges d'énergie, avec la blockchain. Il explique en détail les caractéristiques de cette technologie, puis identifie les problématiques liées à son implémentation. Il propose enfin une solution de blockchain locale avec *smart contract* pour une communauté énergétique.

Enfin, le chapitre 5 revient sur les principaux résultats et dresse une synthèse globale, au regard des problématiques de la thèse. Il s'intéresse notamment à la pertinence des modèles développés ici pour le réseau électrique. Enfin, il identifie plusieurs perspectives qui pourront venir compléter ces travaux.



# Chapitre 1

## Contexte général : Autoconsommation collective et blockchain

### Contenu

---

<b>1.1</b>	<b>Introduction</b>	<b>28</b>
<b>1.2</b>	<b>Evolutions des réseaux électriques</b>	<b>30</b>
1.2.1	Organisation du réseau électrique	30
1.2.2	Développement des sources d'énergies décentralisées	30
1.2.3	Libéralisation du marché de l'électricité	32
1.2.4	Le concept de <i>smart grid</i>	34
<b>1.3</b>	<b>L'autoconsommation collective et les communautés énergétiques</b>	<b>35</b>
1.3.1	Historique	35
1.3.2	Cadre réglementaire actuel en France	36
1.3.3	Enjeux de l'autoconsommation collective	38
<b>1.4</b>	<b>Méthodes d'optimisation pour le réseau électrique</b>	<b>39</b>
1.4.1	Méthodes centralisées	40
1.4.2	Méthodes distribuées	41
<b>1.5</b>	<b>Problématiques de la thèse</b>	<b>42</b>
1.5.1	Favoriser l'autoconsommation	43
1.5.2	Prise en compte des contraintes électriques	44
1.5.3	Mise en œuvre d'une blockchain	44
1.5.4	Résumé	45

---

## 1.1 Introduction

L'évolution récente des réseaux électriques, motivée notamment par des considérations environnementales, a vu la multiplication des sources d'énergies distribuées, qui modifient profondément la façon dont ceux-ci sont opérés. En effet, les scientifiques s'accordent maintenant à dire que le changement climatique actuel est causé par les activités humaines, et notamment par les émissions de gaz à effet de serre [9]. En ce qui concerne la production d'énergie électrique et de chaleur, elle est responsable d'environ 40% des émissions de CO<sub>2</sub> en 2018 [2]. En effet, comme le montre la figure 1.1, la production d'énergie électrique dépend encore massivement de l'utilisation d'énergies fossiles, notamment le charbon, le pétrole et le gaz, dont la combustion relâche des gaz à effet de serre.

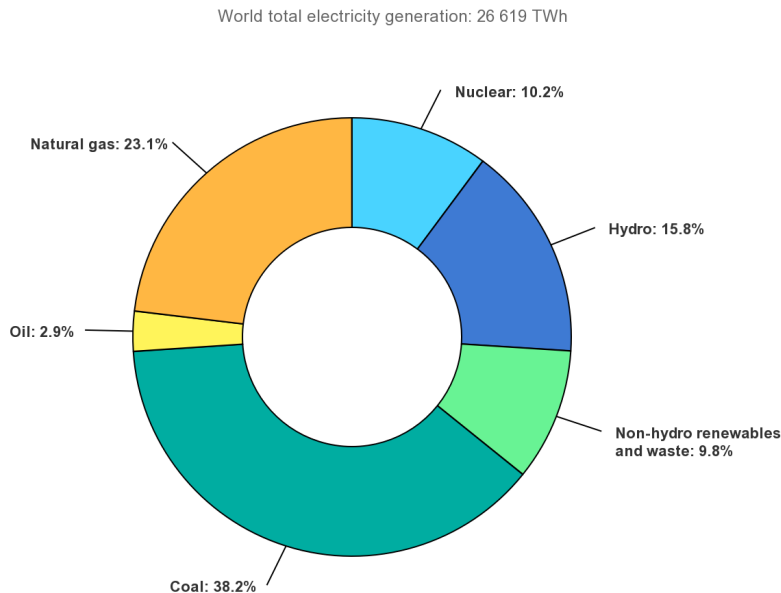


FIGURE 1.1 – Génération d'énergie électrique par source en 2018 [2].

Par conséquent, depuis le début des années 1990, l'intérêt pour les sources d'énergie dites renouvelables est croissant. Ces sources d'énergie correspondent principalement aux centrales hydroélectriques, aux générateurs photovoltaïques, aux éoliennes et à la géothermie. Les centrales hydroélectriques sont déjà exploitées depuis de nombreuses décennies, mais les énergies éolienne et photovoltaïque sont perçues comme très prometteuses pour diminuer l'émission des gaz à effet de serre dans la production d'électricité. En effet, ces technologies fonctionnent sans combustible, et donc génèrent au total moins d'émissions de gaz à effet de serre que les centrales au charbon, au gaz naturel ou au pétrole [10].

Ainsi, motivée par ces considérations environnementales, la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité augmente régulièrement depuis les années 2000. Par exemple, la production annuelle photovoltaïque est passée de 800 GWh en 2000 à plus de 550 000 GWh en 2018, comme l'illustre la figure 1.2.

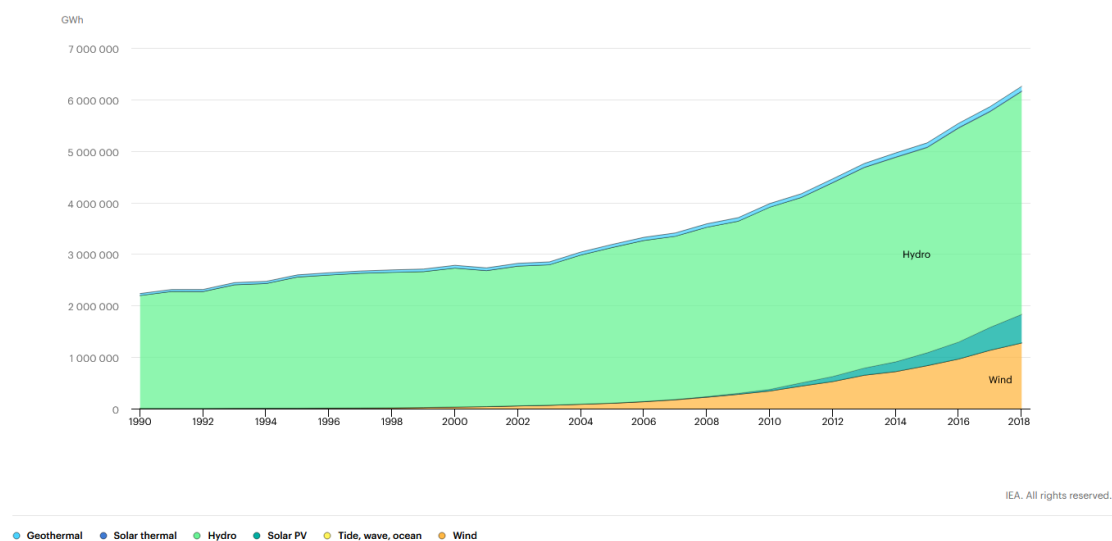


FIGURE 1.2 – Développement de la production d’électricité d’origine renouvelable [2].

L’installation des sources d’énergies renouvelables est encore largement soutenue par de nombreux mécanismes de soutien financier de la part des Etats. On peut notamment citer en Europe le pacte vert annoncé en 2019, qui vise une neutralité carbone en 2050, et incite les états membres à subventionner le développement des sources d’énergies renouvelables [11]. Cela se traduit en pratique par différents mécanismes de soutien, avec notamment en France des appels d’offres ou bien des obligations d’achat, qui assurent un revenu aux producteurs [12].

Ces sources d’énergies renouvelables (sauf l’hydroélectrique) sont par nature très différentes des sources d’énergies traditionnelles (nucléaire, charbon ou gaz), car les installations sont en moyenne de puissance bien plus faible que les centrales classiques et sont réparties sur l’ensemble du réseau électrique. Pour cette raison, on les nomme aussi sources d’énergies décentralisées ou distribuées. Elles ont donc de profondes conséquences sur la façon dont est géré le réseau, et créent également de nouveaux acteurs. De nouveaux schémas de consommation de l’électricité apparaissent, avec notamment l’autoconsommation, c’est-à-dire la production de son électricité par un consommateur.

Ce chapitre revient sur l’évolution du réseau électrique, avec les conséquences de l’insertion des sources d’énergies décentralisées et de la libéralisation du marché de l’électricité. Il détaille ensuite les enjeux spécifiques à l’autoconsommation collective et définit enfin les problématiques abordées dans cette thèse.

## 1.2 Evolutions des réseaux électriques

### 1.2.1 Organisation du réseau électrique

Les réseaux électriques se sont progressivement construits au cours du siècle dernier avec traditionnellement des grandes centrales de production d'électricité (charbon, nucléaire, hydroélectricité). En France, ce réseau était jusqu'au début des années 2000 opéré par un unique acteur national en position de monopole, EDF. L'architecture actuelle du réseau reflète cette structure unidirectionnelle pour acheminer l'électricité depuis ces grands centres de production vers les consommateurs. Ainsi, traditionnellement, le réseau électrique est composé de trois parties connectées [13] :

- Le réseau de transport (400 kV ou 225 kV) : il a pour rôle d'acheminer l'électricité depuis les centres de production vers les centres de consommation, sur des grandes distances, à des tensions élevées. En France, RTE (Réseau de transport d'électricité), filiale d'EDF, est le gestionnaire de ce réseau.
- Le réseau de répartition (de 225 kV à 63 kV) : il assure le transport de l'électricité au niveau régional. Les gros consommateurs industriels sont connectés à ce réseau, qui est également géré par RTE.
- Le réseau de distribution : il apporte l'électricité aux consommateurs finaux, dont les consommateurs résidentiels. Plusieurs niveaux de tension existent (entre 15 kV et 230V en France). Ces réseaux sont gérés par des gestionnaires de réseau de distribution (GRD). En France, Enedis (filiale d'EDF) est responsable de 95% des réseaux de distribution sur tout le territoire.

Dans cette architecture, l'électricité suit un flux unidirectionnel, des centrales électriques aux consommateurs, en passant successivement par les réseaux de transport, de répartition et de distribution, comme l'illustre la figure 1.3. En l'absence de solutions de stockage de l'électricité à grande échelle, l'équilibre entre production et consommation est réalisé continuellement en temps réel par les gestionnaires du réseau en ajustant la production.

### 1.2.2 Développement des sources d'énergies décentralisées

Comme évoqué plus haut, les sources d'énergies renouvelables, notamment l'éolien et le photovoltaïque, ont des caractéristiques très différentes des centrales traditionnelles. En effet, par nature, ces installations sont de puissance beaucoup plus faible que les centrales à combustible fossile, car leur densité surfacique de puissance est bien moindre. Par exemple, cette densité est estimée en moyenne à 240 W/m<sup>2</sup> pour l'énergie nucléaire, alors qu'elle tombe à environ 6 W/m<sup>2</sup> et 2 W/m<sup>2</sup> en moyenne respectivement pour les énergies solaire et éolienne [14].

Par conséquent, les sources d'énergies renouvelables sont de puissance unitaire plus réduite que les centrales traditionnelles, et sont réparties sur de larges zones du réseau électrique : elles sont donc distribuées. De plus, elles sont majoritairement raccordées au réseau de distribution [15].

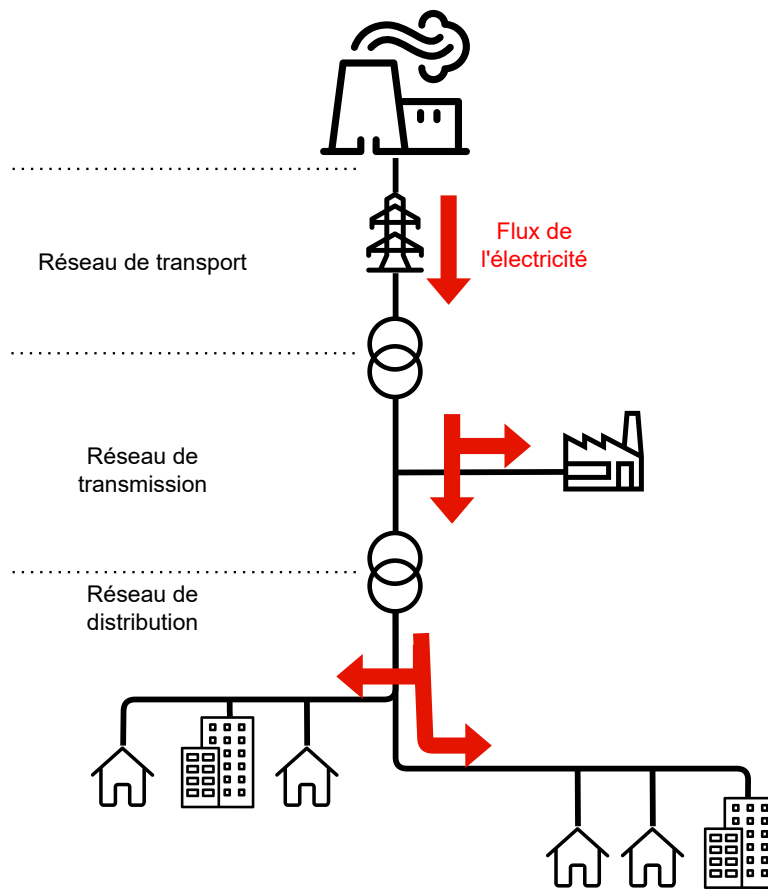


FIGURE 1.3 – Architecture traditionnelle du réseau électrique

Cette production décentralisée a un premier effet notable sur le réseau électrique : étant donnée la répartition géographique de ces sources et leur raccordement sur le réseau de distribution, de nouveaux flux électriques apparaissent sur les lignes, pour acheminer cette production aux lieux de consommation. L'insertion des sources d'énergies décentralisées modifie donc la topologie du réseau de distribution, qui doit alors supporter des flux bi-directionnels (illustrés sur la figure 1.4). Ces nouveaux flux peuvent être à l'origine d'une augmentation locale de la tension, en particulier autour des générateurs photovoltaïques, et donc mettre en cause la stabilité du réseau [16].

D'autre part, l'intermittence de ces sources décentralisées a également d'importantes conséquences sur le réseau. En effet, la production d'énergie avec des générateurs photovoltaïques ou des éoliennes est soumise à des phénomènes météorologiques difficilement prévisibles à des échelles locales (l'ensoleillement et le vent). Par conséquent, la production d'énergie à partir de ces sources est intermittente, peu prévisible et incontrôlable. Ces sources ne peuvent donc pas être utilisées pour participer à l'équilibre production-consommation en temps réel, et de plus elles participent peu au réglage de fréquence. Par conséquent, la stabilité du réseau est soumise à des contraintes plus fortes en présence de sources

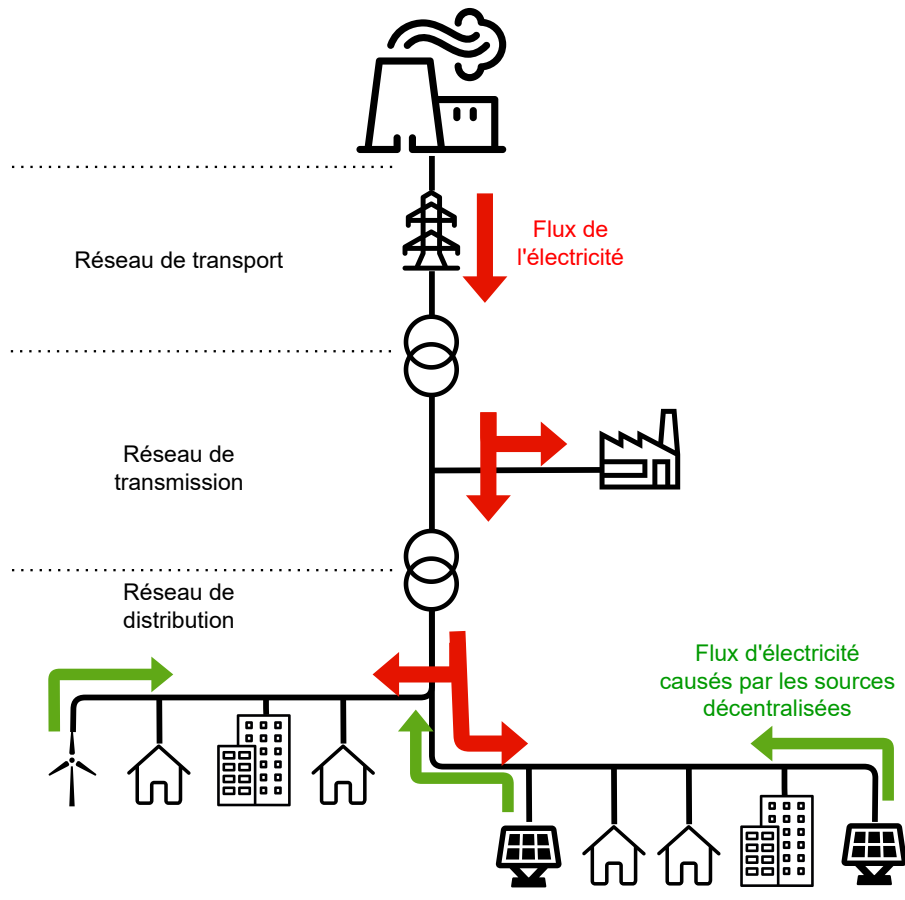


FIGURE 1.4 – Flux bi-directionnel sur le réseau électrique

décentralisées [17].

### 1.2.3 Libéralisation du marché de l'électricité

En parallèle de l'intégration des sources d'énergies décentralisées, un deuxième phénomène modifie en profondeur l'organisation du réseau électrique. La libéralisation des marchés de l'électricité depuis quelques années a en effet introduit de nouveaux acteurs et redéfinit les relations et les rôles entre les utilisateurs du réseau électrique.



### 1.2.3.1 Historique de la libéralisation

La libéralisation a été initiée dans les années 1990 par l'Union européenne notamment, avec pour but de mettre fin aux monopoles historiques de la production d'électricité au profit d'une concurrence qui devrait ajuster les coûts en fonction de l'offre et de la demande et faire chuter les prix pour les consommateurs. La directive européenne de 1996 différencie deux types d'activités sur les réseaux électriques : d'une part, les activités régulées, c'est-à-dire qui présentent une situation naturelle de monopole et donc confiées à un unique opérateur (en l'occurrence la gestion des réseaux de transport, transmission et distribution) ; d'autre part les activités dérégulées, dans lesquelles la concurrence est introduite, à savoir la production et la fourniture d'électricité [18].

Dans la pratique, cela s'est traduit par l'ouverture progressive du marché à la concurrence, d'abord pour les consommateurs industriels à partir de 1999 puis en 2007 pour les particuliers. Cette concurrence garantit aux consommateurs la possibilité de choisir librement leur fournisseur d'électricité, et permet à de nouveaux producteurs de s'établir librement sur le réseau électrique [19]. Cette libéralisation est amenée à se poursuivre, notamment en intégrant de plus en plus les consommateurs dans le marché. Ainsi, les objectifs affichés par l'Union européenne visent à laisser les fournisseurs fixer librement le prix de l'électricité, et les consommateurs pourront souscrire à des offres avec des tarifications dynamiques, reflétant donc en temps réel l'équilibre production-consommation. S'ils produisent eux-même de l'électricité, ils pourront également vendre librement cette production [20].

### 1.2.3.2 Nouveaux acteurs

La libéralisation a eu pour conséquence de mettre fin au monopole de l'opérateur historique EDF et donc de multiplier le nombre d'acteurs du marché de l'électricité et de créer des nouveaux rôles.

**1.2.3.2.1 Producteurs :** De nouveaux producteurs, disposant de leurs propres moyens de production, concurrencent maintenant EDF. On peut citer notamment Engie, ou E.On. Ces producteurs disposent de leurs propres sources d'énergie, de tout type, et vendent leur production sur des bourses de l'énergie ou des marchés gré à gré.

**1.2.3.2.2 Fournisseurs :** Il existe maintenant différents fournisseurs d'électricité alternatifs (Total Direct Energie, Planète Oui), qui proposent des offres de fourniture variées aux consommateurs. Ces offres peuvent se baser sur des prix réglementés, ou bien sur des offres de marché. Ces fournisseurs achètent l'électricité sur les marchés et la revendent aux consommateurs.

**1.2.3.2.3 Agrégateurs :** Les agrégateurs sont des nouveaux acteurs apparus avec la création du marché de l'effacement. Pour garantir l'équilibre entre production et consommation avec une production de plus en plus intermittente, ce marché permet à des consommateurs industriels de vendre une capacité à différer leur consommation pour certaines périodes. Pour avoir un effet significatif, l'agrégateur rassemble différents consommateurs et participe au marché de l'effacement en additionnant les capacités d'effacement de chacun. Il permet donc d'intégrer de multiples consommateurs au marché de l'électricité [21].

**1.2.3.2.4 Consommateurs :** Les consommateurs sont également impactés par cette libéralisation, car ils peuvent maintenant également produire tout ou partie de leur électricité, notamment avec des installations photovoltaïques. Ils deviennent alors des *prosumers* (ou consomm'acteurs en français), et combinent le rôle de producteur et de consommateur. De plus, de nouveaux types de consommateurs apparaissent, avec notamment les utilisateurs de véhicules électriques.

**1.2.3.2.5 Commission de régulation de l'énergie (CRE) :** La CRE est l'organisme qui surveille les marchés de l'électricité en France. En particulier, elle vérifie la cohérence des offres avec les contraintes techniques propres au réseau électrique. Elle émet également une proposition pour les prix réglementés [22].

### 1.2.4 Le concept de *smart grid*

Comme on l'a vu, le réseau électrique est soumis à la fois à de nouvelles contraintes physiques causées par l'intégration des sources d'énergies décentralisées, et à une libéralisation qui augmente le besoin d'automatisation et de communication entre les différents acteurs. Pour répondre à ces enjeux, le concept de *smart grid* a été formulé. Il désigne la superposition d'outils de télécommunication au réseau électrique existant, dans le but d'automatiser le réseau, et d'assurer sa stabilité en garantissant l'équilibre entre production et consommation à tout instant. Dans la pratique, le *smart grid* inclut de nombreuses technologies différentes, et on lui rattache parfois le concept d'internet de l'énergie (IoE : *Internet of Energy*) [23]. Cette expression reflète l'ambition de connecter tous les utilisateurs du réseau électrique par des outils de télécommunication pour faciliter les interactions, à l'image du développement d'internet. Les compteurs communicants Linky sont un exemple de technologie liée au *smart grid*. Ils ont pour but de connaître plus précisément la consommation électrique, à intervalles de 30 minutes, pour intégrer les consommateurs au marché de l'électricité et les inciter à diminuer leur consommation en période de forte charge sur le réseau [13].

### 1.3 L'autoconsommation collective et les communautés énergétiques

Les évolutions récentes du réseau électrique ont progressivement modifié les schémas de consommation. Un exemple particulièrement marquant et qui nous intéresse dans cette thèse est l'autoconsommation collective. De façon générale, l'autoconsommation désigne le fait, pour un utilisateur, de produire lui-même tout ou partie de l'électricité qu'il consomme. L'autoconsommation collective se réfère plus spécifiquement à une situation dans laquelle des producteurs et consommateurs d'électricité partagent la production locale sur un réseau de distribution, à l'échelle d'un quartier par exemple.

#### 1.3.1 Historique

Avec la baisse des coûts des énergies renouvelables, et du photovoltaïque en particulier, ainsi qu'avec les aides financières mises en place par les Etats, des consommateurs ont choisi d'installer leur propre installation photovoltaïque pour produire eux-mêmes leur électricité. En France, deux situations sont alors possibles : soit ils vendent en totalité cette électricité à EDF à des tarifs avantageux, soit ils la consomment eux-mêmes. Ce second cas correspond à l'autoconsommation individuelle, et le consommateur diminue alors sa facture auprès de son fournisseur d'énergie [24]. Pour profiter pleinement de cette situation, l'enjeu est d'augmenter le taux d'autoconsommation, c'est-à-dire la part de la production locale qui est consommée sur place. Or la production photovoltaïque étant intermittente, cela requiert d'adapter la consommation aux périodes de production [25].

Pour un seul consommateur, les possibilités de faire coïncider la consommation avec la production sont assez réduites : un consommateur résidentiel par exemple dispose de peu d'équipements électriques pouvant effectivement augmenter cette flexibilité. Ainsi, pour tirer profit au maximum des installations de production locales et favoriser leur développement, l'autoconsommation collective a été autorisée en France en 2017 pour des producteurs et consommateurs sur le réseau basse tension [26]. Progressivement, le rayon maximal des opérations d'autoconsommation a été étendu et peut aller aujourd'hui jusqu'à 20 kilomètres [27]. L'idée de l'autoconsommation collective est de profiter du foisonnement des consommations, c'est-à-dire des différences de profils de consommation entre divers utilisateurs, et d'additionner leur flexibilité pour faire coïncider la consommation avec la production locale, et ainsi maximiser le taux d'autoconsommation d'une installation.

La figure 1.5 schématise les deux situations d'autoconsommation individuelle et d'autoconsommation collective sur le réseau électrique.

En Europe, les autres pays ont suivi progressivement les mêmes trajectoires, en autorisant puis en augmentant progressivement le rayon des opérations d'autoconsommation collective, d'abord au sein d'un bâtiment, ensuite à l'échelle d'un quartier. Mais le développement de l'autoconsommation collective est surtout poussé par l'Union européenne, qui a introduit dans le *Clean Energy Package* le concept de communautés énergétiques [28]. Ce texte a été adopté par le Parlement européen en 2019. Il définit les communautés énergétiques renouvelables et les communautés énergétiques citoyennes. Le premier terme désigne une situation dans laquelle des utilisateurs s'associent pour partager la production d'origine renouvelable à une échelle locale. Le terme similaire de communauté énergétique

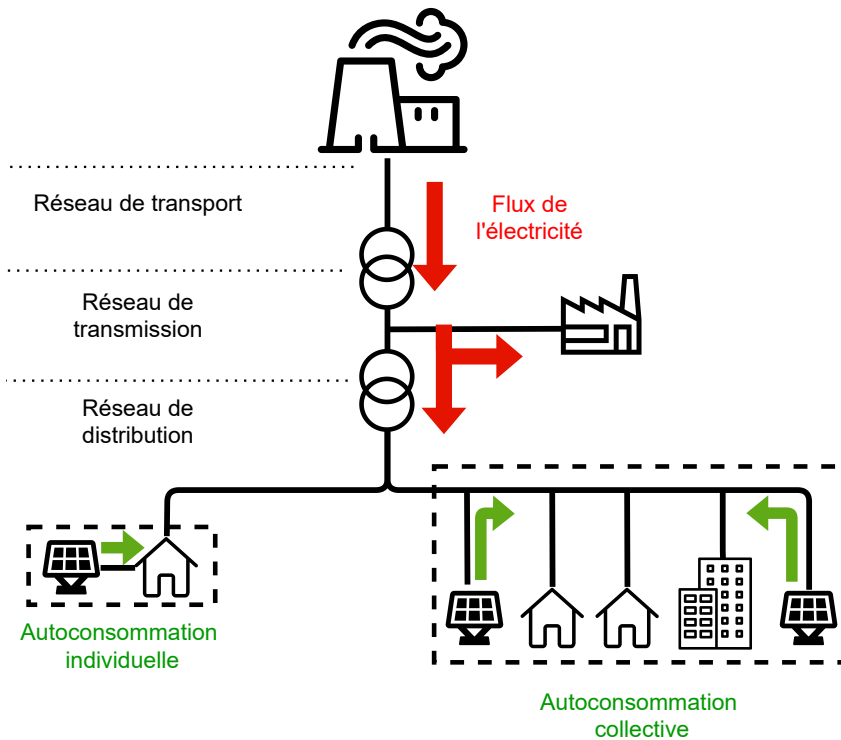


FIGURE 1.5 – Autoconsommation individuelle et autoconsommation collective

citoyenne a une définition plus large, et ne se réfère pas uniquement aux sources d'énergies renouvelables [29]. En légiférant sur de tels concepts, l'Union européenne espère faciliter l'insertion des énergies renouvelables sur les réseaux électriques et également intégrer mieux les consommateurs dans le système électrique, en leur donnant un rôle plus actif, et ainsi favoriser l'acceptabilité des sources d'énergies renouvelables [30]. L'objectif annoncé est que de telles communautés possèdent en 2030 respectivement 17% et 21% des capacités de production solaire et éolienne [28].

### 1.3.2 Cadre réglementaire actuel en France

Ce paragraphe détaille la législation actuelle en France, concernant l'autoconsommation individuelle et collective. Ces précisions permettront d'apporter des éléments concrets et de fixer les idées sur les possibilités de partage d'énergie électrique à l'échelle d'un quartier aujourd'hui.

### 1.3.2.1 Autoconsommation individuelle

Le code de l'énergie, par l'article L315-1, définit l'autoconsommation individuelle de la façon suivante : « Une opération d'autoconsommation individuelle est le fait pour un producteur, dit autoproducteur, de consommer lui-même et sur un même site tout ou partie de l'électricité produite par son installation. La part de l'électricité produite qui est consommée l'est soit instantanément, soit après une période de stockage » [31].

Dans la pratique, l'autoproduiteur dispose d'un compteur qui compte à la fois la part d'énergie consommée et la part d'énergie produite. On parle d'autoconsommation totale quand la production locale est totalement consommée sur place. Au contraire, si l'autoconsommation est partielle, le surplus de production est envoyé sur le réseau de distribution, et peut être vendu à un tiers, ou bien cédé gratuitement au gestionnaire de réseau seulement si l'installation de production est de puissance apparente inférieure à 3 kVA. La vente du surplus bénéficie actuellement de tarifs d'achat avantageux garantis par la Commission de Régulation de l'Énergie [32].

Comme la part d'électricité produite qui est consommée localement ne transite pas par le réseau de distribution, elle n'est pas soumise au TURPE (tarif d'utilisation du réseau public d'électricité). De plus, les petits producteurs en autoconsommation totale et dont la production annuelle est inférieure à 240 GWh sont exonérés de certaines taxes (en particulier de la CSPE et la de TCFE).

### 1.3.2.2 Autoconsommation collective

Depuis 2017, le code de l'énergie définit l'autoconsommation collective de la façon suivante : « L'opération d'autoconsommation est collective lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés dans le même bâtiment, y compris des immeubles résidentiels. Une opération d'autoconsommation collective peut être qualifiée d'étendue lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale dont les points de soutirage et d'injection sont situés sur le réseau basse tension et respectent les critères, notamment de proximité géographique, fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie » [26].

Plusieurs points sont à souligner pour cette définition. D'abord, le texte mentionne explicitement l'obligation de création d'une personne morale pour superviser l'opération. En pratique elle joue l'interface entre les participants et le gestionnaire du réseau de distribution. D'autre part, dans le cas des opérations dites étendues, l'arrêté du 21 novembre 2019 détaille les conditions suivantes [33] :

- les participants sont raccordés sur le réseau basse tension ;
- la distance maximale entre deux participants est de 2 km ;
- la puissance cumulée des installations ne doit pas dépasser 3 MW en métropole.

Il existe également un arrêté daté du 14 octobre 2020, qui prévoit une dérogation pour étendre le périmètre de l’autoconsommation collective à 20 km, pour les territoires ruraux et isolés, après un accord du Ministère en charge de l’Energie [34].

Dans le cas de l’autoconsommation collective étendue, l’électricité transite par le réseau de distribution. Pour cette raison, la personne morale organisatrice doit communiquer les informations de répartition de la production locale au gestionnaire du réseau. De plus, l’électricité produite localement et répartie entre les participants est considérée comme une vente d’énergie, et est donc soumise aux taxes habituelles (TVA, CSPE, TCFE et TURPE). Il existe un TURPE spécifique optionnel pour les opérations d’autoconsommation collective, qui différencie la part de la consommation venant de la production locale ou venant du réseau de distribution. On approfondit ce point dans le paragraphe « Freins au développement de l’autoconsommation collective » ci-dessous.

### 1.3.3 Enjeux de l’autoconsommation collective

#### 1.3.3.1 Avantages de l’autoconsommation collective

Le développement de l’autoconsommation collective est encouragé car cette situation présente plusieurs bénéfices, aussi bien du point de vue de l’opérateur du réseau que des participants. D’abord, comme on l’a évoqué plus haut, l’autoconsommation collective tire profit du foisonnement des consommations pour augmenter le taux d’autoconsommation au sein d’une communauté énergétique. Alors, l’équilibre consommation-production tend à être réalisé localement, et moins d’énergie est renvoyée sur le réseau de distribution, et par conséquent les flux d’électricité sont réduits sur les lignes [35]. Ainsi, le réseau électrique est moins affecté par les flux bi-directionnels engendrés par les sources d’énergies décentralisées. Les risques de congestion sont donc réduits. D’autre part, la diminution de la puissance qui transite sur les lignes permet de diminuer les investissements nécessaires pour l’infrastructure du réseau électrique. Le gestionnaire du réseau peut donc tirer profit de l’autoconsommation collective en diminuant ses coûts d’exploitation et de maintenance.

D’autre part, pour les participants, le schéma d’autoconsommation collective a pour principal intérêt la répartition des coûts d’investissement d’une installation de production d’énergie entre différents utilisateurs. La construction d’une telle installation devient donc plus accessible d’un point de vue financier. De plus, l’intégration des consommateurs comme acteurs du système électrique et la coopération au sein des communautés énergétiques a également des effets sur le comportement de ces consommateurs. En effet, en s’impliquant dans les thématiques énergétiques au niveau local, ils deviennent plus attentifs à leur consommation d’électricité et globalement plus sensibles aux enjeux énergétiques. Les consommateurs sont alors plus enclins à développer des comportements plus vertueux, notamment en changeant leurs habitudes de consommation et en améliorant l’efficacité énergétique de leur logement [36].

### 1.3.3.2 Freins au développement de l'autoconsommation collective

L'ensemble du système électrique peut donc tirer bénéfice du développement à grande échelle de ces communautés énergétiques, qui sont vues comme un levier important pour favoriser l'insertion des énergies renouvelables et faire évoluer les réseaux électriques. Cependant, le modèle économique reste encore à définir pour attirer les investissements. L'exemple du cadre légal de l'autoconsommation collective en France le montre : la législation propose un TURPE spécifique pour l'autoconsommation collective. Le TURPE est payé par tous les utilisateurs du réseau électrique (producteurs et consommateurs) pour couvrir les frais d'exploitation du réseau et rémunérer les gestionnaires du réseau. Le TURPE 5, entré en vigueur depuis 2018, propose donc une partie optionnelle pour les opérations d'autoconsommation collective, qui différencie les flux auto-produits, c'est-à-dire l'électricité produite et consommée au sein de la communauté énergétique, et les flux allo-produits, qui transitent par le réseau de distribution. Dans la logique que les flux auto-produits sont consommés localement et parcourent donc moins de distance sur le réseau électrique, ils sont facturés moins cher que le tarif standard, et les flux allo-produits sont facturés plus chers. Dans la pratique, les participants à une opération d'autoconsommation collective ont la possibilité de choisir s'ils veulent être facturés avec le TURPE standard ou le TURPE spécifique à l'autoconsommation collective [37].

D'une façon plus générale, le modèle économique et le cadre réglementaire de ces communautés énergétiques restent à définir pour favoriser leur déploiement à grande échelle. Au niveau financier, les modèles économiques, qui sont les principaux leviers pour accélérer ce développement, sont encore à trouver, pour assurer une rentabilité à tous les acteurs [38]. De plus, l'exemple du TURPE en France montre que la réglementation a un grand rôle à jouer. La législation n'est en effet pas encore totalement fixée sur le sujet des communautés énergétiques, une simplification et une clarification des rôles de chaque acteur s'avèrent nécessaires pour promouvoir leur développement.

## 1.4 Méthodes d'optimisation pour le réseau électrique

Pour être intéressant, le modèle de l'autoconsommation collective et des communautés énergétiques requiert donc d'optimiser le taux d'autoconsommation, c'est-à-dire de faire coïncider la consommation avec la production, afin d'utiliser au mieux l'électricité produite localement. Une telle mesure est nécessaire pour rendre profitable ce modèle et inciter les utilisateurs du réseau électrique à le développer. Dans cette perspective d'augmentation du taux d'autoconsommation, comme les sources distribuées sont intermittentes et difficilement prévisibles, deux approches sont classiquement considérées [25].

On peut d'abord recourir à un système de stockage de l'énergie, typiquement une batterie électrochimique, pour stocker le surplus de production et le délivrer en période de forte consommation. Les batteries sont d'ailleurs un enjeu majeur de développement pour le réseau électrique. La recherche progresse pour améliorer leur capacité et leur rendement [39]. De plus, les aspects de recyclage et de durabilité de ces systèmes constituent une préoccupation majeure de la recherche scientifique actuelle [40]. Le laboratoire L2EP a d'ailleurs développé une expertise sur ces problématiques d'intégration et de gestion des systèmes de stockage [41], notamment pour les associer de façon efficace à des gé-

nérateurs distribués et intermittents (photovoltaïques ou éoliens), avec par exemple des méthodes de logique floue [42].

L'autre possibilité pour augmenter le taux d'autoconsommation est d'utiliser des méthodes de gestion de la consommation (appelées *demand side management* en anglais), afin d'ajuster la consommation en fonction de la production. Pour tirer profit au maximum de la flexibilité de tous les participants et du foisonnement de leur consommation, une coordination est requise au sein de la communauté énergétique [43]. Cette coordination se traduit dans la pratique par une méthode de gestion de l'énergie, qui optimise les échanges au sein de la communauté pour augmenter le taux d'autoconsommation [44]. De façon théorique, cela revient donc à résoudre un problème mathématique d'optimisation, en jouant sur les charges pilotables et les moyens de stockage notamment, pour augmenter le taux d'autoconsommation. Parmi les méthodes de résolution de ce type de problèmes, on distingue classiquement les méthodes centralisées et les méthodes distribuées. Cette distinction relève en effet d'une problématique actuelle de l'évolution des réseaux électriques. Avec la décentralisation des sources d'énergie, la multiplication des acteurs et la transformation progressive en *smart grid*, les méthodes distribuées gagnent graduellement en popularité pour la gestion des réseaux électriques, au détriment des méthodes centralisées classiquement utilisées [45]. Cette grille de lecture est donc pertinente pour souligner les enjeux actuels des réseaux électriques.

### 1.4.1 Méthodes centralisées

A l'échelle locale, la gestion d'un réseau électrique contenant plusieurs points de consommation, différentes sources d'énergie, intermittentes ou non, et éventuellement des moyens de stockage, requiert d'adapter la production et si possible la demande, notamment pour optimiser les coûts de l'énergie, ou bien pour réduire les contraintes électriques sur les lignes [46]. Pour atteindre ces objectifs, les méthodes d'optimisation centralisées ont largement été utilisées. Le problème d'optimisation posé est alors résolu par algorithme exécuté par un unique agent. Par exemple, dans le cas d'un problème de *power flow* optimal, qui vise à déterminer le niveau de fonctionnement optimal de plusieurs sources d'énergie sur un réseau pour diminuer les coûts, le gestionnaire du réseau collecte toutes les données sur les lignes (leur impédance, les limites du flux de puissance) et les caractéristiques des sources et des charges, puis résout le problème avec ces informations [47].

Pour résoudre ces problèmes, différents algorithmes peuvent être employés, en fonction des propriétés mathématiques du problème considéré. On peut citer la programmation linéaire, qui est applicable quand on peut écrire le problème de façon linéaire. Par exemple, dans [48], les auteurs utilisent cette méthode pour optimiser le chargement de véhicules électriques en présence de générateurs photovoltaïques. Ils admettent que, en appliquant une méthode centralisée, leur étude suppose une connaissance complète du système par l'agent qui procède à la résolution du problème. La programmation linéaire est également appliquée dans [49], pour la gestion d'un micro-grid contenant plusieurs sources d'énergie décentralisées.

La programmation dynamique est aussi une méthode populaire pour la gestion des systèmes énergétiques. Elle procède à une décomposition du problème global en sous-problèmes liés par une relation de récurrence. La résolution des sous-problèmes permet d'obtenir la solution optimale du problème glo-



bal. Dans [50], la programmation dynamique est utilisée pour la gestion d'un micro-grid contenant des sources d'énergie renouvelables intermittentes (éoliennes et photovoltaïques), ainsi que des systèmes de stockage et divers charges, pour optimiser le coût de l'énergie électrique. Cette méthode est également employée pour un cas similaire dans [51], en combinaison avec un mécanisme d'apprentissage profond, pour optimiser en temps réel et minimiser les coûts de l'énergie électrique produite.

Même si elle n'est pas une méthode d'optimisation explicite, c'est-à-dire qu'elle ne permet pas de calculer explicitement la solution d'un problème d'optimisation, la logique floue est aussi couramment employée pour la gestion des systèmes énergétiques. Elle repose sur des variables floues, qui au contraire des variables booléennes valant soit 0 soit 1, peuvent prendre l'ensemble des valeurs entre 0 et 1, qui représente le degré d'appartenance d'une variable à un domaine. Ainsi, avec de simples considérations pratiques sur le système étudié, des règles de supervision peuvent être dressées à partir de ces variables floues [52]. Cette méthode est notamment employée pour la gestion de systèmes hybrides, c'est-à-dire comportant plusieurs sources d'énergie [53]. Par exemple, dans [54], un système contenant des générateurs photovoltaïques, des éoliennes et des systèmes de stockage de l'énergie. Un système de management de l'énergie basé sur la logique floue est développé pour diminuer les coûts d'opération du système hybride.

Enfin, on peut citer les méta-heuristiques, qui sont inspirées de phénomènes naturels pour obtenir une solution optimale, et qui présentent l'avantage de s'appliquer à une large variété de problèmes, indépendamment des caractéristiques mathématiques de la fonction à optimiser [55]. Cette catégorie regroupe divers méthodes, comme les algorithmes génétiques, ou bien les algorithmes d'essaims particuliers. Dans [56], les auteurs dressent un panorama de l'utilisation des méta-heuristiques pour les problèmes d'optimisation des coûts dans les micro-grids, et comparent leurs avantages respectifs.

Bien sûr, il existe de nombreuses autres techniques d'optimisation appliquées à la gestion de l'énergie dans les réseaux électriques. Des études plus détaillées concernant les méthodes classiques d'optimisation sont disponibles dans [57], [58] ou [59].

### 1.4.2 Méthodes distribuées

Contrairement aux méthodes centralisées, dans les méthodes d'optimisation dites distribuées, les agents d'un système résolvent des sous-problèmes locaux, ne dépendant que d'un nombre réduit de paramètres, et beaucoup plus simples à résoudre que le problème global qui s'applique à l'ensemble du système. La résolution de tous ces sous-problèmes permet d'obtenir une solution au problème d'optimisation global. Cette approche présente généralement deux avantages majeurs.

D'une part, lorsque la taille du système augmente (par exemple le nombre d'éléments dans un réseau électrique), alors la complexité du problème d'optimisation s'accroît également, de sorte que sa résolution par une méthode centralisée requiert une capacité de calcul plus importante. Au contraire, en distribuant le problème sur l'ensemble du système, comme les sous-problèmes sont plus simples, alors la résolution est moins coûteuse en terme de calculs [45].

D'autre part, pour la résolution de ces sous-problèmes, les agents n'ont besoin que d'un nombre réduit d'informations, au contraire d'une méthode centralisée dans laquelle l'agent central doit collecter

l'ensemble des données du système. Donc, le besoin en terme d'infrastructures de communication est réduit [47]. Par conséquent, les méthodes distribuées assurent une meilleure sécurité des données privées. En effet, les données propres à chaque agent (par exemple les données de consommation d'énergie) n'ont plus besoin d'être transmises à un contrôleur central.

Pour ces raisons, l'application des méthodes d'optimisation distribuées pour le réseau électrique et en particulier pour la gestion énergétique connaît un intérêt croissant ces dernières années, car elles sont vues comme des outils pertinents pour piloter les sources d'énergie décentralisées et pour intégrer les consommateurs dans les mécanismes de contrôle au niveau des réseaux de distribution [45]. La suite de cette section présente certaines des techniques les plus utilisées actuellement.

La première catégorie comprend les méthodes basées sur la décomposition lagrangienne, qui consiste à décomposer les contraintes et à donc à diviser le problème en sous-problèmes pour lesquels les contraintes sont plus simples, en faisant intervenir le Lagrangien du problème global [60]. On peut principalement citer la décomposition duale, l'algorithme des directions alternées (noté ADMM pour *Alternating Direction Method of Multipliers*), l'algorithme en cascade de cibles analytiques (*analytical target cascading*) et le principe du problème auxiliaire (*auxiliary problem principle*) [61].

La deuxième grande catégorie de techniques est basée sur la résolution des conditions de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) de façon distribuée. Ces conditions, écrites à partir du problème d'optimisation, traduisent des propriétés nécessaires que doit vérifier l'optimum. Dans le cas de problèmes convexes, ces conditions deviennent suffisantes, et peuvent donc être utilisées pour trouver l'optimum [62]. Les techniques d'optimisation basées sur la résolution des conditions de KKT incluent notamment la décomposition des conditions d'optimalité (*optimality condition decomposition*), et la méthode *Consensus+Innovation*.

[63] donne une explication mathématiquement détaillée de ces différentes techniques, et [61] dresse une comparaison numérique de ces algorithmes pour la résolution d'un problème de *power flow* optimal. Récemment, un nombre croissant d'études appliquent ces algorithmes distribués à des problèmes de gestion de l'énergie et de coordination des sources d'énergie décentralisées [64], ou bien pour les problèmes de *power flow* optimal ou d'*unit commitment* [65].

## 1.5 Problématiques de la thèse

A partir des éléments énoncés ci-dessus, cette section formule les problématiques de la thèse, qui se distinguent en trois parties complémentaires.

### 1.5.1 Favoriser l'autoconsommation

Le problème ici concerne donc le développement d'une méthode de gestion de l'énergie au sein d'une communauté énergétique, dans le but de favoriser l'autoconsommation. La difficulté réside dans la prise en compte des habitudes et préférences des acteurs, et dans la diversité de ceux-ci. En effet, il ne s'agit pas uniquement de consommateurs résidentiels, mais aussi de consommateurs tertiaires, de producteurs, de systèmes de stockage et d'utilisateurs de véhicules électriques.

Comme on l'a évoqué plus haut, dans les méthodes centralisées, un agent central récupère les informations de l'ensemble du système et décide des actions à effectuer. Il s'agit alors d'une situation dans laquelle un superviseur a une connaissance de toutes les informations du système, ce qui lui permet de résoudre explicitement le problème d'optimisation, c'est-à-dire de trouver un ensemble de solutions pour les variables sur lesquelles on peut agir. Concrètement, ce superviseur pilote donc directement les charges pilotables et le système de stockage, en réglant la charge et la décharge. Le second type de méthodes concerne les méthodes distribuées : dans ce cas, le problème global d'optimisation est divisé en sous-problèmes résolus par chacun des agents du système, qui pilotent alors eux-mêmes leurs propres moyens d'action. Ainsi, les méthodes distribuées se différencient des méthodes centralisées par l'absence d'un unique superviseur, puisqu'on parallélise les calculs en quelque sorte sur l'ensemble du système. Alors, chaque agent garde la main sur les dispositifs qu'il peut ajuster, ce qui lui garantit une liberté de décision de ses propres actions [47].

Or, plusieurs études soulignent la nécessité de développer des méthodes de gestion de l'énergie centrées sur les utilisateurs et prenant en compte leurs préférences, afin de mieux les intégrer [66]. En effet, considérer les habitudes des utilisateurs et leur laisser la possibilité de gérer eux-mêmes leur consommation ou leur production les incite à s'impliquer dans des mécanismes de coopération à l'échelle d'une communauté énergétique et à participer à la définition des modèles économiques [67]. Dans cette optique, les méthodes de gestion distribuées de l'énergie sont plus intéressantes car elles répondent justement à ce besoin de prendre en compte les comportements de chaque utilisateur, et facilitent donc leur acceptabilité. Cette remarque est d'autant plus pertinente dans le contexte du développement des communautés énergétiques, dont le but est de favoriser l'autoconsommation justement en impliquant les citoyens eux-mêmes en tant qu'utilisateurs du système électrique.

Inclure tous ces types d'acteurs dans une méthode de gestion distribuée qui reflète leurs comportements est un point réellement innovant pour les travaux présentés dans ce document. Au sein du laboratoire, des travaux ont été menés sur cette thématique, avec notamment la thèse de Benoît Durillon, qui identifie les principaux types de consommateurs et leurs sensibilités par rapport à leur consommation énergétique : sont-ils plus sensibles au coût ? Au confort ? Ces travaux intègrent donc des éléments de sociologie et d'économie pour dresser ces profils, puis s'appuient sur ces constats pour développer des méthodes de gestion de la demande au sein d'un quartier résidentiel [68].

### 1.5.2 Prise en compte des contraintes électriques

Le développement de telles méthodes de gestion de l'énergie, pensées pour favoriser l'autoconsommation sur une communauté énergétique, et centrées sur les utilisateurs, est donc un enjeu de recherche pour rendre plus profitables les opérations d'autoconsommation. Pour être valables en situation concrète, elles doivent cependant également intégrer les contraintes physiques du réseau électrique. En effet, la capacité des lignes électriques étant limitée, il n'est pas garanti que le réseau électrique d'une communauté énergétique puisse supporter tous les flux induits par les échanges d'énergie. Pour éviter des conséquences sur la stabilité du réseau et sur la qualité de l'énergie, il est donc nécessaire d'inclure les contraintes électriques dans les stratégies d'optimisation des échanges d'énergie, comme le soulignent notamment les auteurs dans [69].

Or l'inclusion de ces contraintes dans les méthodes de gestion est une réelle problématique, comme l'explique notamment [70]. Elle requiert soit de simplifier les contraintes du réseau électrique pour les introduire explicitement dans le problème mathématique d'optimisation, soit de développer un modèle physique du réseau. Au sein du L2EP, l'équipe « Réseaux » traite ces problématiques en travaillant notamment sur des modèles complets de réseau de distribution [71].

Dans cette thèse, la problématique consiste donc à combiner une stratégie de gestion de l'énergie, qui réponde aux critères énoncés précédemment, avec les contraintes du réseau électrique. Pour cela, ces travaux s'appuient notamment sur le cas d'étude de l'îlot historique de l'Université catholique de Lille, qui constitue un exemple pertinent de communauté énergétique. Ce cas d'étude est présenté en détails dans le chapitre 2.

### 1.5.3 Mise en œuvre d'une blockchain

Enfin, au delà de ces développements théoriques sur l'optimisation des échanges d'énergie, l'objectif de cette thèse est d'examiner le déploiement pratique de telles approches, dans la perspective de tester des solutions pouvant être utilisées dans des cas réels. Parmi les technologies susceptible d'être employées, on se propose d'étudier en particulier les possibilités offertes par la technologie blockchain.

Cette technologie, développée initialement avec Bitcoin, consiste en une base de données distribuée entre les utilisateurs du réseau, appelés nœuds, et sécurisée par des outils cryptographiques. Elle possède la particularité d'être gérée directement par ces nœuds, grâce à des mécanismes de consensus, sans intervention d'un organe de contrôle. Elle permet donc d'établir une confiance entre différents acteurs qui ne se connaissent pas, et ainsi de se passer d'un tiers de confiance pour gérer les opérations enregistrées dans la blockchain.

Grâce à ses caractéristiques distribuées, dans le cas du réseau électrique, la blockchain est vue par la communauté scientifique comme un outil prometteur pour mettre en œuvre des stratégies distribuées de gestion de l'énergie, et pour assurer la décentralisation du réseau électrique, en créant des plateformes d'interaction directement entre les utilisateurs, sans intervention extérieure [72].

La blockchain est un sujet de recherche qui s'est beaucoup développé au cours des dernières années. Au niveau national, le CEA List travaille notamment sur les performances de cette technologie et son

application à l’IoT (*Internet of Things* : l’Internet des Objets) [73]. L’Inria et Télécom ParisTech ont créé en 2018 une structure de recherche sur les applications de la blockchain [74], cependant les études sur l’application de la blockchain au réseau électrique restent assez limitées. Au niveau international, cette thématique est traitée par un nombre croissant d’équipes, notamment à l’Institut de technologie de Karlsruhe (Allemagne) [75], ou encore au NREL (*National Renewable Energy Laboratory*, Etats-Unis) [76]. Certains projets, dont le Brooklyn Microgrid, testent déjà son utilisation en conditions réelles [77]. Cependant, la littérature scientifique manque d’analyses précises et de retour d’expérience pour juger de la pertinence de cette technologie pour les communautés énergétiques.

Cette thèse vise donc à combler ce manque et à y apporter des réponses. Pour cela, l’objectif est notamment de déployer de façon concrète une blockchain pour une communauté énergétique, qui implémente une méthode distribuée de gestion de l’énergie. En particulier, cette mise en œuvre doit apporter des éléments de réponse sur la pertinence de la blockchain pour le réseau électrique, par rapport à des technologies centralisées classiques. La problématique de la consommation énergétique de la blockchain, souvent identifiée comme un frein à son développement, doit notamment être traitée.

### 1.5.4 Résumé

Ainsi, on peut formuler les problématiques traitées dans cette thèse avec les questions suivantes :

- Comment optimiser les échanges d’énergie au sein d’une communauté énergétique pour favoriser l’autoconsommation, tout en prenant en compte la diversité et les préférences des utilisateurs d’une part, et les contraintes physiques d’autre part ?
- Comment la technologie blockchain peut-elle être utilisée pour déployer de façon concrète de telles approches ? Cette technologie est-elle pertinente pour favoriser la coopération et optimiser les échanges d’énergie au sein d’une communauté énergétique ?

Pour répondre à ces problématiques, on divise naturellement le travail en trois grandes parties : le développement de la méthode distribuée de gestion de l’énergie (chapitre 2), la construction d’un modèle physique du réseau (chapitre 3) et enfin la mise en œuvre d’une blockchain privée (chapitre 4).

CHAPITRE 1. CONTEXTE GÉNÉRAL : AUTOCONSOMMATION COLLECTIVE  
ET BLOCKCHAIN

---

## Chapitre 2

# Optimisation distribuée des échanges d'énergie au sein d'une communauté

### Contenu

---

<b>2.1</b>	<b>Introduction</b>	<b>48</b>
<b>2.2</b>	<b>Etat de l'art des échanges d'énergie au sein des communautés</b>	<b>48</b>
2.2.1	Théorie des jeux	49
2.2.2	Les approches pour le partage d'énergie au sein d'une communauté	50
2.2.3	Conclusions sur l'état de l'art	54
<b>2.3</b>	<b>Optimisation distribuée des échanges d'énergie avec la théorie des jeux</b>	<b>55</b>
2.3.1	Cas d'étude	56
2.3.2	Formulation du problème d'optimisation	56
2.3.3	Algorithme d'optimisation : ADMM	65
<b>2.4</b>	<b>Simulations et résultats</b>	<b>69</b>
2.4.1	Paramètres des simulations	69
2.4.2	Remarques générales	73
2.4.3	Résultats en été	78
2.4.4	Résultats en hiver	84
2.4.5	Comparaison avec des scénarii sans batterie	88
2.4.6	Synthèse des résultats	90
<b>2.5</b>	<b>Conclusion</b>	<b>91</b>

---

## 2.1 Introduction

Les communautés énergétiques regroupent divers acteurs, producteurs ou consommateurs d'énergie, aux habitudes et comportements différents, qui échangent de l'énergie électrique à l'échelle locale. Comme on l'a mentionné dans le chapitre précédent, l'intérêt de ces communautés réside dans la coordination de leurs participants pour optimiser l'utilisation de l'énergie localement produite, favoriser l'autoconsommation et donc faciliter l'intégration des sources d'énergie renouvelables au plus près des points de consommation. La coopération est donc au cœur même du fonctionnement de ces communautés : les acteurs peuvent agir sur leur comportement et trouver un consensus pour atteindre un objectif commun, que ce soit la minimisation des coûts de l'électricité ou bien l'augmentation du taux d'autoconsommation.

De manière plus formelle, on peut donc décrire l'objectif d'une telle communauté par un problème d'optimisation, qui définit d'une part les moyens d'action de chaque participant et d'autre part le but recherché par l'ensemble de la communauté. Ainsi, la sélection et le développement d'une méthode d'optimisation appropriée est un réel enjeu pour assurer la coordination des participants de la communauté. En effet, au-delà des performances en terme de réalisation de l'objectif visé et de convergence, des considérations plus pragmatiques doivent également être prises en compte : est-ce que la méthode choisie est pertinente pour une communauté énergétique ? Est-elle applicable dans un cas réel ? Qu'implique-t-elle pour les participants ?

En effet, la formulation choisie du problème d'optimisation traduit une certaine représentation de la communauté énergétique et repose sur des hypothèses précises concernant le comportement des agents. Le choix du modèle mathématique doit donc être réfléchi et répondre aux questions mentionnées ci-dessus.

Ainsi, dans un premier temps, ce chapitre dresse un état de l'art de l'application de la théorie des jeux au réseau électrique en combinaison avec l'optimisation distribuée. Les différents modèles d'échanges d'énergie au sein des communautés que l'on trouve dans la littérature scientifique sont également analysés. Ensuite, on détaille la formulation du problème spécifiquement pour notre cas d'étude, à savoir les échanges d'énergie sur une communauté énergétique. Enfin, on présente les résultats de l'algorithme utilisé pour plusieurs scénarii sur un modèle réel de communauté.

## 2.2 Etat de l'art des échanges d'énergie au sein des communautés

On l'a vu au chapitre 1, les méthodes distribuées présentent des caractéristiques pertinentes pour gérer les échanges d'énergie entre divers acteurs. Pour appliquer ces méthodes, la théorie des jeux est un cadre intéressant pour décrire des systèmes où évoluent différents agents aux objectifs indépendants.



### 2.2.1 Théorie des jeux

Avec l'émergence des approches distribuées, la communauté scientifique s'intéresse parallèlement de plus en plus à la théorie des jeux. Ce cadre mathématique, initialement développé pour la micro-économie, est un outil analytique pour étudier les interactions entre plusieurs joueurs supposés rationnels. Il est donc utilisé pour décrire un système où plusieurs agents entrent en interaction, et dans lequel chacun cherche à remplir ses objectifs propres. Ainsi, la théorie des jeux peut être utilisée pour construire des approches distribuées, en ayant une vision qui se focalise d'abord sur le comportement de chaque agent du système [78]. Plus précisément, à partir d'un objectif d'optimisation global, la théorie des jeux consiste à définir un sous-problème par agent du système, dans lequel celui-ci optimise rationnellement sa situation individuelle. Ensuite, dans une deuxième étape, un algorithme appelé *gradient play* est employé pour que les agents puissent de façon itérative converger vers un équilibre [79]. La théorie des jeux fournit donc un cadre pour prévoir et analyser une situation où différents agents réagissent de façon individuelle et rationnelle à une information limitée de leur environnement [80].

La théorie des jeux se divise en deux catégories : les jeux coopératifs et les jeux non-coopératifs, selon si les joueurs peuvent se coordonner ou bien s'ils sont en compétition les uns avec les autres. De façon générale, le comportement de chaque utilisateur est décrit par une fonction d'utilité, c'est-à-dire une fonction mathématique qui représente les objectifs du joueur en question, et une stratégie, c'est-à-dire l'ensemble de ses actions possibles. Chaque joueur étant supposé rationnel, il agit sur sa stratégie pour maximiser son utilité, qu'on traduit parfois par la notion de bien-être. Dans le cadre du contrôle distribué, l'écriture des fonctions d'utilité est un choix de modélisation du système, mais l'intérêt de cette notion est qu'elle peut prendre en compte des aspects socio-économiques dans le comportement des agents. Ainsi, la théorie des jeux permet de décrire diverses situations, avec des acteurs aux comportements et objectifs individuels très variés. Le cadre mathématique de la théorie des jeux garantit, sous certaines conditions des fonctions d'utilité, que le système arrive à un état d'équilibre, appelé équilibre de Nash : dans cette situation, aucun joueur ne peut augmenter unilatéralement son utilité, autrement dit, aucun joueur n'a intérêt à changer sa stratégie [81].

A l'heure actuelle, les utilisations de la théorie des jeux pour le réseau électrique incluent notamment la gestion des micro-grids, la gestion de la demande (*demand side management*), ainsi que l'optimisation de la charge d'une flotte de véhicules électriques. [69] dresse un état de l'art détaillé de ces études.

Dans [82], les auteurs développent un jeu non-coopératif pour la gestion de l'énergie dans un micro-grid comportant des *prosumers*, et en présence d'un opérateur central. Dans ce type de jeu, appelé jeu de Stackelberg, un *leader* fixe dans un premier temps le prix, et les *followers* ajustent ensuite leur stratégie en fonction. Après un processus itératif, un prix d'équilibre est trouvé. Dans l'article en question, le jeu permet de maximiser le profit de l'opérateur du micro-grid ainsi que des *prosumers*, mais requiert une coordination par l'opérateur pour fixer le prix d'équilibre de l'électricité. On retrouve également une approche semblable dans [83].

L'article [84] présente également un jeu non-coopératif, pour le contrôle des échanges d'énergie

entre plusieurs micro-grids. Dans cette étude, chaque micro-grid est représenté par un opérateur qui définit sa fonction objectif, qui retranscrit ici uniquement les coûts d'exploitation du micro-grid.

En ce qui concerne la gestion de la demande, [85] utilise la théorie des jeux pour distinguer différents profils de consommateurs dans un système de gestion de l'énergie. Les simulations montrent que le pic de charge peut être réduit tout en préservant le bien-être des consommateurs.

Dans [86], les auteurs emploient également une approche basée sur la théorie des jeux pour la gestion de la demande, mais dans un cas où les consommateurs disposent également tous d'une batterie. Les auteurs incluent seulement les coûts de l'électricité dans les fonctions d'utilité des consommateurs, et utilisent un algorithme distribué de décomposition proximale pour atteindre l'équilibre.

Pour la gestion de la charge d'une flotte de véhicules électriques, [87] introduit une approche basée sur un jeu non-coopératif de Stackelberg entre les véhicules électriques, les stations de recharge et l'opérateur du réseau, dans lequel chaque agent essaie de minimiser ses coûts, sauf l'opérateur qui cherche à respecter les contraintes du système.

Dans [88], les auteurs présentent un jeu non-coopératif dans lequel des stations de recharge, couplées à des générateurs d'énergie renouvelable, sont en compétition pour accueillir une flotte de véhicules électriques. Les stations fixent librement le prix de l'électricité, et tiennent compte des contraintes des lignes électriques avec lesquelles elles sont alimentées. Avec leurs hypothèses, les auteurs montrent que ce jeu possède un unique équilibre de Nash vers lequel le système converge, où les stations de recharge tirent profit des générateurs d'énergie renouvelable.

On voit donc que la théorie des jeux est un outil pertinent pour le réseau électrique, afin de construire des approches distribuées d'optimisation et promouvoir la décentralisation du réseau. En effet, comme les fonctions d'utilité peuvent rendre compte d'une diversité de comportements et d'objectifs, la théorie des jeux permet de retranscrire l'hétérogénéité du réseau [69]. On peut ainsi modéliser de nombreuses situations, pour ensuite appliquer des techniques d'optimisation distribuée.

### 2.2.2 Les approches pour le partage d'énergie au sein d'une communauté

La théorie des jeux et l'optimisation distribuée se retrouvent également dans la problématique des échanges d'énergie au sein des communautés énergétiques. Dans ce cadre, les utilisateurs (consommateurs, producteurs, *prosumers*) d'un réseau électrique local s'échangent directement de l'énergie électrique, formant en ce sens un marché local de l'électricité. La littérature scientifique distingue généralement trois grandes catégories de marché : les structures de communauté, les marchés *peer-to-peer*, et les approches mixtes [89]. [90] donne le cadre mathématique général qui s'applique à chacune de ces catégories.

### 2.2.2.1 Marchés de communauté

Dans ce type d'approche, traduit par le terme *community-based markets* en anglais, un agent coordonne les échanges au sein de la communauté énergétique. Concrètement, ce rôle peut être joué soit par le gestionnaire du réseau, soit par un *energy manager*, qui est responsable des échanges d'énergie. Dans [90], les auteurs parlent de *community manager* pour désigner de façon générale ce rôle, qui est l'intermédiaire entre la communauté et le réseau de distribution. Cette structure est représentée sur la figure 2.1.

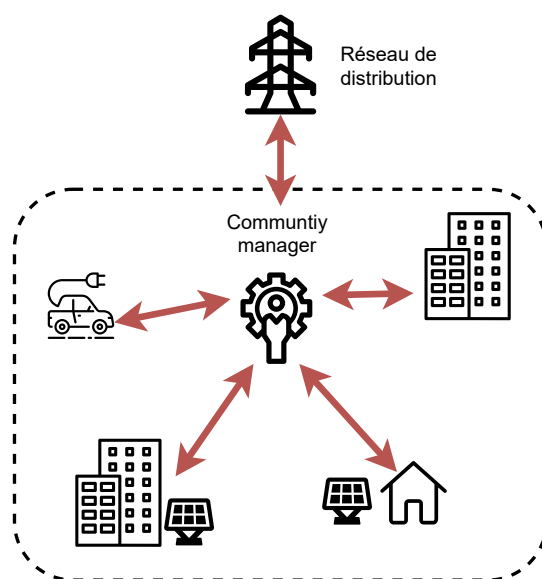


FIGURE 2.1 – Schéma d'un marché de communauté

Le *community manager* décide du prix de l'électricité, ou bien applique un mécanisme de prix préalablement accepté par l'ensemble des utilisateurs de la communauté. Ce mécanisme de prix reflète les intérêts généraux de la communauté, par exemple favoriser le partage de l'énergie produite localement, ou minimiser les coûts. Dans cette structure, les agents optimisent localement leur comportement en fonction de ce mécanisme de prix, en décidant par exemple de la quantité d'énergie qu'ils souhaitent acheter ou vendre. Le *community manager* collecte ces informations pour ensuite organiser les échanges d'énergie et les échanges financiers entre les utilisateurs de la communauté énergétique [91].

En suivant cette approche, les auteurs de [92] proposent un marché de communauté dans lequel les *prosumers* collaborent pour optimiser l'utilisation de l'électricité localement produite et réduire les coûts, avec un agent central qui coordonne ces échanges et assure également que le but global de la communauté est atteint (par exemple la réduction du pic de charge, la maximisation de l'autonomie de la communauté ou bien la préservation d'une équité entre tous les *prosumers* au niveau de la quantité d'énergie importée du réseau).

[93] présente un mécanisme de marché dans lequel les utilisateurs spécifient leurs offres ou demandes en énergie en fonction de leurs préférences, et un agrégateur en relation avec le marché de gros de l'électricité ajuste de façon itérative les prix pour atteindre un équilibre. Un algorithme ADMM est employé pour obtenir la convergence vers une solution qui maximise la satisfaction des utilisateurs tout en minimisant les coûts dus aux pertes pour l'ensemble de la communauté.

Dans [94], les auteurs utilisent un jeu de Stackelberg entre des bâtiments résidentiels et un agrégateur, pour optimiser l'utilisation des unités de stockage au sein de la communauté énergétique.

Cette structure de marché de communauté présente notamment l'avantage, grâce au rôle joué par l'*energy manager*, d'impliquer de façon équitable tous les participants de la communauté. En effet, ceux-ci sont traités de la même façon par l'*energy manager*, et ont les mêmes responsabilités. De plus, cet *energy manager* peut agir comme un agrégateur à l'interface entre les producteurs et consommateurs de la communauté d'une part et le gestionnaire du réseau de distribution d'autre part, et donc peut proposer des services au gestionnaire, comme par exemple la diminution du pic de charge pour une certaine période.

D'un autre côté, la principale problématique d'un marché de ce type est la protection de la vie privée des utilisateurs, qui doivent communiquer leurs données à l'*energy manager*, qui réintroduit donc une forme de centralisation.

### 2.2.2.2 Marchés *peer-to-peer*

Les marchés pair-à-pair (P2P) constituent une approche plus décentralisée pour la gestion des échanges d'énergie sur une communauté. Dans cette situation, les utilisateurs de la communauté s'échangent directement l'électricité, sans passer par un agrégateur ou un *energy manager*. Ils fixent donc directement le prix de l'électricité qu'ils achètent ou qu'ils vendent, négocient entre eux et procèdent directement aux transactions [95]. Généralement, la phase de négociation amène à un appariement des offres d'achat et de vente d'électricité autour d'un prix d'équilibre. Ce processus porte le nom de *market clearing*. La figure 2.2 illustre cette situation.

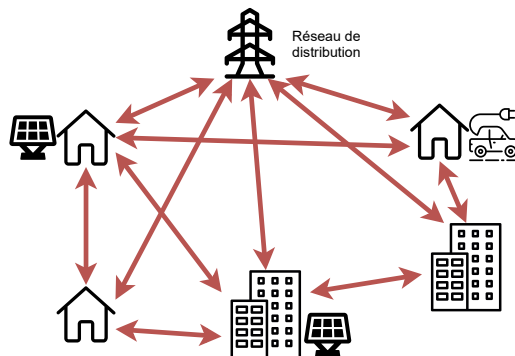


FIGURE 2.2 – Schéma d'un marché P2P

Cette approche P2P est notamment utilisée dans [96], où les auteurs proposent un mécanisme P2P dans lequel les utilisateurs fixent le prix de l'électricité qu'ils achètent ou vendent en fonction de leurs préférences. Un algorithme distribué *consensus + innovation*, résolu parallèlement par chacun des acteurs, est utilisé pour parvenir à l'équilibre.

Dans [97], des *prosumers* s'échangent directement l'énergie en échangeant des contrats d'achat et de vente d'électricité, et en sélectionnant à chaque itération du procédé celui qui maximise leur utilité.

Dans leurs travaux successifs [98] et [99], les auteurs proposent un modèle d'échange P2P pour les bâtiments tertiaires, en présence de systèmes de stockage et de sources d'énergie décentralisées. Les bâtiments cherchent individuellement à maximiser leurs revenus. Les auteurs utilisent un modèle de jeu non-coopératif dans lequel les bâtiments négocient entre eux, avec un algorithme ADMM pour atteindre l'équilibre du système.

De façon plus théorique, [100] présente une méthodologie générale pour élaborer un mécanisme de marché P2P au sein d'une communauté.

L'approche P2P est intéressante car elle donne aux acteurs de la communauté une totale liberté dans les échanges auxquels ils procèdent. Ils sont en théorie libre de fixer les coûts et les quantités d'électricité qu'ils souhaitent échanger. Cette structure permet donc une gestion complètement décentralisée.

Cependant, pour être efficace, un marché P2P requiert une infrastructure de communication importante, car chaque participant de la communauté doit être en relation avec tous les autres participants, pour ne pas biaiser le mécanisme de marché. D'autre part, la convergence vers un équilibre peut être plus longue à obtenir, étant donné que les participants ont plus de liberté. Enfin, avec cette approche, on perd la possibilité de service que peut rendre la communauté au réseau de distribution. Il s'agit pour l'instant d'une vision théorique du partage de l'électricité sur le réseau de distribution.

### 2.2.2.3 Marchés hybrides

Enfin, la dernière catégorie correspond à une structure hybride entre les deux précédentes, qui contient deux niveaux. D'abord, un niveau d'échanges P2P dans lequel des agents individuels ainsi que des *community managers* s'échangent directement l'énergie. Dans un deuxième niveau, les utilisateurs à l'intérieur des communautés procèdent à des échanges avec des mécanismes de marché de communauté, comme le schématise la figure 2.3.

Cette structure a été étudiée dans [101], qui suppose que le réseau de distribution est divisée en plusieurs cellules. Dans un premier temps, ces différentes cellules peuvent échanger entre elles. Ensuite, les micro-grids P2P procèdent également à des échanges P2P. Enfin, au sein de chaque micro-grid est mise en place une approche de communauté. Cependant le travail présenté dans l'article est préliminaire et n'explique pas dans le détail l'ensemble du processus.

Dans [102], les auteurs proposent un modèle de micro-grids inter-connectés, qui combinent une approche P2P et un système client-serveur, qui en réalité implémente un mécanisme comparable à la structure de communauté que nous avons décrite précédemment.

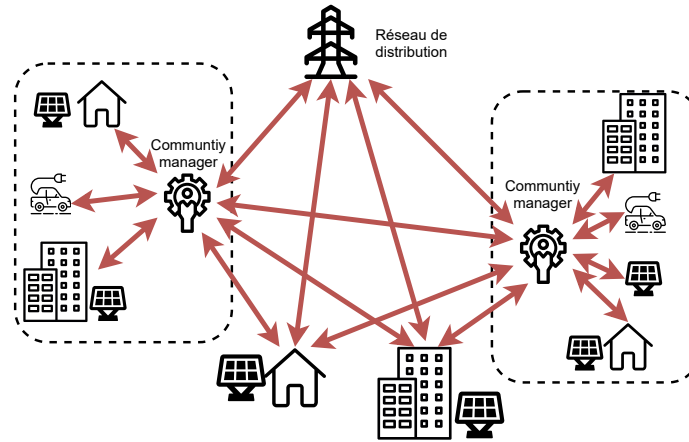


FIGURE 2.3 – Schéma d'un marché hybride

Cette approche mixte entre marché de communauté et marché purement P2P est intéressante car elle permet de combiner les avantages des deux catégories précédentes. En effet, elle laisse à la fois de la liberté aux acteurs, mais permet aussi de conserver les services que les communautés peuvent rendre au réseau de distribution. De plus, elle permet en théorie aux acteurs de combiner les échanges régulés par un *community manager* au sein d'une communauté, et des échanges dérégulés avec un marché P2P [95]. Cependant, cette approche est pour l'instant très théorique, et requiert en pratique une coordination difficile à mettre en application, pour faire interagir à la fois des agents individuels et des communautés renouvelables au sein d'un même mécanisme [90].

### 2.2.3 Conclusions sur l'état de l'art

Cette revue de la littérature permet de dégager plusieurs pistes pour le développement de méthodes de gestion de l'énergie au sein de communautés.

D'une part, comme on l'a souligné plus haut, les approches distribuées sont prometteuses, car plutôt que de passer par un agent central qui contrôle les actions de tous les éléments de la communauté, elles leur laissent une certaine liberté d'action. Or, cet aspect a une grande importance si on considère l'acceptabilité des méthodes de gestion de l'énergie par les utilisateurs. En effet, pour que les utilisateurs finaux, producteurs, consommateurs ou *prosumers*, deviennent des acteurs à part entière des réseaux électriques et puissent contribuer à la gestion de l'énergie, par exemple à travers la flexibilité des consommations, ceux-ci doivent être intégrés dans des méthodes qui prennent en compte et s'adaptent à leurs habitudes de comportement et à leurs besoins, comme le soulignent notamment les auteurs de [67]. Par conséquent, par rapport aux méthodes centralisées, les méthodes distribuées sont de ce point de vue plus pertinentes.

De plus, en suivant le même raisonnement, la théorie des jeux présente justement le potentiel pour

modéliser ces comportements, qui n'incluent en réalité pas seulement des considérations économiques, mais aussi des aspects de confort, ou encore de préférence de consommation d'une énergie produite localement. Or, jusqu'à présent, peu d'études intègrent de façon claire de telles préférences des utilisateurs. On peut mentionner [93], qui introduit une préférence pour la consommation d'énergie verte pour un réseau de *prosumers*. [103] prend en compte les préférences d'un réseau de consommateurs à travers trois critères : le coût, le confort ou la consommation d'électricité issue de sources renouvelables. Une approche similaire est développée pour des consommateurs résidentiels dans [104], avec toutefois seulement une considération pour le confort des utilisateurs, qui correspond d'après les auteurs au fait de consommer quand les consommateurs l'ont prévu. Par ailleurs, [105] développe un mécanisme d'enchères pour optimiser le bien-être de consommateurs qui agissent sur le chauffage électrique de leur maison. Cet article définit le bien-être comme le confort moins le coût de l'énergie.

Toutefois, ces études nécessitent d'être approfondies. En effet, elles s'intéressent principalement à des consommateurs, voire à des *prosumers*. Cependant, comme on l'a évoqué dans le chapitre 1, les acteurs du réseau électrique deviennent de plus en plus divers, avec à la fois des consommateurs, des producteurs, des utilisateurs de véhicules électriques ou encore des systèmes de stockage. Il apparaît donc nécessaire de poursuivre le développement de méthodes qui prennent en compte les préférences des utilisateurs, mais qui généralisent les études précédemment citées à l'ensemble des acteurs du réseau, aux profils et aux comportements variés.

## 2.3 Optimisation distribuée des échanges d'énergie avec la théorie des jeux

Après l'analyse des enjeux des méthodes de gestion de l'électricité pour les communautés énergétiques, et en prenant pour cas d'étude l'îlot historique du réseau électrique de l'Université catholique de Lille, on se propose donc dans cette partie de développer une méthode de gestion de l'énergie adaptée à cette communauté avec les objectifs suivants :

- La stratégie doit être distribuée, pour encourager la décentralisation du réseau électrique et favoriser l'insertion des utilisateurs finaux dans les mécanismes de gestion de l'électricité. De plus, le caractère distribué limite les échanges d'informations des utilisateurs, et donc protège mieux leur vie privée.
- Pour être applicable à des cas réels de communautés énergétiques et être acceptable par les acteurs, la stratégie doit prendre en compte la diversité des acteurs, ainsi que leurs habitudes et préférences de consommation (ou production). Dans cette optique, la théorie des jeux est utilisée pour modéliser les comportements de ces acteurs et inclure des aspects qui ne sont pas uniquement économiques.
- On privilégie une approche de communauté, par rapport à une approche purement P2P. En effet, même si les approches P2P permettent une décentralisation plus complète, elles restent assez théoriques et soumises dans la pratique à la législation pour notamment autoriser l'achat et la vente d'électricité directement entre les utilisateurs. Or notre objectif est de développer une stratégie de gestion applicable dans des cas réels, notamment à la communauté énergétique

de l'Université catholique, et pour cette raison une approche de communauté est privilégiée. Concernant le rôle du *community manager*, on expliquera dans le chapitre 4 comment un blockchain peut être employée spécifiquement pour remplir ce rôle et éviter une re-centralisation par la présence d'un tel agent.

### 2.3.1 Cas d'étude

Les travaux présentés dans cette thèse se basent sur le réseau démonstrateur de l'îlot historique de l'Université catholique de Lille. L'Université catholique de Lille, à travers le programme *Live Tree* dont *SoMEL So Connected* est un des projets, a engagé une rénovation énergétique du campus, en promouvant la sobriété énergétique, l'efficacité énergétique et l'installation de sources d'énergie renouvelable. Les principaux objectifs sont d'inciter les comportements économes en énergie et, d'augmenter significativement l'autoconsommation et l'autoproduction [106].

Le réseau électrique considéré, représenté par la figure 2.4, dispose des infrastructures suivantes :

- deux centrales photovoltaïques de puissance 185 kWc et 28 kWc ;
- une batterie Li-ion de capacité 203 kWh , avec une puissance de charge de 40 kW, une puissance de décharge de 80 kW, et un rendement de 97% ;
- six points de recharge pour véhicules électriques, de puissance 22 kW ;
- quatre bâtiments qui contiennent différents types de charge (climatisation, éclairage, chauffage, ...)
- un point de connexion au réseau de distribution HTA (15 kV).

En complément, une centrale de supervision est développée, et permet à la fois de collecter les données électriques du réseau (puissances de consommation et production, tensions) et de piloter le stockage. Elle fournit également les prévisions de consommation et de production photovoltaïque.

Avec tous ces équipements, ce réseau constitue donc une réelle communauté énergétique locale, avec un panel d'acteurs variés. C'est donc un modèle pertinent pour étudier l'optimisation des échanges énergétiques entre utilisateurs. Ainsi, le modèle présenté dans cette section a été élaboré avec ce cas d'étude en tête. Cependant, il peut être adapté à tout autre communauté énergétique.

### 2.3.2 Formulation du problème d'optimisation

Cette section décrit la façon dont on modélise le problème mathématique pour l'optimisation des échanges d'énergie au sein d'une communauté énergétique. Pour les raisons que l'on a mentionnées plus haut, on se base sur la théorie des jeux pour modéliser la diversité des acteurs et prendre en compte leurs préférences. De plus, on ne suppose pas que les acteurs sont naturellement enclins à coopérer entre eux, mais au contraire qu'ils agissent avec un raisonnement purement individuel. En effet, supposer une coopération entre les acteurs est une hypothèse forte et pas toujours réaliste, étant



### 2.3. OPTIMISATION DISTRIBUÉE DES ÉCHANGES D'ÉNERGIE AVEC LA THÉORIE DES JEUX

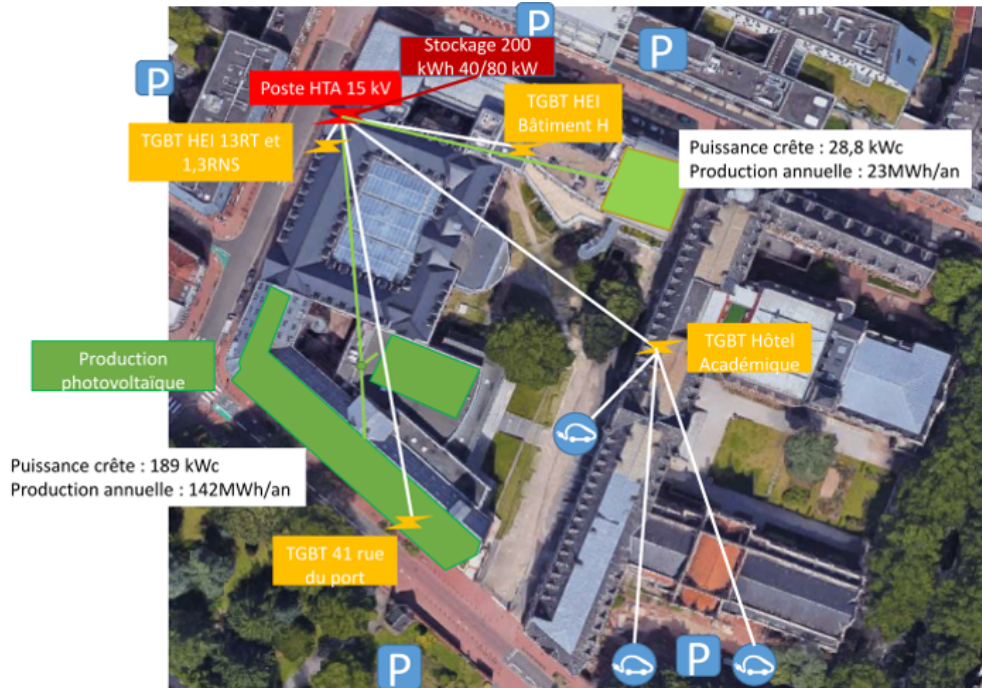


FIGURE 2.4 – Réseau démonstrateur de l’ilot historique de l’Université catholique de Lille

donné que les participants sont d’abord guidés par des considérations personnelles, comme l’analysent notamment les auteurs de [107]. Ainsi, on modélise ici le problème par un jeu non-coopératif, qui s’applique donc à des situations plus générales qu’un jeu coopératif.

#### 2.3.2.1 Définition

On introduit donc un jeu non-coopératif  $G$  défini par :  $G = \{\mathcal{N}, (U_i)_{i \in \mathcal{N}}, (S_i)_{i \in \mathcal{N}}\}$ , où  $\mathcal{N}$  représente l’ensemble des  $N$  joueurs, c’est-à-dire les participants de la communauté énergétique. A chaque joueur est associée une fonction d’utilité  $U_i$ , parfois également appelée fonction objectif dans le domaine de l’optimisation. Cette fonction est une représentation de la satisfaction ou encore du bien-être du joueur. En d’autres termes, elle modélise mathématiquement les objectifs individuels du joueur en question. Dans la théorie économique d’où est issue la théorie des jeux, cette fonction d’utilité est utilisée pour modéliser des objectifs qui ne sont pas seulement financiers mais plus sociaux ou comportementaux, comme le confort, ou la satiété de consommation d’un bien [81]. On retrouve donc ici l’intérêt de l’emploi de la théorie des jeux, qui permet de prendre en compte plus finement les comportements des acteurs sans se limiter à des intérêts purement financiers.

L’ensemble  $(S_i)_{i \in \mathcal{N}}$  représente l’ensemble des stratégies des joueurs, c’est-à-dire l’ensemble de leurs actions possibles. La théorie des jeux suppose que les joueurs sont des agents rationnels, c’est-à-dire qu’ils adaptent leur stratégie pour optimiser leur utilité. Ici, la stratégie d’un joueur  $i$  est son profil  $x_i$  de consommation, ou de production, selon son rôle (consommateur ou producteur), défini avec

un pas de temps  $\Delta t$ . On raisonne donc en puissance moyenne sur des intervalles de temps du type  $[t; t + \Delta t]$ . En adaptant le modèle défini par [90] et utilisé notamment dans [92], le profil  $x_i$  est défini plus précisément par  $x_i = (p_i, q_i, \lambda_i, \mu_i)$  avec les variables suivantes :

- $p_i$  est la puissance produite nette pour chaque acteur. Par conséquent,  $p_i > 0$  correspond à une production, et  $p_i < 0$  à une consommation.
- $q_i$  représente la puissance photovoltaïque locale importée par l'agent  $i$ . Pour les générateurs photovoltaïques, on a donc  $q_i < 0$  car ils exportent leur production.
- $\lambda_i$  est la puissance importée depuis le réseau de distribution. Pour tous les acteurs,  $\lambda_i \geq 0$ . En effet, on suppose que les générateurs photovoltaïques ainsi que la batterie ne peuvent pas renvoyer d'énergie vers le réseau de distribution. Cette hypothèse est cohérente avec l'objectif de maximiser l'autoconsommation au sein de la communauté énergétique, et donc d'obligatoirement consommer la production locale dans le voisinage.
- $r_i$  représente, pour les acteurs qui sont consommateurs, la puissance importée depuis la batterie (dans ce cas  $r_i > 0$ ), et pour le système de stockage, la puissance exportée vers les consommateurs (et dans ce cas  $r_i < 0$ ).

Un bilan de puissance impose la relation suivante entre les variables précédentes :

$$p_i(t) + q_i(t) + \lambda_i(t) + r_i(t) = 0, \forall i \in \mathcal{N}, \forall t \in [t; t + \Delta t] \quad (2.1)$$

Chaque acteur optimise son profil  $x_i$  en avance, pour la période comprise entre les instants  $t_i$  et  $t_f$ , par pas de temps  $\Delta t$ . On suppose que tous les utilisateurs connaissent la prévision totale de production photovoltaïque locale  $p_{PV, total}^{prévisions}$ , le prix  $\pi_{imp}$  de l'électricité importée du réseau ainsi que le prix  $\pi_{PV}$  de l'électricité photovoltaïque produite localement et le prix  $\pi_s$  de l'électricité stockée.

Dans la suite du document, on note  $\mathcal{S} = \{S_1, \dots, S_N\}$  l'ensemble des stratégies et  $X = [x_1, \dots, x_N]$  l'ensemble des profils de tous les joueurs. Également, pour ne pas alourdir les équations, on ne précise pas systématiquement la dépendance temporelle : sauf mention contraire, toutes les équations qui suivent dans ce chapitre sont vraies pour tout  $t$  dans  $[t_i; t_f]$ .

### 2.3.2.2 Objectifs individuels

Comme on l'a énoncé plus haut, les fonctions d'utilité doivent transcrire les objectifs de chaque joueur. Dans [103] notamment, les auteurs ont analysé de façon sociologique les facteurs les plus importants pour la participation des consommateurs à des mécanismes de gestion de l'énergie. En se basant sur les conclusions de cette étude, on distingue ici trois principaux objectifs poursuivis par chacun des acteurs :

- la minimisation des coûts de l'électricité (ou de maximisation des profits pour les producteurs) ;

## 2.3. OPTIMISATION DISTRIBUÉE DES ÉCHANGES D'ÉNERGIE AVEC LA THÉORIE DES JEUX

---

- la maximisation du confort, défini ici comme le fait pour un acteur d'avoir un profil de production ou consommation comme souhaité initialement par cet utilisateur ;
- la maximisation de l'utilisation de l'énergie renouvelable localement produite.

Les fonctions d'utilité combinent donc ces objectifs. Pour rendre compte de la variété des profils et des comportements d'acteurs, on introduit des coefficients de pondération pour hiérarchiser les sensibilités de chaque utilisateur. En fait, à chaque joueur est associée une fonction d'utilité en fonction de son type (consommateur, producteur, utilisateur de véhicule électrique, système de stockage). Ce joueur définit ensuite lui-même son profil et ses préférences en hiérarchisant les trois points indiqués au-dessus, par l'intermédiaire de ces coefficients.

L'utilisation de tels coefficients de pondération se retrouve de façon classique dans l'optimisation multi-objectifs. Dans la suite de ce document, ces coefficients sont notés avec des lettres grecques  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$  et  $\delta$ . Pour pouvoir comparer sur une même échelle les différentes préférences de chaque acteur, ces coefficients doivent être compris dans l'intervalle  $[0; 1]$ , et pour chaque utilisateur, la somme de ces coefficients doit valoir 1 [108].

Dans la pratique, le système blockchain qui est présenté dans le chapitre 4 constitue une plateforme distribuée dans laquelle chaque utilisateur peut directement indiquer la valeur qu'il choisit pour les coefficients concernant la période d'optimisation à venir, en fonction donc de ses préférences personnelles.

### 2.3.2.3 Véhicules électriques

On suppose qu'un utilisateur de véhicule électrique, quand il arrive à la station de recharge, spécifie son horaire d'arrivée et son horaire de départ (respectivement notés  $t_{arrivée}$  et  $t_{départ}$ ), ainsi que l'état de charge minimal de son véhicule lors de son départ (noté  $SOC_{VE}^{requis}$ ). On fait également l'hypothèse que l'état de charge initial  $SOC_{VE}(t = t_{arrivée})$  est récupéré automatiquement par la borne lors de l'arrivée du véhicule.

#### 2.3.2.3.1 Fonction d'utilité

On propose la fonction d'utilité suivante pour les utilisateurs de véhicules électriques :

$$U_{VE}(x_{VE}) = -\alpha_1(\pi_{PV} \cdot q_{VE} + \pi_{imp} \cdot \lambda_{VE} + \pi_s \cdot r_{VE}) \cdot \Delta t - \alpha_2(p_{PV,total}^{prévisions} \cdot \Delta t - q_{VE} \cdot \Delta t)^2 + \alpha_3 \ln(1 - p_{VE} \cdot \Delta t) \quad (2.2)$$

Le premier terme (pondéré par  $\alpha_1$ ) de cette fonction s'apparente au coût de l'électricité payé pour la charge, en fonction de la provenance de l'électricité. Le second terme en  $\alpha_2(p_{PV,total}^{prévisions} \cdot \Delta t - q_{VE} \cdot \Delta t)^2$  correspond à la volonté de consommer la production photovoltaïque locale. Enfin, le terme  $\alpha_3 \ln(1 - p_{VE} \cdot \Delta t)$  représente le confort, qui est donc défini ici comme la volonté d'avoir un véhicule électrique le plus chargé possible à la fin de la période de charge. Pour ce terme, on utilise un logarithme,

qui est classiquement utilisé dans la littérature scientifique pour modéliser les consommateurs d'énergie. La fonction logarithme rend compte de la satiété de la consommation [109].

Comme on l'a énoncé préalablement, l'acteur hiérarchise ses préférences avec les coefficients  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$  et  $\alpha_3$ , tous compris dans l'intervalle  $[0; 1]$  et qui vérifient :  $\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 = 1$ . De plus, chacun des trois termes de la fonction d'utilité peut prendre des valeurs très différentes des autres termes, qui empêche donc une comparaison. Ainsi, pour pouvoir hiérarchiser sur une même échelle ces trois termes, en pratique, on les normalise, de telle sorte qu'ils prennent leurs valeurs également dans l'ensemble  $[0; 1]$ . Cette affirmation s'applique pour toutes les fonctions d'utilité qui sont présentées dans ce chapitre. Cependant, pour ne pas nuire à la clarté des équations, on décide de présenter seulement les équations non normalisées.

### 2.3.2.3.2 Contraintes

Les contraintes suivantes s'appliquent au profil  $x_{VE} = (p_{VE}, q_{VE}, \lambda_{VE}, r_{VE})$  :

$$\begin{cases} p_{VE} + q_{VE} + \lambda_{VE} + r_{VE} = 0 & (2.3) \end{cases}$$

$$\begin{cases} p_{VE}(t) = 0, \forall t \notin [t_{arrivée}; t_{départ}] & (2.4) \end{cases}$$

$$\begin{cases} 0 \leq -p_{VE} \leq -P_{VE}^{max} & (2.5) \end{cases}$$

$$\begin{cases} SOC_{VE}^{min} \leq SOC_{VE} \leq SOC_{VE}^{max} & (2.6) \end{cases}$$

$$\begin{cases} SOC_{VE}(t = t_{départ}) \geq SOC_{VE}^{requis} & (2.7) \end{cases}$$

L'équation (2.3) est simplement le bilan de puissance pour le véhicule électrique. La contrainte (2.4) impose que la puissance de charge est nulle quand le véhicule n'est pas branché à une borne. La contrainte (2.5) impose que la puissance de charge soit négative et inférieure à la puissance maximale de charge de la borne à laquelle est branché le véhicule, notée  $P_{VE}^{max}$ . On suppose en effet que, conformément à la situation actuelle, le véhicule électrique ne peut pas renvoyer d'énergie vers la communauté.

Ensuite, des contraintes s'appliquent à l'état de charge du véhicule électrique. D'après [48], en accord avec les conventions de signe adoptées ici, celui-ci est défini par :

$$SOC_{VE}(t + \Delta t) = SOC_{VE}(t) - \frac{\eta_{VE} \cdot \Delta t}{E_{VE}^{max}} p_{VE}(t) \quad (2.8)$$

avec  $\eta_{VE}$  le rendement du véhicule électrique en charge et  $E_{VE}^{max}$  la capacité de la batterie du véhicule.

La contrainte (2.6) impose que l'état de charge soit compris entre les niveaux maximal et minimal définis par le constructeur. Par ailleurs, l'équation (2.7) garantit que quand l'utilisateur reprend son véhicule à la fin de la période de charge, alors il le retrouve avec un niveau de charge au moins égal à celui qu'il a requis, ce qui lui assure un certain niveau de satisfaction.

### 2.3.2.4 Système de stockage

On considère dans cet étude que le système de stockage est un acteur à part entière sur une communauté énergétique. Par conséquent, on définit une fonction d'utilité propre à cet utilisateur.

#### 2.3.2.4.1 Fonction d'utilité

Pour le système de stockage, la notion de confort n'a pas de sens. Par conséquent, la fonction d'utilité ne comporte que deux termes, représentant le prix et la consommation de la production photovoltaïque locale :

$$U_s(x_s) = -\beta_1(\pi_{PV} \cdot q_s + \pi_{imp} \cdot \lambda_s - \pi_s \cdot r_s) \cdot \Delta t - \beta_2(p_{PV,total}^{prévisions} \cdot \Delta t - q_s \cdot \Delta t)^2 \quad (2.9)$$

De même que pour les véhicules électriques, les coefficients de pondération  $\beta_1$  et  $\beta_2$  sont compris entre 0 et 1 et vérifient  $\beta_1 + \beta_2 = 1$ .

#### 2.3.2.4.2 Contraintes

Les contraintes suivantes s'appliquent au système de stockage :

$$\begin{cases} p_s + q_s + \lambda_s + r_s = 0 & (2.10) \\ -P_s^{charge} \leq -p_s \leq -P_s^{décharge} & (2.11) \\ SOC_s^{min} \leq SOC_s \leq SOC_s^{max} & (2.12) \\ SOC_s(t_f) = SOC_s(t_i) & (2.13) \end{cases}$$

L'équation (2.10) est toujours le bilan de puissance appliqué au système de stockage. La contrainte (2.11) borne la puissance de charge et de décharge entre les valeurs limites  $P_s^{charge}$  et  $P_s^{décharge}$ , précisées par le constructeur de la batterie (et supposées positives ici).

Enfin la contrainte (2.12) limite l'état de charge entre les limites de fonctionnement  $SOC_s^{min}$  et  $SOC_s^{max}$ , et l'équation (2.13) impose que la batterie retrouve à la fin de la période d'optimisation son état de charge initial, pour faire un cycle. De façon similaire aux véhicules électriques, avec les conventions de signe adoptées, l'état de charge de la batterie est défini par :

$$SOC_s(t + \Delta t) = SOC_s(t) - \frac{\eta_s \cdot \Delta t}{E_s^{max}} p_s(t) \quad (2.14)$$

où  $\eta_s$  est le rendement du système, et  $E_s^{max}$  sa capacité.

### 2.3.2.5 Générateurs photovoltaïques

#### 2.3.2.5.1 Fonction d'utilité

Les générateurs photovoltaïques ont pour objectifs de maximiser leurs revenus, de maximiser les échanges au sein de la communauté et d'avoir un profil de production égal à leurs prévisions. Ce dernier peut s'apparenter à une notion de confort : l'acteur générateur photovoltaïque souhaite optimiser sa production autant que le permettent les prévisions, sans devoir recourir à de l'écrêtage. On

rappelle que l'optimisation a lieu en avance, et non en temps réel, et par conséquent on ne tient pas compte ici des fluctuations de la production en temps réel. Autrement dit, pour un générateur photovoltaïque, un écart entre le profil optimisé et le profil prévu de production, noté  $p_{PV}^{prévisions}$ , représente une perte de confort pour cet acteur. On propose donc la fonction d'utilité suivante :

$$U_{PV}(x_{PV}) = -\gamma_1 \pi_{PV} \cdot q_{PV} \cdot \Delta t - \gamma_2 (p_{PV}^{prévisions} \cdot \Delta t - q_{PV} \cdot \Delta t)^2 - \gamma_3 (p_{PV}^{prévisions} \cdot \Delta t - p_{PV} \cdot \Delta t)^2 \quad (2.15)$$

Pour le terme associé au confort, on utilise une fonction quadratique, qui est également utilisée dans [110] et [111]. Dans la pratique, ces trois termes visent ici tous à maximiser la production photovoltaïque autant que possible, et sont ici redondants. Cependant, l'intérêt de distinguer trois termes différents, même s'ils ont les mêmes effets, est de construire un modèle générique, qui puisse s'adapter à d'autres situations, et d'autres types de générateurs par exemple. Là encore, les trois coefficients  $\gamma_1$ ,  $\gamma_2$  et  $\gamma_3$  sont positifs et tels que  $\gamma_1 + \gamma_2 + \gamma_3 = 1$ .

### 2.3.2.5.2 Contraintes

Pour les générateurs photovoltaïques,  $\lambda_{PV} = 0$  et  $r_{PV} = 0$ , car ils n'importent pas d'électricité du réseau, ni de la batterie. Par conséquent, les contraintes suivantes s'appliquent :

$$\begin{cases} p_{PV} + q_{PV} = 0 & (2.16) \\ 0 \leq p_{PV} \leq p_{PV}^{prévisions} & (2.17) \end{cases}$$

L'équation (2.16) spécifie le bilan de puissance pour un générateur photovoltaïque. Comme  $\lambda_{PV} = 0$  et  $r_{PV} = 0$ , cette relation indique simplement que toute la production photovoltaïque est exportée vers la communauté, et non vers le réseau de distribution.

Comme on l'a évoqué plus haut, l'optimisation n'a pas lieu en temps réel mais en avance, et par conséquent,  $p_{PV}^{prévisions}$  représente le profil maximal de production pour la période d'optimisation, ce que traduit la contrainte (2.17).

### 2.3.2.6 Consommateurs

Au sein d'une communauté énergétique, les consommateurs sont les bâtiments, tertiaires ou résidentiels. Dans notre approche, de façon générale, les consommateurs peuvent être les résidents, ou bien les gestionnaires des bâtiments tertiaires. En fait, de façon plus pragmatique, les joueurs considérés ici sont ceux qui disposent dans la réalité de leur propre facture d'électricité, en d'autres termes ceux qui sont responsables de leur consommation. Dans notre étude, on ne rentre pas dans la gestion de la consommation au sein d'une habitation ou d'un bâtiment tertiaire, on s'arrête dans la modélisation au compteur électrique de ces consommateurs.

### 2.3.2.6.1 Fonction d'utilité

Comme on l'a énoncé plus haut, les trois objectifs principaux sont la diminution des coûts de l'électricité, la maximisation du confort et la volonté de consommer la production photovoltaïque locale. On suppose dans ce modèle que chaque consommateur connaît sa prévision de consommation  $p_c^{prévisions}$  (notée positive) pour la prochaine période d'optimisation. On propose donc la fonction d'utilité suivante, en définissant le confort de la même façon que nous l'avons fait pour les générateurs photovoltaïques, par une fonction quadratique :

$$U_c(x_c) = -\delta_1(\pi_{PV} \cdot q_c + \pi_{imp} \cdot \lambda_c + \pi_s \cdot r_c)\Delta t - \delta_2(p_{PV,total}^{prévisions} \cdot \Delta t - q_{load} \cdot \Delta t)^2 - \delta_3(p_c^{prévisions} \cdot \Delta t - p_c \cdot \Delta t)^2 \quad (2.18)$$

Les coefficients de pondération  $\delta_1$ ,  $\delta_2$  et  $\delta_3$  sont également positifs et vérifient  $\delta_1 + \delta_2 + \delta_3 = 1$ .

### 2.3.2.6.2 Contraintes

On suppose que les consommateurs disposent d'une certaine flexibilité  $f \in [0; 1]$ , qui correspond à la fraction de la consommation qui peut être décalée dans le temps. C'est cette flexibilité qui permet aux consommateurs de jouer sur leur profil de consommation.

Pour les consommateurs, les contraintes suivantes s'appliquent :

$$\begin{cases} p_c + q_c + \lambda_c + r_c = 0 & (2.19) \\ (1 - f)p_c^{prévisions} \leq -p_c \leq (1 + f)p_c^{prévisions} & (2.20) \\ -\sum_{t=t_i}^{t_f} p_c(t) = \sum_{t=t_i}^{t_f} p_c^{prévisions}(t) & (2.21) \end{cases}$$

L'équation (2.19) traduit le bilan de puissance pour un consommateur. La contrainte (2.20) définit la flexibilité, c'est-à-dire les bornes dans lesquelles peut varier le profil de consommation optimisé par rapport au profil prévu. De plus, pour garantir un niveau minimal de confort, on suppose que les consommateurs peuvent simplement décaler leur consommation, mais non la diminuer au total sur l'ensemble de la période d'optimisation. Autrement dit, la quantité d'énergie consommée reste globalement la même, et ceci pour assurer un niveau de confort minimal aux consommateurs. C'est ce qu'indique la contrainte (2.21).

### 2.3.2.7 Problème d'optimisation global

Dans le modèle développé, chaque acteur de la communauté optimise sa fonction d'utilité (qui dépend de son type), en fonction de ses préférences, qu'il spécifie avec les coefficients de pondération. Au niveau de la communauté énergétique dans son ensemble, cela revient donc à la résolution du problème suivant :

$$\max_{x_i \in \mathcal{S}_i} \sum_{i \in \mathcal{N}} U_i(x_i) \quad (2.22)$$

sous les contraintes locales (2.3), (2.4), (2.5), (2.6), (2.7), (2.10), (2.11), (2.12), (2.13), (2.16), (2.17), (2.19), (2.20) et (2.21).

De plus, on impose une contrainte supplémentaire pour la communauté énergétique : on suppose qu'il existe une limite maximale de puissance (notée  $P_{max}^{globale}$ ) que la communauté peut soutirer du réseau de distribution. Dans le cas d'étude du réseau de l'Université catholique, cette contrainte correspond à la limite de soutirage autorisée par le gestionnaire du réseau.

Cette contrainte s'écrit donc :

$$\sum_{i \in \mathcal{N}} \lambda_i \leq P_{max} \quad (2.23)$$

Par ailleurs, les échanges dans la communauté, entre les générateurs photovoltaïques, le système de stockage et les consommateurs doivent être équilibrés à chaque instant. Par conséquent, les deux contraintes globales suivantes s'appliquent aussi :

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i \in \mathcal{N}} q_i = 0 \\ \sum_{i \in \mathcal{N}} r_i = 0 \end{array} \right. \quad (2.24)$$

$$(2.25)$$

Le problème d'optimisation des échanges d'énergie au sein de la communauté énergétique est alors complètement défini. Comme l'indique l'équation (2.22), en réalité, on n'optimise pas le taux d'autoconsommation en tant que tel, mais la somme des utilités des joueurs, c'est-à-dire le bien être global des acteurs de la communauté énergétique. Dans notre approche distribuée, l'optimisation du taux d'autoconsommation résulte des actions des joueurs, et donc de leurs préférences.

### 2.3.2.8 Equilibre de Nash

Un résultat important de la théorie des jeux est le concept d'équilibre de Nash. Ce terme définit une situation dans laquelle aucun joueur ne peut augmenter son utilité s'il est le seul à changer sa stratégie. Ainsi, dans cette situation, le système parvient à un équilibre [81]. Mathématiquement, l'équilibre de Nash, noté  $X^* = [x_1^*, \dots, x_N^*]$ , se définit par :

$$U(x_i^*, X_{-i}^*) \geq U(x_i, X_{-i}^*), \forall i \in \mathcal{N}, \forall x_i \in S_i \quad (2.26)$$

avec  $X_{-i} = [x_1, \dots, x_{i-1}, x_{i+1}, \dots, x_N]$ .

Dans la modélisation du système que l'on a développée dans ce chapitre, toutes les fonctions d'utilité  $U_i$  sont concaves par rapport à chacune des variables de  $x_i = (p_i, q_i, \lambda_i, r_i)$ , pour tous les joueurs  $i$ . D'autre part, pour chaque type d'acteur, les contraintes définissent des ensembles de stratégie  $S_i$  qui sont des ensembles fermés de  $\mathbb{R}$ . Par conséquent, ces deux conditions garantissent l'existence d'au moins un équilibre de Nash, d'après [80].

De plus, pour un acteur  $i$ , sa fonction d'utilité  $U_i$  dépend uniquement des variables  $(p_i, q_i, \lambda_i, r_i)$  propres au joueur en question, et non des variables des autres joueurs. En d'autres termes, la matrice



Jacobienne de l'ensemble des fonctions du système est diagonale. Les fonctions d'utilité étant concaves, cette condition prouve l'unicité de l'équilibre de Nash, d'après [112] et [113].

Pour le modèle développé dans ce chapitre, l'existence et l'unicité de l'équilibre de Nash montre que, si chaque joueur optimise individuellement sa fonction d'utilité, alors le système parvient dans son ensemble à une situation d'équilibre.

### 2.3.3 Algorithme d'optimisation : ADMM

#### 2.3.3.1 Principe général de l'algorithme

Une fois le modèle du système présenté, la question à traiter est la suivante : comment parvenir en pratique à la situation d'équilibre du système ? Pour cela, l'utilisation d'un algorithme d'optimisation distribuée est nécessaire pour résoudre le problème global de l'équation (2.22).

Parmi les algorithmes distribués disponibles, l'ADMM, que l'on a déjà mentionné plus haut, présente des caractéristiques intéressantes pour l'optimisation de l'énergie sur une communauté ou un micro-grid [90]. En plus des exemples déjà cités précédemment, cet algorithme a été également utilisé dans des cas de partage de l'énergie dans [114], [115] ou encore [116].

Cet algorithme, basé sur la décomposition lagrangienne, est particulièrement adapté lorsqu'une contrainte globale s'applique à l'ensemble des acteurs. La contrainte est partagée par tous les acteurs en imposant progressivement un paramètre de pénalité pour forcer les acteurs à respecter cette contrainte. Une description complète de l'algorithme est disponible dans [117], dont on suit ici la méthodologie pour l'implémentation de l'algorithme.

On rappelle que le problème global est défini par (2.22), avec la contrainte globale de puissance (2.23), les contraintes globales d'égalité (2.24) et (2.25) et sous les contraintes locales (2.3), (2.4), (2.5), (2.6), (2.7), (2.10), (2.11), (2.12), (2.13), (2.16), (2.17), (2.19), (2.20) et (2.21).

On peut réécrire ce problème en traduisant les contraintes globales par une fonction  $g$  convexe, pour avoir un problème de la forme suivante :

$$\min_{x_i \in \mathcal{S}_i} \sum_{i \in \mathcal{N}} (-U_i(x_i)) + g\left(\sum_{i \in \mathcal{N}} x_i\right) \quad (2.27)$$

toujours sous l'ensemble des contraintes locales.

Les fonctions d'utilité  $U_i$  étant concaves, les fonctions  $-U_i$  sont convexes. De même,  $g$  doit être convexe pour que l'algorithme converge. Pour retranscrire les contraintes globales dans la fonction  $g$ , on choisit la forme suivante :

$$g\left(\sum_{i \in \mathcal{N}} x_i\right) = \left(\exp \sum_{i \in \mathcal{N}} (\lambda_i - P_{max}^{globale})\right)^6 + \left(\exp \left(\sum_{i \in \mathcal{N}} q_i\right)\right)^6 + \left(\exp \left(\sum_{i \in \mathcal{N}} r_i\right)\right)^6 \quad (2.28)$$

L'idée derrière cette écriture de  $g$  est que, dès qu'une des contraintes globales n'est pas respectée, alors la fonction  $g$  prend des valeurs très grandes par rapport au premier terme du problème d'op-

timisation globale  $\sum_{i \in \mathcal{N}} (-U_i(x_i))$ . Alors, la minimisation impose en pratique que chacune des trois contraintes soit vérifiée.

### 2.3.3.2 Implémentation

Dans la suite de cette section, on note  $\bar{x}$  la moyenne des  $x_i$ , c'est-à-dire :  $\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i$ . On introduit deux nouvelles variables  $z$  et  $u$ , définies sur le même ensemble que  $\bar{x}$ . [117] définit aussi le résidu primal et le résidu dual à l'itération  $k + 1$  respectivement par :  $r^{k+1} = \bar{x}^{k+1} - z^{k+1}$  et  $s^{k+1} = \rho(z^{k+1} - z^k)$ . L'algorithme s'arrête quand ces deux grandeurs deviennent plus petites que les critères d'arrêt  $\epsilon^{primal}$  et  $\epsilon^{dual}$ . En pratique, ces critères assurent que la valeur de  $z$  est presque égale à celle de  $\bar{x}$ , et que  $z$  n'évolue plus entre deux itérations successives. L'algorithme s'écrit finalement de la façon suivante (en notant  $\|\cdot\|$  la norme euclidienne) :

---

**Algorithm 1** Algorithme ADMM

---

```

1: while  $\|r^k\| > \epsilon^{primal}$  and  $\|s^k\| > \epsilon^{dual}$  do
2:    $x_i^{k+1} \leftarrow \operatorname{argmin}_{x_i} (-U_i(x_i) + \frac{\rho}{2} \|x_i - x_i^k + \bar{x}^k - z^k + u^k\|^2)$ 
3:    $z^{k+1} \leftarrow \operatorname{argmin}_z (g(Nz) + \frac{N\rho}{2} \|z - u^k - \bar{x}^{k+1}\|^2)$ 
4:    $u^{k+1} \leftarrow u^k + \bar{x}^{k+1} - z^{k+1}$ 
5: end while
6: return  $X = [x_1, \dots, x_N]$ 

```

---

Dans la première étape (ligne 2), chaque joueur procède localement à l'optimisation de sa propre fonction d'utilité, en fonction de ses préférences, et sous ses contraintes individuelles. Le terme  $\frac{\rho}{2} \|x_i - x_i^k + \bar{x}^k - z^k + u^k\|^2$  est le terme de pénalité, appliqué de façon égale à tous les joueurs, pour forcer le respect des contraintes globales.

Les lignes 3 et 4 correspondent à une étape d'agrégation : toutes les solutions  $x_i$  des problèmes locaux sont collectées, puis la variable  $z$  est calculée, en prenant en compte les contraintes globales à travers la fonction  $g$ . Enfin, la variable  $u$  est aussi calculée.

A la suite de l'itération, le terme de pénalité  $L^k = \bar{x}^k - z^k + u^k$  est transmis à tous les joueurs pour la nouvelle itération.

La variable  $\rho$  est le paramètre de pénalité. Dans la pratique, plus la valeur de ce paramètre est grand, plus les joueurs sont incités rapidement à respecter les contraintes globales. La convergence en est améliorée, au détriment cependant de la valeur de l'utilité des acteurs. Le choix de ce paramètre a donc une grande influence sur les résultats finaux de l'algorithme. [117] souligne que souvent, la meilleure méthode pour choisir la valeur de  $\rho$  est empirique. Cependant, pour diminuer l'importance du choix initial de ce paramètre et avoir une valeur équilibrée entre convergence et optimisation des utilités locales, comme les auteurs de cette étude le suggèrent, on adapte la valeur de  $\rho$  à chaque itération, de la façon suivante :

$$\rho^{k+1} = \begin{cases} t^+ \rho^k & \text{si } \|r^k\|_2 > \mu \|s^k\|_2 \\ \rho^k / t^- & \text{si } \|s^k\|_2 > \mu \|r^k\|_2 \\ \rho^k & \text{sinon} \end{cases} \quad (2.29)$$

Les paramètres  $t^+$  et  $t^-$  quantifient la vitesse à laquelle on fait croître ou décroître  $\rho$ , et  $\mu$  le critère pour décider à quelle condition on met à jour la valeur de ce paramètre. Là encore, le choix de ces paramètres jouent sur la vitesse de convergence, mais, après quelques tests dans notre cas, on choisit comme valeurs  $t^+ = 5$ ,  $t^- = 5$  et  $\mu = 20$ , des valeurs très proches de ce que suggèrent les auteurs de [117] dans le cas général.

En pratique, l'algorithme ADMM a un inconvénient, car en travaillant avec  $\bar{x}$ , au cours des itérations successives, il moyenne progressivement les  $x_i$ . Or dans notre cas avec des acteurs qui sont producteurs (et pour lesquelles  $p_i > 0$ ) et d'autres consommateurs (avec donc  $p_i < 0$ ), les variables sont de signes différents et par conséquent, l'algorithme tend à diminuer en valeur absolue tous les  $p_i$ , donc à diminuer la production photovoltaïque et la consommation. Or cette conséquence est indésirable, car elle fait diminuer les échanges d'énergie, même si toutes les contraintes sont respectées, simplement pour une raison mathématique. Le taux d'autoconsommation est alors artificiellement amélioré, car l'énergie produite localement est réduite.

Pour pallier à ce défaut, on améliore l'ADMM de la façon suivante : après la première itération, quand le terme de pénalité est négligeable, c'est-à-dire quand les utilisateurs ont un profil qui est optimisé au maximum selon leurs préférences personnelles uniquement, on calcule la quantité  $\sum_{i \in \mathcal{N}} q_i$ . Si cette quantité est positive, cela signifie que les acteurs de la communauté photovoltaïque veulent acheter au total plus d'énergie photovoltaïque qu'il n'y en a de disponible. Dans ce cas, il est inutile de diminuer la production photovoltaïque. Par conséquent, on adapte la grandeur  $L^k$  pour les générateurs photovoltaïques uniquement et pour toutes les itérations, en ne leur appliquant pas de pénalité, afin qu'ils ne subissent pas l'effet de moyenne de l'algorithme. Seuls les acheteurs d'électricité photovoltaïque locale devront diminuer leur import  $q_i$  au cours des itérations successives.

Au contraire, si  $\sum_{i \in \mathcal{N}} q_i$  est négative après la première itération, cela signifie que la production photovoltaïque est plus importante que la quantité globale que les acheteurs peuvent ou veulent importer. Dans ce cas, cela a du sens de diminuer la production photovoltaïque si nécessaire, mais par contre on modifie  $L^k$  pour que les acheteurs ne soient pas poussés eux aussi à diminuer la quantité d'électricité locale qu'ils veulent importer.

### 2.3.3.3 Vision globale

Avec ces améliorations, on adapte plus spécifiquement l'ADMM au cas d'une communauté énergétique locale. En construisant un modèle du réseau basé sur la théorie des jeux, on a donc développé un algorithme d'optimisation distribué qui laisse les acteurs préciser leurs préférences (par l'intermédiaire des coefficients de pondération), puis optimiser localement leur profil de consommation ou production. Ensuite, une étape d'agrégation vérifie que les contraintes globales qui s'appliquent à la communauté sont bien respectées, et impose si besoin une pénalité, de façon égalitaire à tous les acteurs, jusqu'à

convergence. La figure 2.5 donne une représentation globale de cet algorithme, pour un exemple avec trois joueurs.

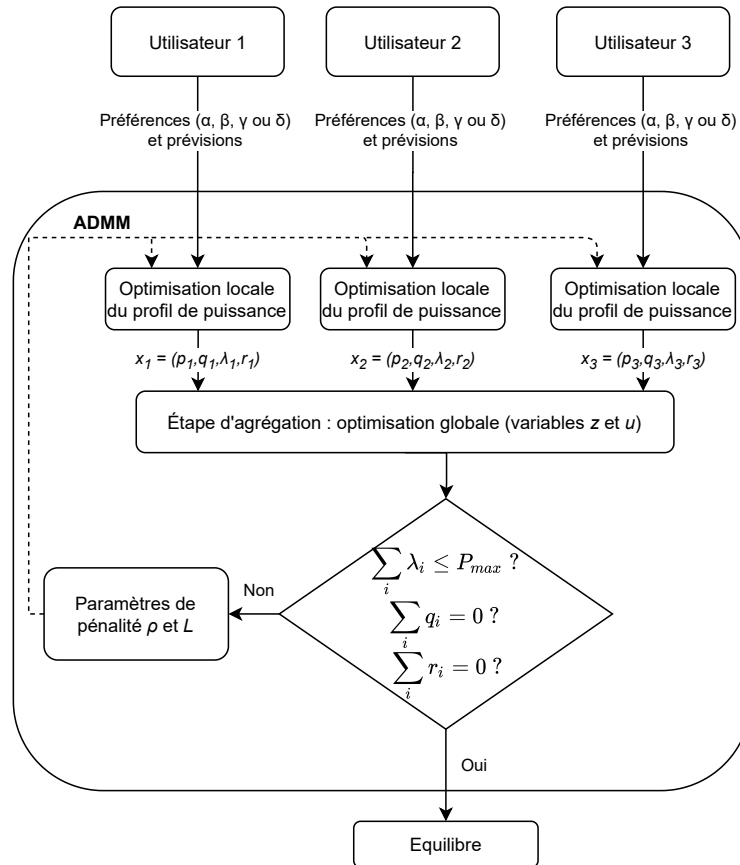


FIGURE 2.5 – Schéma de principe de l'algorithme ADMM

On peut noter que, même si les acteurs optimisent chacun localement leur utilité, une étape d'agrégation est toutefois nécessaire pour coordonner tous les joueurs. On pourrait penser que cela réintroduit une centralisation, par un contrôleur qui serait responsable de collecter toutes les solutions des optimisations locales. Pour éviter ce phénomène, on utilise justement le caractère distribué de la blockchain. Cet aspect est le sujet du chapitre 4.

## 2.4 Simulations et résultats

Cette section présente les résultats de simulations menées avec des données issues du réseau démonstrateur de l'Université catholique, afin d'analyser les performances de la stratégie de gestion développée. On étudie plusieurs cas, en été et en hiver, avec des comportements différents des utilisateurs.

### 2.4.1 Paramètres des simulations

On simule l'optimisation pour deux journées distinctes, en été (10/06/2019) et en hiver (16/12/19), avec  $t_i = 00:00$  et  $t_f = t_i + 24:00$ , et par pas de temps  $\Delta t = 15$  minutes.

#### 2.4.1.1 Paramètres de prix

##### 2.4.1.1.1 Prix de l'électricité importée

Le prix de l'électricité importée du réseau  $\pi_{imp}$  pour le réseau de l'Université catholique est du type heures pleines / heures creuses avec une variation saisonnière entre été et hiver. Pour l'été, il vaut 11,15 ou 6,05 c€/kWh, et en hiver 18,04 ou 12,26 c€/kWh, respectivement en heures pleines et en heures creuses.

##### 2.4.1.1.2 Prix de l'électricité photovoltaïque

Concernant l'électricité photovoltaïque localement produite, notre modèle suppose que cette électricité s'échange à un prix unique quel que soit le nombre de générateurs photovoltaïques présents dans la communauté, c'est-à-dire que tous les générateurs photovoltaïques vendent au même prix. Cette hypothèse a du sens pour le cas d'étude de l'Université catholique, où l'installation de ces générateurs a été financée par l'ensemble des acteurs. Pour estimer le prix de vente de l'électricité photovoltaïque, on calcule le LCOE (*Levelized Cost of Energy*) de l'ensemble des générateurs de la communauté, qui représente le coût moyen d'énergie produite par un générateur [118]. La communauté dispose d'installations photovoltaïques d'une puissance totale de 217 kWc, et d'une production annuelle estimée à 165 MWh/an. En suivant une étude de la CRE sur le sujet, on évalue la dégradation annuelle à 0,5% [119]. Pour une durée de vie de 25 ans, le LCOE vaut donc 9,71 c€/kWh. Cet ordre de grandeur est cohérent avec les résultats mentionnés dans l'étude de la CRE. Donc, on estime le prix de vente de l'électricité photovoltaïque localement produite à  $\pi_{PV} = 10,0$  c€/kWh.

### 2.4.1.1.3 Prix du stockage

Pour le système de stockage, on doit estimer le LCOS (*Levelized Cost of Storage*), c'est-à-dire le coût que représente la stockage d'un kWh. Ce coût traduit la dégradation de la batterie, qui a pour conséquence une diminution de la capacité de la batterie, et est dû à deux causes : la dégradation calendaire due à l'altération naturelle progressive des composants chimiques de la batterie, et la dégradation due à la répétition des cycles. On suppose que, de façon générale, la batterie procède à 4 cycles par jour, d'une profondeur de 40% chacun, soit 1460 cycles annuels. D'après la figure 2.6, tirée de [3], cela correspond à une durée de vie d'environ 30 000 cycles. Cela nous donne une dégradation annuelle due aux cycles de 4,87%. Concernant la dégradation calendaire, en suivant [120], on l'estime à 5% par an, ce qui nous donne au total une dégradation annuelle de 9,87%.

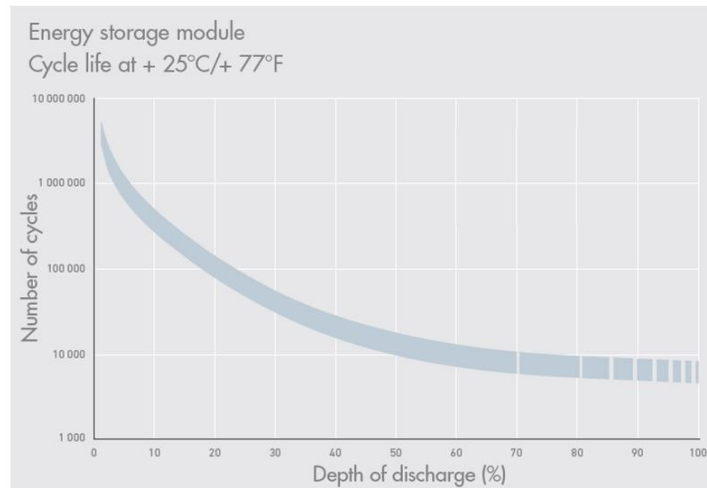


FIGURE 2.6 – Courbe d'estimation de la dégradation due aux cycles ([3])

En considérant que la batterie est en fin de vie lorsque la dégradation atteint 80%, la durée de vie de la batterie, sous les hypothèses considérées, est évaluée à 8,11 années. Or la batterie installée a une capacité initiale de 203 kWh, un rendement total de charge et décharge d'environ 85% (en prenant en compte les auxiliaires), un coût d'installation (CAPEX) de 165 500 € et un coût de maintenance (OPEX) d'environ 0,01% du CAPEX. Donc en suivant [121], cela nous donne environ :  $LCOS = 21,90 \text{ c€/kWh}$ .

Ce prix reflète uniquement le coût de stockage de l'électricité, mais pour déterminer le coût de vente de l'électricité stockée, il faut prendre aussi en compte le coût de charge de l'électricité. Dans une hypothèse haute, on fixe :  $\pi_s = \max(\pi_{PV}, \pi_{imp}) + LCOS$ .

### 2.4.1.2 Paramètres physiques des différents utilisateurs

Cette section présente les paramètres physiques utilisés pour modéliser les différents acteurs. Au total, il y a  $N = 11$  acteurs sur la communauté, avec 4 véhicules électriques, une batterie, 2 générateurs photovoltaïques et 4 bâtiments tertiaires.

On considère que 4 véhicules électriques viennent se charger au cours de la journée. Pour les caractéristiques des véhicules électriques, qui sont présentées dans le tableau 2.1, on se base sur les modèles Renault Zoé et Hyundai Ioniq.

TABLEAU 2.1 – Paramètres physiques des véhicules électriques

Propriété	VE <sub>1</sub>	VE <sub>2</sub>	VE <sub>3</sub>	VE <sub>4</sub>
$t_{arrivée}$	9:15	10:30	16:30	10:00
$t_{départ}$	12:30	19:00	11:00	18:00
$SOC_{VE}(t = t_{arrivée})$	20 %	45 %	40 %	25 %
$SOC_{VE}^{requis}$	60 %	80 %	80 %	85 %
$SOC_{VE}^{min}$	20 %	20 %	10 %	20 %
$SOC_{VE}^{max}$	100 %	100 %	100 %	100 %
$E_{VE}^{max}$ (kWh)	41	41	39	41
$P_{VE}^{max}$ (kW)	22	22	7,2	22
$\eta_{VE}$	80 %	80 %	80 %	80 %

Les caractéristiques de la batterie, issues des données du constructeur, sont résumées dans le tableau 2.2.

TABLEAU 2.2 – Paramètres physiques de système de stockage

Propriété	Batterie
$SOC_s^{min}$	100 %
$SOC_s^{max}$	10 %
$SOC_s(t_i)$	35 %
$E_s^{max}$ (kWh)	203
$P_s^{charge}$ (kW)	40
$P_s^{décharge}$ (kW)	80

Concernant les consommateurs, ils sont représentés dans le réseau de l'Université catholique par quatre bâtiments tertiaires. Pour leurs prévisions  $p_c^{prévisions}$ , on utilise des données réelles de consommation. Concernant la flexibilité, elle repose essentiellement sur les ballons d'eau chaude, le chauffage, l'éclairage, la ventilation et la climatisation. D'après une étude de l'ADEME [122], environ 50% de la consommation due au chauffage et aux systèmes de ventilation ou de climatisation peut être décalée en moins d'une heure. Pour notre étude, afin d'illustrer les effets de l'algorithme quand les charges disposent d'une certaine marge de manœuvre, on fixe cette flexibilité  $f_c$  à 25% pour tous les bâtiments.

Enfin, pour la limite de puissance importée par l'ensemble de la communauté depuis le réseau de

distribution, cette valeur est fixée à  $P_{max} = 580$  kW , d'après le contrat d'énergie.

### 2.4.1.3 Scenarii

Pour tester l'algorithme dans différentes situations, on étudie plusieurs scenarii, qui reflètent divers comportements des acteurs. On distingue ainsi cinq scenarii :

- un scenario économique dans lequel les acteurs veulent diminuer leurs coûts, ou maximiser leurs profits (noté I) ;
- un scenario où les utilisateurs favorisent leur confort (noté II) ;
- un scenario dans lequel les acteurs veulent principalement échanger de l'énergie au sein de la communauté (noté III) ;
- un scenario équilibré entre les trois premiers (noté IV) ;
- un scenario pour lequel on utilise des coefficients aléatoires pour chaque utilisateur (noté V).

Concrètement, les coefficients de préférence correspondant à chacun de ces scenarii sont présentés en annexe, dans les tableaux A.1, A.2, A.3, A.4 et A.5. On rappelle que dans l'optique développée dans la thèse, pour une application dans une situation concrète, ces coefficients seront directement indiqués par les utilisateurs eux-mêmes, dans une blockchain locale. Ici, il s'agit simplement de simuler différents scenarii pour analyser les résultats de l'algorithme. Ainsi, les scenarii simulés ici ne prétendent pas à représenter une situation réelle, mais servent simplement de tests à l'algorithme ADMM. En particulier, les scenarii I, II et III correspondent à des situations limites dans lesquelles tous les acteurs ont globalement les mêmes objectifs. Le scenario IV représente une situation équilibrée pour laquelle tous les participants ont des objectifs proportionnés. Enfin, dans le scenario V, on choisit des coefficients aléatoires.

Chaque scenario est simulé pour un jour en été, et un jour en hiver. La figure 2.7 illustre le prix de l'électricité en fonction de la source avec les hypothèses prises.

Pour juger les performances de l'algorithme ADMM, les résultats sont comparés à une approche complètement centralisée, dans laquelle le problème globale de l'équation (2.22) (avec le même ensemble de contraintes locales et globales) est résolu par un algorithme central, qui collecte donc l'ensemble des informations nécessaires et agrège les fonctions d'utilité en une seule fonction objectif. Concrètement, on utilise un algorithme d'optimisation quadratique séquentiel (SQP pour *Sequential Quadratic Programming*), qui est largement utilisé pour la résolution de problèmes convexes non-linéaires et est réputé pour ses bonnes performances. La référence [123] détaille cet algorithme.



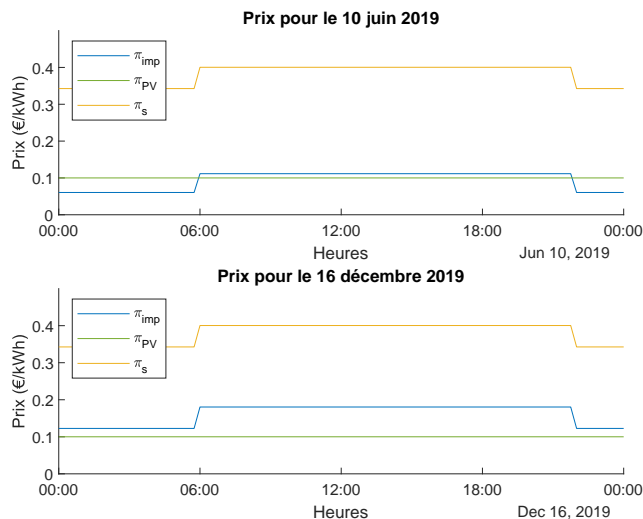


FIGURE 2.7 – Prix de l'électricité en fonction de la source

### 2.4.2 Remarques générales

Pour présenter les résultats, on dresse d'abord quelques remarques générales sur le fonctionnement de l'algorithme ADMM et sur le comportement des acteurs. Ensuite, afin d'analyser plus finement le système, on introduit des indicateurs de performance.

On remarque d'abord que dans toutes les situations, aussi pour une journée estivale qu'hivernale, la production photovoltaïque est largement inférieure à l'ensemble des consommations locales pour le cas d'étude choisi. Par conséquent, quels que soient le scénario et l'algorithme considérés, le taux d'autoconsommation vaut toujours 100%, même en l'absence de méthode de gestion. Ainsi, dans les résultats, on ne mentionne que le taux d'autoproduction.

Tout d'abord, avec la figure 2.8, on vérifie que, dans chaque scénario, aussi bien en été (faible consommation électrique et forte production photovoltaïque) qu'en hiver (forte consommation, faible production), l'algorithme ADMM assure que la contrainte globale de puissance (2.22) est respectée.

Cette vérification est importante car elle prouve que l'ADMM permet effectivement de parvenir à un consensus entre les acteurs pour lequel la contrainte partagée par tous est bien respectée. La comparaison avec l'algorithme centralisé SQP (figure 2.9) montre qu'avec celui-ci, en hiver, donc en période de forte consommation et faible production, la puissance soutirée atteint la limite globale de puissance dans tous les scénarii sauf le I. L'ADMM provoque donc, d'une façon générale, un appel de puissance du réseau de distribution légèrement moins important.

Pour chaque scénario, l'algorithme ADMM fournit les profils de puissance de chaque acteur, qui permettent de différencier la provenance de l'électricité (import de la production photovoltaïque locale  $q_i$ , import depuis le réseau de distribution  $\lambda_i$  et import depuis la batterie  $r_i$ ). En guise d'exemple, les

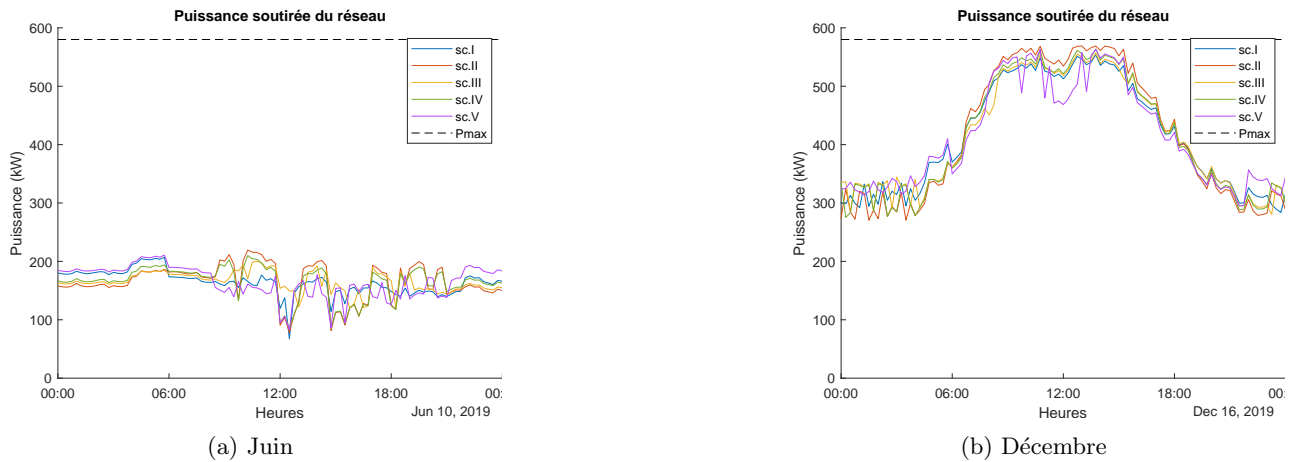


FIGURE 2.8 – Puissance importée du réseau avec l'algorithme ADMM

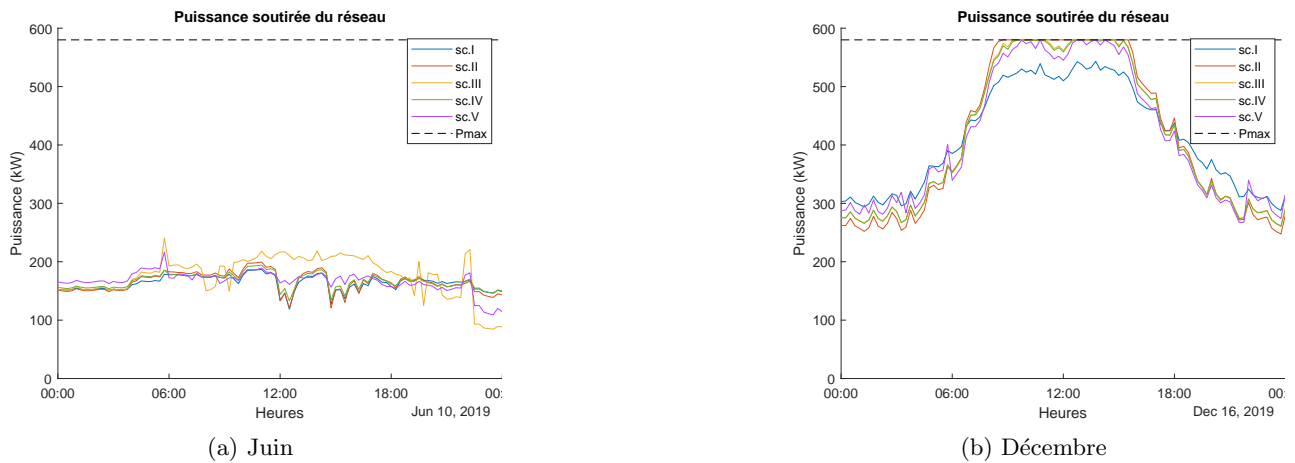


FIGURE 2.9 – Puissance importée du réseau avec l'algorithme SQP

courbes 2.10 et 2.12 illustrent respectivement le profil d'un véhicule électrique et de l'ensemble des bâtiments tertiaires de la communauté pour une journée estivale.

Ces courbes montrent comment les coefficients de préférences influent sur les profils des acteurs. Pour le véhicule électrique, la courbe 2.10 indique clairement que lorsque l'acteur veut maximiser l'utilisation de la production photovoltaïque locale (scenario III), alors effectivement le terme  $q_{VE}$  représente la majeure contribution à la puissance totale. De même, cette affirmation est valable également dans le scenario économique I, car l'électricité photovoltaïque est la moins chère en milieu de journée. Par ailleurs, la courbe de l'état de charge 2.11 montre que dans le scenario III, où le véhicule veut optimiser son confort, donc maximiser son état de charge, alors le SOC atteint effectivement 100% à la fin de la charge. Au contraire, dans le scenario économique, le SOC n'est pas maximisé, afin de diminuer les coûts de charge.

De même, en ce qui concerne les bâtiments, la figure 2.12 prouve que quand les acteurs maximisent

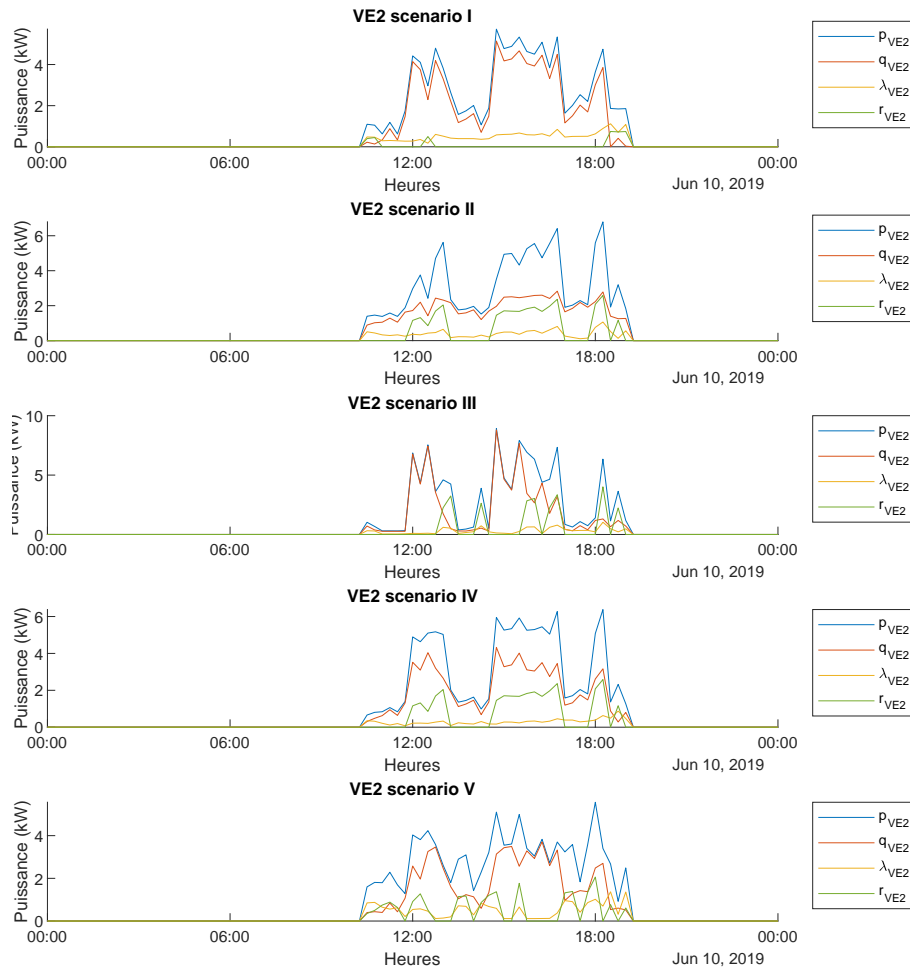


FIGURE 2.10 – Profil de puissance d’un véhicule électrique pour les différents scenarii (journée estivale)

leur confort (scenario II), ils font coïncider leur profil optimisé  $p_c$  avec la prévision de consommation  $p_c^{prévisions}$  (illustrée en ligne pointillée noire). De plus, dans le scenario économique (scenario I), comme pour cette journée le prix de l’électricité photovoltaïque locale devient plus faible que le prix de l’électricité du réseau en heures creuses (figure 2.7), alors les bâtiments ont tendance à décaler leur charge pour consommer un maximum de cette électricité photovoltaïque en milieu de journée. De plus, le prix de l’électricité venant de la batterie étant le plus élevé, ils tendent à en consommer le moins possible.

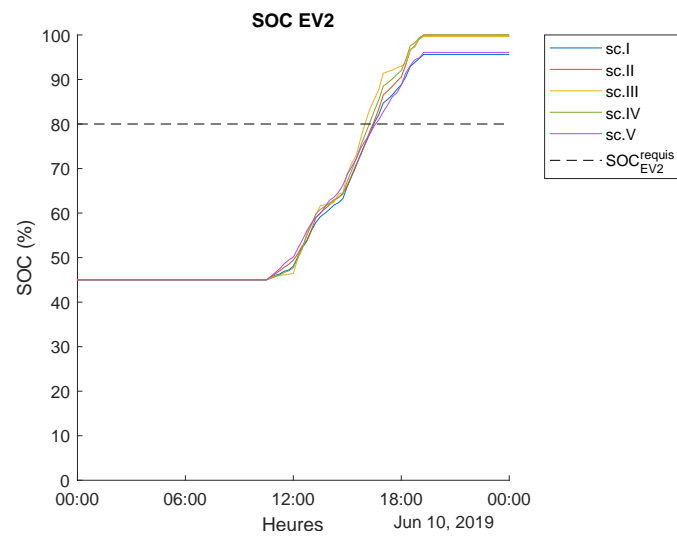


FIGURE 2.11 – Etat de charge d'un véhicule électrique pour les différents scenarii (journée estivale)

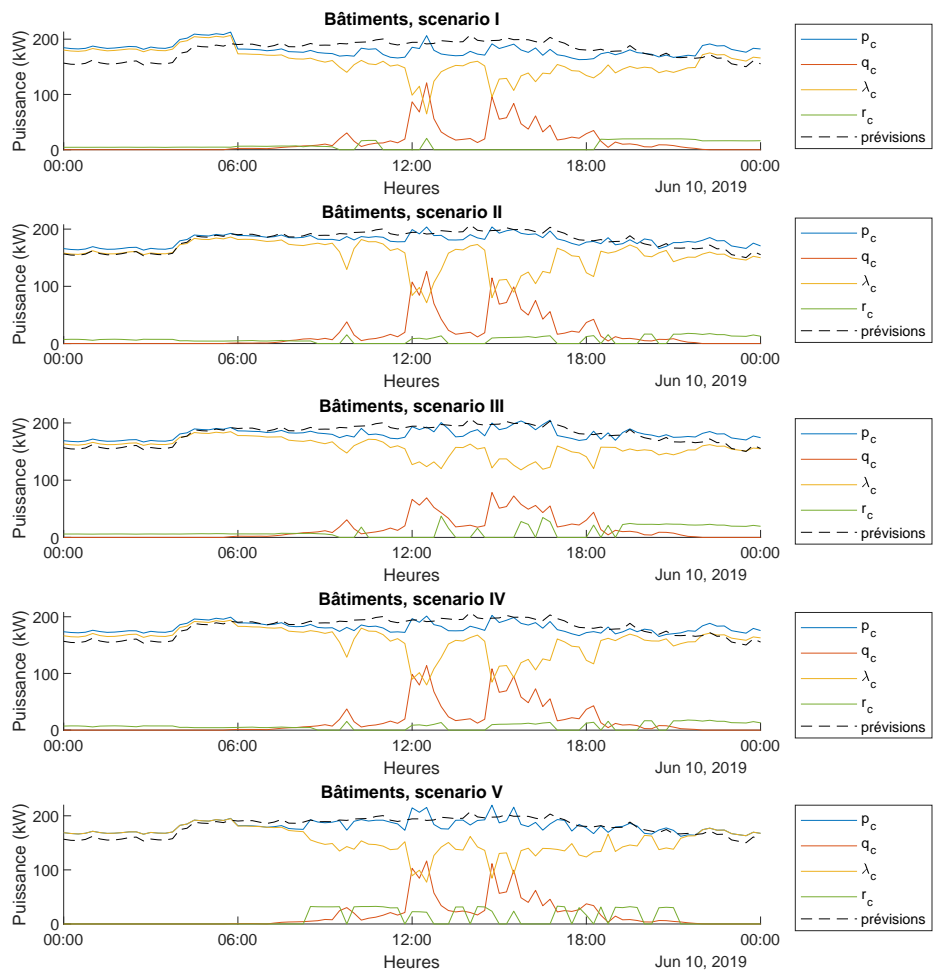
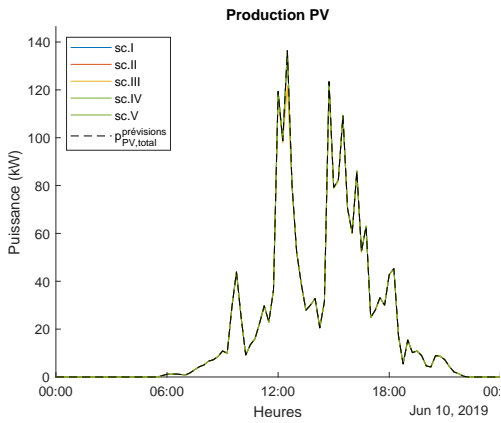


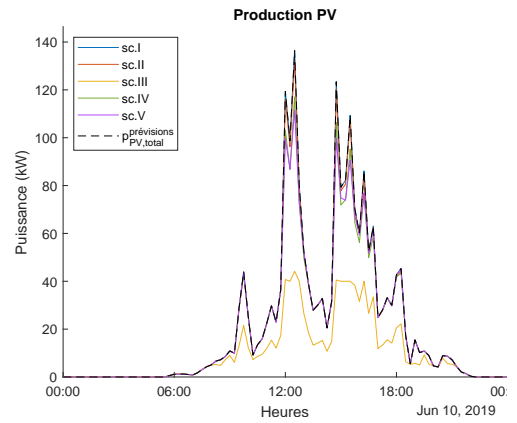
FIGURE 2.12 – Profil de puissance des bâtiments tertiaires pour les différents scenarii (journée estivale)

### 2.4.3 Résultats en été

Les prochains paragraphes présentent les résultats pour une journée estivale. La production photovoltaïque locale totale pour cette journée est représentée sur la figure 2.13 (à gauche pour l'algorithme ADMM, à droite pour l'algorithme SQP). Comme on l'avait mentionné plus haut, dans tous les scénarii, les générateurs photovoltaïques maximisent autant que possible leur production. Par conséquent, avec l'ADMM (2.13a), la production réelle  $p_{PV,total}$  est égale aux prévisions  $p_{PV,total}^{prévisions}$ . Cependant, avec l'algorithme centralisé SQP (2.13b), on note dans le scénario III que la production est écrêtée par rapport aux prévisions. Ce phénomène illustre un inconvénient de l'algorithme centralisé, qui, en traitant le problème de façon globale, parvient à une solution optimale pour l'ensemble du système, même si cela implique une situation qui est moins optimale pour certains utilisateurs. On expliquera plus en détail ce phénomène dans la suite de ce paragraphe.



(a) Algorithme ADMM



(b) Algorithme SQP

FIGURE 2.13 – Production photovoltaïque locale pour une journée estivale

## 2.4.3.1 Coûts

Le tableau 2.3 donne le détail des coûts payés par l'ensemble des acteurs, regroupés par type (véhicules électriques, bâtiments, générateurs photovoltaïques, batterie). Une valeur positive indique des revenus, tandis qu'une valeur négative rend compte de dépenses.

TABLEAU 2.3 – Comparaison des coûts, en euro (journée estivale)

Scenario	I		II		III		IV		V	
Algorithme	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP
VE <sub>1</sub>	-3,31	-2,29	-5,05	-4,55	-4,64	-4,49	-4,90	-4,12	-5,52	-4,41
VE <sub>2</sub>	-2,85	-2,00	-4,75	-3,12	-4,33	-3,04	-4,54	-3,10	-3,88	-3,13
VE <sub>3</sub>	-2,66	-2,17	-4,48	-3,24	-3,72	-3,25	-4,11	-3,22	-4,00	-3,21
VE <sub>4</sub>	-3,76	-3,43	-5,81	-4,26	-5,14	-4,19	-5,44	-4,23	-4,98	-3,87
Bâtiment <sub>1</sub>	-116,35	-107,47	-117,09	-108,42	-118,34	-107,40	-112,81	-107,34	-111,60	-118,93
Bâtiment <sub>2</sub>	-47,33	-45,05	-55,47	-45,18	-55,60	-44,75	-51,35	-44,60	-47,59	-42,58
Bâtiment <sub>3</sub>	-219,99	-223,15	-220,18	-224,38	-221,78	-271,96	-217,99	-224,52	-244,95	-239,94
Bâtiment <sub>4</sub>	-60,65	-57,74	-68,19	-58,44	-68,15	-57,85	-64,01	-57,65	-60,24	-55,35
PV <sub>1</sub>	43,30	43,30	43,30	43,19	42,77	23,79	43,30	43,16	43,30	39,92
PV <sub>2</sub>	7,22	7,22	7,21	6,55	7,00	0,22	7,20	3,96	7,22	7,22
Batterie	36,94	16,63	48,04	19,22	50,56	59,72	38,72	18,35	66,24	41,26
<b>Somme</b>	<b>-369,46</b>	<b>-376,15</b>	<b>-382,47</b>	<b>-382,62</b>	<b>-381,4</b>	<b>-413,20</b>	<b>-375,94</b>	<b>-383,31</b>	<b>-366,00</b>	<b>-383,01</b>

Ces résultats montrent qu'au niveau des coûts totaux payés par l'ensemble de la communauté, l'approche distribuée avec ADMM engendre moins de coûts au global pour la communauté, notamment dans le scénario III dans lequel les consommateurs veulent consommer principalement l'électricité photovoltaïque localement produite, qui est moins chère, et où la différence entre les deux algorithmes est de 31,82 €. Dans le scénario II, où les acteurs veulent optimiser leurs coûts, les deux algorithmes donnent des résultats presque égaux. Cela montre qu'au point de vue économique et en considérant la communauté énergétique dans son ensemble, l'approche distribuée est aussi pertinente que l'approche centralisée.

D'autre part, la batterie génère toujours un profit, qui est beaucoup plus important avec l'ADMM qu'avec SQP dans tous les scénarii, à l'exception du III. La figure 2.14 montre en effet que la batterie subit des cycles moins importants avec l'algorithme SQP (figure 2.14b) qu'avec l'ADMM (figure 2.14a). Or comme dans nos hypothèses, le prix de l'électricité vendue par la batterie  $\pi_s$  est bien plus important que le prix de l'électricité photovoltaïque locale  $\pi_{PV}$  ou venant du réseau de distribution  $\pi_{imp}$ , le coût payé par la batterie pour l'énergie chargée est inférieure au profit générée par la décharge, et par conséquent, plus le cycle est important, plus la batterie dégage des bénéfices. La différence de prix entre le prix de l'électricité photovoltaïque ou du réseau et celle vendue par la batterie est telle que la batterie arrive à générer un profit dans chaque situation. Ce phénomène est dû à la valeur du LCOS considéré ici. On retrouve également ici l'effet de moyenne de l'algorithme ADMM pour atteindre les contraintes globales (ici la contrainte (2.25)  $\sum_{i \in \mathcal{N}} r_i = 0$ ) : comme l'électricité de la batterie est la

plus chère dans toutes les situations, les consommateurs n'ont pas intérêt à la consommer. Cependant, la batterie de son côté, souhaite la vendre pour générer du profit. Donc, au cours des itérations progressives, l'effet de moyenne de l'algorithme diminue la part d'électricité exportée par la batterie, et augmente légèrement la part de l'électricité venant de la batterie importée par les utilisateurs. Par conséquent, financièrement, cet aspect garantit un profit à la batterie, mais pénalise les consommateurs. Ce phénomène explique que les consommateurs paient globalement plus avec l'ADMM qu'avec SQP, mais qu'en contrepartie la batterie génère aussi plus de bénéfices.

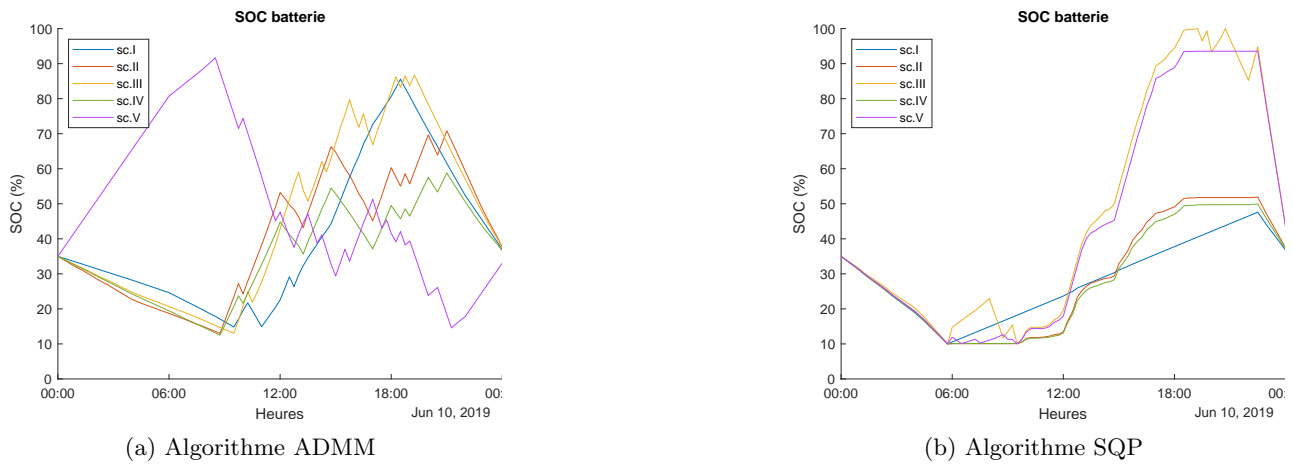


FIGURE 2.14 – Etat de charge de la batterie (journée estivale)

### 2.4.3.2 Confort

En reprenant la forme des fonctions d'utilité dans lesquelles apparaît la notion de confort, on peut introduire un indicateur pour quantifier cette notion, compris entre 0 et 1. Pour les véhicules électriques, une valeur de 0 indique qu'à la fin de la charge, le véhicule a l'état de charge minimal requis  $SOC_{VE}^{requis}$ , alors qu'une valeur de 1 correspond à un véhicule complètement chargé. Pour les bâtiments et les générateurs photovoltaïques, une valeur de 0 correspond à la situation où les acteurs changent au maximum leur profil de consommation ou production par rapport à leurs prévisions, dans la limite de leurs contraintes locales respectives, et une valeur de 1 à un profil optimisé strictement égal au profil prévu. Le tableau 2.4 donne la moyenne du confort par groupe d'utilisateurs.

D'après ces résultats, il apparaît que l'ADMM ne garantit généralement pas un meilleur confort pour les utilisateurs tel qu'il a été défini que l'algorithme centralisé SQP. On remarque cependant que dans le scénario économique I, les véhicules électriques ont une valeur de confort nulle avec SQP, c'est-à-dire qu'ils ne se chargent qu'au minimum contraint. En effet, dans ce cas, les véhicules électriques limitent au maximum la consommation d'énergie pour diminuer leurs coûts. Avec l'ADMM cependant, les véhicules n'ont pas un comportement optimal, puisqu'ils consomment plus d'énergie et par conséquent paient plus cher (voir tableau 2.3). On retrouve ici l'effet de moyenne de l'algorithme ADMM. Plus précisément, comme on l'a détaillé plus haut (voir l'algorithme 1) pour faire respecter



## 2.4. SIMULATIONS ET RÉSULTATS

TABLEAU 2.4 – Comparaison du confort (journée estivale)

Scenario	I		II		III		IV		V	
	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP
VE <sub>1</sub>	0,48	0,00	0,99	1,00	1,00	1,00	0,99	0,86	0,93	1,00
VE <sub>2</sub>	0,82	0,00	1,00	1,00	0,99	1,00	1,00	1,00	0,84	1,00
VE <sub>3</sub>	0,72	0,00	1,00	1,00	0,95	1,00	0,97	1,00	0,97	1,00
VE <sub>4</sub>	0,65	0,00	1,00	1,00	0,94	1,00	0,97	1,00	0,63	1,00
Bâtiment <sub>1</sub>	0,65	0,90	0,90	1,00	0,94	0,98	0,79	0,98	0,89	0,99
Bâtiment <sub>2</sub>	0,71	0,94	0,95	0,98	0,79	0,98	0,86	0,94	0,75	0,52
Bâtiment <sub>3</sub>	0,87	0,91	0,95	0,96	0,96	0,99	0,93	0,95	0,89	0,90
Bâtiment <sub>4</sub>	0,69	0,89	0,91	0,96	0,76	0,99	0,81	0,95	0,76	0,58
PV <sub>1</sub>	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,73	1,00	1,00	1,00	0,98
PV <sub>2</sub>	1,00	1,00	1,00	0,98	1,00	0,00	1,00	0,46	1,00	1,00
<b>Moyenne</b>	<b>0,79</b>	<b>0,70</b>	<b>0,96</b>	<b>0,99</b>	<b>0,92</b>	<b>0,84</b>	<b>0,92</b>	<b>0,91</b>	<b>0,86</b>	<b>0,87</b>

les contraintes globales (ici notamment  $\sum_{i \in \mathcal{N}} q_i = 0$  et  $\sum_{i \in \mathcal{N}} r_i = 0$ ), l'ADMM impose équitablement le terme de pénalité  $\frac{\rho}{2} \|x_i - x_i^k + \bar{x} - z^k + u^k\|^2$ , faisant intervenir la moyenne  $\bar{x}$  des différents profils  $x_i$ . Par conséquent, au fur et à mesure des itérations, les  $q_i$  et  $r_i$  tendent à être moyennés, et donc, les véhicules électriques augmentent leur consommation d'électricité provenant des générateurs locaux ainsi que de la batterie. Avec ce phénomène, l'ADMM leur garantit un niveau minimum de confort en toute situation, au détriment de l'optimalité.

### 2.4.3.3 Energie photovoltaïque locale

Il apparaît également intéressant d'analyser comment est répartie l'électricité photovoltaïque localement produite entre les acteurs qui souhaitent la consommer. Pour cela, on expose dans le tableau 2.5 la quantité d'énergie photovoltaïque locale consommée par chaque acteur au cours de la journée.

Le principal résultat qui ressort de ce tableau est que, pour une moyenne d'énergie photovoltaïque consommée par utilisateur similaire entre les deux algorithmes, l'algorithme SQP attribue beaucoup de cette énergie aux gros consommateurs (notamment le bâtiment 3), alors que l'ADMM procède à une meilleure répartition.

Pour approfondir cette analyse, en s'inspirant de [92], on calcule un indicateur d'équité. Cette grandeur, défini initialement par [124], quantifie la répartition d'une ressource partagée entre  $N$  acteurs (dans notre cas l'énergie photovoltaïque locale). Cet indicateur est défini de la façon suivante :

$$\text{Equité} = \frac{(\sum_{i=0}^N q_i)^2}{N \cdot \sum_i N q_i^2} \quad (2.30)$$

Cet indicateur varie donc entre 0% et 100%, 100% correspondant à une égale répartition de la

## CHAPITRE 2. OPTIMISATION DISTRIBUÉE DES ÉCHANGES D'ÉNERGIE AU SEIN D'UNE COMMUNAUTÉ

TABLEAU 2.5 – Consommation de l'énergie photovoltaïque locale, en kWh (journée estivale)

Scenario	I		II		III		IV		V	
Algorithme	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP
VE <sub>1</sub>	16,34	0,06	11,57	2,17	22,94	6,78	14,82	3,68	13,46	13,79
VE <sub>2</sub>	20,45	0,07	16,46	2,28	18,84	9,33	18,25	3,80	16,16	1,49
VE <sub>3</sub>	23,71	0,08	18,32	2,04	22,84	0,59	22,26	3,52	21,57	4,06
VE <sub>4</sub>	30,96	0,06	26,43	2,16	29,55	8,45	29,11	4,80	25,62	36,37
Bâtiment <sub>1</sub>	78,45	95,22	78,77	66,39	76,04	2,48	76,51	58,96	69,85	1,18
Bâtiment <sub>2</sub>	64,61	18,97	49,50	9,54	74,31	6,74	57,71	7,77	59,99	56,19
Bâtiment <sub>3</sub>	158,48	355,33	231,92	313,69	130,01	0,15	203,18	298,49	202,08	126,00
Bâtiment <sub>4</sub>	65,79	31,28	50,27	18,64	74,88	3,97	57,88	13,84	60,14	55,83
Batterie	53,53	4,13	23,91	80,47	54,31	201,62	25,99	76,42	31,33	176,51
<b>Moyenne par utilisateur</b>	<b>56,92</b>	<b>56,13</b>	<b>56,46</b>	<b>55,27</b>	<b>55,97</b>	<b>26,68</b>	<b>56,19</b>	<b>52,36</b>	<b>55,58</b>	<b>52,38</b>

ressource entre tous les acteurs, et une valeur proche de 0% correspond à une concentration de la ressource par un nombre très restreint d'acteurs. Ce terme d'équité ne concerne donc ici que la répartition de la production photovoltaïque, et pas d'autres aspects comme le coût ou le confort. Par conséquent, dans la suite du document, quand on se réfère à l'équité, on considère la notion définie uniquement dans ce paragraphe. Le tableau 2.6 donne les valeurs de l'équité pour chaque scenario.

TABLEAU 2.6 – Indicateur d'équité (journée estivale)

Scenario	I		II		III		IV		V	
Algorithme	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP
Equité	65,04 %	20,74 %	42,81 %	25,05 %	72,22 %	15,65 %	50,39 %	25,00 %	50,11 %	45,03 %

Ces résultats confirment les observations précédentes : l'algorithme distribué ADMM procède à une répartition plus équitable de la production photovoltaïque, alors que l'algorithme centralisé SQP alloue cette énergie seulement aux plus gros consommateurs. On retrouve ici le principal défaut d'une approche centralisée : en considérant de façon globale la somme de toutes les utilités, l'algorithme SQP parvient à des solutions qui favorisent les acteurs ayant plus de poids au détriment des autres. Une approche distribuée est plus équitable car tous les acteurs ont le même poids dans le système.

## 2.4.3.4 Utilité

L'objectif du problème global, qu'il soit résolu de façon distribuée par l'ADMM ou de façon centralisée avec SQP, est la maximisation de la somme des utilités. Le tableau 2.7 présente donc la valeur finale de la fonction d'utilité de chaque acteur de la communauté avec les solutions de l'algorithme considéré. La valeur de l'utilité d'un joueur donné n'a pas de signification propre, seulement la comparaison entre deux valeurs pour un même joueur peut indiquer si cet acteur est plus ou moins satisfait selon le scénario ou l'algorithme employé.

TABLEAU 2.7 – Comparaison des utilités pour chaque acteur (journée estivale)

Scenario	I		II		III		IV		V	
	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP
VE <sub>1</sub>	-1,5	-1,2	7,8	7,8	-6,7	-7,4	-0,4	-0,5	0,6	1,0
VE <sub>2</sub>	-0,8	-0,7	10,9	11,7	-6,5	-6,7	0,8	1,4	5,7	6,3
VE <sub>3</sub>	-2,5	-2,1	14,0	14,4	-4,6	-5,1	1,6	2,1	11,5	11,7
VE <sub>4</sub>	-0,9	-0,9	12,9	13,3	-5,9	-6,6	1,7	1,9	-4,7	-4,1
Bâtiment <sub>1</sub>	-27,7	-25,3	-4,3	-3,5	-5,9	-6,3	-12,5	-11,4	-5,0	-4,7
Bâtiment <sub>2</sub>	-26,1	-24,8	-4,5	-3,7	-7,3	-7,5	-13,4	-11,9	-22,0	-20,0
Bâtiment <sub>3</sub>	-30,2	-30,6	-4,2	-4,2	-4,9	-6,7	-12,8	-13,2	-8,1	-8,5
Bâtiment <sub>4</sub>	-31,2	-29,5	-5,5	-4,4	-7,6	-7,7	-15,5	-13,8	-35,1	-32,3
PV <sub>1</sub>	16,2	16,2	2,0	2,0	2,0	1,1	6,7	6,7	3,4	3,2
PV <sub>2</sub>	4,5	4,5	0,6	0,5	0,5	0,0	1,9	1,0	4,3	4,3
Batterie	-2,6	-6,3	-17,1	-12,4	-25,8	-10,88	-17,7	-12,9	-9,5	-3,0
<b>Somme</b>	<b>-102,7</b>	<b>-100,7</b>	<b>12,6</b>	<b>21,6</b>	<b>-72,4</b>	<b>-63,8</b>	<b>-59,6</b>	<b>-50,7</b>	<b>-58,9</b>	<b>-46,0</b>

L'analyse de ces résultats montre que dans tous les scénarii, la solution de l'algorithme centralisé SQP donne une meilleure utilité globale que celle de l'algorithme ADMM. Ce phénomène s'explique par le coût de l'anarchie, une notion définie dans le cadre de la théorie des jeux et de l'optimisation distribuée comme la perte de l'optimalité de la solution par rapport à une optimisation centralisée, due à l'absence de coopération [125]. Avec l'ADMM, les acteurs ne coopèrent pas, tandis que l'algorithme centralisé, ayant une connaissance totale de l'ensemble du système, peut trouver une solution meilleure.

Cependant cette observation est à relativiser, avec les observations déjà mentionnées plus haut. En effet, il arrive, comme dans le scénario III, que l'algorithme centralisé parvienne à une solution globalement meilleure que l'algorithme distribué, alors qu'en réalité seul un acteur a une utilité plus élevée, mais cette valeur compense le reste des utilisateurs. Par exemple dans le scénario III, seule la batterie a une valeur d'utilité plus grande avec SQP qu'avec l'ADMM, mais cette valeur est suffisamment grande pour compenser la perte d'utilité des autres joueurs, et donc assurer globalement une meilleure solution avec SQP. En effet, la maximisation de la somme totale des utilités ne correspond pas nécessairement à la maximisation de toutes les fonctions d'utilité, c'est-à-dire qu'il peut être plus profitable au niveau global de favoriser certains acteurs, au détriment d'autres. Au contraire, avec

l'approche distribuée, tous les acteurs optimisent localement autant que possible leur utilité. En ce sens, les résultats illustrent bien qu'une approche centralisée est plus autoritaire qu'une approche distribuée, cette dernière résultant en une répartition plus équitable des ressources, et une maximisation de l'utilité de tous les acteurs individuellement.

### 2.4.3.5 Taux d'autoproduction

Enfin, on analyse le taux d'autoproduction obtenu par les deux approches. Ce taux quantifie la part de l'énergie consommée qui provient de l'énergie localement produite. De façon similaire, on définit le taux d'autoconsommation comme la part de la production locale qui est localement consommée. Cependant, ce taux vaut ici 100 % dans toutes les situations car l'énergie localement produite est inférieure à la consommation totale de la communauté, donc elle est à chaque fois entièrement consommée par la communauté. Le tableau 2.8 donne les résultats pour tous les scénarii.

TABLEAU 2.8 – Taux d'autoproduction (journée estivale)

Scenario	I	II	III	IV	V
ADMM	11,70 %	11,54 %	11,46 %	11,50 %	11,37 %
SQP	11,43 %	11,19 %	5,41 %	10,62 %	10,69 %

Il apparaît donc que dans tous les scénarii, l'approche distribuée avec ADMM donne un taux d'autoproduction plus important qu'avec l'approche centralisée avec SQP. Cela illustre que la maximisation de l'utilité globale de la communauté, avec le modèle développé ici, ne résulte pas forcément en une maximisation du taux d'autoproduction. En effet, on le voit notamment dans le scénario III, où le taux d'autoproduction est plus de deux fois supérieur avec l'ADMM qu'avec SQP, alors que, comme le montre les résultats sur l'utilité (tableau 2.7), l'utilité globale est supérieure avec SQP qu'avec l'ADMM.

### 2.4.4 Résultats en hiver

Pour une journée en hiver, la production photovoltaïque, illustrée sur la figure 2.15, est bien moins importante. Globalement, même si la quantité d'énergie photovoltaïque à partager au sein de la communauté est beaucoup plus faible, on observe les mêmes phénomènes que ceux décrits pour les résultats en été. Par exemple, sur la figure 2.15b, l'algorithme SQP provoque toujours un écrêtage de la production photovoltaïque locale, comme observé sur la figure 2.13b.

La figure 2.8b montre qu'en période de forte consommation et faible production, appliquer une stratégie de gestion entre participants d'une communauté permet de s'assurer que la puissance maximale souscrite n'est pas dépassée. Ce point illustre la nécessité de développer de telles approches pour les communautés énergétiques.

De façon similaire aux paragraphes précédentes, on détaille dans la suite les différents indicateurs pour comparer les algorithmes ADMM et SQP.

## 2.4. SIMULATIONS ET RÉSULTATS

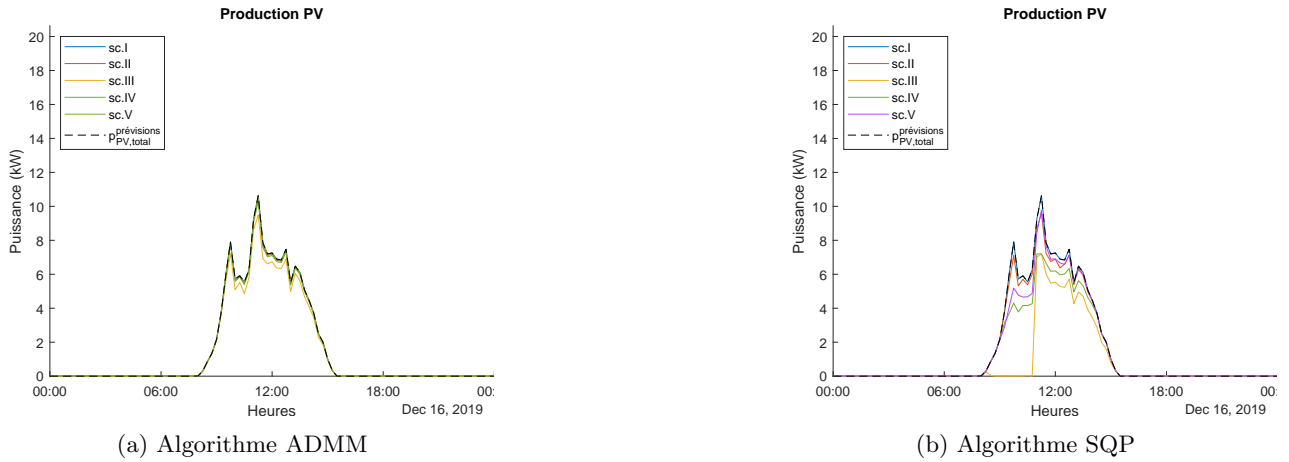


FIGURE 2.15 – Production photovoltaïque locale pour une journée hivernale

### 2.4.4.1 Coûts

Le tableau 2.9 présente les coûts payés par chacun des acteurs pour la journée hivernale. Evidemment, les coûts payés par l'ensemble de la communauté sont plus élevés qu'en été. Cela est dû à la consommation plus importante des bâtiments, et aussi à la production photovoltaïque très faible. Ainsi, les générateurs photovoltaïques ne génèrent presque aucun profit, et la communauté perd la possibilité d'acheter l'électricité locale à un prix plus bas que celle du réseau. On observe les mêmes

TABLEAU 2.9 – Comparaison des coûts, en euro (journée hivernale)

Scenario	I		II		III		IV		V	
	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP
VE <sub>1</sub>	-3,70	-3,43	-7,03	-6,80	-4,37	-7,40	-5,76	-7,02	-10,07	-7,08
VE <sub>2</sub>	-6,84	-3,00	-6,92	-4,89	-6,61	-5,08	-6,74	-5,03	-9,35	-5,08
VE <sub>3</sub>	-4,39	-2,00	-5,43	-3,65	-4,03	-3,74	-4,60	-3,56	-8,87	-3,81
VE <sub>4</sub>	-8,14	-5,26	-7,92	-6,68	-7,12	-6,93	-7,84	-6,81	-12,17	-6,16
Bâtiment <sub>1</sub>	-458,91	-452,36	-462,47	-461,50	-465,45	-456,98	-464,73	-456,29	-467,13	-465,05
Bâtiment <sub>2</sub>	-162,40	-153,12	-167,23	-155,47	-169,84	-155,17	-167,45	-155,09	-169,69	-153,18
Bâtiment <sub>3</sub>	-528,48	-537,43	-535,12	-543,18	-536,59	-543,39	-536,40	-542,47	-536,90	-559,99
Bâtiment <sub>4</sub>	-528,48	-537,43	-535,12	-553,17	-536,59	-543,39	-536,40	-542,47	-536,80	-516,72
PV <sub>1</sub>	3,03	3,03	3,02	2,92	3,00	1,91	3,02	2,59	3,03	2,69
PV <sub>2</sub>	0,62	0,62	0,60	0,56	0,36	0,00	0,57	0,36	0,62	0,62
Batterie	41,71	34,54	52,75	38,76	68,64	39,61	61,04	37,10	91,92	45,03
<b>Somme</b>	<b>-1655,97</b>	<b>-1655,82</b>	<b>-1670,88</b>	<b>-1670,88</b>	<b>-1658,60</b>	<b>-1680,47</b>	<b>-1665,30</b>	<b>-1678,68</b>	<b>-1653,06</b>	<b>-1668,74</b>

phénomènes qu'en été, à savoir que l'algorithme ADMM est plus économique que SQP, avec notamment une différence de 21,87 € pour le scénario III, et que la batterie génère toujours un profit. Encore une fois, c'est la différence de prix du LCOS qui assure à la batterie de dégager un bénéfice, quel que soit son profil, car dans nos hypothèses elle achète toujours l'électricité à un prix bien inférieur de celui

## CHAPITRE 2. OPTIMISATION DISTRIBUÉE DES ÉCHANGES D'ÉNERGIE AU SEIN D'UNE COMMUNAUTÉ

auquel elle vend.

### 2.4.4.2 Confort

D'après le tableau 2.10, excepté dans le scenario I, l'approche avec avec l'ADMM engendre un confort moyen moins important, tout comme en été. Le même phénomène apparaît pour le scenario I, qui corrobore donc l'observation faite précédemment que l'ADMM n'est pas optimal à cause du facteur moyennant.

TABLEAU 2.10 – Comparaison du confort (journée hivernale)

Scenario	I		II		III		IV		V	
	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP
VE <sub>1</sub>	0,09	0,00	0,98	1,00	0,31	1,00	0,72	1,00	0,98	1,00
VE <sub>2</sub>	0,73	0,00	1,00	1,00	0,98	1,00	0,88	1,00	0,97	1,00
VE <sub>3</sub>	0,27	0,00	1,00	1,00	0,42	1,00	0,59	1,00	0,99	1,00
VE <sub>4</sub>	0,73	0,00	0,97	1,00	0,61	1,00	0,88	1,00	0,95	1,00
Bâtiment <sub>1</sub>	0,76	0,70	0,86	0,99	0,76	1,00	0,82	1,00	0,88	1,00
Bâtiment <sub>2</sub>	0,88	0,80	0,98	1,00	0,91	1,00	0,86	1,00	0,88	0,88
Bâtiment <sub>3</sub>	0,73	0,75	0,89	0,97	0,78	0,91	0,82	0,91	0,80	0,93
Bâtiment <sub>4</sub>	0,73	0,75	0,80	0,97	0,78	0,91	0,82	0,91	0,72	0,67
PV <sub>1</sub>	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,72	1,00	0,96	1,00	0,97
PV <sub>2</sub>	1,00	1,00	1,00	0,99	0,80	0,00	0,99	0,76	1,00	1,00
<b>Moyenne</b>	<b>0,69</b>	<b>0,50</b>	<b>0,96</b>	<b>0,99</b>	<b>0,74</b>	<b>0,85</b>	<b>0,84</b>	<b>0,95</b>	<b>0,92</b>	<b>0,95</b>

### 2.4.4.3 Energie photovoltaïque locale

Avec une production photovoltaïque locale très faible en hiver, illustrée sur la courbe 2.15, les quantités d'énergie photovoltaïques échangées sont minimales. On observe encore une disparité très importante dans la répartition de cette production, et, comme les totaux sont très faibles, les différences pour l'indicateur d'équité entre les deux algorithmes sont amplifiées, comme l'indique le tableau 2.12. Pour l'ADMM, tous les utilisateurs consomment presque la même quantité d'énergie photovoltaïque. On voit encore mieux ici dans une situation hivernale le caractère équilibré de l'ADMM que l'on a déjà évoqué plus haut.

## 2.4. SIMULATIONS ET RÉSULTATS

TABLEAU 2.11 – Consommation de l'énergie photovoltaïque locale, en kWh (journée hivernale)

Scenario	I		II		III		IV		V	
Algorithme	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP
VE <sub>1</sub>	2,93	3,40	3,24	7,43	2,90	0,00	4,40	4,71	3,08	3,97
VE <sub>2</sub>	3,04	2,96	3,72	2,56	2,60	0,00	2,20	0,70	3,05	0,00
VE <sub>3</sub>	3,77	18,91	4,66	20,29	5,70	19,08	5,47	21,40	3,59	18,24
VE <sub>4</sub>	3,40	3,61	4,09	3,22	3,03	0,01	3,40	1,54	4,14	9,63
Bâtiment <sub>1</sub>	4,81	3,60	5,17	0,02	3,97	0,01	5,10	0,07	4,76	0,00
Bâtiment <sub>2</sub>	4,98	2,57	3,92	0,45	3,90	0,02	5,78	1,10	4,81	1,29
Bâtiment <sub>3</sub>	4,44	0,76	3,70	0,00	3,80	0,00	3,89	0,01	4,73	0,00
Bâtiment <sub>4</sub>	4,44	0,76	3,70	0,01	3,80	0,00	3,89	0,00	4,74	0,00
Batterie	3,43	0,00	2,40	0,82	3,91	0,05	3,07	0,00	2,50	0,00
<b>Moyenne par utilisateur</b>	<b>3,91</b>	<b>4,06</b>	<b>3,84</b>	<b>3,87</b>	<b>3,73</b>	<b>2,13</b>	<b>4,13</b>	<b>3,28</b>	<b>3,93</b>	<b>3,68</b>

TABLEAU 2.12 – Indicateur d'équité (journée hivernale)

Scenario	I		II		III		IV		V	
Algorithme	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP
Equité	96,67 %	36,09 %	96,37 %	27,77 %	95,09 %	11,22 %	93,32 %	20,00 %	95,56 %	27,55 %

### 2.4.4.4 Utilité

La comparaison de l'utilité entre ADMM et SQP pour une journée hivernale (tableau 2.13), donc avec de faibles échanges d'énergie photovoltaïque dans la communauté, montre que l'approche centralisée SQP est plus optimale. En été, on avait remarqué que dans certaines situations cependant, seule l'utilité d'un acteur est plus grande avec SQP qu'avec l'ADMM, mais cette différence est telle qu'elle suffit pour assurer globalement une utilité globale meilleure avec SQP qu'avec l'ADMM. Ici cependant, ce phénomène n'apparaît plus : l'algorithme SQP donne une meilleure utilité qu'ADMM pour tous les acteurs, sauf la batterie. Cela s'explique par la faible quantité d'énergie photovoltaïque disponible. En effet, même si le tableau 2.11 a montré qu'il existe encore des disparités avec SQP dans la quantité d'énergie photovoltaïque consommée par chaque acteur, la différence en valeur absolue est beaucoup plus faible que pour la journée estivale. Par conséquent, il est impossible de donner beaucoup plus de poids à un acteur qu'au reste de la communauté, et la meilleure option est donc d'optimiser simultanément l'utilité de tous les acteurs.

Cette analyse souligne une limite de l'approche distribuée avec ADMM, qui en l'absence d'une production photovoltaïque significative, fournit des solutions moins intéressantes qu'avec une approche centralisée.

## CHAPITRE 2. OPTIMISATION DISTRIBUÉE DES ÉCHANGES D'ÉNERGIE AU SEIN D'UNE COMMUNAUTÉ

TABLEAU 2.13 – Comparaison des utilités pour chaque acteur (journée estivale hivernale)

Scenario	I		II		III		IV		V	
	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP
VE <sub>1</sub>	-1,1	-1,0	8,1	8,2	-4,2	-5,1	0,8	0,7	1,3	1,7
VE <sub>2</sub>	-1,6	-0,5	11,8	12,0	-3,8	-4,5	1,9	2,2	4,7	6,3
VE <sub>3</sub>	-9,6	-3,4	8,9	12,7	-44,4	-19,0	-15,6	-3,1	0,2	8,4
VE <sub>4</sub>	-1,8	-0,9	13,5	13,7	-3,5	-4,4	2,8	2,7	-2,7	-1,0
Bâtiment <sub>1</sub>	-77,6	-76,7	-13,9	-9,8	-10,7	-9,6	-34,6	-31,8	-16,8	-12,6
Bâtiment <sub>2</sub>	-79,6	-75,4	-10,9	-9,5	-10,8	-9,6	-35,8	-31,6	-66,4	-60,0
Bâtiment <sub>3</sub>	-49,5	-50,3	-7,5	-6,7	-6,6	-6,5	-21,7	-21,5	-11,5	-11,8
Bâtiment <sub>4</sub>	-49,5	-50,3	-7,5	-6,7	-6,6	-6,5	-21,7	-21,5	-57,3	-55,4
PV <sub>1</sub>	8,4	8,4	1,0	1,0	0,8	0,5	3,4	2,9	1,7	1,5
PV <sub>2</sub>	3,7	3,7	0,2	0,2	-1,2	-6,6	6,1	3,2	3,6	3,6
Batterie	4,1	-3,4	3,2	2,3	1,6	0,8	3,7	2,2	6,8	3,3
<b>Somme</b>	<b>-254,2</b>	<b>-243,1</b>	<b>6,8</b>	<b>17,3</b>	<b>-89,4</b>	<b>-70,5</b>	<b>-110,7</b>	<b>-95,5</b>	<b>-136,4</b>	<b>-116,1</b>

### 2.4.4.5 Taux d'autoproduction

Enfin, la production locale étant très faible, le taux d'autoproduction atteint des valeurs extrêmement basses. Il est généralement très légèrement supérieur avec l'ADMM. Evidemment, comme toute la production photovoltaïque locale est immédiatement consommée sur place, il n'y a pas de surplus de production et donc le taux d'autoconsommation vaut toujours 100%.

TABLEAU 2.14 – Taux d'autoproduction (journée hivernale)

Scenario	I	II	III	IV	V
ADMM	0,35 %	0,35 %	0,34 %	0,37%	0,35 %
SQP	0,37 %	0,35 %	0,19 %	0,29 %	0,33 %

### 2.4.5 Comparaison avec des scenarii sans batterie

On a identifié précédemment qu'avec l'algorithme ADMM, la batterie génère toujours un profit, au détriment des autres utilisateurs. Il est donc pertinent de se poser la question d'étudier ce qu'il se passerait dans la communauté en l'absence du système de stockage, notamment au niveau des coûts. Le tableau 2.15 présente ces résultats pour le cas de la journée estivale.

On remarque qu'avec les deux algorithmes, ADMM et SQP, les consommateurs paient généralement moins, et par conséquent les coûts de l'ensemble de la communauté sont plus faibles dans les scenarii qu'en présence de la batterie. C'est tout à fait logique car la batterie consomme une part de l'électricité photovoltaïque, qui est les moins chère en milieu de journée, et la revend plus de deux fois plus chère,



## 2.4. SIMULATIONS ET RÉSULTATS

TABLEAU 2.15 – Comparaison des coûts en l’absence de batterie, en euro (journée estivale)

Scenario	I		II		III		IV		V	
	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP	ADMM	SQP
VE <sub>1</sub>	-3,07	-2,29	-4,37	-4,48	-4,17	-4,27	-4,21	-4,22	-4,29	-2,43
VE <sub>2</sub>	-2,36	-2,00	-2,75	-3,10	-2,56	-2,84	-2,46	-3,08	-2,56	-3,10
VE <sub>3</sub>	-2,56	-2,17	-2,85	-3,22	-2,59	-2,97	-2,66	-3,19	-2,81	-3,22
VE <sub>4</sub>	-3,37	-3,43	-3,69	-4,26	-3,44	-3,89	-3,49	-4,24	-3,51	-3,59
Bâtiment <sub>1</sub>	-103,27	-107,47	-105,84	-107,38	-106,18	-107,16	-105,02	-107,27	-105,77	-107,40
Bâtiment <sub>2</sub>	-43,04	-44,91	-44,32	-44,93	-43,50	-44,54	-43,65	-44,67	-43,05	-44,88
Bâtiment <sub>3</sub>	-201,78	-204,40	-203,73	-204,37	-204,37	-204,96	-203,30	-204,32	-203,87	-204,40
Bâtiment <sub>4</sub>	-55,80	-57,59	-57,00	-57,78	-56,16	-57,75	-56,29	-57,58	-55,81	-57,55
PV <sub>1</sub>	43,30	43,30	43,30	43,19	42,25	14,58	43,30	43,15	43,30	43,30
PV <sub>2</sub>	7,22	7,22	7,21	6,82	7,14	0,21	7,21	4,27	7,22	7,22
Batterie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Somme</b>	<b>-364,73</b>	<b>-373,67</b>	<b>-374,04</b>	<b>-379,51</b>	<b>-373,6</b>	<b>-413,58</b>	<b>-370,58</b>	<b>-381,17</b>	<b>-371,15</b>	<b>-376,06</b>

à cause du LCOS. Par conséquent, en présence de la batterie, la quantité d’électricité photovoltaïque bon marché disponible pour les autres consommateurs diminuent.

Il est également intéressant de constater dans le tableau 2.16 que le taux d’auto-production est généralement plus élevé en l’absence de batterie avec l’ADMM (sauf dans le scénario I), ou égal pour SQP, à la situation avec batterie (tableau 2.8).

TABLEAU 2.16 – Taux d’auto-production en l’absence de batterie (journée estivale)

Scenario	I	II	III	IV	V
ADMM	11,38 %	11,74 %	11,51 %	11,45 %	11,60 %
SQP	11,43 %	11,19 %	5,41 %	10,62 %	10,69 %

En fait, avec nos hypothèses de travail, en l’absence de surplus de production photovoltaïque, les intérêts personnels de la batterie sont en opposition avec le reste des consommateurs. En effet, elle fait diminuer la quantité d’électricité photovoltaïque disponible pour les autres utilisateurs, et la revend plus cher. En plus, ce stockage de l’énergie ne permet pas d’augmenter le taux d’autoconsommation, car celui-ci est mathématiquement déjà de 100%, à cause de la contrainte  $\sum_i q_i = 0$ . Et en ce qui concerne le taux d’auto-production, la batterie ne permet pas non plus de l’augmenter.

### 2.4.6 Synthèse des résultats

On peut donc résumer les principales conclusions tirées des résultats exposés :

- En termes de coûts, confort, et taux d'autoproduction de la communauté énergétique, l'approche distribuée avec ADMM donne des résultats proches d'une méthode centralisée avec SQP, souvent même meilleurs.
- En ce qui concerne l'utilité globale de la communauté, la méthode centralisée est plus performante que la méthode distribuée, qui pâtit de l'absence de coopération entre les acteurs.
- Cependant, l'approche centralisée favorise certains acteurs qui ont plus de poids au détriment des autres, alors qu'avec l'ADMM, le fait d'optimiser localement les utilités garantit un niveau minimal de satisfaction pour tous les acteurs. La méthode centralisée a donc comme conséquence l'adoption pour certains acteurs de profils qui ne maximisent pas individuellement leur utilité (par exemple, en écrétant la production photovoltaïque des générateurs dans le scénario III), mais qui augmentent finalement l'utilité totale de la communauté, car l'utilité d'autres compensent cette perte. Lorsque la production photovoltaïque est suffisante, l'approche distribuée est donc en réalité plus équitable, comme l'illustre la répartition de l'énergie photovoltaïque localement produite entre les consommateurs de la communauté.

Ainsi, ces résultats illustrent la pertinence d'une approche distribuée avec ADMM pour optimiser les échanges d'énergie au sein d'une communauté énergétique. Même si la somme des utilités des utilisateurs est légèrement inférieure à celle obtenue avec une méthode centralisée, la distribution du problème garantit une meilleure équité entre les acteurs. En effet, en optimisant individuellement leur utilité, aucun acteur n'est lésé au détriment d'autres acteurs ayant plus de poids.

Ce résultat apporte donc une preuve de l'intérêt des méthodes distribuées pour la gestion des communautés d'énergie. En développant des approches centrées sur les utilisateurs eux-mêmes, et en les laissant optimiser leur comportement, on peut augmenter équitablement la satisfaction de tous les utilisateurs. Ainsi, ces approches sont plus susceptibles de répondre aux attentes des utilisateurs et ont donc une plus grande acceptabilité.

Dans le modèle présenté ici, les acteurs ne coopèrent pas, et le terme de pénalité est appliqué de manière égale à tous les acteurs. Pour améliorer les résultats, on peut envisager d'introduire une phase de négociation, afin que, lorsqu'une contrainte globale n'est pas respectée, les utilisateurs puissent s'accorder sur la façon dont ils adaptent leurs profils. Par exemple, lorsque la contrainte globale de puissance est dépassée, certains acteurs peuvent être plus enclins à baisser leur consommation que d'autres. Cette perspective de travail permettrait donc d'introduire une phase de coopération entre les utilisateurs, et participerait également à renforcer la cohésion de la communauté énergétique.

## 2.5 Conclusion

Le développement des communautés énergétiques requiert le développement de nouvelles méthodes de gestion de l'énergie. Se distinguant des approches centralisées traditionnelles, les méthodes distribuées sont prometteuses car elles se passent d'un agent central et laissent les utilisateurs optimiser individuellement leur comportement.

Ce chapitre présente donc un modèle distribué d'optimisation des échanges d'énergie sur une communauté, se basant sur l'algorithme ADMM, dans lequel un paramètre de pénalité réparti équitablement entre tous les acteurs impose le respect de contraintes globales. Ce modèle est basé sur la théorie des jeux, et laisse chaque utilisateur définir localement ses préférences et ajuster par la suite son profil de production et consommation.

Les tests menés sur le cas d'étude du réseau électrique de l'Université catholique de Lille ont montré qu'en terme de coûts, confort et taux d'autoproduction, ce modèle avec ADMM donne des résultats similaires voire meilleurs que ceux obtenus par un algorithme centralisé. De plus, même si l'absence de coopération entre les acteurs résulte en une satisfaction totale légèrement moindre, l'approche distribuée garantit une meilleure équité au sein de la communauté.

Ce chapitre confirme donc l'intérêt du modèle développé. En effet, celui-ci se passe complètement d'un agent central, et assure donc aux utilisateurs une meilleure vie privée, tout en les laissant agir selon leurs préférences individuelles. D'autre part, comme l'algorithme ne favorise aucun acteur, ce modèle est plus acceptable au sein d'une communauté avec des acteurs aux comportements et objectifs divers.

Dans le chapitre 3, ce modèle mathématique est complété par un modèle électrique d'une communauté énergétique. Cette étude permet d'intégrer les contraintes électriques du réseau dans la gestion énergétique et d'identifier les phénomènes physiques qui sont créés par les échanges d'énergie.



# Chapitre 3

## Modèle électrique du réseau

### Contenu

---

<b>3.1</b>	<b>Introduction</b>	<b>94</b>
<b>3.2</b>	<b>Flux de puissance dans le réseau de distribution</b>	<b>95</b>
3.2.1	Equations du flux de puissance	95
3.2.2	Prise en compte des contraintes du réseau pour les problèmes d'optimisation	96
<b>3.3</b>	<b>Modélisation physique du réseau électrique</b>	<b>97</b>
3.3.1	Modèle	97
3.3.2	Lien avec l'algorithme d'optimisation	99
<b>3.4</b>	<b>Résultats</b>	<b>99</b>
3.4.1	Niveau de tension	100
3.4.2	Charge des lignes	108
3.4.3	Remarques générales	113
3.4.4	Impact des véhicules électriques	114
<b>3.5</b>	<b>Conclusion</b>	<b>119</b>

---

### 3.1 Introduction

La problématique du partage de l'énergie au sein d'une communauté énergétique a été traitée dans le chapitre 2. En particulier, un modèle mathématique basé sur la théorie des jeux a été développé pour organiser la répartition de la production locale entre les acteurs et parvenir à un consensus dans lequel chacun poursuit ses propres objectifs.

Cependant, ce modèle tel qu'il a été décrit ne prend pas en compte les caractéristiques physiques du réseau électrique de la communauté. En l'état, il suppose donc implicitement que ce réseau n'est pas contraignant, et peut donc supporter tous les flux d'électricité générés par les solutions de l'algorithme. En d'autres termes, ce modèle considère que tous les acteurs sont reliés entre eux par des lignes électriques ayant une capacité suffisante, comme si tous les acteurs étaient reliés par une même plaque de cuivre. Cette hypothèse a été prise dans un souci de simplicité pour limiter la complexité de la résolution du problème, et donc limiter le temps d'exécution. En effet, d'après [70], l'intégration des équations de flux de puissance dans un problème d'optimisation rend beaucoup plus difficile sa résolution, et nécessite l'application de méthodes mathématiques complexes et coûteuses en temps de calcul.

Or cette hypothèse ne reflète pas la réalité : les lignes électriques et l'architecture du réseau limitent les flux électriques, tout comme la tension qui doit garder une valeur acceptable sur l'ensemble du réseau. Or, comme on l'a mentionné dans le chapitre 1, l'intégration des sources d'énergie renouvelable sur les réseaux de distribution, au plus près des points de consommation, génère de nouveaux flux sur les lignes. De plus, la présence de ces générateurs, en particulier photovoltaïques, provoque une augmentation locale du niveau de la tension [126]. Les effets des échanges d'énergie en présence de sources distribuées d'énergie ne peuvent donc pas être ignorés.

Par conséquent, le modèle mathématique du chapitre 2 doit être complété par un modèle électrique du réseau, qui rende compte de ces contraintes. Cet aspect est souligné par [69], qui présente différentes applications de la théorie des jeux pour le réseau électrique, mais conclut que la mise en œuvre concrète de tels modèles mathématiques n'est possible que si les contraintes physiques sont prises en compte.

Par conséquent, ce chapitre détaille le modèle électrique de la communauté énergétique, simulé sous le logiciel PowerFactory, qui est utilisé pour calculer *a posteriori* les effets des flux d'échanges sur les lignes et les niveaux de tension. Cette approche permet donc de valider les solutions issues de l'algorithme distribué, ou bien d'identifier les éventuels problèmes qui surgissent sur le réseau et ainsi d'imposer une nouvelle contrainte à l'algorithme.

La première section revient sur les équations de flux de puissance et les méthodes de résolution dans la littérature scientifique. Ensuite, on détaille la modélisation du réseau sous PowerFactory. Enfin, les résultats des flux de puissance sont présentés.

## 3.2 Flux de puissance dans le réseau de distribution

Les analyses de flux de puissance (appelées *power flow* ou *load flow* dans la littérature scientifique) désignent les calculs qui permettent de déterminer l'état du réseau électrique à un moment donné, en particulier la tension à chaque nœud du réseau et les flux de puissance, en fonction de la production et de la consommation. Ces analyses fournissent des outils au gestionnaire du réseau électrique pour opérer de façon efficace le réseau, en vérifiant l'état du système en fonction des productions et des consommations, en calculant les pertes générées et en optimisant la production, tout en anticipant les problèmes qui peuvent survenir.

### 3.2.1 Equations du flux de puissance

Le flux de puissance dans le réseau est décrit par un système d'équations qui supposent que le système est dans un état d'équilibre, c'est-à-dire que toutes les grandeurs ont atteint leurs valeurs finales et sont donc indépendantes du temps. Elles ne s'appliquent donc pas aux études en régime transitoire, dans le cas par exemple d'un démarrage de moteur.

Dans le cas général, les équations du flux de puissance s'écrivent, pour un nœud  $i$  du réseau avec les équations (3.1) et (3.2), en notant  $P_i$  et  $Q_i$  respectivement la puissance active et la puissance réactive injectées au nœud  $i$ , avec  $k$  liaisons avec le reste du réseau [127].

$$P_i = V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)) \quad (3.1)$$

$$Q_i = V_i \sum_{k=1}^n V_k (G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)) \quad (3.2)$$

Dans ces équations,  $V_i$  désigne la tension au nœud  $i$ ,  $G_{ik}$  et  $B_{ik}$  sont respectivement les parties réelles et imaginaires de l'élément dans la  $i$ -ème ligne et la  $k$ -ème colonne de la matrice d'admittance  $Y$  du réseau (l'admittance, mesurée en siemens, est l'inverse de l'impédance), et  $\theta_i$  la phase de la tension au nœud  $i$ . La phase est déterminée par rapport à un nœud de référence (noté  $r$ ) pour lequel on fixe de façon arbitraire  $\theta_r = 0$ .

Pour un réseau de  $N$  nœuds, la connaissance en chaque nœud de la phase  $\theta_i$  et de la tension  $V_i$  permet de connaître l'ensemble des grandeurs du réseau (l'intensité, les pertes, les flux de puissance, ...). Autrement dit, la phase étant fixée au nœud de référence, l'état d'un réseau comportant  $N$  nœuds possède  $2N - 1$  degré de liberté, c'est-à-dire que la connaissance de  $2N - 1$  grandeurs indépendantes permet de connaître l'ensemble de l'état du réseau [128].

Pour la résolution de ce problème, on distingue plusieurs types de nœuds, en fonction des grandeurs connues [129] :

- le nœud de référence (appelé aussi *slack bus*) pour lequel la tension et la phase sont maintenus constants ;

- les nœuds PQ pour lesquels la puissance active et la puissance réactive sont connues, qui représentent généralement les charges et les machines fonctionnant à valeurs fixes ;
- les nœuds PV, qui représentent les générateurs et les machines synchrones, et pour lesquels où la tension et la puissance active sont données, .

Le tableau 3.1 résume cette classification des nœuds.

TABLEAU 3.1 – Variables connues et inconnues selon le type de nœud

Type de nœud	Variables connues	Variables inconnues
Référence	$(V_r, \theta_r)$	$(P_r, Q_r)$
Nœud PQ	$(P_i, Q_i)$	$(V_i, \theta_i)$
Nœud PV	$(P_i, V_i)$	$(Q_i, \theta_i)$

Ainsi, pour un réseau de  $N$  nœuds, on a un système de  $2N$  équations à  $2N$  inconnues :

- Pour le nœud de référence,  $\theta_r = 0$  et  $V_r = V_r^0$  ;
- Pour tous les  $N - 1$  autres nœuds,  $N - 1$  équations de puissance active (3.1) ;
- Pour chaque nœud PQ, l'équation de puissance réactive (3.2) ;
- Pour chaque nœud PV, une équation du type  $V_i = V_i^0$ .

Le calcul de flux de puissance consiste donc à résoudre ce système pour déterminer complètement son état à un instant donné.

### 3.2.2 Prise en compte des contraintes du réseau pour les problèmes d'optimisation

Le système établi pour un calcul de flux de puissance fait donc intervenir les équations (3.1) et (3.2), qui sont non-linéaires. Classiquement, sa résolution fait donc intervenir des méthodes numériques itératives, dont les plus utilisées sont la méthode de Gauss-Seidel et la méthode de Newton-Raphson, qui convergent en  $N^2$  [130]. Ces méthodes sont donc lourdes à mettre en place et demandent d'importants calculs.

Par conséquent, la prise en compte des contraintes du réseau électrique dans les problèmes d'optimisation énergétique est une réelle problématique. Comme le soulignent les auteurs de [70], l'absence des contraintes liées au réseau dans un problème d'optimisation peut mener à des solutions irréalisables dans la pratique. L'enjeu est donc de trouver une approche efficace pour intégrer ces contraintes dans l'optimisation, alors même que le calcul de flux de puissance est coûteux et lourd à implémenter.

D'après le même article [70], il existe plusieurs pistes pour traiter ce problème. D'abord, les équations du flux de puissance peuvent être directement intégrées dans la formulation du problème d'optimisation. Cependant, cette approche requiert d'utiliser une formulation non convexe et non linéaire



d'entiers mixtes, qui a toutefois le défaut de ne pas assurer une convergence vers un optimum global mais seulement vers un optimum local, et qui est de plus coûteuse en terme de calculs.

Une seconde méthode est d'inclure les équations de flux de puissance en les exprimant comme des bilans de puissance pour chaque ligne du réseau [131]. Toutefois, cette méthode peut mener à des résultats incorrects pour des systèmes avec une présence importante de générateurs distribués, qui créent des flux de puissance bi-directionnels [132].

Une troisième possibilité consiste à linéariser les équations de flux de puissance pour les intégrer au problème d'optimisation considéré, ce qui est classiquement fait en les transformant en équations en courant continu [70]. Cependant, cette méthode suppose que les flux de puissance réactive sont nuls et qu'en tout point du réseau, la tension est proche de sa valeur nominale. Par conséquent, cette approche ne fournit aucune information sur les niveaux de tension, ni les flux de puissance réactive. Elle est donc principalement utilisée pour le réseau de transmission et n'est pas applicable pour les réseaux de distribution [133].

Cette analyse montre que l'intégration des contraintes électriques dans les problèmes d'optimisation n'est pas simple, car elle alourdit le problème et repose sur des hypothèses fortes. La dernière option est donc de les ignorer dans un premier temps lors de la résolution du problème d'optimisation en tant que tel, puis de tester les solutions sur un modèle physique du réseau électrique, en procédant justement à un calcul de flux de puissance. Cette approche de vérification *a posteriori* permet donc de ne pas complexifier la résolution du problème d'optimisation, mais suppose toutefois que les solutions restent de façon générale dans les limites de fonctionnement du réseau. En effet, si l'algorithme d'optimisation propose des solutions qui génèrent sur l'ensemble du réseau des surtensions et des surintensités, alors ces solutions ne sont pas réalistes et l'algorithme se révèle inutile car incapable de fournir des solutions acceptables. Cependant, si seulement quelques points du réseau ont des grandeurs qui sortent des valeurs admissibles, alors il est possible de corriger l'algorithme en imposant par exemple des contraintes locales additionnelles pour les nœuds qui posent problème.

Dans cette thèse, le but étant de développer une approche distribuée, il apparaît cohérent de ne pas alourdir les calculs en intégrant les contraintes du réseau électrique dans la formulation du problème d'optimisation. D'autre part, on suppose que les solutions trouvées par l'algorithme restent globalement dans les limites acceptables par le réseau électrique. On utilise donc le modèle pour identifier *a posteriori* si des surtensions ou des congestions de ligne apparaissent.

## 3.3 Modélisation physique du réseau électrique

### 3.3.1 Modèle

Pour développer un modèle physique du réseau et procéder aux calculs de flux de puissance, on utilise le logiciel PowerFactory, édité par DlgSILENT, et utilisé notamment par les gestionnaires du réseau [129]. On crée dans ce logiciel un modèle du réseau de l'îlot historique de l'Université catholique de Lille, grâce à la documentation technique du système. Le modèle est représenté sur la figure 3.1.

Dans ce modèle, la connexion au réseau extérieur est modélisé par un élément appelé *Réseau*

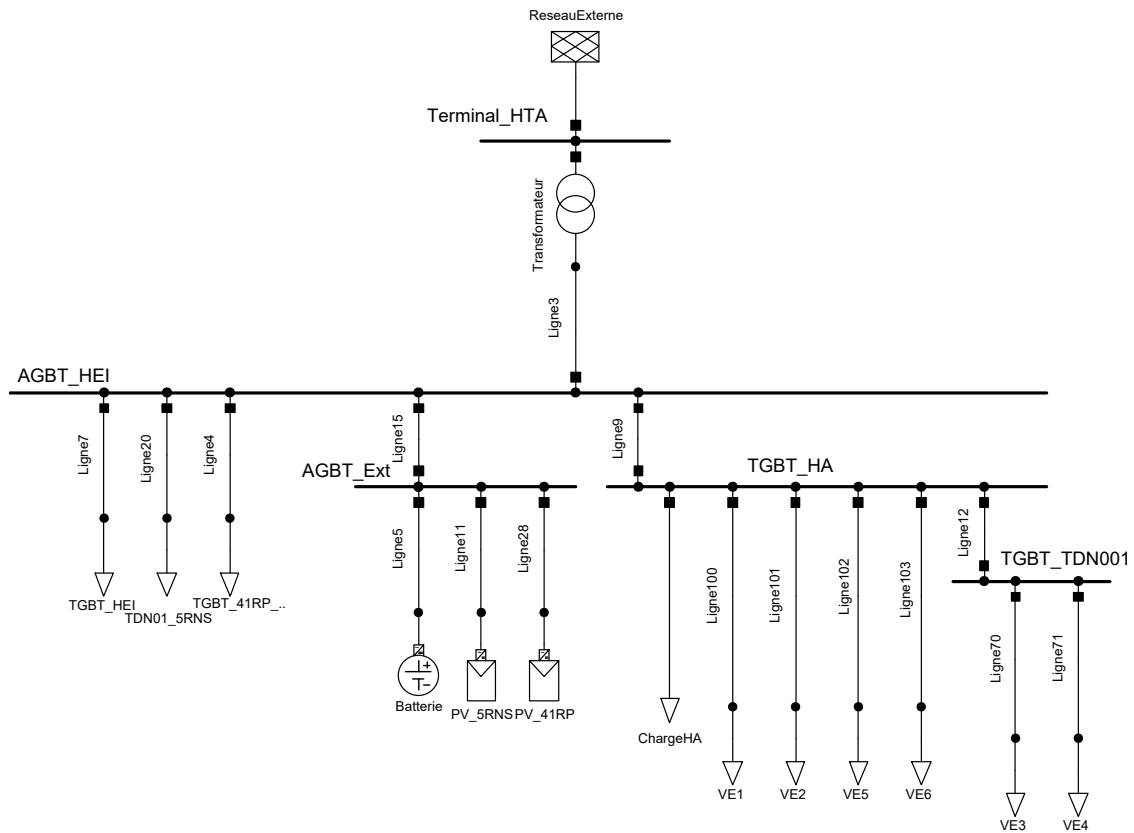


FIGURE 3.1 – Modèle électrique du réseau de l'Université catholique de Lille

*externe*. Concrètement, il s'agit du nœud de référence (*slack bus*), qui définit la phase de référence et pour lequel la tension est imposée. Les charges et véhicules électriques sont modélisés par des nœuds PQ, pour lesquels on donne en entrée les profils de consommation.

En suivant les modèles proposés par PowerFactory [134], on utilise également un modèle de nœud PQ pour la batterie et les générateurs photovoltaïques, avec pour données d'entrée les profils de production issus de l'optimisation.

Les lignes sont modélisées à partir de la documentation technique qui précise notamment le type de câble utilisé et la longueur. PowerFactory propose une bibliothèque de câbles, ce qui assure une modélisation correcte des lignes. Les paramètres des lignes sont présentés en annexe B.

### 3.3.2 Lien avec l’algorithme d’optimisation

Une fois l’algorithme d’optimisation terminé, on récupère l’ensemble des solutions qui définissent donc la puissance active consommée ou produite pour les charges, les véhicules électriques, la batterie et les générateurs photovoltaïques. Dans un premier temps, au cours de cette thèse, on a utilisé un connexion OPC entre MATLAB et PowerFactory pour récupérer automatiquement ces données. Ce processus consiste à établir un serveur auquel se connecte les deux logiciels, et qui permet leur communication, comme l’illustre la figure 3.2, tirée de [135].



FIGURE 3.2 – Connexion OPC avec PowerFactory

Pour chaque pas de temps, on envoie les solutions de l’optimisation distribuée depuis MATLAB vers PowerFactory, qui procède alors à un calcul de flux de puissance, résolu par la méthode de Newton-Raphson. Il s’agit donc d’une co-simulation, qui est synchronisée en utilisant deux variables d’états *PF\_READY* et *MATLAB\_READY*, comme dans [136], indiquant respectivement quand PowerFactory et MATLAB sont prêts.

Dans un second temps, il est envisagé d’utiliser Python pour connecter PowerFactory directement à l’environnement blockchain qui est présenté dans le prochain chapitre. PowerFactory peut en effet être interfacé avec d’autres logiciels par l’intermédiaire de scripts Python.

## 3.4 Résultats

Cette section présente les résultats des calculs de flux de puissance créés par les solutions issues de l’algorithme distribué, présentées dans le chapitre 2. On surveille principalement deux grandeurs :

- Le niveau de tension dans tout le réseau par rapport à la tension de référence, qui est susceptible d’augmenter aux bornes des générateurs photovoltaïques ;
- La charge dans les lignes, définie comme le ratio de l’intensité qui parcourt la ligne sur l’intensité admissible [137]. L’intensité admissible est calculée dans PowerFactory à partir des caractéristiques des câbles (nombre de conducteurs, type de conducteur, longueur de la ligne).

Le noms des terminaux et des lignes dans les paragraphes suivants font référence aux éléments représentés dans la figure 3.1.

Tout comme on l’a fait dans le chapitre précédent, on présente les résultats obtenus pour une journée en été et une journée en hiver, pour les cinq scenarii simulés (présentés dans l’annexe A).

### 3.4.1 Niveau de tension

#### 3.4.1.1 Terminal HTA

Le terminal HTA est directement connecté avec le réseau extérieur, qui est ici le *slack bus* et donc impose la tension de référence (15 kV en amont du transformateur). Par conséquent, tout au long de la journée et pour tous les scenarii, la tension reste égale à sa valeur de référence, comme l’illustre la figure 3.3.

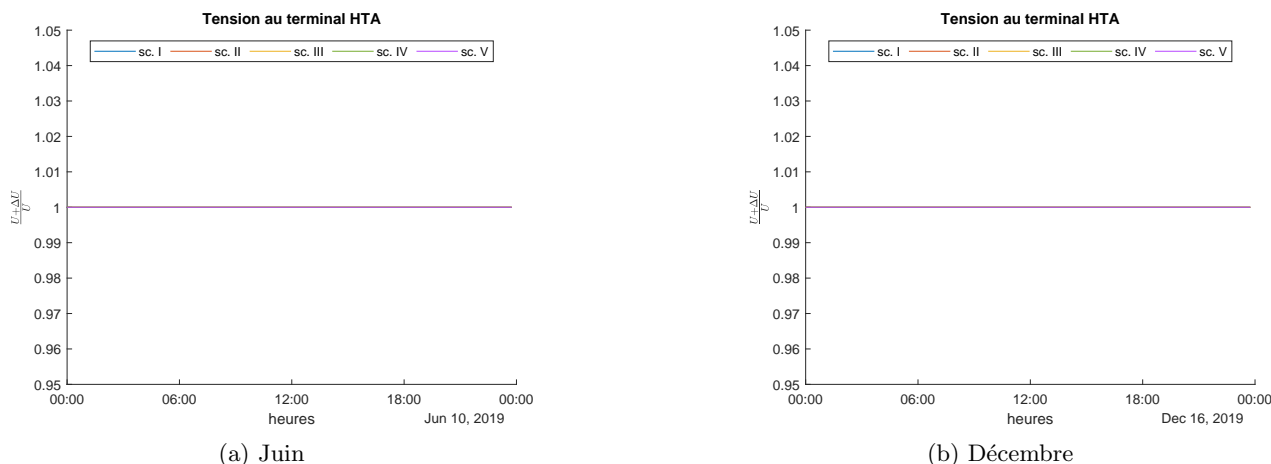


FIGURE 3.3 – Tension au terminal HTA pour les différents scenarii

#### 3.4.1.2 Terminal AGBT Ext, batterie et générateurs photovoltaïques

Sur le terminal AGBT Ext sont branchés la batterie et les générateurs photovoltaïques. Il est donc intéressant d’analyser la tension sur cette partie du réseau, représentée sur les figures 3.4 et 3.5.

En ce qui concerne la batterie, la tension suit les cycles de charge et de décharge : quand la batterie délivre de l’énergie aux autres acteurs de la communauté, par exemple la nuit, alors on observe une légère augmentation de la tension à ses bornes. Au contraire, la charge de la batterie diminue la tension presque au niveau de la tension de référence. Aux bornes des générateurs photovoltaïques, on observe une augmentation de la tension proportionnelle à la puissance délivrée sur le réseau de la communauté.

Au total, l’évolution de la tension au terminal AGBT Ext est la conséquence des deux phénomènes précédents : on observe globalement une augmentation moyenne d’environ 2,3% par rapport à la tension nominale en été, et 2,0% en hiver, avec des pics qui coïncident avec la production photovoltaïque et des creux correspondant à la décharge de la batterie. Ces augmentations restent dans

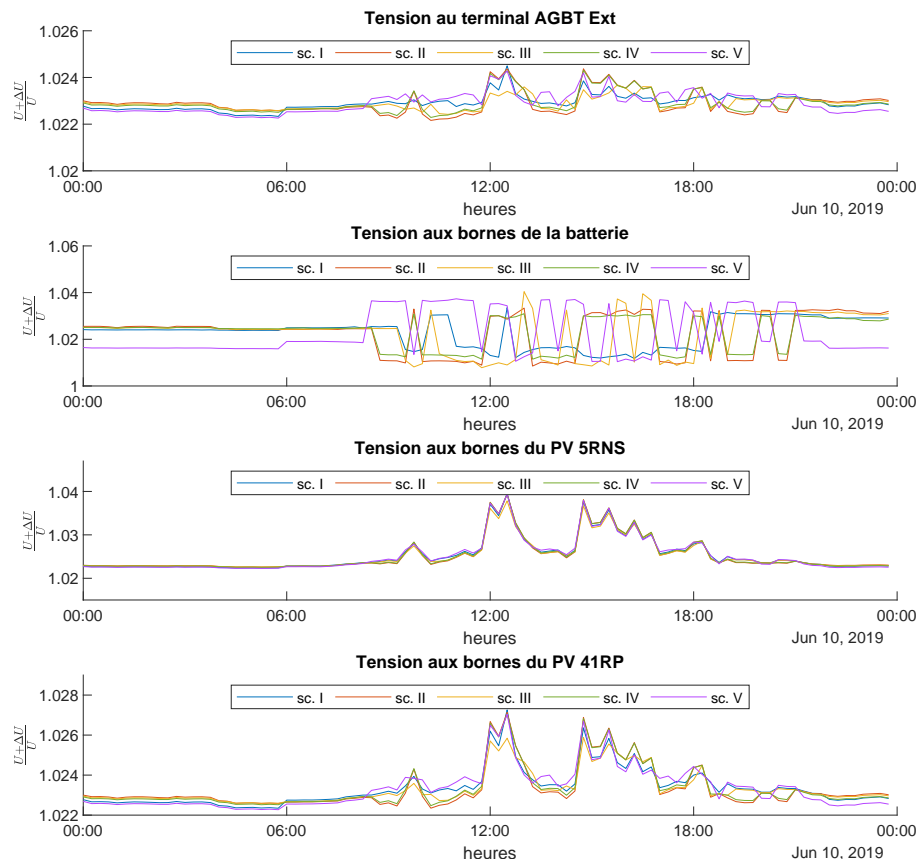


FIGURE 3.4 – Tension au terminal AGBT Ext, et aux bornes de la batterie et des générateurs photovoltaïques pour les différents scénarii en été

les valeurs acceptables de plus ou moins 5% par rapport à la valeur nominale. En hiver, la production photovoltaïque étant très faible, l'effet des charges et des décharges de la batterie est prépondérant sur la tension par rapport à l'effet des générateurs photovoltaïques, comme l'illustre la diminution de la tension en milieu de journée qui correspond à la charge de la batterie.

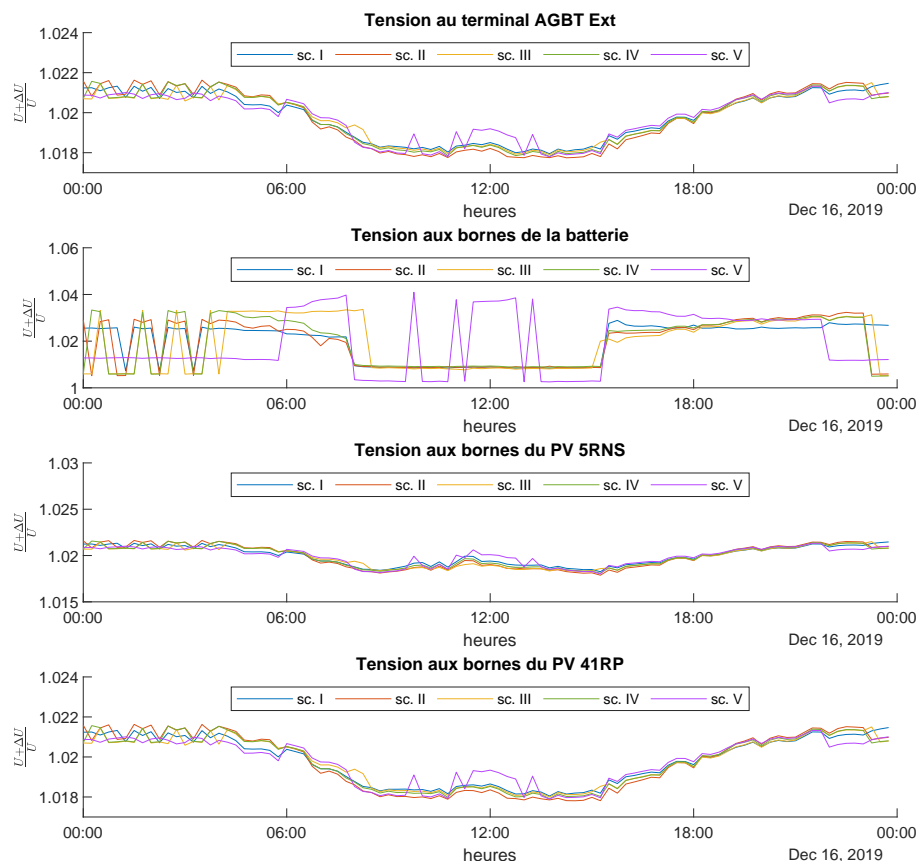


FIGURE 3.5 – Tension au terminal AGBT Ext, et aux bornes de la batterie et des générateurs photovoltaïques pour les différents scenarii en hiver

### 3.4.1.3 Terminal AGBT HEI, bâtiments HEI, 5RNS et 41 RP

Les figures 3.6 et 3.7 représentent la tension au terminal AGBT HEI, ainsi qu'aux bornes des bâtiments HEI, 5RNS et 41RP (sur la gauche de la figure 3.1, représentés respectivement par les éléments TGBT\_HEI, TDN01\_5RNS et TGBT\_41RP).

On note une augmentation de la tension (d'environ 2% par rapport à la tension nominale de 400 V), due principalement à la décharge de la batterie aussi bien en été qu'en hiver. En été, la production photovoltaïque locale cause aussi une élévation de tension, notamment en milieu de journée. En hiver, la consommation simultanée des bâtiments avec la charge de la batterie provoque une diminution de la tension, qui reste toutefois supérieure à sa valeur nominale.

Que ce soit en été ou en hiver, ces courbes prouvent donc que la batterie et les générateurs photovoltaïques sont bien les principaux éléments qui influent sur la tension du réseau de la communauté énergétique.

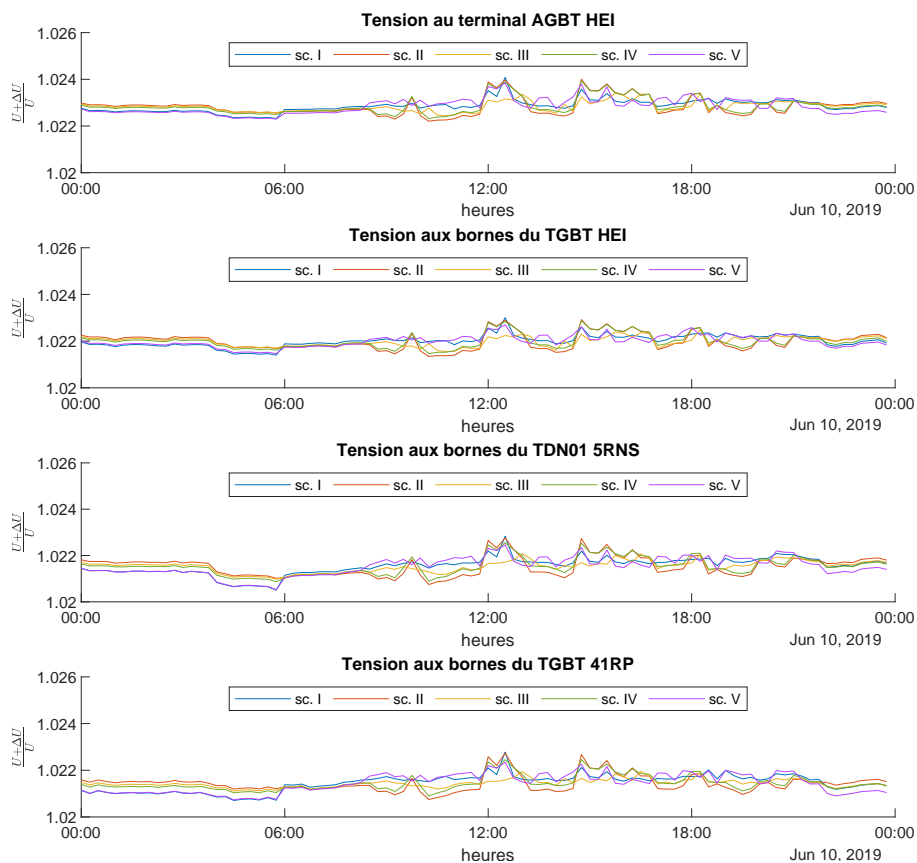


FIGURE 3.6 – Tension au terminal AGBT HEI, et aux bornes des bâtiments HEI, 5RNS et 41RP pour les différents scenarii en été

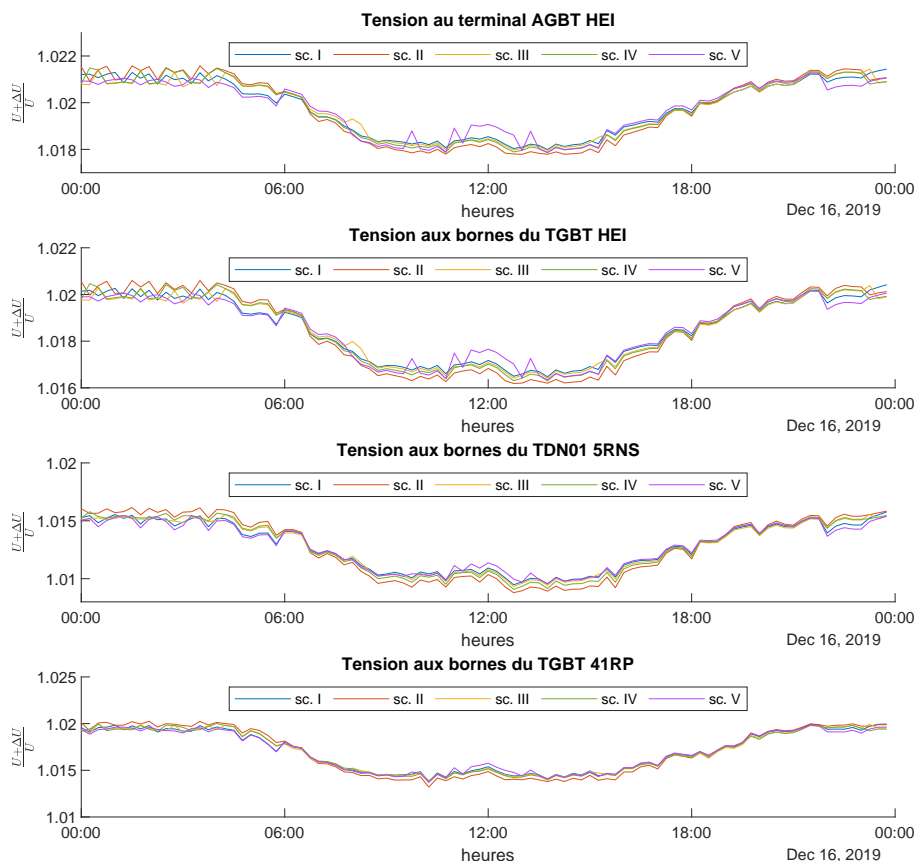


FIGURE 3.7 – Tension au terminal AGBT HEI, et aux bornes des bâtiments HEI, 5RNS et 41RP pour les différents scénarii en hiver



### 3.4.1.4 Terminal TGBT HA, et véhicules électriques

Le terminal TGBT HA est connecté au bâtiment HA ainsi qu'aux différentes bornes de recharge des véhicules électriques. Son niveau de tension (représenté sur la courbe 3.8) est supérieur de plus de 2% à la tension nominale, phénomène dû notamment à la présence de la batterie. La tension diminue en milieu de journée, à cause de la consommation du bâtiment HA et des véhicules électriques. La diminution de tension est plus importante en hiver car en milieu de journées, les consommations des véhicules électriques sont simultanées à la période de charge de la batterie.

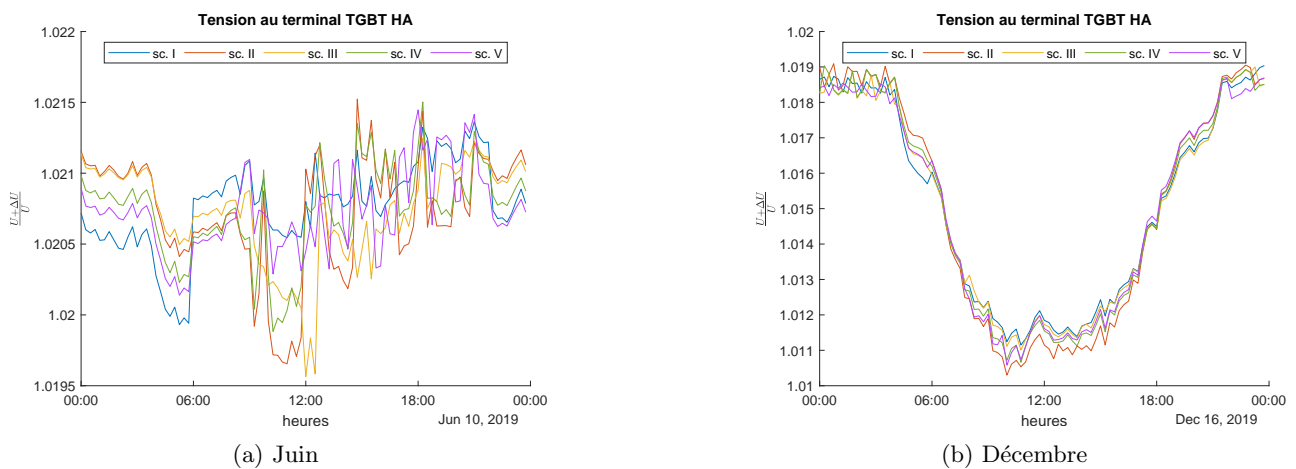


FIGURE 3.8 – Tension au terminal TGBT HA pour les différents scénarii

En ce qui concerne la tension aux bornes de recharge des véhicules électriques (figures 3.9 et 3.10), elle est également plus élevée de 2% par rapport à son niveau nominal en l'absence de véhicules électriques, aussi bien en été qu'en hiver. Quand ceux-ci se connectent et se chargent, alors la tension diminue proportionnellement à la puissance soutirée.

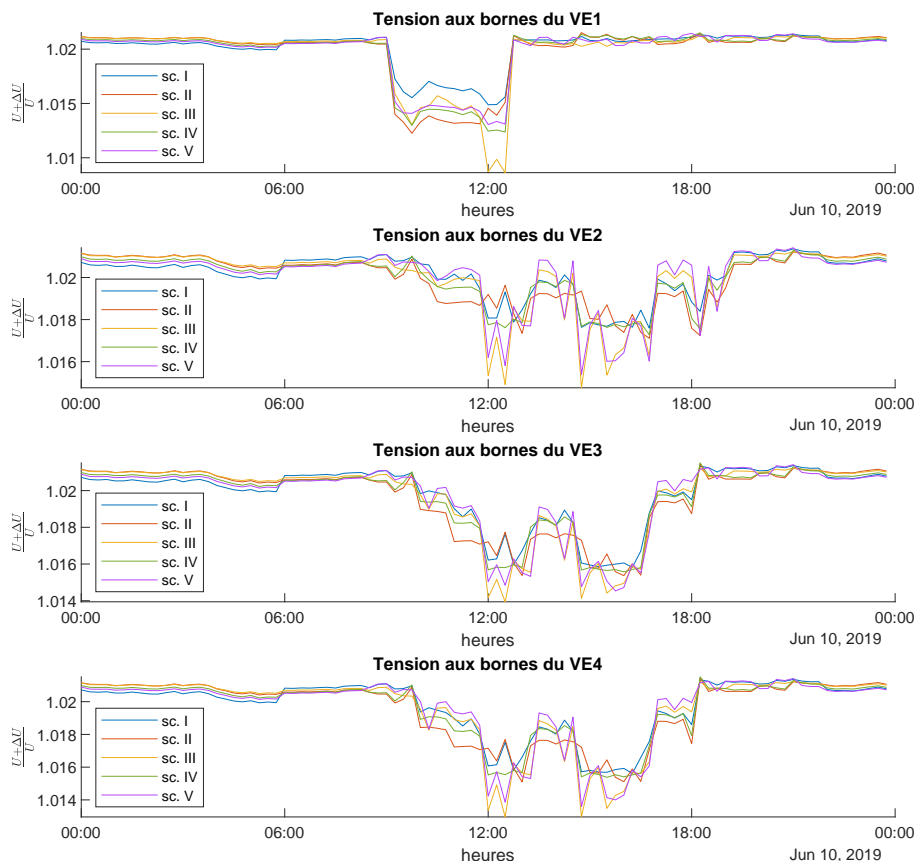


FIGURE 3.9 – Tension aux bornes des véhicules électriques pour les différents scenarii en été

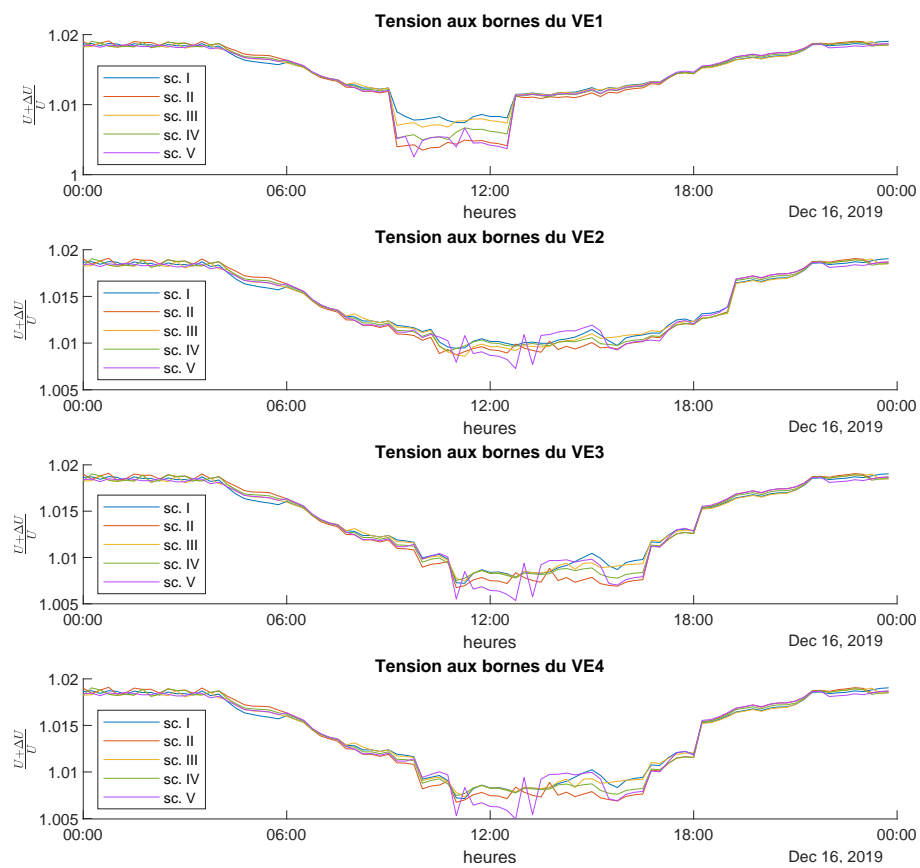


FIGURE 3.10 – Tension aux bornes des véhicules électriques pour les différents scenarii en hiver

### 3.4.2 Charge des lignes

#### 3.4.2.1 Ligne 3

La ligne 3 connecte le réseau extérieur au terminal AGBT HEI, d'où partent les différentes lignes électriques du réseau de la communauté. La charge sur cette ligne (figure 3.11) représente donc les échanges de la communauté avec le réseau de distribution. Elle est directement proportionnelle au flux de puissance importé par la communauté, représenté au chapitre précédent sur la figure 2.8. Cela illustre donc la pertinence d'imposer une contrainte de puissance globale à la communauté, afin de limiter la charge sur la ligne et diminuer le risque de congestion sur la ligne, notamment en hiver où, comme la production photovoltaïque est très faible, l'énergie importée par la communauté depuis le réseau de distribution est plus importante, et la charge de la ligne atteint 50% de sa capacité.

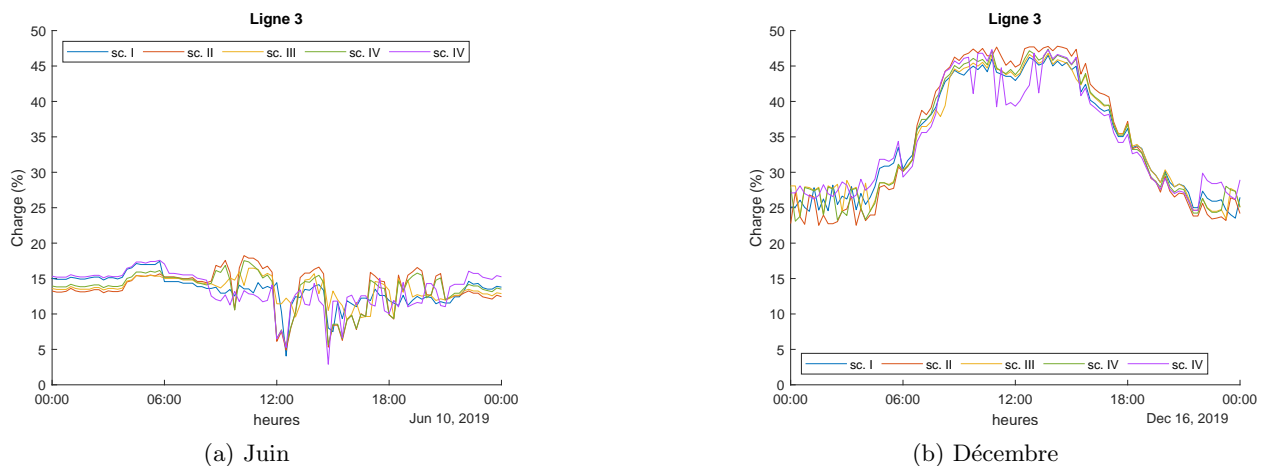


FIGURE 3.11 – Charge de la ligne 3 pour les différents scénarii

L'analyse de cette ligne est primordiale car c'est elle qui détermine la puissance souscrite auprès du gestionnaire de réseau. Pour la communauté énergétique, il y a donc un intérêt à diminuer cette puissance pour des raisons économiques. En effet, le prix de l'abonnement pour la consommation électrique augmente si la puissance souscrite augmente également.

#### 3.4.2.2 Lignes 11 et 28

Les lignes 11 et 28 sont connectées au générateurs photovoltaïques. On a vu dans le chapitre précédent que cette production est identique pour chaque scénario, car les générateurs tendent toujours à maximiser leur production. Par conséquent, la charge de ces lignes est proportionnelle à la puissance générée (figure 3.12). En hiver, la production étant faible, la charge des lignes ne dépasse pas 4%. En été, la ligne 11, qui est reliée au générateur de puissance 185 kWc, subit une charge d'environ 40% au pic de la production. Dans tous, les cas, les lignes 11 et 28 peuvent donc supporter les flux de puissance générés par la production photovoltaïque.

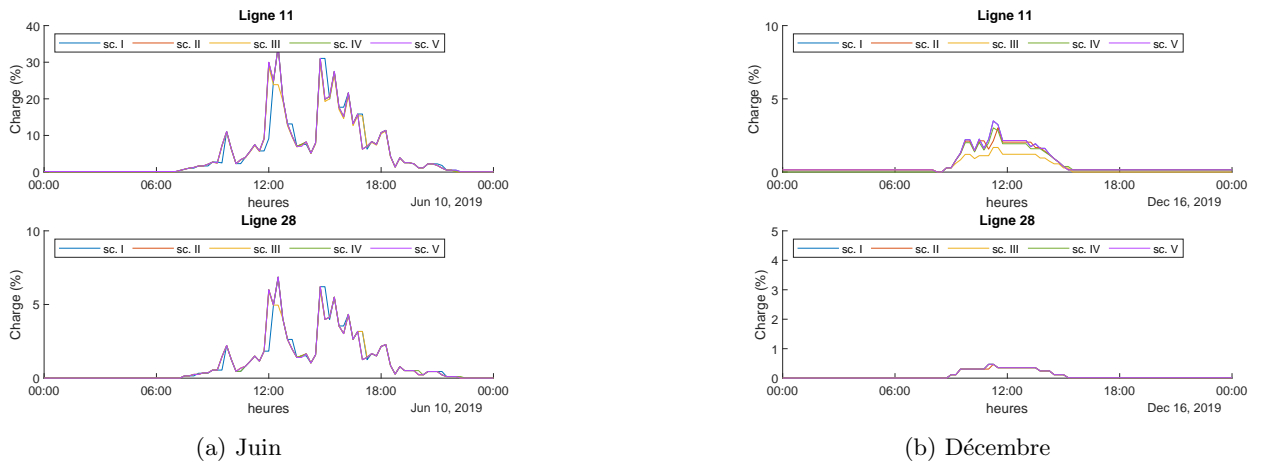


FIGURE 3.12 – Charge des lignes 11 et 28 pour les différents scénarii

### 3.4.2.3 Lignes 15 et 5

La ligne 5 relie la batterie au terminal AGBT Ext et la ligne 15 ce terminal au terminal AGBT HEI. Cette dernière supporte donc les flux générés par la batterie et les générateurs photovoltaïques. La figure 3.13 représente la charge de ces deux lignes.

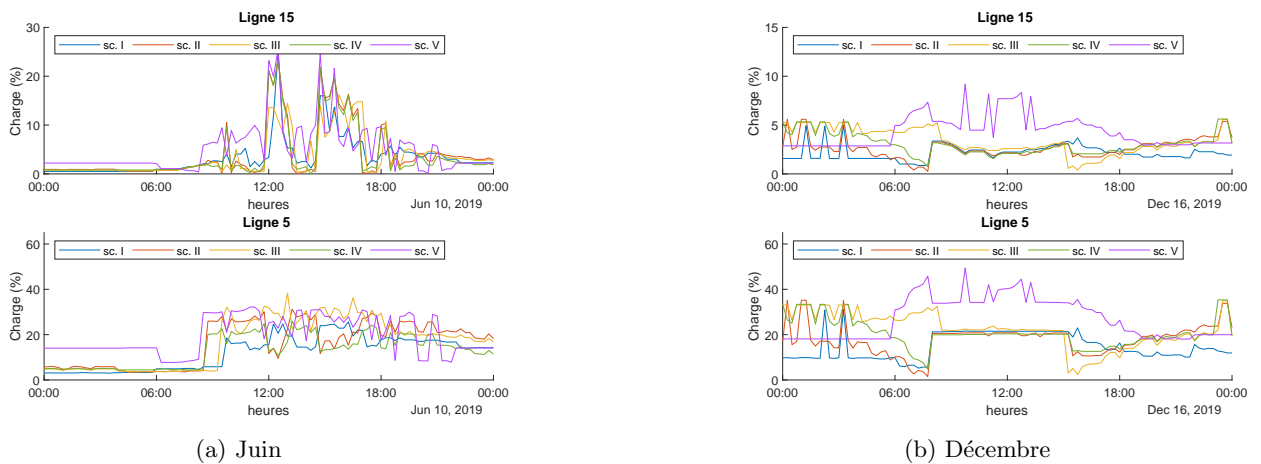


FIGURE 3.13 – Charge des lignes 15 et 5 pour les différents scénarii

Les courbes sont très similaires pour tous les scénarii, sauf le V, notamment en hiver. En effet, pour ce scénario, le profil de charge de la batterie est très différent des autres cas. La charge de la ligne 5, connectée à la batterie, suit les cycles de celle-ci, et atteint au maximum 50%.

En ce qui concerne la ligne 15, elle est beaucoup plus sollicitée en été qu'en hiver, à cause de la production photovoltaïque. Toutefois, la charge de la ligne reste à un niveau acceptable, en dessous de 20%.

3.4.2.4 Lignes 7, 20, 4 et 9

Les lignes 7, 20, 4 sont directement reliées aux bâtiments tertiaires HEI, 5RNS et 41RP, tandis que la ligne 9 est connectée au terminal AGBT HA, d'où partent les départs pour le bâtiment HA et les véhicules électriques. La charge sur ces lignes est représentée sur les figures 3.14 et 3.15.

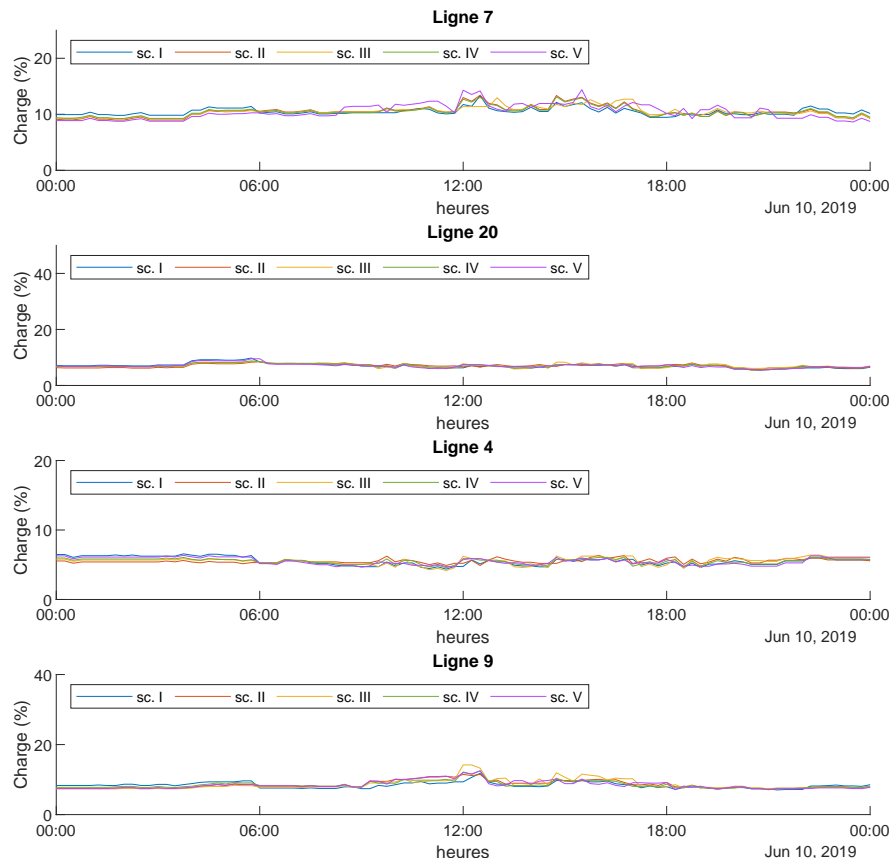


FIGURE 3.14 – Charge des lignes 7, 20, 4 et 9 pour les différents scénarii en été

Pour tous les scénarii, les courbes sont presque identiques, et fluctuent peu autour de leur valeur moyenne. En été, on observe cependant un léger pic au milieu de journée, qui correspond à la production photovoltaïque importée par les consommateurs. Ce phénomène est notamment visible sur la ligne 9, pour le scénario III, vers 12h, où on perçoit clairement un pic de charge coïncidant avec la production photovoltaïque.

En hiver, la charge des lignes augmente en milieu de journée, suivant la consommation des bâtiments et des véhicules électriques. Les lignes sont plus sollicitées qu'en été, avec une charge atteignant jusqu'à 40% pour la ligne 20.

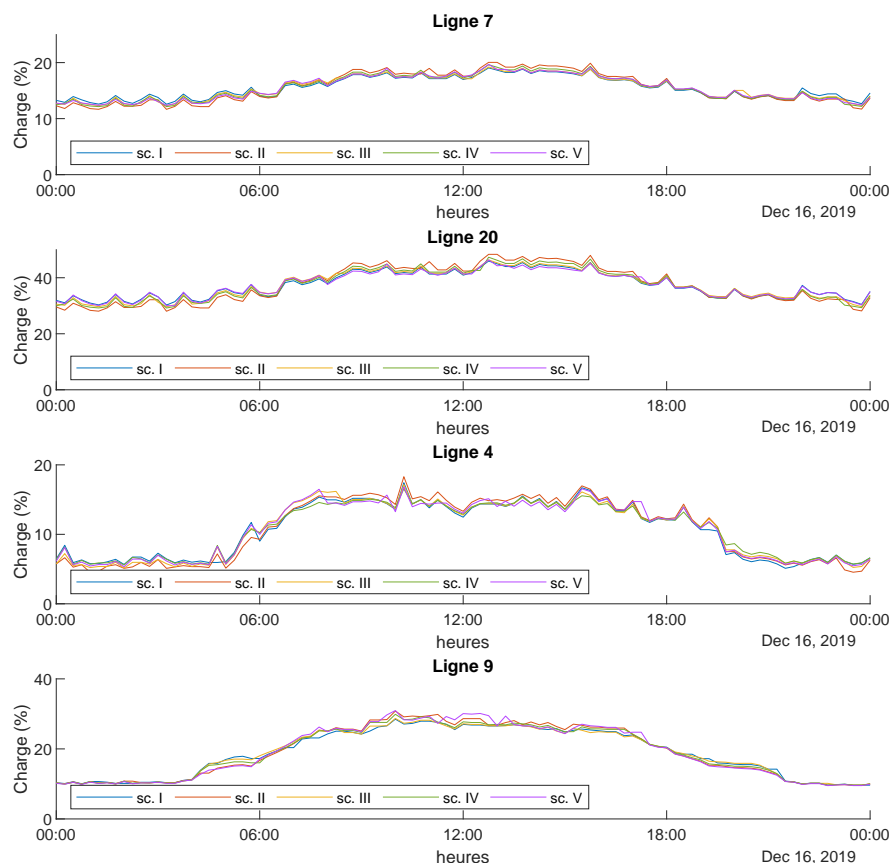


FIGURE 3.15 – Charge des lignes 7, 20, 4 et 9 pour les différents scenarii en hiver

### 3.4.2.5 Lignes 100 et 101

Les lignes 100 et 101 connectent les bornes des véhicules électriques VE1 et VE2 au terminal TGBT HA. La charge de ces lignes est représentée sur la figure 3.16.

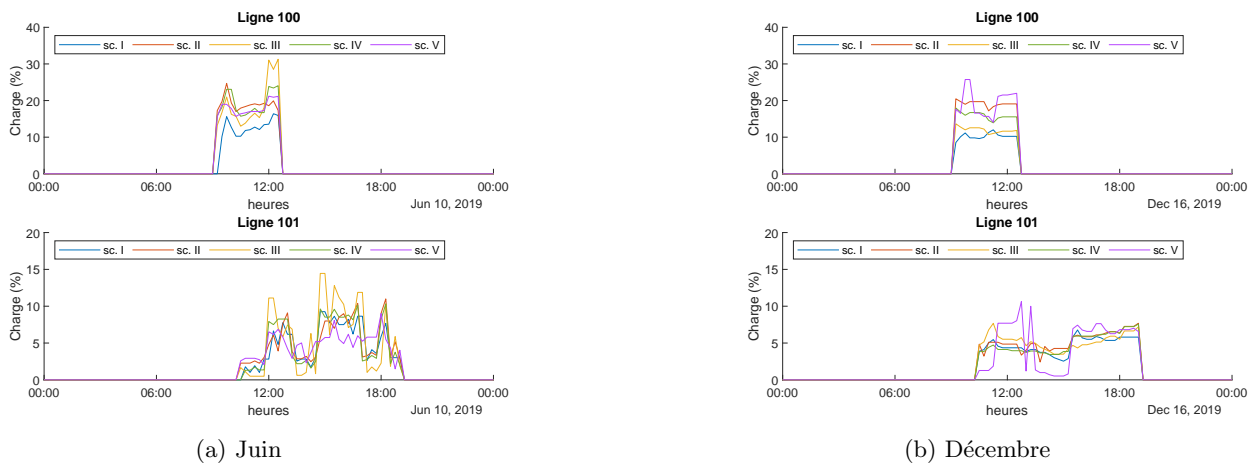


FIGURE 3.16 – Charge des lignes 100 et 101 pour les différents scenarii

En fonction du type de véhicule et de la durée de charge du véhicule, la charge de la ligne vaut environ 10% ou 20%. On remarque également qu’en été, le scénario III (dans lequel les acteurs veulent utiliser de préférence l’énergie localement produite par les générateurs photovoltaïques) crée des pics de charge qui correspondent à la production photovoltaïque. En hiver, il apparaît que les scenarii dans lesquels les acteurs optimisent leur confort, donc l’état de charge du véhicule pour les utilisateurs de véhicules électriques, entraîne généralement une sollicitation légèrement plus importante pour les lignes. C’est le cas notamment pour la ligne 100, pour le scénario II et V, dans lequel le terme de confort est prépondérant pour l’utilisateur du véhicule électrique relié à cette ligne.

### 3.4.2.6 Lignes 12, 70, 71

Enfin, les lignes 12, 70 et 71, connectent respectivement le terminal TGBT HA au terminal TGBT TDN001, et ce terminal aux bornes de recharge VE3 et VE4. La charge de ces lignes est représentée sur la figure 3.17.

On retrouve les mêmes observations que dans le paragraphe précédent, à savoir qu’en été, le scénario III provoque des pics de charge sur les lignes, et que le scénario II entraîne en moyenne une charge plus importante sur les lignes que pour les autres scenarii. En aucun cas toutefois, on excède la capacité de charge des lignes.



### 3.4. RÉSULTATS

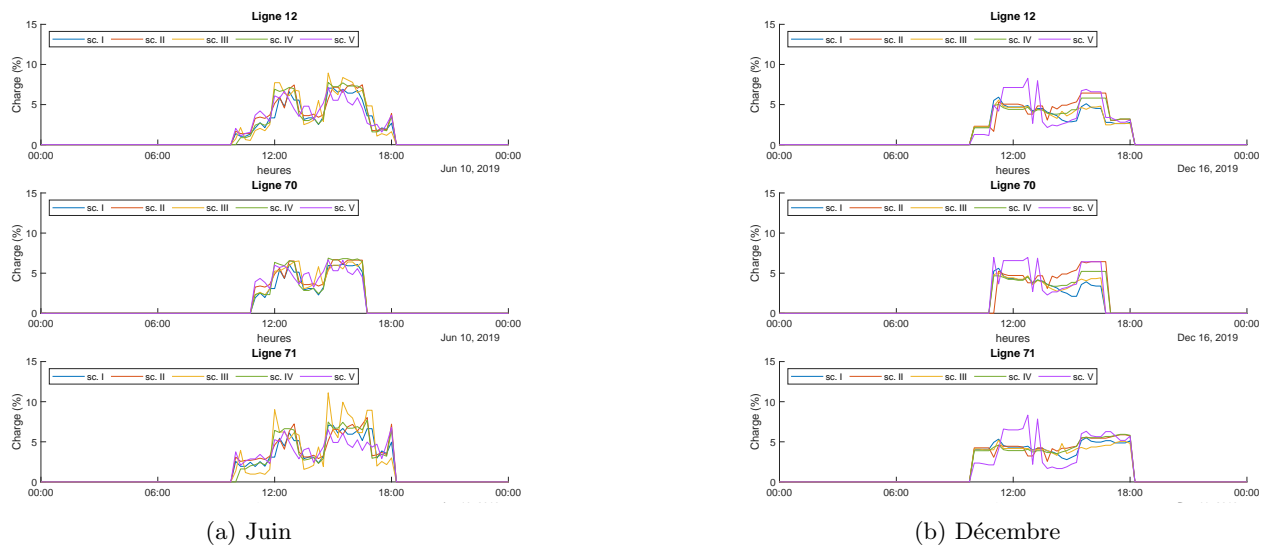


FIGURE 3.17 – Charge des lignes 12, 70 et 71 pour les différents scenarii

#### 3.4.3 Remarques générales

De façon générale, ces simulations sur le modèle physique du réseau montrent que la présence de la batterie et des générateurs photovoltaïques entraîne une augmentation de la tension sur le réseau de la communauté d'environ 2% par rapport à la tension de référence. Cependant, dans tous les cas, la tension reste dans les limites acceptables de  $\pm 5\%$  par rapport à la tension de référence [138].

D'autre part, en ce qui concerne l'intensité, on note qu'en hiver, la ligne la plus sollicitée est la ligne 3, qui connecte la communauté énergétique au réseau de distribution, dont la charge atteint 50%. En effet, la production photovoltaïque locale est alors faible, tandis que la consommation des bâtiments est plus importante qu'en été.

Cependant, les échanges entre acteurs au sein de la communauté ne créent pas de congestion au niveau des lignes électriques internes à la communauté. En effet, la charge de ces lignes atteint au maximum 40%. On note toutefois que la production photovoltaïque locale crée des pics de charge sur les lignes du réseau, notamment dans le scénario III dans lequel les acteurs veulent préférentiellement utiliser cette production locale. De plus, pour les véhicules électriques, le scénario II dans lequel les acteurs favorisent leur confort, sollicite plus les lignes connectées, car les utilisateurs de véhicules veulent avoir un état de charge plus important, et donc consomment plus d'électricité.

### 3.4.4 Impact des véhicules électriques

Dans nos hypothèses de simulation, on a précédemment considéré que seulement 4 véhicules électriques viennent se brancher sur les bornes au cours de la journée, avec des temps de charge différents, et de puissances de charge inférieures aux puissances maximales. Pour approfondir l'impact des véhicules sur le réseau, il apparaît donc pertinent d'étudier un scénario additionnel, qui correspondrait à la situation de sollicitation maximale du réseau, dans lesquelles toutes les 6 bornes de recharge sont occupées et chargent les véhicules à puissance maximale, avec également une forte consommation des bâtiments tertiaires environnants, en hiver.

#### 3.4.4.1 Niveau de tension

La tension aux terminaux AGBT HEI et TGBT HA est représentée sur la figure 3.18. Aussi bien pour le terminal AGBT HEI que pour le terminal TGBT HA, l'augmentation de tension observée précédemment (sur les figures 3.7 et 3.8b) est ici plus faible. Ceci s'explique par la consommation plus importante due aux véhicules électriques. Cette diminution de la tension par rapport au cas précédent

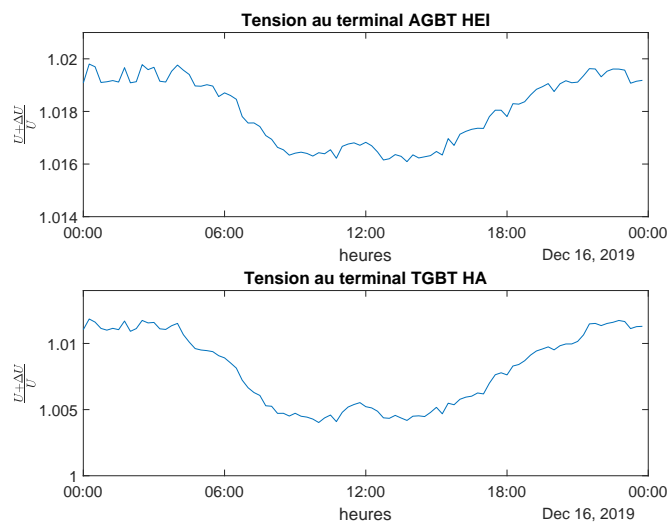


FIGURE 3.18 – Tension aux terminaux AGBT HEI et TGBT HA en présence de 6 VE à pleine charge

est également visible aux bornes des véhicules électriques (figures 3.19 et 3.20), car la tension passe alors sous sa valeur nominale, tout en restant dans les limites acceptables des 5%.

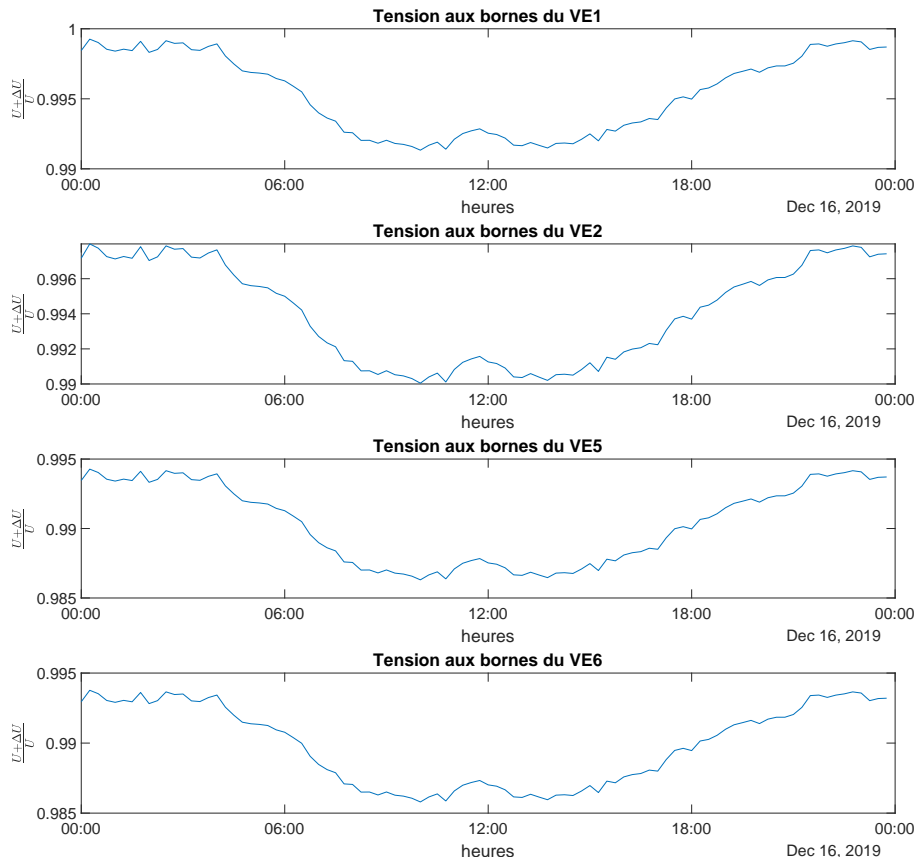


FIGURE 3.19 – Tension aux bornes des véhicules électriques 1, 2, 5 et 6 à pleine charge

### 3.4.4.2 Charge des lignes

En ce qui concerne la charge des lignes, celles qui sont le plus impactées par les véhicules électriques sont évidemment les lignes 100, 101, 102, 103 (figure 3.21), 12, 70 et 71 (figure 3.22), qui sont directement reliés aux bornes de recharge des véhicules électriques, mais également les lignes 9 et 3 (figure 3.23), qui subissent les phénomènes dus aux autres points de consommation.

Par rapport au cas précédent avec seulement quatre véhicules électriques où la charge des lignes directement reliées aux bornes de recharge variait entre 5% et 20% environ, elle atteint ici presque 40% pour les lignes 100, 101, 102, 103, 104) et presque 25% pour les lignes 70, 71 et 12. De plus, au niveau des lignes 9 et 3, qui sont reliées à d'autres terminaux et d'autres points de connexion, la charge atteint respectivement 60% et 50%, alors que dans la situation avec seulement quatre véhicules en hiver elle vaut 45% et 25% environ.

Ce scénario permet de s'assurer que, dans le cas d'une forte consommation sur le réseau de la communauté, si toutes les bornes de recharge sont occupées simultanément par des véhicules électriques qui se chargent à puissance maximale, alors les valeurs de la tension et de la charge des lignes restent dans les limites tolérées. Toutefois, les résultats soulignent l'impact de ces véhicules électriques, qui provoquent localement une diminution de tension et une augmentation de la charge significatives.

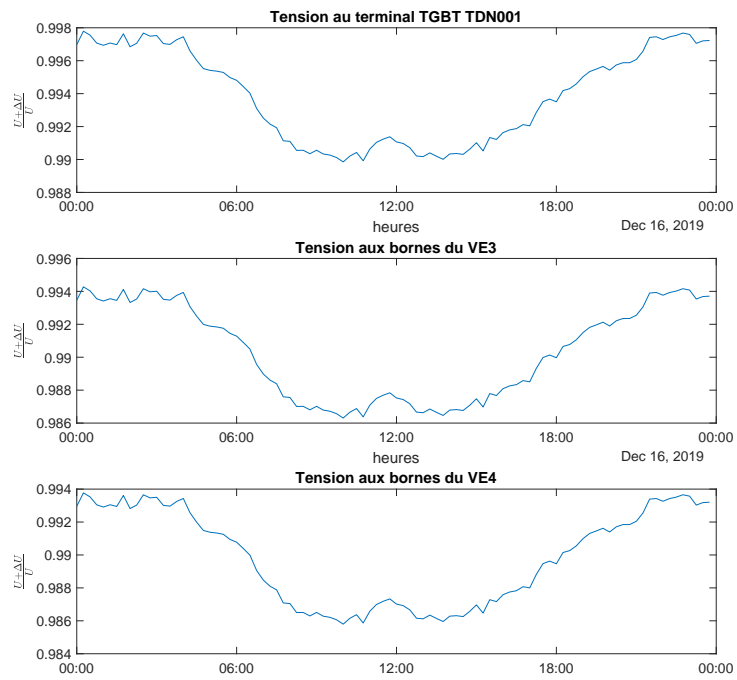


FIGURE 3.20 – Tension aux bornes des véhicules électriques 3 et 4 à pleine charge

Cela prouve que l'insertion des véhicules électriques dans le réseau a des conséquences importantes, et donc qu'il est indispensable de prendre en compte les contraintes physiques des lignes pour garantir la stabilité du réseau.

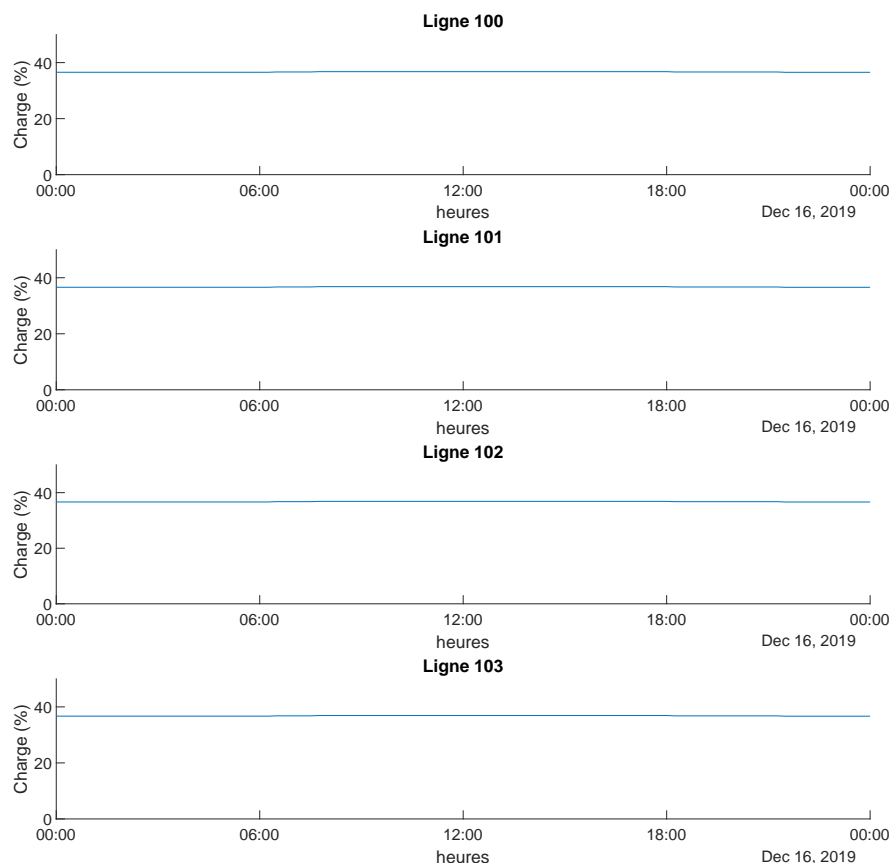


FIGURE 3.21 – Charge des lignes 100, 101, 102 et 103 en présence de 6 VE à pleine charge

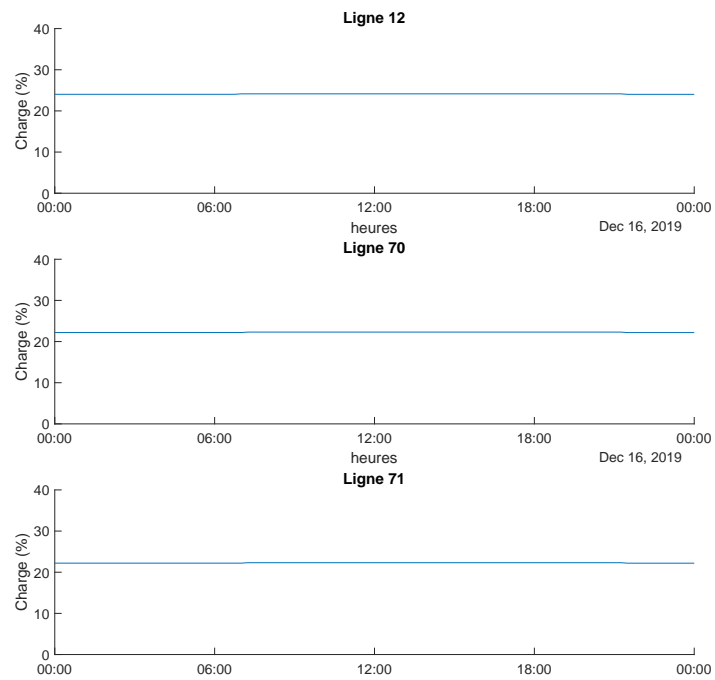


FIGURE 3.22 – Charge des lignes 12, 70, 71 en présence de 6 VE à pleine charge

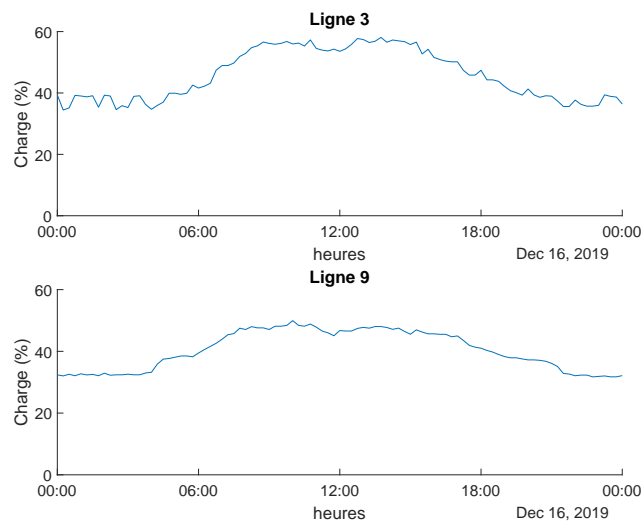


FIGURE 3.23 – Charge des lignes 3 et 9 en présence de 6 VE à pleine charge

### 3.5 Conclusion

Le modèle électrique du réseau de la communauté énergétique développé dans ce chapitre complète l'algorithme distribué présenté dans le chapitre 2, en intégrant les contraintes électriques du réseau. Avec cette approche, on a construit un modèle du réseau contenant les paramètres physiques des lignes et des terminaux, et on a calculé *a posteriori* les flux de puissance sur la communauté à partir des profils des acteurs générés par l'optimisation distribuée.

Les simulations menées montrent que la présence de production photovoltaïque et de la batterie provoque une augmentation de tension d'environ 2% par rapport à la valeur de référence. Toutefois, les échanges entre acteurs ne créent pas de congestion sur les lignes, même si on observe des pics de charge qui coïncident avec la production photovoltaïque. Le scénario avec 6 véhicules qui se chargent à pleine puissance ne provoque pas non plus de problème, même s'il sollicite plus le réseau.

Dans ce chapitre, le modèle développé est propre au cas d'étude de l'Université catholique et suppose donc d'avoir connaissance à la fois de la structure du réseau et de ses caractéristiques physiques. Pour généraliser cette approche, il est nécessaire de construire un modèle de la communauté. De plus, on réintroduit également une centralisation, car il est nécessaire d'avoir un acteur qui connaisse le réseau et teste les solutions proposées, et identifie éventuellement les congestions ou surtensions qui surviennent.

Pour continuer ce travail, il serait donc intéressant d'intégrer des contraintes simplifiées du réseau électrique directement dans le calcul d'optimisation, comme le suggère les auteurs dans [70]. Ainsi, chaque acteur optimiserait son profil en fonction des contraintes des éléments adjacents du réseau. On se passerait alors de la construction d'un modèle complet par un unique agent qui vérifierait l'état du réseau électrique. De plus les solutions vérifieraient *a priori* les contraintes électriques. La problématique d'une telle approche réside toutefois dans l'augmentation de la complexité des calculs qu'implique l'intégration des contraintes du réseau, notamment dans une approche distribuée, qui requiert que chaque acteur aient des calculs assez simples à effectuer.

Après avoir présenté un modèle mathématique d'optimisation des échanges d'énergie au sein d'une communauté énergétique dans le chapitre 2, complété par un modèle électrique dans le présent chapitre, la question de la mise en œuvre concrète d'une telle approche dans une situation réelle se pose, notamment du point de vue technologique. Cette problématique est abordée dans le chapitre suivant, qui aborde l'implémentation d'une blockchain locale en tant que plateforme mettant en relation les utilisateurs afin d'optimiser les échanges selon le modèle précédemment développé.





## Chapitre 4

# Application de la blockchain à une communauté énergétique locale

### Contenu

---

<b>4.1</b>	<b>Introduction</b>	<b>122</b>
<b>4.2</b>	<b>Présentation de la technologie blockchain</b>	<b>124</b>
4.2.1	Définition et propriétés	124
4.2.2	Historique	126
4.2.3	Fonctionnement	128
4.2.4	Potentiel et applications de la technologie blockchain	136
<b>4.3</b>	<b>Développement d'une blockchain locale pour une communauté énergétique renouvelable</b>	<b>143</b>
4.3.1	Mise en œuvre de la technologie blockchain	143
4.3.2	Environnement et outils utilisés	144
4.3.3	Smart contract	149
<b>4.4</b>	<b>Simulations et résultats</b>	<b>153</b>
4.4.1	Paramètres des simulations	153
4.4.2	Résultats	154
<b>4.5</b>	<b>Conclusion</b>	<b>162</b>

---

## 4.1 Introduction

Le chapitre 2 a présenté un modèle d’optimisation des échanges d’énergie au sein d’une communauté énergétique. Le chapitre 3 a complété cette approche en introduisant les contraintes électriques et a permis d’identifier les phénomènes électriques produits par ces échanges. Ce modèle d’échanges d’énergie se caractérise notamment par son caractère distribué : les utilisateurs trouvent eux-mêmes un compromis sur la répartition de l’énergie localement produite, sans intervention d’un tiers de confiance. Dans la perspective d’appliquer cette approche dans un cas réel se pose la question de la mise en œuvre concrète : par quel moyen technologique peut-on implémenter ce modèle entre utilisateurs d’une communauté énergétique ? Le présent chapitre traite cette problématique, en présentant une solution basée sur une blockchain locale.

Bien qu’ayant émergée récemment, notamment avec la crypto-monnaie Bitcoin, la technologie blockchain suscite un fort intérêt de la communauté scientifique grâce notamment à ses caractéristiques de sécurité et de décentralisation. De nouvelles applications naissent, dans des domaines aussi variés que la finance [139], le biomédical [140] ou la logistique [141], et illustrent le potentiel de cette technologie. Au cours des dernières années, les recherches sur la blockchain et les applications associées ont connu une forte progression, comme le montre le nombre d’articles publiés par année sur ces sujets (figure 4.1) ainsi que l’augmentation du nombre de citations de ces articles (figure 4.2).

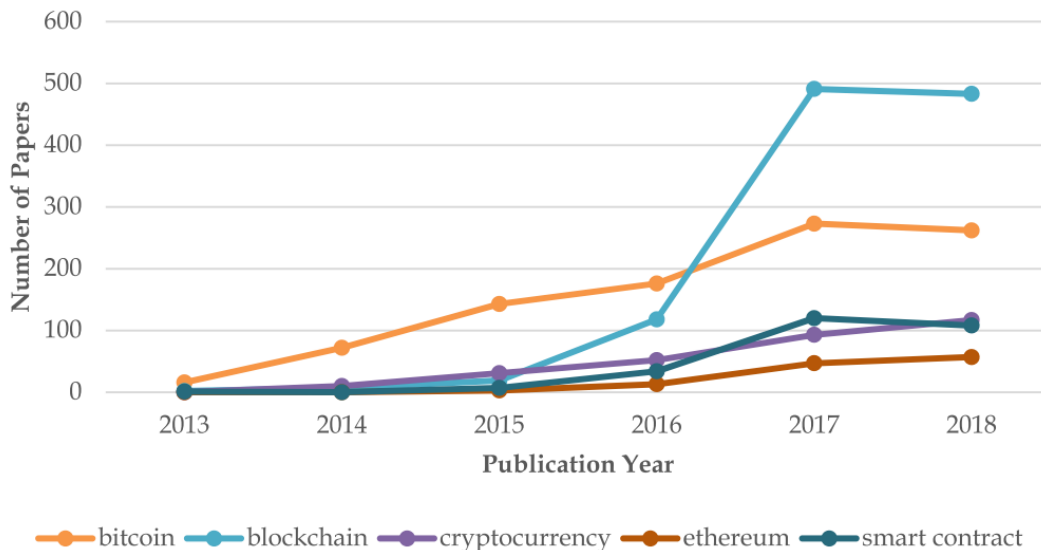


FIGURE 4.1 – Nombre d’articles sur les sujets liés à la blockchain [4]

Il y a donc actuellement un réel intérêt de la communauté scientifique pour continuer à développer la technologie blockchain, en améliorant ses capacités et en proposant de nouvelles fonctionnalités. Les études proposent également de nouvelles applications, dans divers domaines, qui exploitent les propriétés de la blockchain.

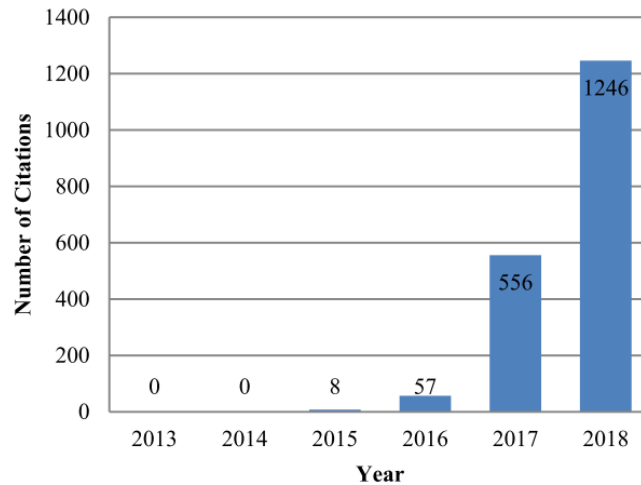


FIGURE 4.2 – Evolutions des citations d’articles liés à la blockchain [4]

Dans le domaine de l’énergie, de nouveaux usages apparaissent, notamment pour accélérer la modernisation, l’automatisation et la digitalisation du réseau électrique, pour le transformer en *smart grid* [142]. Dans ce contexte, l’application de la blockchain à une communauté énergétique locale est une des applications les plus prometteuses, pouvant mettre en relation directe producteurs et consommateurs d’énergie dans un voisinage, pour tirer au mieux profit des sources de production d’électricité locales, en se passant d’un agent central.

Pour répondre à la problématique de la thèse, qui vise notamment à proposer une stratégie décentralisée des échanges d’énergie au sein d’une communauté énergétique locale, l’utilisation de la technologie blockchain est pertinente. Les expérimentations menées apportent également des réponses sur le potentiel et les limites de cet outil ainsi que des recommandations pour son utilisation.

Ainsi, ce chapitre détaille l’application de la blockchain à une communauté énergétique locale, dont le cas d’étude est le réseau électrique de l’îlot historique de l’Université Catholique de Lille. La section 4.2 présente d’abord le fonctionnement de la technologie blockchain, en rappelant son historique, ses caractéristiques et les principales applications de cette technologie. Les limites et les enjeux sont aussi commentés. Ensuite, dans la section 4.3 on expose l’approche suivie pour le développement d’une blockchain locale au sein d’une communauté énergétique locale et les différents outils informatiques utilisés. Enfin, la mise en œuvre de cette blockchain est présentée et des résultats de simulations sont analysés dans la section 4.4.

## 4.2 Présentation de la technologie blockchain

Le terme blockchain se réfère à une technologie informatique, qui met en relation plusieurs utilisateurs et leur permet d'interagir, c'est-à-dire d'échanger ou stocker des informations ou de procéder à des transactions. Elle fait partie des technologies appelées DLT (*digital ledger technologies* : technologies de registre distribué) : la base de données est dite distribuée car elle est répliquée sur tous les nœuds du réseau, au contraire des bases de données centralisées, qui sont hébergées sur un unique serveur. En effet, les DLT ont été initialement créées avec la vocation d'assurer une décentralisation et de rendre possibles les interactions directes entre utilisateurs, en se passant d'un tiers de confiance [143]. Les DLT regroupent plusieurs technologies, qui diffèrent par la façon dont les données sont vérifiées et ajoutées à la base de données. La technologie blockchain est actuellement la plus répandue et la plus développée, mais on peut citer d'autres technologies comme Tangle ou hashgraph, qui sont à un stade de maturité encore limité et dont les applications demeurent très restreintes [144]. Pour l'instant, seule la technologie blockchain est employée dans des applications concrètes.

### 4.2.1 Définition et propriétés

#### 4.2.1.1 Définition

De façon générale, le terme blockchain définit un système distribué pair-à-pair (noté P2P pour l'anglais *peer-to-peer*), sécurisé par des outils cryptographiques, dans lequel des données peuvent seulement être ajoutées et consultées, mais pas effacées. Ce système est immuable et mis-à-jour par un mécanisme de consensus entre les utilisateurs [145].

D'une façon plus pratique, le terme blockchain désigne une plateforme P2P à travers laquelle les utilisateurs échangent des données, par l'intermédiaire de transactions enregistrées sur cette plateforme, sans avoir recours à un tiers de confiance [146].

Ainsi, quand on évoque la technologie blockchain de façon générale, on fait donc référence aux caractéristiques énoncées ci-dessus, communes à toutes les blockchains. Quand on parle d'une blockchain en particulier, on parle d'une plateforme précise, c'est-à-dire du système P2P dont il est question, définie par ses nœuds et son mécanisme de consensus, avec lequel interagissent concrètement les utilisateurs. Il existe beaucoup de blockchains différentes, qui possèdent toutes leur propre architecture, et dont le mécanisme de consensus peut varier.

#### 4.2.1.2 Propriété des blockchains

Par sa structure, la technologie blockchain possède les propriétés suivantes :

- **Décentralisation :**

Les échanges de données dans le système sont assurés par des transactions P2P, c'est-à-dire sans recours à un tiers de confiance. Le fonctionnement du système ne repose ainsi plus sur un organe central, mais dépend seulement des utilisateurs.

- **Résilience :**

La blockchain est une base de données répliquée sur l'ensemble des nœuds du système. Par conséquent, le dysfonctionnement d'un nœud n'entrave pas le fonctionnement de l'ensemble du système, car les autres nœuds permettent à la blockchain de poursuivre son fonctionnement. Contrairement à un système centralisé qui comporte un point de défaillance unique, la blockchain est donc plus résiliente à la panne d'un de ses éléments.

- **Transparence :**

Avant d'être prise en compte, chaque transaction doit être validée par l'ensemble des utilisateurs, au moyen d'un mécanisme de consensus. De ce fait, ces utilisateurs ont connaissance de tout ce qui est ajouté à la base de données, car l'information contenue dans la transaction est accessible à tous les utilisateurs. Elle peut néanmoins être cryptée pour n'être lisible que par certains. De plus, la répliquation des données sur chaque nœud empêche qu'un unique acteur ne possède toutes les données et donc ne soit en capacité d'en restreindre l'accès, et qu'il ne soit pas seul responsable de la validation des transactions.

- **Immuabilité :**

Une fois qu'une transaction est validée puis enregistrée dans la blockchain, elle ne peut plus être modifiée. Les outils cryptographiques assurent que les données stockées dans la blockchain ne peuvent être ni altérées ni effacées ultérieurement.

- **Automatisation :**

Cette propriété n'est pas commune à toutes les blockchains, mais seulement à celles qui supportent l'exécution de programmes informatiques (Ethereum notamment). Ces programmes informatiques, appelés *smart contracts*, permettent de déclencher automatiquement des transactions, en fonction de conditions prédéfinies. Il est donc possible d'automatiser certaines tâches avec une blockchain [72].

La combinaison de ces propriétés suscite un intérêt croissant de la communauté scientifique, car celles-ci permettent d'envisager de nouveaux cas d'usage dans divers domaines. Cependant, la technologie blockchain a historiquement émergé pour des applications financières.

Après un rappel sur l'historique de cette technologie dans la section 4.2.2, la partie 4.2.3 explique en détail le fonctionnement concret d'une blockchain et définit les termes techniques associés (mécanisme de consensus, P2P, fonctions de hachage, *smart contracts*).

### 4.2.2 Historique

La technologie blockchain a émergé au cours des dix dernières années et de nombreuses applications, dont les plus connues sont les crypto-monnaies, se sont développées grâce à cette technologie. Bitcoin et Ethereum sont les deux principales plateformes qui ont successivement suscité l'intérêt du public et participé de façon notable à l'essor de la blockchain.

#### 4.2.2.1 Bitcoin

Le premier exemple connu d'utilisation concrète d'une blockchain est la crypto-monnaie Bitcoin, créée en 2008 par Satoshi Nakamoto [147]. L'idée est née de la volonté de créer une monnaie complètement décentralisée, qui se passe de tiers de confiance [148]. Les bitcoins, qui sont les actifs de cette crypto-monnaie, s'échangent donc directement entre les utilisateurs du système, par des transactions P2P. La particularité de Bitcoin réside dans le fait que la valeur des bitcoins échangés n'est pas régulée par une autorité centrale, contrairement à une monnaie classique où une banque centrale joue normalement le rôle de tiers de confiance et garantit la valeur de la monnaie.

Ce système s'appuie sur une blockchain, constituée d'un réseau de plusieurs nœuds, qui enregistre toutes les transactions financières entre les utilisateurs du système et garde donc la trace de tous les échanges passés. Chaque utilisateur dispose d'une copie de la base de données. Ainsi, une fois qu'une transaction est enregistrée, sa falsification devient en pratique extrêmement difficile car elle nécessiterait de modifier toutes les répliques de la base de données. D'autre part, un mécanisme de consensus qui implique l'ensemble des nœuds du réseau vérifie la conformité et valide les transactions en attente. Ces caractéristiques, que l'on détaillera par la suite, assurent l'intégrité et la sécurité de la base de données.

Bitcoin est donc le premier exemple d'application de la technologie blockchain. Elle a connu un développement important, et les bitcoins sont aujourd'hui parfois acceptés comme réels moyen de paiement, notamment en ligne [149], même si le cours du Bitcoin est soumis à d'importantes variations, justement car elle n'est pas contrôlée par une banque centrale, comme l'illustre la figure 4.3.

#### 4.2.2.2 Ethereum

Ethereum est la seconde principale application qui utilise la technologie blockchain. Ethereum a été créé en 2015 par Vitalik Buterin, en reprenant les principes de base de Bitcoin, mais avec la volonté d'étendre les possibilités d'applications [150]. En effet, la blockchain Bitcoin se limite à des transactions financières entre les utilisateurs, et on parle donc de blockchain 1.0 dans ce cas. Ethereum est né avec la volonté d'utiliser la technologie blockchain pour des applications beaucoup plus variées. Dans cette optique, Ethereum combine une crypto-monnaie, appelée ether, dont le fonctionnement est similaire à celui des bitcoins, et un langage de programmation, Solidity. Ce langage est dit complet au sens de Turing, c'est-à-dire qu'il supporte tout type d'opérations, notamment les boucles itératives [151].

Solidity permet d'écrire des programmes informatiques, appelés *smart contracts*, qui sont déployés sur la blockchain. Ces *smart contracts* apportent donc de nouvelles fonctionnalités à la blockchain,



FIGURE 4.3 – Variations du cours du bitcoin (données issues de [5])

car on peut alors automatiser des opérations ou même développer des applications complètes sur la blockchain. A la différence d'applications classiques fonctionnant sur un serveur central, les applications utilisant des *smart contracts* s'exécutent de façon distribuée simultanément sur tous les nœuds du réseau et héritent des propriétés de la blockchain [152].

Schématiquement, par rapport à Bitcoin, Ethereum rajoute donc une couche supplémentaire : en plus de la base de données distribuée entre les utilisateurs, qui peut être vue comme un serveur P2P, Ethereum ajoute l'exécution des *smart contracts* sur cette base de données.

Ethereum a été développé pour la création d'applications décentralisées, nommées Dapps : comme elle est définie par le *beige paper*, la blockchain Ethereum constitue une machine virtuelle, c'est-à-dire un ordinateur qui exécute des programmes en parallèle sur tous les nœuds du réseau [153]. La blockchain Ethereum fournit donc des outils pour créer rapidement des nœuds et se focaliser sur le développement d'applications décentralisées, sans s'occuper dans les détails du fonctionnement de la blockchain. Un programmeur peut rapidement écrire un *smart contract*, qui sera déployé et exécuté sur la blockchain, qui peut être alors vue comme un simple ordinateur, sans se préoccuper du fonctionnement interne de la blockchain.

Les applications décentralisées constituent donc une évolution par rapport à la première génération de blockchains (Bitcoin). Elles permettent d'envisager une multitude de cas d'usage où les propriétés de la technologie blockchain représentent un intérêt. On parle de blockchain 2.0.

On peut mentionner qu'avec ces Dapps est apparu le concept d'organisations autonomes décentralisées (DAO : *decentralized autonomous organizations*). Une DAO est définie par un ensemble de *smart contracts* qui régissent le fonctionnement d'une organisation, de façon autonome, sans aucune intervention humaine. Les DAO permettraient l'automatisation complète de processus complexes, mais avec le risque qu'une fois déployée, une DAO ne puisse pas être modifiée. Les DAO sont pour l'instant un concept théorique qui manque de maturité et d'applications pratiques, mais elles représentent une étape supplémentaire dans la décentralisation, que l'on nomme parfois blockchain 3.0 [145].

### 4.2.3 Fonctionnement

Cette section rappelle les définitions des éléments constitutifs de la blockchain et détaille son fonctionnement, qui combine trois points fondamentaux [72] :

- une base de données distribuée, répliquée sur tous les nœuds du réseau P2P ;
- l'utilisation d'outils cryptographiques (notamment les fonctions de hachage et la cryptographie asymétrique) pour sécuriser les données et les informations échangées sur la blockchain ;
- une gestion décentralisée des données stockées dans la blockchain, grâce à des algorithmes de consensus .

Aucun de ces trois aspects n'est fondamentalement nouveau, mais l'intérêt de la blockchain réside dans leur utilisation conjointe, ce qui confère à la blockchain ses propriétés.

#### 4.2.3.1 Base de données distribuée

Comme on l'a évoqué plus haut, la blockchain est constituée d'une base de données distribuée, partagée sur un réseau P2P. Un système P2P est un réseau qui met en communication plusieurs ordinateurs, appelés nœuds, pour communiquer et échanger directement des informations.

La particularité d'un système P2P est que les nœuds s'envoient directement les données, sans passer par un serveur central. Tous les nœuds jouent alors à la fois le rôle de client et de serveur : ils peuvent envoyer des requêtes (rôle du client) et répondre à ces requêtes (rôle de serveur). Les participants d'un réseau P2P partagent une partie de leur équipement informatique hardware (par exemple leur puissance de calcul ou leur capacité de stockage), pour faire fonctionner le système global. Par exemple, pour les applications de partage de fichiers, un nœud envoie une requête aux autres nœuds (par exemple une demande un fichier). Les nœuds qui possèdent ce fichier l'envoient directement au premier nœud, sans passer par un intermédiaire [154].

La figure 4.4, inspirée de [155], illustre la différence entre un réseau classique avec une architecture clients-serveur (a), un réseau hybride serveur-P2P (b), et un réseau complètement P2P (c).

Dans un réseau P2P, tous les nœuds sont donc en interaction mais restent indépendants et le fonctionnement du système global ne repose pas sur un unique serveur. La perte d'un nœud ne compromet pas le service du réseau entier [156].

La blockchain est donc un réseau P2P, dans lequel tous les nœuds possèdent la même version de la base de données. C'est la réplication de cette base de données sur l'ensemble du réseau qui confère à la blockchain sa résilience : en cas de perte ou de dysfonctionnement d'un nœud, le système global continue de fonctionner, puisqu'il n'y a aucun point critique dans le système. De plus, des nœuds peuvent facilement être ajoutés ou supprimés du système sans perturber le fonctionnement.



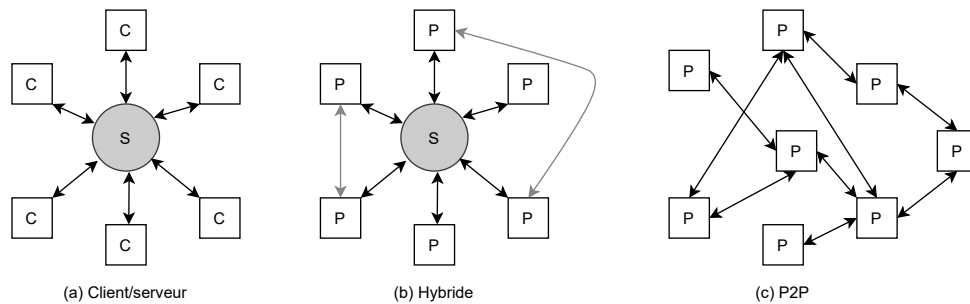


FIGURE 4.4 – Représentations des différents types de réseaux

### 4.2.3.2 Outils cryptographiques

Les données dans la blockchain sont ordonnées de façon chronologique en blocs successifs. Cette structure imbriquée garantit l’immuabilité de la base de données. Avant de détailler la structure de ces blocs, il est nécessaire de définir brièvement les fonctions de hachage et les clés publiques/ privées, qui sont utilisées pour former les blocs et sécuriser les données enregistrées.

**4.2.3.2.1 Fonctions de hachage** Les fonctions de hachage sont des fonctions mathématiques utilisées en cryptographie pour coder tout type de fichier. Elles s’appliquent sur une donnée quelconque (par exemple sur un fichier texte, ou bien une image) et produisent une chaîne de caractères de longueur fixe (qui dépend uniquement de la fonction utilisée, par exemple 256 ou 512 bits), qu’on appelle *hash*. L’intérêt de telles fonctions est que le *hash* est propre à un fichier, et qu’une infime modification de ce fichier produit un *hash* complètement différent. Le *hash* est la signature électronique du fichier [154].

Les fonctions de hachage utilisées en cryptographie sont réputées résistantes à la collision : étant donné un fichier en entrée, il est impossible de trouver un second fichier différent du premier mais qui donne le même *hash*. Cette propriété assure que le *hash* représente la signature électronique d’un unique fichier. Quand des collisions sont observées pour une fonction de hachage, celle-ci n’est plus utilisée.

De plus, il doit être impossible de trouver une préimage pour un *hash* donné : la connaissance d’un *hash* ne doit pas permettre de retrouver le fichier qui a généré ce *hash* [157].

Les fonctions de hachage actuellement utilisées de façon courante sont SHA-1, MD5 ou bien SHA-2, utilisée notamment dans Bitcoin.

**4.2.3.2.2 Cryptographie asymétrique** La cryptographie asymétrique renvoie à l'utilisation de clés publiques et clés privées pour le chiffrement de messages. Dans une blockchain, chaque utilisateur est identifié par son adresse, qui constitue une clé publique et est connue des autres utilisateurs. Il possède également une clé privée, connue de lui seul. La clé publique est calculée à partir de la clé privée.

De façon générale, lorsqu'un utilisateur A veut envoyer un message sécurisé à un utilisateur B, il crypte le message avec la clé publique de l'utilisateur B. Une fois ce message chiffré, seule la clé privée de B, connue de lui seul, permet de déchiffrer le message, comme l'illustre la figure 4.5. Le terme de cryptographie asymétrique vient donc de l'utilisation nécessaire des deux clés distinctes, publique et privée, qui ont un rôle différent, pour coder et décoder les messages [158].



FIGURE 4.5 – Principe de la cryptographie asymétrique

Dans la technologie blockchain, la cryptographie asymétrique est utilisée de façon inverse pour la signature des transactions. Elle permet d'authentifier l'utilisateur à l'origine d'une transaction grâce à sa signature. En pratique, l'auteur d'une transaction signe celle-ci en chiffrant un message avec sa clé privée. Les autres utilisateurs, qui disposent de la clé publique, peuvent alors tous décoder le message et vérifier qu'il s'agit bien de la signature de l'utilisateur ayant déclenché cette transaction. L'utilisation de la cryptographie asymétrique permet donc de garantir l'authenticité des transactions [154].

**4.2.3.2.3 Structure des blocs** La blockchain stocke les données dans des blocs générés successivement. Chaque bloc fait référence au bloc précédent. Les blocs forment donc une chaîne, d'où l'appellation blockchain (chaîne de blocs).

En pratique, toutes les données sont stockées sous forme de transactions. Les transactions sont envoyées d'un compte de la blockchain vers un second compte, avec un montant de crypto-monnaie associé. Ces transactions modifient l'état de la blockchain. Dans le cas purement financier de Bitcoin, une transaction précise donc le compte émetteur, le compte receveur, et le montant de bitcoins transférés. Une fois la transaction enregistrée dans un bloc, l'état de la blockchain est mis à jour, dans ce cas le portefeuille des utilisateurs. Dans un cas plus général, avec les *smart contracts*, les données associées aux transactions peuvent représenter d'autres variables que les portefeuilles.

Chaque bloc contient trois parties distinctes :

- le *header*, qui contient notamment le *hash* du bloc précédent ;
- les transactions, qui forment le cœur du bloc ;

- le *hash* du bloc en question.

Un bloc est formé en y insérant les transactions en attente de validation. Le *header* contient le *hash* du bloc précédent. Une fois que tout le bloc est prêt, on calcule son propre *hash* et on l'insère. Comme les blocs font référence les uns aux autres, ils forment une chaîne imbriquée, comme le montre la figure 4.6.

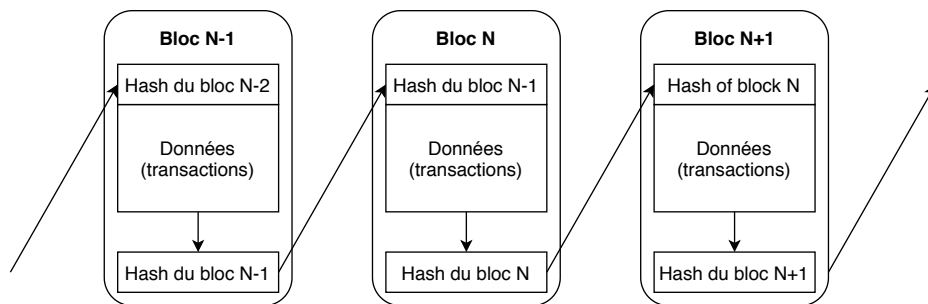


FIGURE 4.6 – Illustration d'une chaîne de blocs

Cette imbrication des blocs rend les données immuables en pratique. En effet, une fois qu'un bloc est validé et ajouté à la chaîne, la moindre modification d'une donnée à l'intérieur de ce bloc modifierait le *hash* de ce bloc. Par conséquent, elle modifierait également le *hash* de tous les blocs suivants. Donc pour que la modification d'un bloc existant soit effectivement prise en compte, il faudrait que le nœud du réseau à l'origine de la modification recalculer le *hash* du bloc modifié ainsi que le *hash* de tous les autres blocs, et que ces blocs soient validés par l'ensemble du système et diffusés sur l'ensemble du réseau. Et ceci alors que de nouveaux blocs, créés par les autres nœuds, s'ajoutent continuellement à la chaîne. Même si une telle modification est en théorie possible, en pratique elle est impossible, car elle nécessiterait qu'un nœud ait strictement plus de puissance de calcul que plus de la moitié du réseau, afin de recalculer tous les *hashs* et de les valider, pour diffuser les blocs modifiés à l'ensemble du système [159]. La gestion distribuée de la base de données assure donc qu'une fois les données enregistrées dans des blocs, il est en pratique impossible de les modifier. Ainsi, la base de données est immuable. Il est de plus possible de connaître l'historique de toutes les transactions.

Comme chaque bloc doit faire référence au bloc précédent, le bloc initial est particulier, car étant le premier de la chaîne, il ne peut pas contenir le *hash* d'un autre bloc. Il est appelé *genesis* et est créé lors de l'initialisation des nœuds.

### 4.2.3.3 Mécanismes de consensus

Comme l'explique la section précédente, l'enregistrement de données dans la blockchain nécessite la création et la validation d'un nouveau bloc. Tout l'enjeu de la blockchain réside donc dans la manière dont ce nouveau bloc est validé par l'ensemble des nœuds et ensuite ajouté à la chaîne. La technologie blockchain se caractérise par l'absence d'agent central qui serait l'unique responsable de la création et de la validation des blocs. Ainsi, la prise de décision sur les données enregistrées est décentralisée et nécessite un accord entre les nœuds du réseau. Pour parvenir à cet accord, la blockchain utilise des mécanismes de consensus. Lorsqu'un nouveau bloc est proposé, ceux-ci permettent à l'ensemble du réseau de s'assurer de la validité de ce bloc et de l'ajouter à la chaîne. Sans de tels mécanismes, chaque nœud du réseau proposerait des nouveaux blocs différents, et ainsi l'ensemble du système ne posséderait plus la même version de la blockchain. On appelle cette situation un *fork* [1].

Plusieurs mécanismes de consensus existent et beaucoup d'études sont actuellement menées pour en proposer de nouveaux. Cette section présente les trois principaux actuellement utilisés.

**4.2.3.3.1 Preuve de travail** La preuve de travail, notée PoW (*Proof of Work*), est historiquement le premier mécanisme de consensus utilisé pour les blockchains. C'est ce qu'utilise la blockchain Bitcoin. L'idée derrière ce mécanisme est qu'un nœud qui propose un nouveau bloc doit apporter une preuve du travail qu'il a fourni pour créer ce bloc. Cette preuve de travail consiste en un calcul difficile et coûteux en énergie. Ainsi, ce mécanisme prévient les fraudes, car il rend la génération d'un bloc trop coûteuse pour qu'un éventuel nœud fraudeur ait intérêt à créer le bloc [1].

Plus particulièrement, la preuve de travail consiste à trouver la valeur d'un nombre caractéristique du *header* du bloc (le *nonce*), de façon à ce que le *hash* de ce bloc commence par un nombre fixé de zéros. Comme les fonctions de hachage sont très sensibles aux données en entrée et qu'il est en pratique impossible de prévoir le résultat pour une entrée donnée, la seule façon de trouver un *nonce* qui satisfasse la condition requise est d'essayer de nombreux *nonces* différents et de calculer le *hash* du bloc à chaque fois [160].

Un fois qu'un nœud trouve un *nonce* qui convient, il diffuse le bloc au reste du réseau. Comme les fonctions de hachage sont faciles à calculer, les autres nœuds peuvent s'assurer facilement que le bloc créé est bien valide.

La preuve de travail repose donc sur la distribution de la puissance de calcul à travers tout le réseau. Elle permet d'établir une confiance entre de nombreux nœuds qui unitairement ont une puissance trop faible pour calculer à chaque fois les preuves de travail avant le reste du réseau. En effet, en pratique, pour contrôler une blockchain fonctionnant avec une preuve de travail, un unique nœud doit posséder plus de 50% de la puissance de calcul du réseau entier. Pour des blockchains contenant plusieurs milliers de nœuds, comme c'est le cas de Bitcoin, c'est impossible [161].

Dans le cas de la preuve de travail, le processus de création des blocs est appelé minage. Les nœuds qui cherchent à résoudre la preuve de travail pour former des nouveaux blocs sont appelés mineurs. Afin de compenser la dépense énergétique due au calcul de la preuve de travail, le mineur qui crée le nouveau bloc est rémunéré avec de nouvelles unités de crypto-monnaies générées par la création du

bloc.

La preuve de travail permet donc d'assurer un consensus distribué entre les différents nœuds du réseau pour la création de nouveaux blocs. Cependant, son principal défaut réside dans la consommation énergétique qu'elle engendre. Cette consommation est due à deux facteurs. D'une part, le processus de calcul du *nonce* en lui-même est intrinsèquement long et coûteux en énergie, car c'est ce qui dissuade les nœuds frauduleux de corrompre la blockchain. D'autre part, comme les mineurs sont rémunérés, les nœuds sont donc en compétition pour former les blocs, ce qui pousse les utilisateurs à investir dans du matériel informatique de plus en plus performant. Ce phénomène a notamment eu lieu avec la blockchain Bitcoin, où lorsque la valeur du bitcoin est devenue suffisamment attractive, beaucoup d'acteurs ont commencé à miner. Des fermes de minage ont été ouvertes dans l'unique but de calculer cette preuve de travail, notamment en Chine. Par conséquent, la consommation énergétique de la blockchain Bitcoin a énormément augmenté, et était estimée à 46 TWh pour l'année 2018, soit autant que la consommation électrique de pays comme le Sri Lanka ou la Jordanie [162].

**4.2.3.3.2 Preuve d'enjeu** La preuve d'enjeu, notée PoS (*Proof of Stake*) est le deuxième mécanisme de consensus développé pour les blockchains, afin d'éviter le problème de consommation électrique causée par la preuve de travail. L'idée de la preuve d'enjeu est de favoriser le minage par les nœuds qui ont le plus d'enjeu dans la blockchain, c'est-à-dire qui possèdent le plus grand nombre d'actifs de crypto-monnaie sur la blockchain. Ces nœuds sont considérés comme les plus fiables du système, car ils ont le plus à perdre en cas de falsification des blocs. Contrairement à la PoW dans laquelle la probabilité pour qu'un mineur valide un bloc est proportionnelle uniquement à sa puissance de calcul, dans la PoS, cette probabilité dépend de l'enjeu de ce mineur dans la blockchain [163].

Plusieurs variantes de la PoS existent pour éviter que le nœud le plus riche du réseau ne domine l'ensemble du réseau, et que le système ne devienne centralisé. On trouve notamment des procédés aléatoires pour choisir le mineur qui pourra créer le blocs, parmi les mineurs disposant d'un nombre suffisants d'actifs. D'autres blockchains accordent aussi de l'importance à l'ancienneté des unités de crypto-monnaie possédées, et ainsi les mineurs qui possèdent des actifs depuis plus longtemps ont plus de probabilité d'être sélectionnés pour le minage [1].

La sécurité d'une blockchain avec une PoS augmente avec la taille et le nombre d'actifs de crypto-monnaie en circulation : en effet, c'est la répartition de ces actifs entre tous les mineurs qui évite qu'un nœud ne soit dominant pour la création de bloc.

Comme la PoS ne requiert plus de calculs intensifs pour fournir une preuve de travail, elle permet d'éviter l'importante consommation énergétique due à la PoW. Pour cette raison, les développeurs d'Ethereum se sont depuis la création de la blockchain penchés sur le passage de la PoW à une PoS, et ce passage a été amorcé en 2020 et se poursuivra jusqu'au lancement de la blockchain Ethereum 2.0 [164].

**4.2.3.3.3 Preuve d'autorité** La preuve d'autorité, PoA (*Proof of Authority*) est une alternative à la PoW et la PoS. Ce mécanisme s'inspire de la PoS, mais se base sur l'identité des nœuds du réseau et non pas sur leur enjeu dans la blockchain. La PoA nécessite donc de connaître l'identité des nœuds du réseau (au moins de certains), et d'authentifier ces nœuds comme nœuds de confiance du réseau. Ces nœuds sont appelés *sealers*. Les *sealers* procèdent à un vote entre eux pour la création et la validation des nouveaux blocs [161].

Comme la PoS, la PoA est intéressante car elle ne requiert pas le calcul coûteux de la preuve de travail. Néanmoins, elle nécessite de connaître l'identité de certains nœuds et repose sur l'intégrité de ceux-ci. Ainsi, contrairement à la PoW et la PoS qui ont été pensées pour parvenir à un mécanisme en l'absence de confiance entre tous les utilisateurs du système, la PoA réintroduit cette notion en reposant sur les *sealers*.

Ce mécanisme de consensus est pertinent pour les blockchains avec un nombre restreint d'utilisateurs, dont l'identité est connue et qui sont considérés comme fiables. Elle convient notamment aux blockchains privées, que l'on définit dans la section suivante.

### 4.2.3.4 Types de blockchain

On distingue trois types de blockchain, en fonction des autorisations données aux utilisateurs de rejoindre le réseau et de modifier la blockchain.

**4.2.3.4.1 Blockchains publiques** Les blockchains publiques, comme Bitcoin ou Ethereum, se caractérisent par le fait que n'importe quel utilisateur peut créer un nœud et rejoindre le réseau. Tous les nœuds participent à la création des blocs et peuvent lire et écrire dans la blockchain. La blockchain est complètement décentralisée.

**4.2.3.4.2 Blockchains de consortium** Dans les blockchains de consortium, un nombre restreint de nœuds décident des règles de la blockchain et donnent ou non l'autorisation aux autres nœuds de rejoindre le réseau et de participer à la création des nouveaux blocs.

**4.2.3.4.3 Blockchains privées** Enfin, les blockchains privées sont mises en place originellement par une organisation pour répondre à une application précise. Cette organisation détermine le mécanisme de consensus et autorise seulement certains nœuds à rejoindre le réseau, et/ou à modifier la blockchain. Ces blockchains limitent donc la décentralisation en diminuant le nombre d'acteurs sur la blockchain. Toutefois, de telles blockchains sont pertinentes pour des applications où l'on doit garder un contrôle sur le système en restreignant son accès à des utilisateurs bien identifiés, c'est-à-dire lorsque que l'on veut réguler l'accès au réseau de la blockchain. Ces applications héritent des propriétés de transparence, immuabilité, résilience et d'automatisation propres aux blockchain, même si la décentralisation est moindre qu'avec une blockchain publique [154].

Même si les blockchains privées et de consortium réintroduisent au moins partiellement une centralisation de la blockchain, elles sont néanmoins plus efficaces et traitent les transactions plus rapidement.

## 4.2. PRÉSENTATION DE LA TECHNOLOGIE BLOCKCHAIN

TABLEAU 4.1 – Comparaison des différents types de blockchain ([1])

Propriété	Blockchains publiques	Blockchains de consortium	Blockchains privées
<b>Détermination du consensus</b>	Tous les nœuds	Certains nœuds	Une seule organisation
<b>Permission de lecture</b>	Publique	Publique ou restreinte	Publique ou restreinte
<b>Immuabilité</b>	Impossible à falsifier en pratique	Falsification possible	Falsification possible
<b>Performances</b>	Faibles	Bonnes	Bonnes
<b>Décentralisation</b>	Totale	Partielle	Limitée
<b>Participation au consensus</b>	Tous les nœuds	Seulement les nœuds autorisés	Seulement les nœuds autorisés

Le tableau 4.1 résume les principales caractéristiques de différents types de blockchain. Le terme de performance désigne à la fois l'efficacité énergétique et la rapidité de validation des transactions.

### 4.2.3.5 *Smart contracts*

Les *smart contracts* ont été introduits dans l'environnement blockchain par Ethereum. Comme on l'a mentionné plus haut, Ethereum a été créé pour apporter une nouvelle fonctionnalité par rapport à Bitcoin, en donnant la possibilité de créer des processus décentralisés, autres que des transactions financières, avec justement l'utilisation de *smart contracts*.

Plus généralement, le concept de *smart contract* a été défini en 1996 comme un ensemble de clauses contractuelles directement insérées dans du code, et qui s'exécutent automatiquement quand les conditions définies dans le contrat sont remplies [165]. Cette définition correspond globalement à une digitalisation d'un contrat classique.

Cependant, dans l'environnement blockchain, ce terme prête à confusion, car la notion de contrat et les implications juridiques qu'elle implique ne se retrouvent pas explicitement dans l'utilisation des *smart contracts* dans la blockchain. Dans l'environnement blockchain, le terme de *smart contract* représente simplement des programmes informatiques qui sont déployés sur l'ensemble du réseau blockchain.

Ethereum a introduit un langage spécial, inspiré de C++, Python et JavaScript, pour coder les *smart contracts* : Solidity [166]. De façon similaire à tous les programmes informatiques, les *smart contracts* définissent divers variables et fonctions utilisant ces variables. Dans Ethereum, l'ensemble des nœuds du réseau forme une sorte de grand ordinateur, appelé EVM (*Ethereum Virtual Machine*). Les *smart contracts*, une fois déployés sur la blockchain, sont exécutés par l'EVM [167]. En pratique, ils sont donc exécutés par l'intégralité des nœuds du réseau. En effet, avec le mécanisme de consensus, pour vérifier qu'un bloc, contenant le résultat d'un appel au *smart contract*, proposé par un nœud soit bien valide, les autres nœuds doivent également exécuter le *smart contract* afin de s'assurer que le résultat est correct.

Dans la blockchain Ethereum, les utilisateurs sont représentés par une adresse (la clé publique), et disposent d'un portefeuille et d'un espace de stockage sur la blockchain. Les *smart contracts* disposent également d'une adresse, et d'un espace de stockage. Pour utiliser une fonction du *smart contract*, les utilisateurs déclenchent des transactions en direction de l'adresse de ce *smart contract*.

L'utilisation d'un *smart contract* peut générer des frais de transactions, selon ce qu'exécute la fonction appelée. En effet, si la fonction demande simplement une lecture de données sauvegardées dans l'espace de stockage du *smart contract*, alors elle ne modifie pas l'état de la blockchain, donc ne requiert ni l'exécution d'un calcul ni la création d'un nouveau bloc. L'appel d'une telle fonction ne coûte rien à l'utilisateur. En revanche, si une fonction change l'état de la blockchain, par le calcul d'une variable par exemple, la création d'un nouveau bloc est nécessaire. Dans ce cas, l'utilisateur doit payer des frais de transactions, afin d'inciter les mineurs à prendre en compte sa transaction et à la miner dans le prochain bloc.

Dans la blockchain Ethereum, les frais de transactions sont exprimés en gaz. Cette unité peut être convertie en ether, et représente intrinsèquement le coût en calculs de l'exécution d'une transaction sur la blockchain. Un utilisateur qui souhaite déclencher une transaction doit donc y associer un certain montant de gaz [153]. Ces frais de transactions ont pour but de limiter les opérations trop lourdes et complexes sur la blockchain.

Pour résumer, les *smart contracts* sont des programmes informatiques déployés sur la blockchain, qui s'exécutent automatiquement de façon décentralisée et qui permettent de construire des applications décentralisées (Dapps).

### 4.2.4 Potentiel et applications de la technologie blockchain

D'une façon générale, la blockchain est utilisée dans le domaines de l'énergie pour mettre directement en relation des acteurs, en se passant d'agent central. Cette technologie est donc vue comme un outil pour assurer la décentralisation des systèmes d'information qui permettent la gestion du réseau, qui a lieu en parallèle de l'intégration des sources d'énergie décentralisées et de la multiplication des acteurs [168]. En se passant d'un agent central, la blockchain répond également à un enjeu de vie privée, puisqu'avec cette technologie, les utilisateurs ne partagent pas leurs données de consommation ou production par exemple.

Pour ces raisons, différentes applications mettant en œuvre la technologie blockchain ont été proposées dans le domaine de la gestion de l'énergie, notamment en ce qui concerne la gestion de la demande, la mobilité électrique et surtout les échanges d'énergie entre voisins.



### 4.2.4.1 Gestion de la demande

La gestion de la demande (notée DR pour *demand response* en anglais) se réfère aux mécanismes mis en place par les opérateurs du réseau électrique pour inciter les consommateurs à décaler leur charge en cas de pic de consommation par exemple. Le but de ces programmes est à la fois de limiter l'impact de l'intermittence des sources d'énergie renouvelable mais aussi de limiter les prix de l'électricité pendant des périodes de pics [169].

L'enjeu des programmes de DR est d'inciter les consommateurs à y prendre part, même si le décalage de leur consommation se traduit par une perte de confort. Beaucoup d'études ont proposé des mécanismes de DR centralisés, avec un agent, par exemple un agrégateur, qui collecte les données des utilisateurs et agit directement sur les charges pouvant être contrôlées. Cependant, des approches décentralisées sont pertinentes car elles permettent de laisser les consommateurs agir directement eux-mêmes sur leurs charges contrôlables. De plus, elles limitent les échanges de données, et donc protègent plus la vie privée [170]. Ainsi, la blockchain est vue dans ce cas comme un outil permettant de mettre en œuvre ces méthodes décentralisées, tout en répondant à la multiplication du nombre d'acteurs impliqués dans les programmes de DR.

Dans [171], les auteurs présentent un mécanisme de DR pour des *prosumers* constitué de deux étapes, fonctionnant avec un *smart contract*. Dans un premier temps, les *prosumers* soumettent des offres pour décaler leur charge, en fonction de leurs préférences. Dans un deuxième temps, un *smart contract* agrège ces offres, les sélectionne, détermine le prix de l'électricité et déclenche les transactions. Les simulations montrent que la gestion décentralisée est similaire à une gestion centralisée en terme de coûts pour les utilisateurs. Cela prouve que des méthodes décentralisées peuvent remplacer des méthodes centralisées. Cependant les auteurs ne donnent aucune indication sur l'implémentation pratique de la blockchain et les outils utilisés.

L'article [172] détaille l'implémentation d'une blockchain pour un mécanisme de DR. A l'aide des données récoltées par les compteurs électriques, un premier *smart contract* calcule la flexibilité des utilisateurs, définit un profil de consommation et calcule les pénalités en cas d'écart avec ce profil. Un deuxième *smart contract* est utilisé pour assurer l'équilibre consommation-production et déclenche les pénalités si nécessaire. Les auteurs utilisent la blockchain Ethereum avec une PoS pour simuler une communauté de 12 *prosumers*, et Solidity pour les *smart contracts*. Les résultats montrent que le prototype développé permet d'assurer un équilibre production-consommation presque en temps réel.

La blockchain est également utilisée par les auteurs [173] pour implémenter un mécanisme de DR au sein d'une communauté de *smart buildings*, qui contiennent différents types de charges électriques, en présence de sources d'énergie décentralisées. L'algorithme utilisé laisse les utilisateurs décider de leur flexibilité et optimiser leurs profils de puissance une journée en avance. Des *smart contracts* sont utilisés pour mettre en application cet algorithme de façon distribuée, et permettent aux utilisateurs de trouver un compromis sans avoir recours à un agent central. Des tests menés avec la blockchain publique Ethereum, couplée à des modèles d'utilisateurs codés en Python, montrent que l'approche proposée permet de réduire les coûts de la communauté. Cependant, les auteurs soulignent que les frais de transactions sur la blockchain peuvent représenter un problème pour l'application réelle, notamment

sur la blockchain publique Ethereum, et ne traitent pas en détail cet aspect.

Certains projets pilotes sont actuellement en cours de développement par des entreprises pour tester de façon concrète l'utilisation de la blockchain pour les programmes de DR. Mais il leur manque encore un certain recul pour tirer des conclusions sur l'utilisation de la blockchain [170].

### 4.2.4.2 Véhicules électriques

De façon similaire, les caractéristiques de la blockchain sont exploitées pour optimiser la charge des véhicules électriques. La charge d'une flotte de véhicules électriques peut en effet causer des congestions sur les lignes du réseau de distribution, car celui-ci n'a pas été initialement prévu pour supporter de telles contraintes [174]. Ainsi, la mise en place de méthodes de gestion est nécessaire pour éviter de créer des tensions sur le réseau de distribution. Avec la multiplication des véhicules, les approches décentralisées deviennent plus pertinentes que les méthodes centralisées, car elles permettent de coordonner la charge de toute une flotte sans augmenter la complexité du problème qu'un agent central aurait à traiter.

Par exemple, dans [109], les auteurs présentent un mécanisme P2P de doubles enchères pour une approche V2V (*vehicle to vehicle*), c'est-à-dire dans lequel les véhicules électriques s'échangent de l'énergie directement entre eux. L'implémentation utilise une blockchain de consortium, dans laquelle des agrégateurs locaux sont les nœuds qui gèrent la base de données. Cette blockchain permet d'optimiser la satisfaction globale des utilisateurs, tout en respectant leur vie privée puisqu'aucune donnée personnelle n'est transmise.

L'article [175] propose une méthode comparable pour gérer la charge d'une flotte de véhicules en l'absence d'un coordinateur central. Les véhicules électriques se voient affecter une puissance de charge par l'opérateur du réseau, et peuvent ensuite échanger ces quotas de charge entre eux, par un mécanisme de doubles enchères, où certains véhicules sont prêts à vendre leur quotas quand d'autres veulent absolument se charger, même si cela implique un surcoût. Les auteurs proposent une implémentation avec une blockchain privée Ethereum et un *smart contract*. Ils montrent ainsi la faisabilité de leur approche, mais ne détaillent pas la mise en application de la blockchain.

### 4.2.4.3 *Transactive energy*

La blockchain est également utilisée pour mettre en place des échanges d'énergie P2P au sein d'un micro-grid ou d'une communauté énergétique. Ce concept nouvellement défini, appelé *transactive energy*, désigne de façon générale tous les types de marché locaux de l'électricité qui mettent directement en relation consommateurs et producteurs à l'échelle d'un quartier. Le chapitre 2 a présenté plus en détails les différents types de marché locaux (P2P, de communauté, hybride), qui représentent une étape supplémentaire de la décentralisation du marché de l'électricité, notamment encouragée par la Commission européenne [176]. Le terme de *transactive energy* englobe donc toutes ces approches, ainsi que les moyens technologiques, notamment informatiques, utilisés pour mettre en application ces concepts.

Par ses caractéristiques, la blockchain est vue comme une technologie idéale pour constituer la plateforme virtuelle nécessaire à la mise en place des mécanismes de marchés P2P [95]. En effet, elle permet de mettre directement en relation des utilisateurs, et d'automatiser des mécanismes d'échanges ainsi que de traiter des transactions financières, tout en assurant la sécurité de la base de données contre des fraudes [145].

Le champ de recherche de l'application de la blockchain au concept de *transactive energy* a connu un intérêt grandissant au cours des dernières années, aussi bien du côté de la littérature scientifique que des projets démonstrateurs.

### 4.2.4.3.1 Revue de la littérature scientifique

Une étude intéressante présente un mécanisme d'échanges d'énergie directement entre des machines pour un process industriel d'une usine chimique [177]. La blockchain permet de mettre en place un marché décentralisé entre producteurs et consommateurs. Le prototype fonctionne avec une blockchain privée de seulement trois utilisateurs, utilisant l'outil Multichain ([178]) pour la création de la blockchain, et des scripts python pour le transfert des données entre les machines et la blockchain. Le but des auteurs est d'élaborer une preuve de concept pour montrer que la blockchain peut être utilisée pour procéder à des échanges d'énergies automatiques et décentralisés, mais les résultats manquent de perspectives sur l'analyse du fonctionnement détaillé de la blockchain et sur son application à un plus grand nombre d'utilisateurs.

Un nombre significatif d'études développent des modèles d'échanges d'énergie basés sur des doubles enchères. Ce mécanisme est schématiquement représenté dans la figure 4.7. De façon générale, dans un premier temps, les consommateurs et producteurs soumettent des offres pour acheter ou vendre de l'énergie (étape 1). Ces offres contiennent une quantité d'énergie et un prix d'achat ou de vente. Elles sont récoltées par un *smart contract*, qui les apparie, pour assurer l'équilibre production-consommation (étape 2). Il en résulte un prix d'équilibre pour l'électricité échangée dans ce marché P2P. Dans un dernier temps (étape 3), les transactions associées aux échanges d'énergie sont sauvegardées dans la blockchain, et l'énergie correspondante est envoyée par le producteur au consommateur.

Par exemple, dans [179], les auteurs présentent un mécanisme de transactions d'énergie en deux étapes. Dans un premier temps, les utilisateurs répondent à un appel aux enchères, où les acheteurs et vendeurs d'électricité émettent des offres sur les quantités d'énergie qu'ils sont prêts à échanger, avec un prix, pour une période fixée en avance. Un premier *smart contract* apparie les offres et procèdent aux transactions. Dans un deuxième temps, un second *smart contract* est utilisé pour que les participants puissent soumettre des offres en temps réel, en fonction de l'évolution du marché. Des simulations sont menées avec des *smart contracts* écrits en Solidity, et déployés sur une blockchain de test Ethereum.

L'article [180] détaille un prototype de marché local de doubles enchères. Ce marché est distribué et en temps réel. Différents scénarios sont implémentés par des *smart contracts* et simulés sur une blockchain de consortium Ethereum contenant 250 nœuds, et fonctionnant avec une PoA. La comparaison des résultats avec une approche centralisée montre que le marché complètement distribué peut réduire les coûts payés par les participants. Cependant, les auteurs soulignent que pour être efficace,

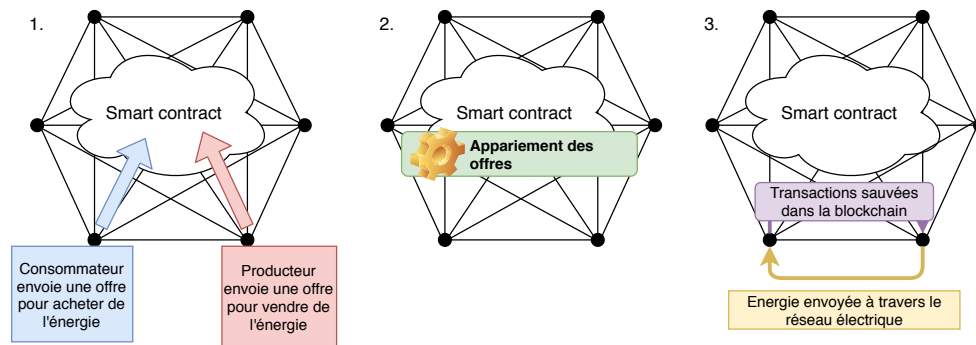


FIGURE 4.7 – Illustration d’un mécanisme de doubles enchères. Les points noirs représentent les nœuds de la blockchain.

l’implémentation de la blockchain et le réglage de certains paramètres ne doivent pas être négligés. En effet, pour un marché en temps réel, le temps de génération des blocs doit être suffisamment court pour répondre aux changements du marché.

De façon analogue, les auteurs dans [181] utilisent également un mécanisme de doubles enchères basé sur la blockchain. Ils utilisent une co-simulation avec un modèle physique du réseau électrique pour observer les conséquences sur le contrôle du réseau électrique de distribution. En ce sens, cette approche est similaire aux travaux développés dans cette thèse. Cependant, les auteurs n’implémentent pas une véritable blockchain, mais seulement un simulateur de blockchain développé en Python, sensé reproduire le comportement d’une véritable blockchain. Ainsi, les aspects de mises en œuvre technique ne sont pas traités explicitement dans cet article. Les simulations montrent que le mécanisme d’échanges P2P n’a pas de conséquences significatives sur le réseau de distribution, puisque seule la tension augmente d’environ 3% par rapport au cas de référence.

L’article [75] présente également un mécanisme pour un marché local de l’énergie fonctionnant avec des doubles enchères, pour optimiser le coût de l’électricité au sein d’une communauté énergétique. Cette approche est testée sur une blockchain privée Ethereum, fonctionnant avec une PoW. Le mécanisme est traduit par un *smart contract* en Solidity, et des programmes en JavaScript sont utilisés pour modéliser les agents et automatiser les interactions avec le *smart contract*. Les simulations montrent que le marché local permet d’obtenir des prix inférieurs par rapport à l’électricité venant du réseau de distribution. Mais les auteurs reconnaissent qu’il manque des conclusions sur la consommation et la possibilité de mise à l’échelle de la blockchain.

Cette étude est poursuivie dans [182], où les auteurs proposent une implémentation complète sur une communauté énergétique, avec l’utilisation de clients Python s’exécutant sur des processeurs Raspberry Pi pour modéliser les agents. Les mécanismes de PoW et PoA sont comparés, en terme de consommation de ressources des processeurs.

D’autres auteurs proposent des approches différentes pour les échanges d’énergie. Par exemple, l’article [183] présente un modèle d’échanges pour un micro-grid, dans lequel les utilisateurs forment des coalitions au sein desquels producteurs et consommateurs s’échangent l’électricité. L’enjeu est de

former correctement les coalitions en fonction du besoin des utilisateurs, pour optimiser les échanges. Les auteurs utilisent une blockchain spécifique, fonctionnant avec une PoW, pour tester leur approche, et montrent que l'algorithme distribué permet de former des meilleures structures de coalition qu'un algorithme centralisé. Cependant, peu de détails sont données sur l'implémentation pratique de la blockchain.

Par ailleurs, la blockchain peut également être utilisée pour optimiser les échanges d'énergie en calculant un algorithme d'optimisation distribué, notamment un algorithme ADMM, présenté dans le chapitre 2. Il est notamment employé pour la première fois dans une blockchain par [114], pour optimiser de façon distribuée les échanges d'énergie afin de réduire les coûts d'une communauté énergétique. L'étape d'agrégation, qui collecte les résultats des optimisations locales, est calculée directement dans un *smart contract*. Ainsi, le processus d'optimisation est complètement distribué et ne requiert pas d'agent coordinateur. Un deuxième *smart contract* est utilisé pour déclencher les transactions financières associées aux échanges calculés avec le premier *smart contract*. Les auteurs testent leur approche sur une blockchain publique de test Ethereum, avec des scripts Python pour modéliser les utilisateurs et automatiser les appels aux smart contracts. Les résultats montrent que l'approche distribuée génère des coûts supérieurs de seulement 0.4% par rapport à un algorithme centralisé. L'approche développée dans cet article est intéressante car elle montre l'intérêt d'utiliser la blockchain directement pour résoudre en pratique des algorithmes distribués. Cependant, l'étude ne traite pas du développement concret d'une blockchain dans une situation réelle, car elle se limite à des simulations sur une blockchain publique de test.

Cet algorithme ADMM est également repris dans [184] pour minimiser les coûts d'une communauté énergétique tout en respectant les contraintes du réseau électrique, qui sont directement insérées dans la formulation du problème d'optimisation, et en assurant l'équilibre production-consommation. Les tests sur la blockchain utilisent un *smart contract* en Solidity, une simulation de blockchain Ethereum privée (avec l'outil Ganache), et des scripts en Python pour modéliser les agents. Avec leur approche, les auteurs parviennent à réduire les coûts de 35% et l'import d'énergie depuis le réseau de 15%, par rapport à un scénario de référence. Cependant, les auteurs ne s'intéressent pas aux aspects de communication, de consommation énergétique et d'efficacité de la blockchain.

Pour résumer cet état de l'art sur le concept de *transactive energy*, la plupart des études proposent des mécanismes de marchés locaux reposant sur des systèmes d'enchères entre producteurs et consommateurs. Certaines voient aussi la blockchain comme un moyen de résoudre de façon concrète des algorithmes d'optimisation distribués, notamment l'ADMM. Dans les deux cas, les simulations montrent que les approches décentralisées permettent effectivement de minimiser le coût global de l'électricité d'une communauté énergétique par rapport à une approche centralisée.

### 4.2.4.3.2 Projets démonstrateurs

En parallèle de la recherche académique, des projets démonstrateurs voient le jour pour tester l'utilisation de la blockchain en conditions réelles.

Le projet ayant le plus capté l'attention de la communauté scientifique est le Brooklyn Microgrid [77]. Ce démonstrateur, opéré par l'organisation LO3 Energy, regroupe plusieurs consommateurs et producteurs photovoltaïques au sein d'un même quartier. Le projet est constitué d'une plateforme blockchain privée, nommée Exergy, qui crée un marché local sur lequel les utilisateurs peuvent s'échanger directement de pair à pair l'électricité photovoltaïque localement produite. Les consommateurs peuvent donner leurs préférences concernant la provenance de l'électricité. La blockchain est utilisée pour implémenter le mécanisme de marché de doubles enchères et tracer les transactions. Un boîtier spécial a été développé, et est connecté au compteur électrique de chaque participant pour relever les données de consommation ou de production dans la blockchain [185].

Ce projet a été le premier à mettre en place une plateforme concrète d'échanges d'énergie P2P entre producteurs et consommateurs au sein d'un même quartier, et a servi de référence pour l'implémentation de marchés locaux de l'électricité [100]. Néanmoins, peu de détails sont connus sur la technologie employée et le mécanisme de marché utilisé, ainsi que sur les résultats obtenus.

PowerLedger est une entreprise qui propose une plateforme pour les échanges d'énergie P2P, au sein d'un micro-grid. La plateforme, nommée EcoChain, est basée sur la blockchain Ethereum, et fonctionne avec un consensus de PoW [152]. PowerLedger est impliqué dans plusieurs projets pilotes, par exemple en France avec le fournisseur d'électricité ekWateur pour permettre aux consommateurs de choisir la provenance de leur électricité [186].

En France, on peut notamment citer le projet DIGISOL, porté par Sunchain, qui vise à optimiser l'autoconsommation collective au sein d'un quartier [187]. Ce projet a pour objectif de maximiser le taux d'autoconsommation collective, de minimiser la part de la production locale qui est envoyée sur le réseau de distribution, et de faire baisser les coûts de l'électricité pour les participants à cette opération d'autoconsommation collective. Chaque utilisateur est un nœud d'une blockchain de consortium utilisant la technologie Hyperledger. En pratique, les compteurs électriques envoient dans la blockchain les données de consommation et de production de tous les utilisateurs. Un *smart contract* répartit la production photovoltaïque locale entre les consommateurs, selon des règles préalablement définies, par pas de 30 minutes. Pour chaque consommateur, on distingue donc la part de l'électricité provenant de la production locale et la part venant du réseau de distribution. Ces données sont ensuite communiquées à Enedis pour la facturation de la consommation [188].

Dans ce projet, la blockchain est donc utilisée pour permettre un consensus distribué entre les acteurs, qui se mettent au préalable d'accord sur les règles de répartition de la production locale. Une fois ces règles transcrites dans le *smart contract*, elles ne sont plus modifiables. La technologie blockchain permet donc d'établir une confiance entre des acteurs qui ne se connaissent pas nécessairement, en se passant d'une gestion centralisée. D'autre part, la base de données étant distribuée, elle est consultable par tous les acteurs, qui peuvent donc s'assurer qu'il n'y a pas de fraudes dans les transactions.

### 4.3. DÉVELOPPEMENT D'UNE BLOCKCHAIN LOCALE POUR UNE COMMUNAUTÉ ÉNERGÉTIQUE RENOUVELABLE

---

Cependant, peu de conclusions peuvent être tirées à l'heure actuelle sur ces projets, pour deux raisons principales. D'une part, les entreprises qui développent ces projets communiquent peu sur la technologie utilisée, sur les éventuelles difficultés d'implémentation de la technologie blockchain et sur les résultats obtenus, en terme d'optimisation des échanges d'énergie et d'efficacité de la blockchain. D'autre part, ces projets sont à des stades expérimentaux, dans des phases de déploiement, et manquent de recul pour tirer des conclusions [152].

#### 4.2.4.4 Potentiel de la technologie blockchain

A travers les exemples donnés précédemment, on voit que la blockchain est une technologie pertinente pour assurer la décentralisation du réseau électrique. D'abord, elle permet d'intégrer un nombre croissant d'acteurs (consommateurs, producteurs, *prosumers*, véhicules électriques) et de mettre en relation tous ces acteurs avec un réseau de communication. Le mécanisme de consensus établit une confiance entre les acteurs sans nécessité d'une entité centrale.

Ensuite, la technologie blockchain est intéressante pour mettre en application des stratégies distribuées d'échanges d'énergie, y compris les marchés locaux de l'électricité, notamment P2P. Les articles de la littérature scientifique montrent que ces méthodes ont le potentiel pour réduire les coûts payés par les utilisateurs ou pour maximiser l'utilisation de la production d'électricité locale. D'autre part, avec ces approches, les consommateurs sont vraiment intégrés dans la gestion du réseau électrique, car ils participent de façon active aux échanges. Ainsi, la technologie blockchain donne plus d'importance aux utilisateurs finaux, tels les consommateurs, producteurs locaux, ou *prosumers*. Le fait de se passer d'une entité centrale permet de mieux prendre en compte les choix de ces utilisateurs [189].

Enfin, en se passant d'un agent central, la technologie blockchain limite le besoin de communication des données personnelles des utilisateurs et protège leur vie privée d'une entité centrale.

### 4.3 Développement d'une blockchain locale pour une communauté énergétique renouvelable

Dans cette section, nous détaillons l'approche suivie et l'environnement déployé pour implémenter l'algorithme de gestion de l'énergie (présenté dans le chapitre 2) avec la technologie blockchain.

#### 4.3.1 Mise en œuvre de la technologie blockchain

Malgré l'intérêt croissant pour la technologie blockchain, à l'heure actuelle la littérature scientifique manque encore d'études sur l'implémentation réelle d'une blockchain. En effet, il ressort de l'état de l'art dans les paragraphes précédents que parmi les articles qui proposent des mécanismes utilisant la technologie blockchain, peu d'entre eux présentent une réelle implémentation de la blockchain. Les outils utilisés sont rarement décrits, et la mise en place concrète des *smart contracts* et de l'interaction entre les acteurs est souvent absente. De plus, seules quelques études considèrent les problématique de consommation énergétique de la blockchain. En effet, parmi les articles mentionnés précédemment,

seuls [180] et [182] proposent une implémentation complète d'une blockchain et s'intéressent à l'efficacité et à la consommation énergétique de la blockchain.

Même si la blockchain permet en théorie de développer des stratégies distribuées pertinentes, qui favorisent la décentralisation du réseau électrique, plus d'analyses sont requises sur l'aspect pratique de l'implémentation de cette technologie. En effet, comme le soulignent notamment [190] et [185], l'adoption de la technologie blockchain à plus grande échelle fait face à des problèmes de mise à l'échelle, de temps de traitement des transactions et de consommation énergétique. Ces aspects ne doivent donc pas être omis dans les développements sur les blockchains.

Pour palier à ce manque, on propose dans cette section une implémentation d'une blockchain locale qui traduit le problème d'optimisation distribuée des échanges d'énergie avec l'algorithme ADMM. Avec une telle implémentation, on peut tester concrètement la blockchain et répondre aux questions sur l'application de cette technologie.

### 4.3.2 Environnement et outils utilisés

L'objectif de notre approche est d'implémenter l'algorithme distribué d'échanges d'énergie, qui permet d'optimiser le bien être total de la communauté énergétique, sur une blockchain locale. En ce sens, ce travail s'inspire de [114], mais l'approfondit par deux aspects. D'une part, dans cet article, les auteurs proposent un algorithme ADMM dans lequel les fonctions objectifs des utilisateurs représentent leurs coûts. Dans notre approche, chaque acteur peut spécifier ses préférences, à l'aide des coefficients de pondération. L'intérêt d'utiliser une blockchain est d'ailleurs de laisser la possibilité aux utilisateurs de spécifier directement leurs préférences dans la plateforme, sans passer par un agent central.

D'autre part, l'article en question développe un *smart contract* qui est seulement testé sur une blockchain de test Ethereum, mais les auteurs n'implémentent pas eux-mêmes leur propre blockchain. Ainsi, les aspects d'efficacité de la blockchain, en terme de facilité de déploiement, de communication entre les nœuds et de consommation énergétique ne sont pas abordés.

Par conséquent, on se fixe comme objectif d'implémenter concrètement une blockchain pour pouvoir tester le *smart contract* dans des conditions plus réalistes, et ainsi apporter des pistes pour répondre aux questions relatives à la mise en pratique de la technologie blockchain au sein d'une communauté énergétique locale.

#### 4.3.2.1 Type de blockchain

La première question qui doit être traitée concerne le type de blockchain que l'on a besoin de mettre en place : publique, de consortium, ou privée. Comme on l'a évoqué plus haut, la plateforme blockchain sert de réseau de communication aux acteurs de la communauté énergétique. Le mécanisme d'échanges d'énergie implémenté sur la blockchain doit donc refléter la réalité du réseau. Ainsi, le réseau blockchain doit être l'image du réseau électrique, comme représenté sur la figure 4.8. Sur cette figure apparait l'aspect distribué de la blockchain : il n'y a pas de serveur central pour le réseau de communication, mais celui-ci est simplement constitué des nœuds des utilisateurs.



### 4.3. DÉVELOPPEMENT D'UNE BLOCKCHAIN LOCALE POUR UNE COMMUNAUTÉ ÉNERGÉTIQUE RENOUVELABLE

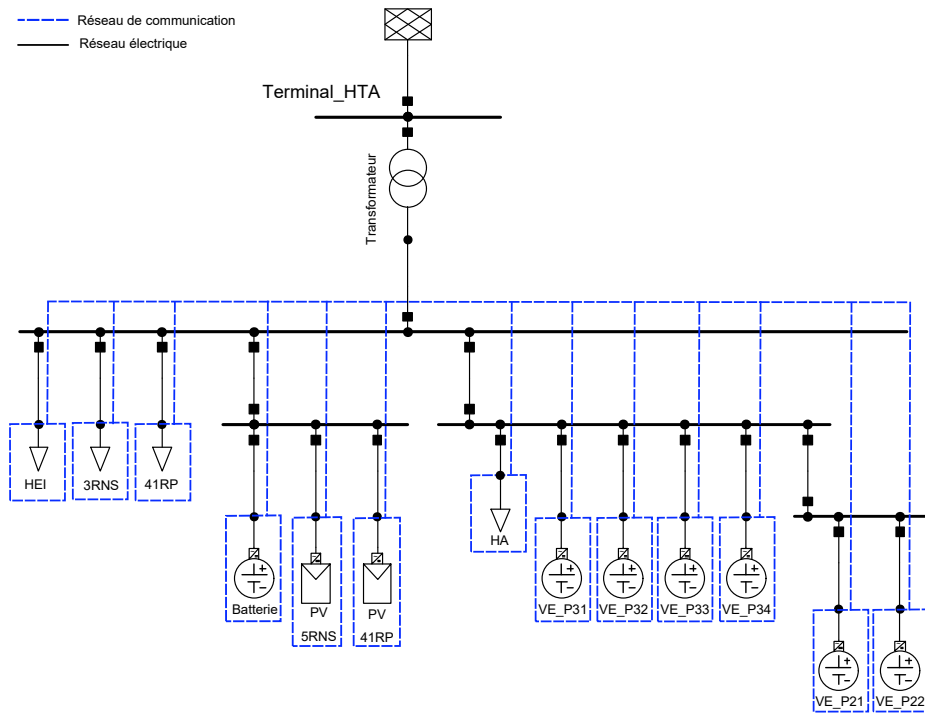


FIGURE 4.8 – Réseau électrique et réseau de communication de la communauté énergétique

Par conséquent, les utilisateurs autorisés à rejoindre la blockchain doivent être identifiés et doivent correspondre aux acteurs de la communauté énergétique (consommateurs, producteurs, utilisateurs de véhicules électriques, système de stockage). La solution d'une blockchain publique ou de consortium est donc éliminée, car de nouveaux nœuds pourraient alors rejoindre la blockchain. Une blockchain privée est choisie, dans laquelle chaque participant de la communauté énergétique possède un nœud du réseau de communication. Dans cette thèse, on ne déploie pas la blockchain sur la communauté réelle, c'est-à-dire qu'en réalité on ne déploie pas la blockchain entre tous les acteurs comme l'illustre la figure 4.8, mais on construit une blockchain représentative de la communauté, avec autant de nœuds que d'utilisateurs, dont tous les nœuds sont hébergés sur un seul même ordinateur. Par conséquent on ne traite pas les aspects de communication à distance entre plusieurs acteurs. Dans la perspective d'un déploiement réel, ce point devra donc être approfondi puisque chaque nœud sera hébergé sur un serveur ou un processeur propre à chaque utilisateur. Sur cette blockchain, chaque acteur possède un compte, c'est-à-dire une paire de clés publique-privée, afin de pouvoir interagir avec les autres utilisateurs et avec le *smart contract*.

### 4.3.2.2 Choix de la plateforme

Plusieurs possibilités se présentent quand au choix de la plateforme blockchain utilisée pour notre application, parmi lesquelles Ethereum, Hyperledger Fabric et Multichain notamment. Ces technologies open-source proposent toutes des outils pour développer des blockchains privées. Leur fonctionnement est détaillé dans [191].

Parmi ces plateformes, on choisit d'utiliser la technologie Ethereum. Plusieurs raisons guident ce choix.

D'abord, Ethereum est utilisée par une large communauté, et bénéficie donc d'un important développement en ligne. Elle est maintenue par de nombreux développeurs, avec des mises à jour très régulières. En plus, de nombreuses pages de documentation sont disponibles et régulièrement améliorées. Cet aspect ne doit pas être négligé tant la technologie blockchain est récente et il n'y a pas encore d'outils standards pour développer une application décentralisée.

D'autre part la blockchain Ethereum peut être facilement combinée avec d'autres outils informatiques, car de nombreux API (*Application Programming Interface*) sont disponibles pour communiquer avec des programmes en Python ou JavaScript [192]. Cette possibilité, que ne proposent que certaines blockchains présentées par [191], permet d'intégrer la blockchain dans un environnement complet et ainsi l'utiliser dans des process plus larges, tout en automatisant les opérations sur la blockchain.

Enfin, la technologie Ethereum a été pensée pour le développement d'applications décentralisées et le développement de *smart contract* avec le langage de programmation Solidity. Elle combine des outils de déploiement de nœuds de la blockchain avec des outils d'écriture et de tests de *smart contracts*. Ces outils permettent de mettre en place rapidement quelques nœuds sur une blockchain privée, et de se concentrer sur l'écriture du *smart contract*.

A travers ces aspects, il apparaît qu'Ethereum est actuellement la plateforme la plus mature et la plus facile d'accès pour le développement d'une blockchain locale et de *smart contracts* [193]. Ces considérations pratiques guident notre choix vers la plateforme Ethereum.

En particulier, on utilise le client Geth, qui est une implémentation en langage Go d'Ethereum. Concrètement, Geth permet de créer des nœuds pour soit rejoindre une blockchain publique, soit créer une blockchain privée. Un nœud Geth peut héberger plusieurs comptes d'utilisateurs.

### 4.3.2.3 Architecture

Comme évoqué plus haut, dans notre approche, chaque utilisateur dispose d'un nœud de la blockchain et d'un compte. En pratique, on crée donc autant de nœuds que d'utilisateurs, et ceux-ci sont mis en relation pour créer une blockchain privée. La création d'une telle blockchain nécessite une identification des nœuds qui veulent rejoindre le système.

On rappelle que dans notre approche, l'algorithme ADMM contient deux étapes principales, comme l'illustre la figure 2.5 pour trois utilisateurs. Après avoir indiqué leurs préférences (coûts, confort ou volonté d'échanger localement l'énergie), les acteurs doivent procéder à une optimisation locale de leur profil de puissance. Ensuite, une étape d'agrégation collecte ces profils, vérifie que la contrainte globale

### 4.3. DÉVELOPPEMENT D'UNE BLOCKCHAIN LOCALE POUR UNE COMMUNAUTÉ ÉNERGÉTIQUE RENOUVELABLE

est respectée, et dans le cas contraire calcule la pénalité à envoyer aux utilisateurs pour une nouvelle itération. Le fonctionnement détaillé de l'algorithme est expliqué dans le chapitre 2.

Pour rendre cette approche complètement distribuée, et se passer d'une entité qui recevrait les profils de tous les acteurs, on traduit l'étape d'agrégation par un *smart contract*. Ce programme s'exécute alors simultanément sur tous les nœuds du réseau, garantissant une opération complètement distribuée.

Pour collecter les préférences des utilisateurs, optimiser localement le profil de puissance en fonction de ces préférences et automatiser les interactions avec le *smart contract*, on développe des scripts Python. Ces scripts modélisent les différentes classes d'acteurs de la communauté (consommateurs, producteurs photovoltaïques, véhicules électriques et système de stockage). Quand on initie la blockchain, chaque utilisateur déclare son type dans le script Python, qui lui affecte alors la fonction d'utilité correspondante.

Ainsi, l'environnement global est schématisé sur la figure 4.9. Les nœuds de la blockchain sont en communication les uns avec les autres (représentés en bleu). Chaque acteur dispose d'un client Python associé à un nœud blockchain. En pratique, cela suppose que tous les utilisateurs du système disposent d'un ordinateur ou d'un micro-processeur du type Raspberry Pi par exemple pour héberger un nœud et exécuter les calculs d'optimisation sous Python. [182] a montré la faisabilité d'une telle approche pour une blockchain locale. Le *smart contract* traduisant l'étape d'agrégation de l'ADMM est déployé sur la blockchain et s'exécute simultanément sur tous les nœuds.

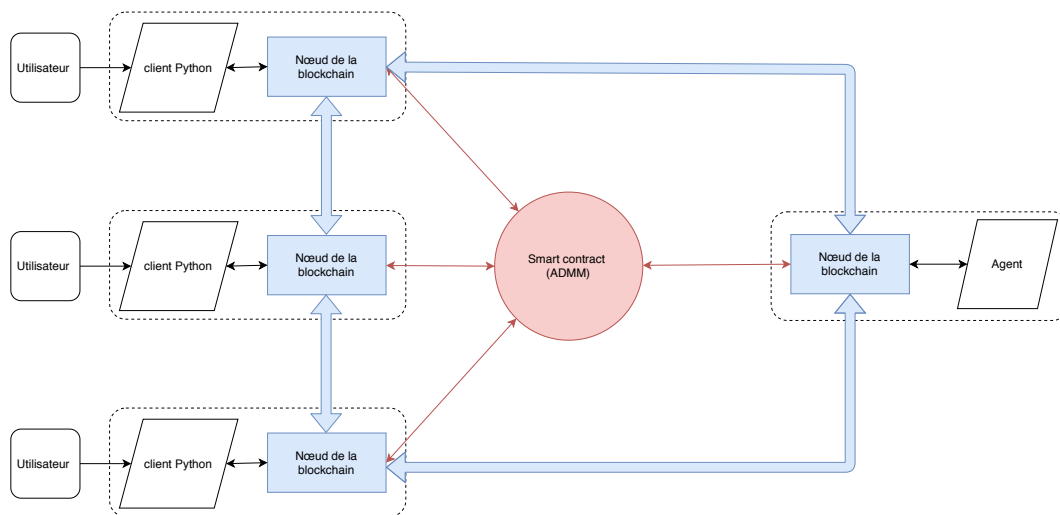


FIGURE 4.9 – Schéma de l'environnement blockchain développé

En plus des acteurs de la communauté énergétique, on ajoute un agent, qui n'est pas un acteur de la communauté. Cet agent sert simplement à déployer le *smart contract* en définissant les paramètres

suivants :

- le nombre d'utilisateurs ;
- la contrainte globale, c'est-à-dire la puissance maximale qui peut être soutirée du réseau de distribution ;
- l'intervalle de temps pour la période d'optimisation ;
- le prix de l'électricité venant du réseau de distribution pour cette période.

Cet agent ne participe pas au processus d'optimisation et ne lit aucune donnée dans le *smart contract*. Il ne s'agit donc pas d'une re-centralisation du procédé. En fait, comme on l'a dit, la seule responsabilité de cet agent est de spécifier les paramètres nécessaires à l'optimisation, et de déployer le *smart contract*. En pratique, ce rôle peut être joué par n'importe quel nœud. Cependant les données devant être indiquées dans le *smart contract* supposent que cet agent connaisse la composition de la communauté énergétique (notamment le nombre d'utilisateurs), et soit en relation avec l'opérateur de distribution du réseau électrique, pour indiquer la puissance limite et les prix de l'électricité. Dans la réalité, ce rôle pourrait être joué par un *energy manager* de la communauté énergétique, qui remplirait justement ces fonctions de communication avec l'opérateur du réseau de distribution.

Du point de vue d'un utilisateur, l'ensemble du procédé d'optimisation avec le *smart contract* est représenté sur la figure 4.10.

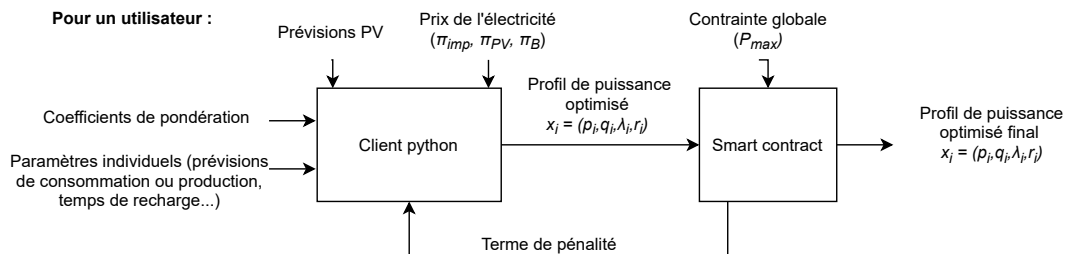


FIGURE 4.10 – Optimisation sur la blockchain avec l'ADMM du point de vue d'un utilisateur

L'utilisateur doit indiquer son type (consommateur, producteur photovoltaïque, véhicule électrique, stockage) et ses préférences dans le client Python. Il doit également préciser ses paramètres individuels, qui permettent de définir les contraintes pour l'optimisation locale du profil de puissance. Par exemple, pour un véhicule électrique, ces paramètres sont la puissance limite de charge, la capacité du véhicule, le temps de charge, les bornes de l'état de charge, et l'état de charge requis à la fin de la recharge. Ces données privées, tout comme les coefficients de préférences, restent sur le client Python local et ne sont pas transférées dans le *smart contract*. Le client Python récupère de la blockchain la prévision photovoltaïque totale de la communauté énergétique et les prix de l'électricité. Toutes ces données permettent d'optimiser localement le profil de puissance de l'utilisateur en fonction de ses préférences. Ce profil est ensuite envoyé par le client Python dans le *smart contract*. En retour, après l'étape

d'agrégation globale, le client Python reçoit le paramètre de pénalité à appliquer pour la nouvelle itération. A la fin, l'utilisateur récupère donc son profil de puissance qui optimise son utilité tout en assurant que la communauté entière respecte la contrainte globale.

### 4.3.2.4 Mécanisme de consensus

Le mécanisme de consensus est un paramètre important de la blockchain puisque, comme on l'a expliqué précédemment, il impacte la façon dont est gérée collectivement la blockchain et a des conséquences sur la consommation énergétique des nœuds.

La preuve de travail, étant donnée qu'elle génère une consommation énergétique importante pour miner des nouveaux blocs, n'est pas pertinente pour les applications de gestion de l'énergie [72].

Pour notre application, on développe une blockchain privée avec un nombre restreint d'utilisateurs (une dizaine). On peut supposer légitimement que ces utilisateurs, étant voisins au sein d'une même communauté énergétique locale, se font un minimum confiance, car ils se connaissent. Dans ces conditions, un mécanisme de preuve d'autorité (PoA) apparaît plus pertinent. En effet, il permet de se passer des calculs de la PoW. D'autre part, contrairement à la PoW, le temps entre chaque nouveau bloc peut être explicitement précisé à la création de la blockchain. Avec cette caractéristique, on peut choisir de créer des nouveaux blocs seulement quand des transactions sont en attente de validation. Ainsi, on limite également la taille de la base de données. Pour ces raisons, la PoA est adaptée à une blockchain locale avec un nombre limité d'acteurs [159].

Dans la pratique, on doit déclarer à l'initialisation de la blockchain quels nœuds sont autorisés à voter pour la création des nouveaux blocs (les *sealers*). Dans notre approche, pour que le processus d'optimisation soit décentralisé et que tous les nœuds aient la même importance, tous sont des *sealers*. En autorisant seulement un *sealer*, on réintroduirait de fait un agent central.

Dans cette étude, on se propose de tester les deux mécanismes de consensus PoW et PoA, afin de pouvoir les comparer et quantifier les différences, notamment en terme de consommation énergétique.

### 4.3.3 Smart contract

Cette section explique de façon précise le fonctionnement du *smart contract* qui implémente l'algorithme ADMM et les interactions avec les utilisateurs. On décrit et on illustre le déroulement de chacune des étapes. Le code est visible en annexe C.

Comme on l'a précisé précédemment, une fois que tous les nœuds de la blockchain ont été créés et reliés, l'agent déploie le *smart contract*, en précisant le nombre total d'utilisateurs  $N$ , la contrainte de puissance  $P_{max}$  à ne pas dépasser pour la communauté, et les paramètres plus spécifiques d'optimisation, c'est-à-dire le paramètre initial de pénalité  $\rho$  et le critère d'arrêt  $\epsilon$  (étape 1).

Une fois le contrat déployé, chaque utilisateur crée une classe dans le script Python, correspondant à son type (véhicule électrique, générateur PV, stockage ou consommateur). Il indique également explicitement la valeur de ses coefficients de préférence pour hiérarchiser ses objectifs, ainsi que ses paramètres physiques propres, qui spécifient les contraintes locales qui s'appliquent à son profil de

## CHAPITRE 4. APPLICATION DE LA BLOCKCHAIN À UNE COMMUNAUTÉ ÉNERGÉTIQUE LOCALE

puissance. Ces données permettent de définir complètement la fonction d'utilité de chaque acteur. Dans notre modèle, toutes ces données sont rentrées directement dans le script Python. Cependant, ce modèle pourrait facilement être rendu plus interactif et facile d'utilisation pour une mise en place concrète, en développant une interface ergonomique pour l'utilisateur.

Quand la classe utilisateur est initialisée dans le client Python, ce dernier crée automatiquement une structure correspondante dans le *smart contract*. Une structure, en Solidity, est un outil de stockage qui associe plusieurs variables. Ainsi, chaque utilisateur est représenté par une structure dans le *smart contract*, à laquelle est associé son type et son profil de puissance. Ces données ne sont cependant pas lisibles par les autres utilisateurs, ni par l'agent qui déploie le *smart contract*. Quand  $N$  structures utilisateurs ont été créées, un événement est déclenché, qui informe l'agent que tous les utilisateurs se sont connectés. Dans Solidity, un événement (*event*) est associé à une transaction et signale un changement d'état défini de la blockchain. Les utilisateurs peuvent écouter la blockchain et détecter les événements en inspectant les nouvelles transactions [166].

Ces deux étapes sont représentées sur la figure 4.11. Dans les figures qui suivent, les blocs de couleur orange représentent les informations envoyées par les nœuds de la blockchain au *smart contract*. Les blocs verts correspondent aux données traitées localement sur les clients Python, et les blocs bleus sont les données reçues du *smart contract* par les nœuds.

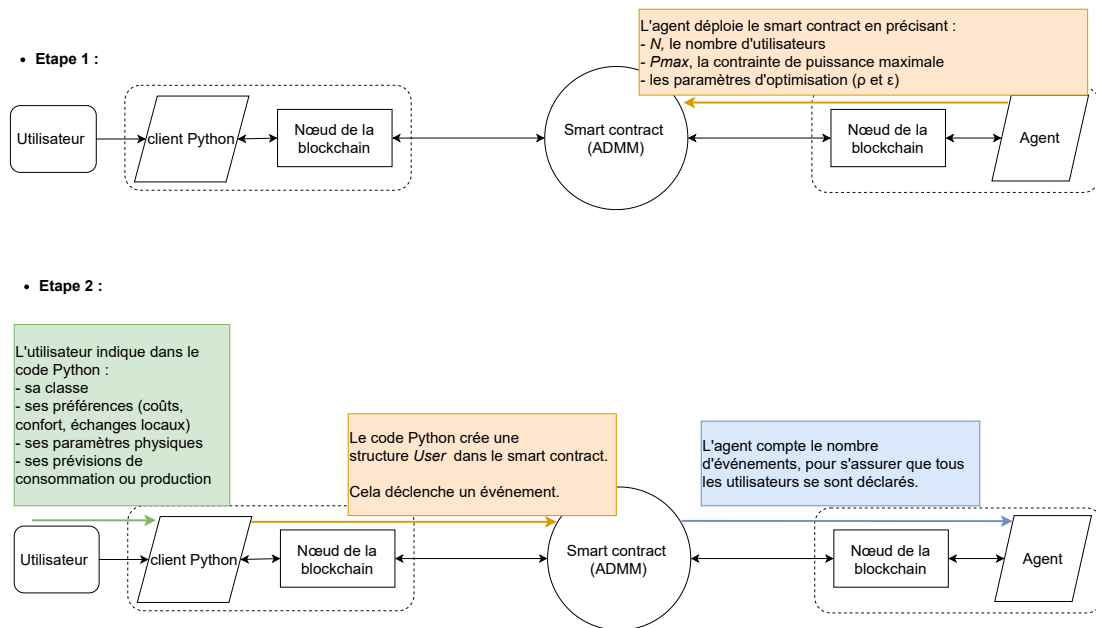


FIGURE 4.11 – Déploiement du *smart contract* et initialisation

Ensuite, dans les étapes 3 et 4 (illustrées sur la figure 4.12), les utilisateurs récupèrent les données dont ils ont besoin pour procéder à l'optimisation locale de leur profil. En particulier, l'agent indique dans le *smart contract* l'intervalle de temps pour la prochaine période d'optimisation et le prix de l'électricité sur cette période. Là aussi, un événement est déclenché pour prévenir les utilisateurs que

### 4.3. DÉVELOPPEMENT D'UNE BLOCKCHAIN LOCALE POUR UNE COMMUNAUTÉ ÉNERGÉTIQUE RENOUVELABLE

ces données sont disponibles, et les clients Python les importent donc automatiquement (étape 3).

Pour l'optimisation locale, les utilisateurs ont également besoin de connaître la prévision de la production photovoltaïque totale sur le réseau électrique de la communauté, afin de définir les contraintes locales et le vecteur initial pour l'optimisation locale. Pour cela, les participants qui sont des générateurs PV envoient leur prévision de production sur le *smart contract*. Celui-ci additionne toutes les prévisions, et quand tous les générateurs PV ont envoyé leurs données, déclenche un événement. Les autres utilisateurs peuvent alors importer les prévisions photovoltaïques globales (étape 4). Dans notre approche, les utilisateurs ne connaissent pas le détail de la prévision pour chaque générateur PV, ils ont seulement accès à la production totale sur la communauté.

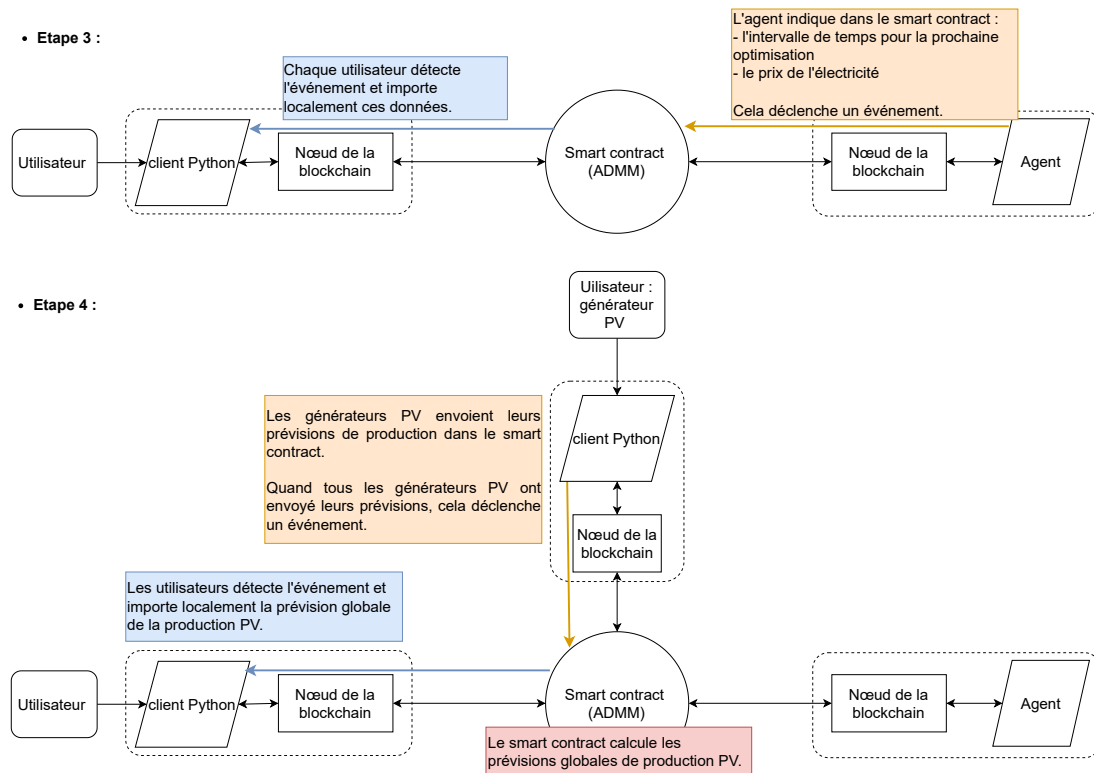


FIGURE 4.12 – Echanges des données avant l'optimisation

Enfin, les étapes d'optimisation peuvent commencer. A chaque itération, le client Python récupère les paramètres de pénalité à appliquer, c'est-à-dire le vecteur  $L$  et le paramètre  $\rho$  (étape 5). A l'étape initiale,  $L = 0$  donc il n'y a pas de pénalité appliquée. Ces données permettent de procéder à l'optimisation locale, dans le client Python. Une fois le profil de l'utilisateur optimisé, celui-ci est envoyé dans le *smart contract*. Quand tous les participants ont mis à jour leurs profils, un événement est déclenché, avertissant l'agent que les calculs locaux sont finis (étape 6). Alors celui-ci déclenche l'étape d'agrégation. Concrètement, il appelle seulement la fonction correspondante dans le *smart contract*, mais ne reçoit aucune donnée. Le calcul a lieu directement dans le *smart contract*, donc de façon

## CHAPITRE 4. APPLICATION DE LA BLOCKCHAIN À UNE COMMUNAUTÉ ÉNERGÉTIQUE LOCALE

complètement distribuée. A la fin du calcul, un événement est déclenché pour prévenir les utilisateurs, et leur indique si l'état final est atteint (étape 7). Si ce n'est pas le cas, on procède à une nouvelle itération. Ces étapes sont illustrées sur la figure 4.13.

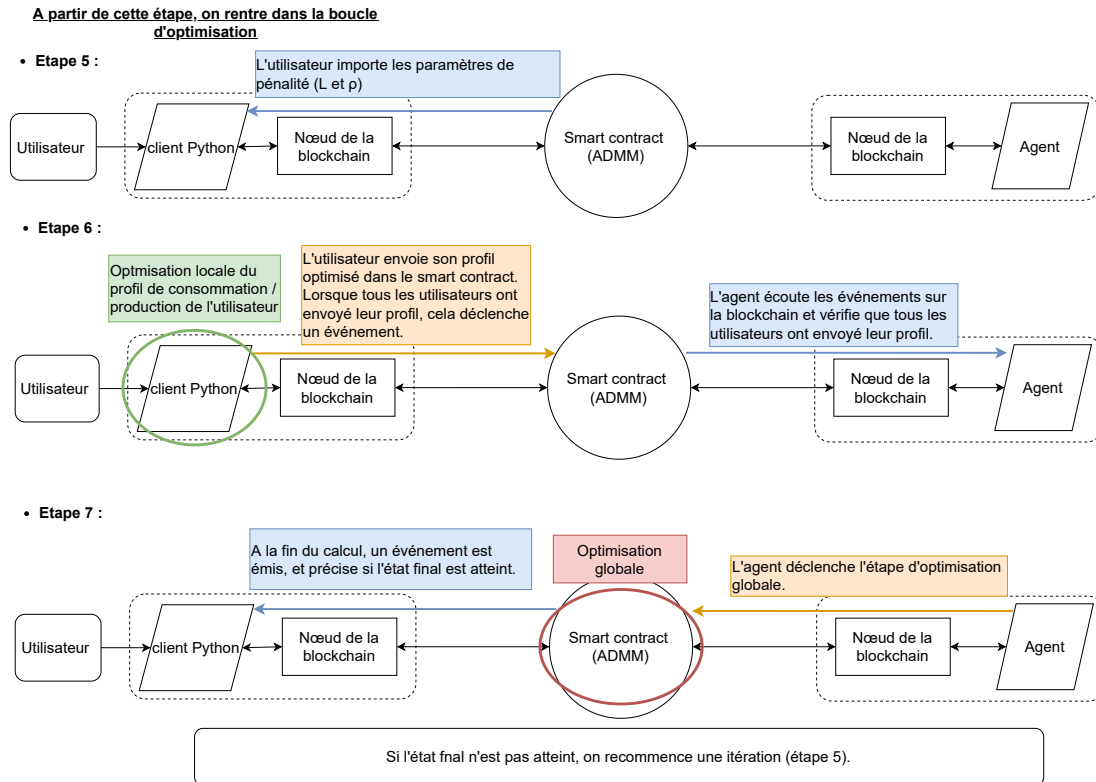


FIGURE 4.13 – Etapes d'optimisation

Le *smart contract* permet donc d'implémenter de façon complètement distribuée l'algorithme ADMM. Cet algorithme combine optimisation locale sur les clients Python et optimisation globale sur le *smart contract*. Les événements sont utilisés pour synchroniser tous les utilisateurs et assurer la continuité des étapes. Le détail du fonctionnement du *smart contract* prouve que l'agent chargé de déployer le *smart contract* n'interfère pas dans le calcul de l'optimisation, mais sert uniquement à garantir sa bonne exécution. Cela montre qu'il ne s'agit pas d'une centralisation du processus.

D'autre part, on voit qu'au cours de l'ensemble de l'optimisation, les données personnelles des participants restent sur les clients Python locaux, et ne sont donc pas partagées. Seuls sont envoyés dans la blockchain les profils de prévision de la production PV et les profils optimisés après chaque itération. Cependant, ces données sont restreintes en lecture et sont accessibles uniquement à leur propriétaire. Les autres utilisateurs n'ont accès qu'à la somme de la production photovoltaïque de la communauté et aux résultats de l'optimisation globale. Notre approche garantit donc la protection des données personnelles, c'est-à-dire des préférences individuelles des participants et de leurs profils de consommation ou production.



## 4.4 Simulations et résultats

### 4.4.1 Paramètres des simulations

Pour tester l'environnement développé, on procède à des simulations avec une blockchain privée. Comme évoqué précédemment, on utilise le client Geth (version 1.9.23) pour créer des nœuds Ethereum, Solidity (version 0.6.0) pour les *smart contracts* et Python (version 3.8.5) pour l'optimisation locale. La blockchain est implémentée sur un serveur fonctionnant sous Ubuntu (version 20.04.1 LTS) avec un noyau Linux (5.4.0-52), avec 16 Go de RAM et 8 processeurs Intel Xeon E5-2660 à 2,20 GHz.

Les objectifs des simulations sont d'évaluer les performances de la blockchain, en fonction du nombre de nœuds et du mécanisme de consensus utilisé (PoA ou PoW), notamment en ce qui concerne la consommation énergétique. Pour quantifier cela, on calcule le gaz dépensé, qui traduit le nombre d'opérations élémentaires déclenchées par chaque appel d'une fonction du *smart contract* [167].

Pour la PoW, afin de limiter la dépense énergétique nécessaire au minage des blocs, on fixe une difficulté de 0x1000 (soit 4096 en décimal). Cette valeur est la probabilité qu'un *hash* calculé soit correct pour valider le nouveau bloc. Autrement dit, il faut que les mineurs calculent en moyenne 4096 *hash* pour générer un nouveau bloc. Dans la pratique, sur notre serveur, cela correspond à environ un nouveau bloc toutes les deux secondes. Une valeur plus basse n'est pas pertinente, car même si elle diminuerait encore les calculs nécessaires, elle aurait pour conséquence de générer très rapidement des blocs, et donc de créer de nombreux *forks*. Or notre application requiert une synchronisation précise des transactions pour arriver à la convergence de l'algorithme, donc cette situation s'avèrerait problématique. On précise également que dans notre blockchain, pour garantir la décentralisation du processus, tous les nœuds jouent le rôle de mineurs.

Pour la PoA, pour éviter la création de blocs vides de transactions, et donc inutiles pour notre application, on décide de créer un nouveau bloc seulement lorsqu'une nouvelle transaction doit être minée. Tous les utilisateurs sont aussi autorisés à participer au vote pour la création des nouveaux blocs.

En pratique, l'environnement développé est illustré par la figure 4.14, pour quatre utilisateurs de la communauté énergétique. Les cadres bleus sur la droite sont les nœuds de la blockchain. Ils sont en communication les uns avec les autres et forment un réseau P2P. Sur la gauche sont visibles les clients Python (en rouge pour l'agent qui déploie le *smart contract*, en vert pour les autres utilisateurs). Chacun de ces clients est connecté à un nœud de la blockchain et appelle automatiquement les fonctions du *smart contract*, comme l'illustrent les flèches jaunes.

## CHAPITRE 4. APPLICATION DE LA BLOCKCHAIN À UNE COMMUNAUTÉ ÉNERGÉTIQUE LOCALE

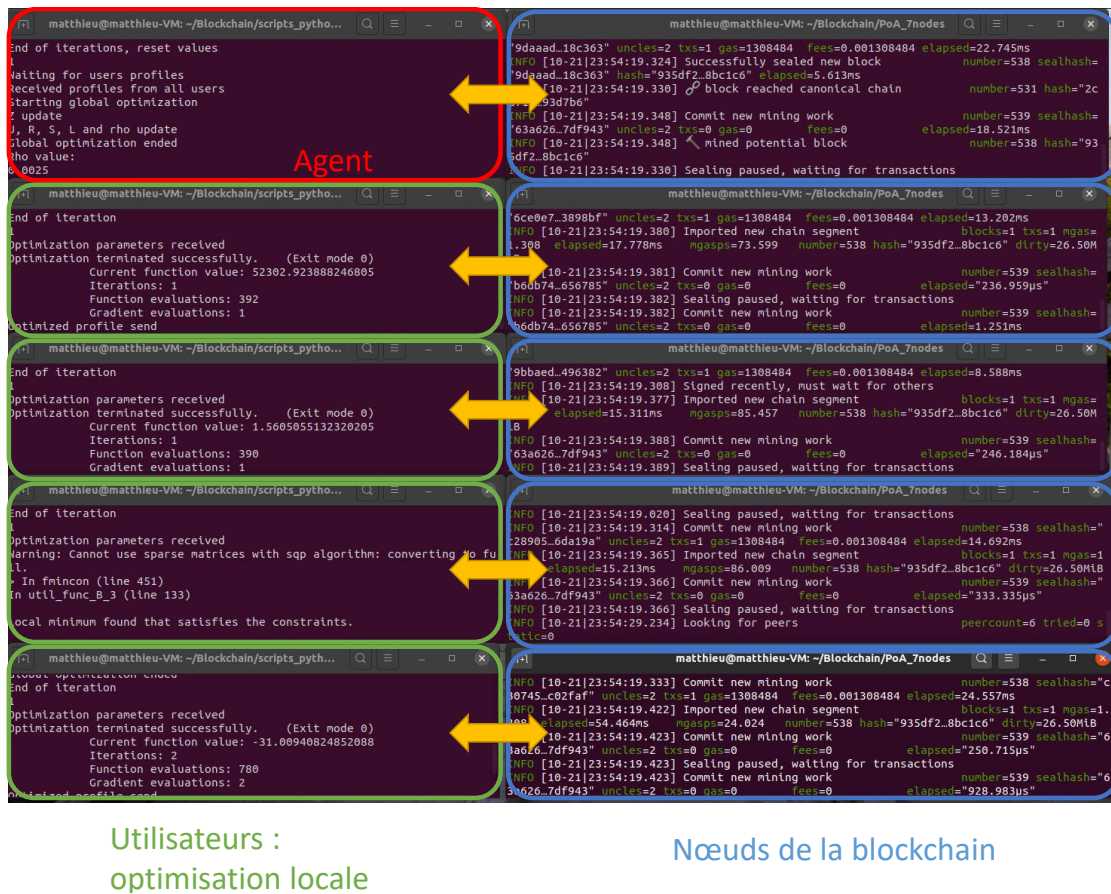


FIGURE 4.14 – Capture d'écran de la blockchain

### 4.4.2 Résultats

#### 4.4.2.1 Consommation de gaz

Les tableaux 4.2 et 4.3 donnent les résultats de gaz des simulations pour différents nombres de nœuds, respectivement pour la PoA et la PoW. Le nombre d'itérations augmente avec le nombre d'utilisateurs, car la convergence vers l'état final requiert logiquement plus d'étapes avec plus d'utilisateurs. Pour cette raison, afin de pouvoir comparer la consommation de gaz dans chaque situation, on calcule la quantité de gaz par itération.

De plus, dans chacun des cas, l'un des nœuds joue le rôle de l'agent, que l'on a présenté plus haut. Cet agent se comporte différemment des autres participants (qui sont des vrais utilisateurs du réseau électrique, producteurs, consommateurs, utilisateurs de véhicule électrique ou système de stockage), et donc pour analyser les performances de la blockchain il apparaît opportun de distinguer cet utilisateur des autres. Pour cette raison, les tableaux présentent séparément le gaz moyen par itération et par utilisateur et le gaz moyen utilisé par l'agent.

#### 4.4. SIMULATIONS ET RÉSULTATS

TABLEAU 4.2 – Consommation de gaz de la blockchain avec PoA

Nombre de noeuds	Nombre d'itérations	Gaz total	Gaz moyen par itération et par noeud (hors agent)	Gaz moyen par itération de l'agent
5	43	$2,006 \times 10^9$	$5,522 \times 10^6$	$2,456 \times 10^7$
7	53	$2,773 \times 10^9$	$4,635 \times 10^6$	$2,450 \times 10^7$
9	59	$3,717 \times 10^9$	$4,820 \times 10^6$	$2,444 \times 10^7$
<b>Moyenne</b>	-	-	$4,990 \times 10^6$	$2,450 \times 10^7$

TABLEAU 4.3 – Consommation de gaz de la blockchain avec PoW

Nombre de noeuds	Nombre d'itérations	Gaz total	Gaz moyen par itération et par noeud (hors agent)	Gaz moyen par itération de l'agent
5	43	$2,146 \times 10^9$	$5,401 \times 10^6$	$2,830 \times 10^7$
7	53	$3,879 \times 10^9$	$6,655 \times 10^6$	$3,327 \times 10^7$
9	59	$4,455 \times 10^9$	$5,278 \times 10^6$	$3,329 \times 10^7$
<b>Moyenne</b>	-	-	$5,778 \times 10^6$	$3,162 \times 10^7$

Plusieurs observations peuvent être tirées de l'analyse de ces tableaux. D'une part, la comparaison des mécanismes PoA et PoW montrent qu'en général la PoW entraîne une consommation plus importante de gaz, d'en moyenne 22% pour la consommation totale de gaz. En effet, même si on a réduit au maximum la difficulté de la PoW, le minage des blocs est toujours coûteux en énergie car il implique un calcul de tous les mineurs du réseau. Ces résultats sont en accord avec les articles [6], [194] et surtout [195], qui observent expérimentalement une plus grande consommation de gaz avec la PoW qu'avec la PoA, et trouvent une augmentation d'environ 15% de la consommation en gaz pour la PoW par rapport à la PoA dans le cas du déploiement d'un *smart contract*. Cette valeur ne représente pas une différence très importante, cependant on doit garder à l'esprit qu'elle correspond à une blockchain privée, avec un nombre réduit d'utilisateurs. Donc la valeur de la difficulté de la PoW est faible, et les dépenses en calcul beaucoup plus limitées qu'avec une blockchain publique, où c'est justement la grande difficulté de la PoW qui garantit la sécurité de la blockchain.

D'autre part, en considérant d'abord le nombre d'utilisateurs pour un même mécanisme de consensus, on voit que la consommation par nœud et par itération reste globalement constante. Il ne semble pas y avoir d'influence du nombre de nœuds sur la consommation de gaz. En effet, à chaque itération, les utilisateurs procèdent aux mêmes appels des fonctions du *smart contract*. Le fait qu'on obtienne des résultats qui ne soient pas exactement identiques montre aussi que la valeur du gaz n'est pas absolue mais dépend certainement de l'état du processeur et des éventuelles tâches qui s'exécutent en parallèle.

TABLEAU 4.4 – Relation entre gaz et temps CPU, dans la littérature

Article	Configuration	Résultats
[197]	16 GB RAM Intel i7 3.20 GHz Ubuntu 16.04	Comparaison du temps d'exécution des fonctions élémentaires Moyenne : 10 unités de gaz/ $\mu$ s de temps CPU
[198]	Google Cloud Platform 4 cœurs (8 threads) Intel Xeon 2,20 GHz 8 GB RAM Ubuntu 18.04 avec Linux 4.15.0	En moyenne, 50 unités de gaz/ $\mu$ s de temps CPU pour les opérations arithmétiques
[199]	AWS i3.2xlarge instance Intel Xeon E5-2699 v4 2,2–3,6 GHz 44 cœurs 512 GB RAM	Approximativement 30 unités de gaz/ $\mu$ s de temps CPU

#### 4.4.2.2 Consommation énergétique

Pour donner un aspect concret aux résultats obtenus, on se propose de donner une représentation physique à la valeur du gaz. Le gaz quantifie le nombre d'opérations élémentaires déclenchées par une transaction. A l'origine, Ethereum considère en première approximation qu'une unité de gaz correspond à  $1\mu$ s d'utilisation du processeur (temps CPU) sur une machine [196]. Bien sûr, il s'agit là d'une approximation, car ce temps dépend des performances de la machine en question. Pour apporter plus de précisions, plusieurs auteurs ont étudié expérimentalement cette relation entre gaz et temps de calcul. Le tableau 4.4 présente les principaux résultats de la littérature sur le sujet.

Ces articles montrent que le gaz par temps de CPU dépend fortement de la configuration du matériel, et varie entre approximativement 10 et 50 unités de gaz par microseconde. Dans notre cas, on utilise la valeur de référence de 1 unité de gaz par microseconde annoncée dans la documentation d'Ethereum. Les résultats de la littérature montrent qu'elle peut être réduite dans la pratique, donc cette valeur constitue une hypothèse haute pour quantifier la consommation énergétique de la blockchain. Dans tous les cas, l'objectif de cette section est de donner des ordres de grandeurs et des tendances.

Pour continuer le raisonnement, on cherche maintenant à quantifier la consommation du processeur utilisé en fonction du temps d'utilisation. Pour cela, on analyse la consommation du serveur avec l'application *powerTOP* [200]. En lançant plusieurs nœuds qui minent en parallèle sur le serveur, le CPU consomme de l'ordre de 5 W, comme l'illustre la figure 4.15. On garde donc cette puissance comme ordre de grandeur.

Donc, ayant converti le gaz en temps d'utilisation du CPU d'une part, et ayant estimé la puissance du CPU, on peut estimer la consommation énergétique propre à la blockchain. Les résultats sont présentés dans les tableaux 4.5 et 4.6.

Ces résultats correspondent à la consommation énergétique des nœuds de la blockchain. Pour

```

La consommation de base du système est estimée à 2.32 W
Power est.      Usage      Device name
2.32 W         148,6%      CPU misc

```

FIGURE 4.15 – Estimation de la consommation du CPU

TABLEAU 4.5 – Consommation énergétique des nœuds la blockchain avec PoA

Nombre de nœuds	Consommation totale (Wh)	Consommation moyenne par itération et par nœud, hors agent (Wh)	Consommation moyenne par itération de l'agent (Wh)
5	2,79	$7,67 \times 10^{-3}$	$3,41 \times 10^{-2}$
7	3,85	$6,44 \times 10^{-3}$	$3,40 \times 10^{-2}$
9	5,16	$6,69 \times 10^{-3}$	$3,39 \times 10^{-2}$
<b>Moyenne</b>	-	$6,93 \times 10^{-3}$	$3,40 \times 10^{-2}$

TABLEAU 4.6 – Consommation énergétique des nœuds de la blockchain avec PoW

Nombre de nœuds	Consommation totale (Wh)	Consommation moyenne par itération et par nœud, hors agent (Wh)	Consommation moyenne par itération de l'agent (Wh)
5	2,98	$7,50 \times 10^{-3}$	$3,93 \times 10^{-2}$
7	5,39	$9,24 \times 10^{-3}$	$4,62 \times 10^{-2}$
9	619	$7,33 \times 10^{-3}$	$4,62 \times 10^{-2}$
<b>Moyenne</b>	-	$8,03 \times 10^{-3}$	$4,39 \times 10^{-2}$

compléter notre analyse, il faut en plus considérer la consommation due aux calculs d'optimisation dans les clients Python. Cette consommation ne dépend pas du nombre d'utilisateurs ni du mécanisme de consensus, car l'étape d'optimisation à chaque itération dans le code Python d'un utilisateur est indépendante du nombre total d'utilisateurs et de la façon dont sont générés les blocs. En effet, seule la valeur des paramètres de pénalité  $L$  et  $\rho$  changent, mais le nombre de variables et la complexité du calcul restent inchangés. De même, comme le montre la figure 4.16, le temps CPU est logiquement stable pour chaque itération, sauf pour la première qui inclut la définition de la classe de l'utilisateur et le chargement de ses paramètres de préférence ainsi que ses propriétés physiques.

Le tableau 4.7 présente les résultats moyens en terme de temps CPU et donc de consommation électrique pour 7 nœuds de la blockchain (6 utilisateurs et l'agent). Le total en temps CPU est de 23 848 secondes, soit 31,1 Wh.

On peut remarquer que par rapport aux autres utilisateurs, le code Python du générateur PV requiert peu de temps, alors que celui de la batterie en requiert plus. Cela s'explique par la forme des fonctions d'utilités et la complexité des contraintes. Dans le cas des générateurs PV, la fonction d'utilité cherche toujours à maximiser la production, alors qu'elle est plus complexe dans le cas de la batterie. Des contraintes non linéaires s'appliquent également pour la batterie, donc le calcul d'optimisation met plus de temps. On renvoie le lecteur au chapitre 2 pour une description détaillée des fonctions

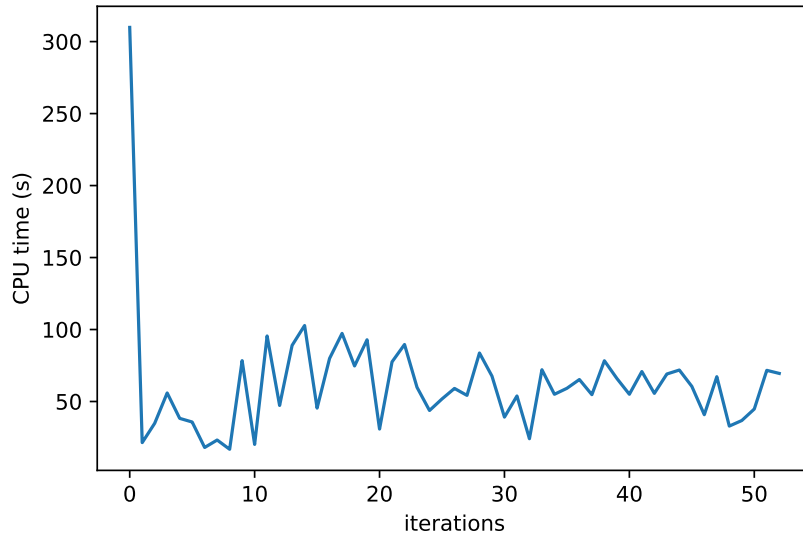


FIGURE 4.16 – Temps CPU par itération pour un client Python représentant un consommateur tertiaire

d'utilité et des contraintes.

D'autre part, la comparaison du tableau 4.7 avec les tableaux 4.5 et 4.6 montre que la principale source de consommation énergétique pour le système blockchain vient des clients Python. En effet, pour un nœud utilisateur il y a un rapport 10 entre la consommation due au calcul d'optimisation et la consommation propre du nœud.

Finalement, on peut donc calculer la consommation totale du système blockchain pour la PoA et la PoW en additionnant la composante due au fonctionnement des nœuds et la composante due aux calculs d'optimisation sous Python. On compare ces résultats à une solution centralisée, où le problème global d'optimisation défini au chapitre 2 n'est pas décomposé, mais est résolu directement par un

TABLEAU 4.7 – Estimation du temps CPU pour les clients Python

Utilisateur	Temps CPU total (s)	Consommation totale (Wh)	Temps CPU moyen par itération (s)	Consommation moyenne par itération (Wh)
Agent	3798	5,28	71	$9,86 \times 10^{-2}$
Véhicule électrique 1	3211	4,46	60	$8,33 \times 10^{-2}$
Véhicule électrique 2	3241	4,50	61	$8,47 \times 10^{-2}$
Générateur PV	2583	3,59	49	$6,81 \times 10^{-2}$
Consommateur tertiaire 1	3389	4,71	64	$8,89 \times 10^{-2}$
Consommateur tertiaire 2	3322	4,61	62	$8,67 \times 10^{-2}$
Batterie	4304	5,98	77	$10,7 \times 10^{-2}$
<b>Moyenne (hors agent)</b>	<b>3342</b>	<b>4,64</b>	<b>62,3</b>	<b><math>8,64 \times 10^{-2}</math></b>

#### 4.4. SIMULATIONS ET RÉSULTATS

unique algorithme SQP (*sequential quadratic programming*) [123]. En pratique, on utilise MATLAB pour ce calcul, et on relève également le temps CPU. Ces résultats sont regroupés dans le tableau 4.8 et pour plus de clarté, illustrés sur la figure 4.17. On dresse également des courbes de tendances, pour esquisser l'évolution de la consommation en fonction du nombre d'utilisateurs. Ces résultats sont néanmoins à prendre avec précaution, étant donné le faible nombre de points de mesure, et doivent être confirmés. On détaille dans le paragraphe suivant ce qui a limité le nombre de simulations. Sur cette courbe, on différencie également la part de la consommation due aux nœuds de la blockchain et la part due aux clients Python pour le système blockchain avec PoA.

TABLEAU 4.8 – Consommation globale du système blockchain et d'une solution centralisée

Nombre d'utilisateurs	Consommation énergétique (Wh)		
	PoA	PoW	Solution centralisée
4	21,9	22,1	4,8
6	36,6	38,1	16,6
8	52,8	52,8	35,4

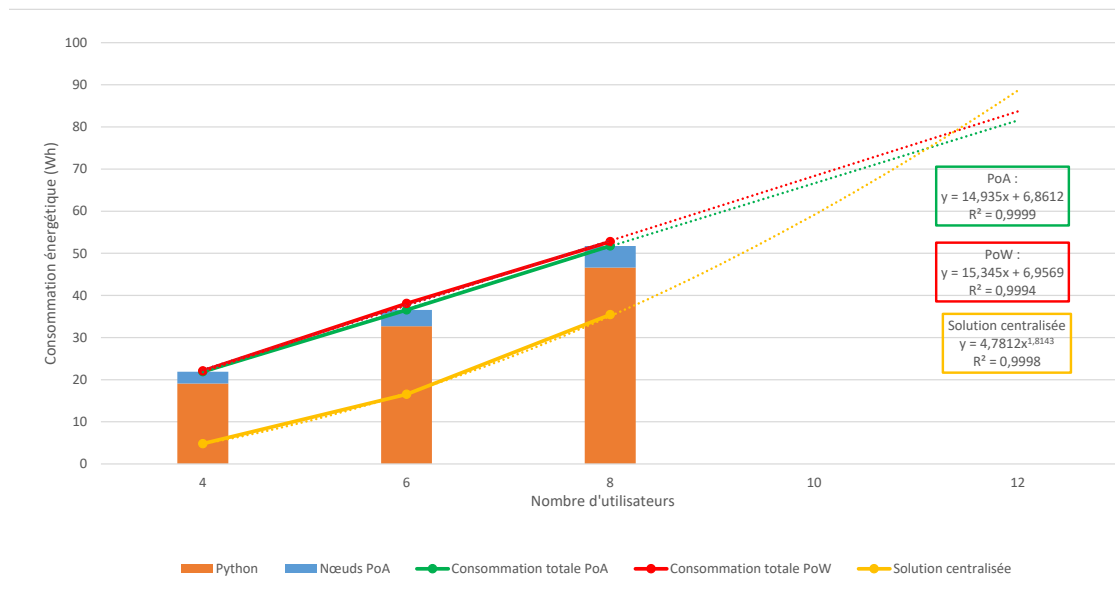


FIGURE 4.17 – Comparaison de la consommation énergétique du système blockchain et d'une solution centralisée

L'analyse de ces résultats montre principalement deux choses. D'une part, pour un nombre réduit de nœuds, la différence de consommation entre PoA et PoW est négligeable. En effet, la principale source de consommation vient des clients Python et non du fonctionnement des nœuds de la blockchain. Cependant, il faut noter que ce constat est vrai seulement avec un nombre réduit de nœuds. En effet, quand ce nombre augmente, pour garantir la sécurité de la blockchain, il est impératif d'augmenter la difficulté de la PoW. Alors la consommation du système PoW deviendrait beaucoup plus importante. C'est notamment le cas des blockchains publiques comme Bitcoin.

D'autre part, il apparaît que la consommation d'une solution centralisée et d'une solution blockchain sont du même ordre de grandeur, même si nos résultats montrent que la solution centralisée est plus économe en énergie. Cependant, les courbes de tendance laissent à penser que la consommation de cette solution centralisée croît presque en fonction du carré du nombre d'utilisateurs. Cela s'explique par le fait que, quand le nombre d'utilisateurs augmente, alors la complexité du problème d'optimisation global augmente également. Or le système blockchain utilise l'algorithme ADMM pour décomposer ce problème et paralléliser le calcul, en donnant à résoudre à chaque utilisateur un sous-problème dont la complexité est indépendante du nombre total d'utilisateurs. Ainsi, la consommation des codes Python dans le système blockchain augmente simplement linéairement par rapport au nombre d'utilisateurs. Par conséquent, les résultats laissent à croire qu'il existe un nombre critique d'utilisateurs pour lequel la complexité du problème globale rend la solution centralisée plus consommatrice d'énergie qu'une solution blockchain avec PoA.

Ces conclusions corroborent les résultats présentés dans [201]. En comparant un algorithme centralisé et un algorithme multi-agents distribué pour l'optimisation d'un réseau de chaleur, les auteurs arrivent à la conclusion que l'algorithme distribué consomme moins de ressources de calcul, alors que l'algorithme centralisé est plus vulnérable au manque capacité de calcul quand la difficulté de l'optimisation s'accroît, c'est-à-dire quand le nombre d'utilisateurs augmente.

Les résultats présentés ici sont également en accord avec [6], dont est tirée la figure 4.18, qui analyse la consommation énergétique des différentes architectures blockchain, mais qui se limite toutefois à une étude théorique.

### 4.4.2.3 Limites de la blockchain

Les tests menées avec la blockchain ont également mis en évidence certaines limites de cette technologie. On peut d'abord mentionner la complexité de la mise en place d'une blockchain. En effet, les nœuds doivent être tous initialisés individuellement puis connectés entre eux. Il n'existe pas de procédure pour automatiser la mise en place de la blockchain, et ce processus est long et assez complexe.

De plus, le principal problème que l'on a rencontré avec les simulations survient avec l'augmentation du nombre de nœuds dans le système blockchain, aussi bien pour la PoA que pour la PoW. En effet, à partir d'un certain nombre de nœuds, dans nos tests au-delà de 9 nœuds, certains événements sont bien émis par le *smart contract* et enregistrés dans la blockchain, mais ne sont pas détectés par certains nœuds. Par conséquent, cela crée alors un problème de synchronisation entre les nœuds, les utilisateurs attendant les résultats de l'optimisation globale, dont l'appel est effectué par l'agent, alors



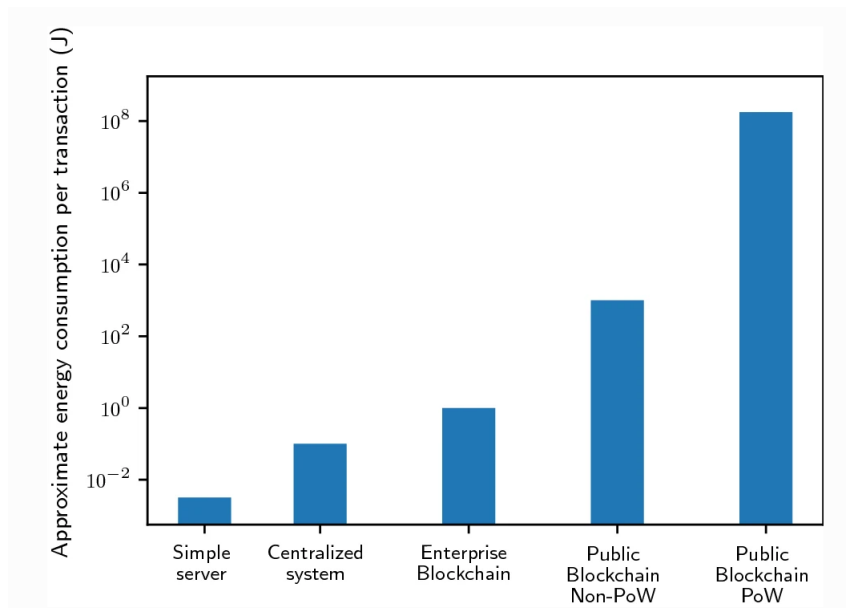


FIGURE 4.18 – Comparaison de la consommation énergétique de différentes architectures [6]

que l'agent attend les résultats des optimisations locales pour justement déclencher cette fonction. Ainsi, le système ne converge pas mais stagne indéfiniment, sans déclencher de message d'erreur. On a remarqué au cours de nos tests que ce phénomène d'événement non détecté par au moins un des nœuds survient d'autant plus tôt que le nombre de nœuds augmente. C'est pour cette raison que l'on a pu obtenir des résultats seulement pour 4, 6 et 8 utilisateurs. Malgré de nombreux tests et des recherches sur la documentation de Geth, ce problème n'a pas pu être résolu au cours de cette thèse. De plus, comme peu d'articles testent de façon pratique l'implémentation d'algorithmes d'optimisation sur une blockchain, ce problème n'est pas identifié dans la littérature scientifique.

Cela illustre donc la difficulté d'implémentation concrète de la blockchain et de mise à l'échelle de processus complexes supportés par la blockchain. En effet, pour la résolution d'un algorithme d'optimisation distribuée, la synchronisation est indispensable et ainsi la non-détection d'un événement ou le non-déclenchement d'une transaction est critique pour l'ensemble du système. Ce problème de mise à l'échelle est un des principaux défauts de la technologie [202].

Il est révélateur du manque de maturité de la technologie blockchain pour le déploiement de solutions à l'échelle industrielle, en tout cas avec les outils actuels. Un effort de développement de solutions robustes et standardisation est requis pour supporter le déploiement à grande échelle de la technologie blockchain et assurer l'interopérabilité avec d'autres systèmes d'information [203].

## 4.5 Conclusion

La blockchain, par son caractère distribué, est une technologie prometteuse pour accompagner la décentralisation du réseau électrique et sa transformation en *smart grid*. Comme elle est gérée par les utilisateurs eux-mêmes, sans intervention d'un agent central, elle permet d'opérer divers processus de façon complètement distribuée, et sécurisée.

L'approche développée dans ce chapitre illustre la faisabilité d'utiliser une blockchain locale pour optimiser les échanges d'énergie sur une communauté énergétique locale, par le moyen d'un algorithme d'optimisation distribué. La combinaison de clients Python en interaction avec les nœuds de la blockchain pour l'optimisation locale et d'un *smart contract* déployé sur l'ensemble des nœuds du réseau constitue un environnement complètement distribué pour résoudre le problème d'optimisation.

La possibilité d'opérer des processus complexes sans agent central est le principal avantage de la blockchain. En effet, avec cette approche distribuée, les utilisateurs parviennent eux-mêmes à un consensus, sans partager leurs informations personnelles, telle que leurs préférences de consommation. Dans notre cas par exemple, les profils de consommation ou production des joueurs, une fois qu'ils sont envoyés dans le *smart contract* pour l'étape d'optimisation globale, ne sont pas accessibles aux autres utilisateurs. En effet, dans le *smart contract*, la lecture de ces profils n'est pas autorisée, afin de garantir la vie privée des joueurs. A ce titre, la blockchain est un outil pertinent pour augmenter l'acceptabilité des solutions de gestion de l'énergie, puisqu'elle assure une confidentialité aux utilisateurs.

Les résultats des tests réalisés avec deux types de consensus (PoA et PoW) montrent que pour une blockchain privée d'un nombre restreint d'acteurs, la consommation énergétique d'un tel système est légèrement supérieure mais du même ordre de grandeur qu'une solution centralisée. Les conclusions laissent même penser qu'à partir d'un certain nombre d'acteurs, une blockchain privée fonctionnant avec PoA peut être plus économe en énergie qu'une solution centralisée. Cela illustre le potentiel que l'on peut tirer de la technologie blockchain en tant que support des algorithmes distribués, dont la complexité reste constante avec le nombre d'utilisateurs.

Cependant, le problème de mise à l'échelle freine encore le développement de cette technologie et limite pour l'instant son utilisation à des *smart contracts* simples et pour un nombre limité d'utilisateurs. Même s'ils évoluent très rapidement, les outils actuels manquent encore de maturité et de standardisation pour un déploiement de la technologie à l'échelle industrielle.

Dans ce chapitre, on a donc présenté l'implémentation d'une blockchain locale en tant que plateforme pour mettre en œuvre le modèle distribué d'échanges d'énergie entre utilisateurs d'une communauté énergétique. Les simulations ont apporté des indications sur les performances d'une telle technologie. Pour poursuivre notre étude, il est maintenant nécessaire de mettre en perspectives les résultats des chapitres 2, 3 et 4, pour adopter un point de vue plus global et revenir aux problématiques générales de la thèse. C'est le sujet du chapitre suivant.

# Chapitre 5

## Synthèse des résultats

### Contenu

---

<b>5.1</b>	<b>Introduction</b>	<b>164</b>
<b>5.2</b>	<b>Analyse globale des résultats</b>	<b>165</b>
5.2.1	Optimisation distribuée	165
5.2.2	Modèle électrique du réseau	166
5.2.3	Blockchain locale pour une communauté énergétique	166
5.2.4	Combinaison des outils	167
<b>5.3</b>	<b>Pertinence de l'approche globale pour l'évolution du réseau électrique</b>	<b>169</b>
5.3.1	Consommation énergétique de la blockchain	169
5.3.2	Acceptabilité de la technologie	170
5.3.3	Rôle des utilisateurs et des communautés énergétiques	172
<b>5.4</b>	<b>Perspectives</b>	<b>173</b>
5.4.1	Intégration du modèle électrique	173
5.4.2	Amélioration de l'algorithme	173
5.4.3	Réflexions sur le modèle économique	174
5.4.4	Approfondissement sur la blockchain	174
5.4.5	Usages futurs	175
5.4.6	Réglementation	176
<b>5.5</b>	<b>Conclusion</b>	<b>178</b>

---

### 5.1 Introduction

Comme on l'a précisé au chapitre 1, l'autoconsommation collective et de façon plus générale le développement des communautés énergétiques renouvelables ont le potentiel pour transformer le réseau électrique en favorisant l'intégration des énergies renouvelables, d'un point de vue technique d'une part en diminuant les contraintes et les flux bi-directionnels sur le réseau, et d'un point de vue socio-économique d'autre part, en répartissant les coûts d'investissements entre plusieurs acteurs et en sensibilisant ceux-ci aux problématiques énergétiques. Pour tirer pleinement parti de ces communautés, en particulier du foisonnement des consommations, des stratégies de gestion sont requises, pour coordonner les interactions entre acteurs et favoriser la coopération.

A partir de ce constat, les problématiques traitées dans cette thèse, formulées dans le chapitre 1, s'intéressent au développement d'une solution concrète et distribuée pour optimiser les échanges d'énergie au sein d'une communauté énergétique. Comme on l'a souligné dans le chapitre 2, pour favoriser l'intégration des utilisateurs finaux, consommateurs ou producteurs, dans de tels mécanismes de gestion, des méthodes distribuées telles que la théorie des jeux sont plus pertinentes car elles prennent en compte les préférences individuelles de chacun. D'autre part, la considération des contraintes électriques du réseau est nécessaire pour proposer une stratégie réaliste. La technologie blockchain est employée pour la mise en œuvre concrète de cette stratégie.

Ainsi, on a développé successivement plusieurs modèles, respectivement mathématique, électrique, et avec la blockchain, dans les chapitres 2, 3 et 4 pour répondre à cette problématique. Cependant, les résultats ont été présentés et analysés séparément et indépendamment d'une partie à l'autre.

Le présent chapitre revient donc sur ces résultats en adoptant une approche globale pour les mettre en perspective. En effet, on vise ici à montrer la cohésion entre chacune des parties précédentes, pour proposer une réponse aux problématiques posées. On extrapole donc dans ce chapitre les conclusions des résultats précédemment obtenus pour le cas spécifique du réseau de l'îlot historique de l'Université catholique de Lille, afin d'examiner l'intérêt des modèles proposés pour les communautés énergétiques locales et le réseau électrique en général. En effet, il convient de prendre du recul sur les outils développés, afin d'identifier comment ils favorisent l'évolution actuelle du réseau électrique.

Dans la suite de ce chapitre, on revient donc sur les principaux résultats de chacune des parties précédentes, puis on explique dans une vision plus globale comment se combinent les outils des trois chapitres précédents. Ensuite, en s'appuyant sur ces conclusions, on s'intéresse à la pertinence de l'approche développée pour l'évolution du réseau électrique. Enfin, on évoque les perspectives qui pourront être suivies pour approfondir le travail présenté dans cette thèse.

## 5.2 Analyse globale des résultats

Cette section résume les résultats obtenus dans les chapitres précédents, et présente ensuite comment se complètent les différents outils développés dans chacun de ces chapitres.

### 5.2.1 Optimisation distribuée

Le chapitre 2 a présenté un modèle mathématique pour optimiser les échanges d'énergie au sein d'une communauté énergétique locale. Ce modèle a pour principale caractéristique d'être distribué, c'est-à-dire qu'il se passe d'un agent central pour gérer les interactions entre les joueurs. Il fait appel à la théorie des jeux pour modéliser le comportement socio-économique des divers acteurs de la communauté, en intégrant des notions de confort et de préférence de consommation de l'électricité localement produite, en plus de simples aspects économiques.

Pour une période d'optimisation considérée, chaque acteur définit ses propres préférences, et l'algorithme distribué ADMM permet d'obtenir un consensus entre tous les participants, tout en imposant le respect d'une contrainte globale, partagée par l'ensemble de la communauté. Un paramètre de pénalité, augmenté progressivement au cours des itérations, est appliqué équitablement à tous les acteurs, afin de parvenir à un consensus, dans lequel chaque acteur optimise individuellement son utilité.

De façon synthétique, les résultats du chapitre 2 ont montré que, par rapport à un algorithme centralisé classique, le modèle développé optimise le taux d'autoproduction tout en assurant une meilleure équité en terme de répartition de l'énergie photovoltaïque au sein de la communauté. L'approche centralisée obtient une meilleure utilité globale, qui représente le bien-être, mais en favorisant uniquement les acteurs ayant le plus de poids, au détriment des autres. Au contraire, avec l'approche distribuée, chaque acteur maximise son utilité localement, et donc, même si la somme des utilités est finalement plus faible qu'avec l'algorithme centralisé, elle assure une égalité de tous les acteurs.

Cette approche distribuée, comme on l'a déjà évoquée, présente ainsi l'avantage de permettre aux utilisateurs d'agir sur le profil de consommation ou de production d'énergie en fonction de leurs propres objectifs et préférences. Elle répond donc au besoin identifié dans l'état de l'art de mieux inclure les utilisateurs finaux dans la gestion du réseau électrique, en proposant des mécanismes qui répondent à leurs attentes et les font participer activement à la gestion de l'énergie [67]. De plus, en reposant sur une optimisation locale des profils de chaque utilisateur, cette stratégie limite les échanges d'informations, et donc protège la diffusion de leurs données privées.

Cependant, du point de vue global, le modèle mathématique développé n'est en soi pas une solution complète pour l'optimisation de l'énergie au sein d'une communauté. D'une part, les contraintes électriques du réseau ne sont pas prises en compte. D'autre part, la question de l'implémentation n'est pas traitée, et en particulier, l'étape d'agrégation de l'ADMM, en l'état, nécessite de collecter les profils de chaque acteur, et peut donc réintroduire une centralisation.

Les chapitres 3 et 4, répondent à ces problématiques. La suite de ce chapitre explique comment ces parties se complètent.

### 5.2.2 Modèle électrique du réseau

Comme l'ont souligné les auteurs de [69], la prise en compte des contraintes électriques du réseau est indispensable pour développer des stratégies compatibles avec le réseau électrique. L'introduction des sources d'énergie renouvelables sur le réseau de distribution cause en effet des flux de puissance bi-directionnels ainsi que des élévations locales du niveau de tension. Il est donc nécessaire de vérifier que les stratégies de gestion de l'énergie ne causent pas de dommage au réseau électrique.

On a expliqué dans le chapitre 3 les différentes possibilités pour intégrer ces contraintes dans le modèle mathématique : soit on les prend en compte directement dans le calcul d'optimisation, sous une forme souvent plus simple (par exemple linéarisée), ce qui alourdit toutefois le calcul, soit on les intègre *a posteriori*, en testant les solutions mathématiques sur un modèle du réseau.

Dans le travail présenté ici, on a construit un modèle physique du réseau de l'îlot historique de l'Université catholique de Lille, qui est notre cas d'étude de communauté énergétique, afin de tester les solutions générées par l'algorithme ADMM du chapitre 2, et vérifier l'état du réseau, notamment le niveau de tension et la charge des lignes, par des calculs de flux de puissance.

Les résultats ont montré principalement que la présence des générateurs photovoltaïques et de la batterie au sein de la communauté énergétique engendre une augmentation locale de la tension d'environ 2%. La charge des lignes restent également dans les limites acceptables en atteignant au maximum 50% de leur capacité. Ainsi, la stratégie de gestion distribuée respectent les contraintes électriques du réseau.

Ce modèle électrique complète donc le modèle mathématique du chapitre 2. Cependant, dans le travail présenté ici, deux phases distinctes sont requises pour vérifier si les contraintes électriques sont bien respectées. D'une part, cette vérification *a posteriori* des solutions de l'algorithme distribué nécessite de construire un modèle du réseau électrique propre à chaque communauté. Cela suggère donc de connaître avec précisions la structure et les composants de ce réseau. Ensuite, dans l'approche développée ici, les calculs de flux de puissance sur le modèle électrique demandent de collecter toutes les solutions de l'algorithme de gestion (les profils de consommation ou production des utilisateurs), pour les injecter en entrée du modèle.

### 5.2.3 Blockchain locale pour une communauté énergétique

La technologie blockchain, présentée dans le chapitre 4, est utilisée ici comme moyen de mise en œuvre de l'optimisation distribuée. En particulier, chaque acteur possède un nœud de cet blockchain, qui constitue donc une plateforme P2P dans la communauté, en parallèle du réseau électrique. Chaque utilisateur est représenté par un compte sur cette blockchain. Il dispose également d'un client Python, associé au nœud de la blockchain qu'il héberge, pour spécifier ses préférences individuelles et procéder à l'optimisation locale de son profil de puissance.

Comme on l'a déjà précisé, on tire avantage de la structure complètement distribuée de la blockchain pour implémenter de façon concrète l'algorithme ADMM. En particulier, un *smart contract* collecte les données et opère l'étape d'agrégation de cet algorithme, en se passant d'un agent central, car ce

programme s'exécute dans la blockchain simultanément sur tous les nœuds.

La blockchain assure donc une exécution complètement distribuée de l'optimisation, ce qui garantit aux acteurs une protection de leurs données personnelles, et leur permet de parvenir à un consensus, même en l'absence de confiance entre les différents participants. De ce point de vue, elle pourrait favoriser l'acceptabilité et l'intégration des utilisateurs dans un système d'optimisation des échanges d'énergie.

Concernant l'estimation de la consommation énergétique, les simulations effectuées ont montré que, par rapport à une solution centralisée, une blockchain privée n'est pas plus coûteuse en énergie. Elle semble même être plus économe quand le nombre d'utilisateurs augmente, car la complexité de l'algorithme distribué n'augmente pas, contrairement à un algorithme centralisé. Par conséquent, la technologie blockchain apparaît comme pertinente pour la mise en place de stratégies distribuées d'échanges d'énergie au sein d'une communauté.

#### 5.2.4 Combinaison des outils

D'un point de vue plus global, on a donc développé une approche avec trois outils complémentaires, représentée sur la figure 5.1.

On distingue sur cette figure trois principaux blocs : la blockchain, les utilisateurs, et le modèle physique du réseau électrique. En ce qui concerne la blockchain, elle est constituée de parties complémentaires : d'abord la structure des données, organisée en chaîne de blocs, et répliquée sur chacun des nœuds du réseau. Cette première partie est la première couche de la blockchain, qui correspond à la base des données. Ensuite, la deuxième couche est constituée du *smart contract*, qui s'exécute simultanément et en parallèle sur tous les nœuds.

Les utilisateurs sont de deux sortes : soit il s'agit de véritables participants, producteurs ou consommateurs d'énergie, soit il s'agit de ce qu'on a nommé l'*energy manager* dans le chapitre 4, qui est responsable de l'initialisation du processus de partage d'énergie. Dans tous les cas, ces utilisateurs utilisent localement des clients Python pour interagir avec la blockchain. Ces programmes modélisent le comportement des acteurs en leur affectant une fonction d'utilité et en récoltant leurs préférences individuelles (sauf pour l'*energy manager*), et automatisent les échanges d'information avec la blockchain.

Ainsi, la blockchain et les programmes en Python retranscrivent le modèle mathématique de la théorie des jeux et l'algorithme distribué ADMM. On voit ici clairement comment se combinent les approches développées dans les chapitres 2 et 4 pour proposer une implémentation concrète du mécanisme distribué d'échanges d'énergie.

Ensuite, le modèle physique vérifie l'état du réseau électrique pour les solutions générées par l'algorithme. La flèche pointillée illustre la nécessité d'imposer de nouvelles contraintes à l'algorithme pour éviter les éventuelles surtensions et surcharges des lignes identifiées *a posteriori*. Dans le travail présenté ici, l'addition de nouvelles contraintes n'est pas automatique. Il n'y a donc pas de boucle fermée à proprement parler : si l'algorithme distribué engendre des solutions qui causent des problèmes électriques, alors il faut imposer manuellement des nouvelles contraintes à cet algorithme et le relancer.

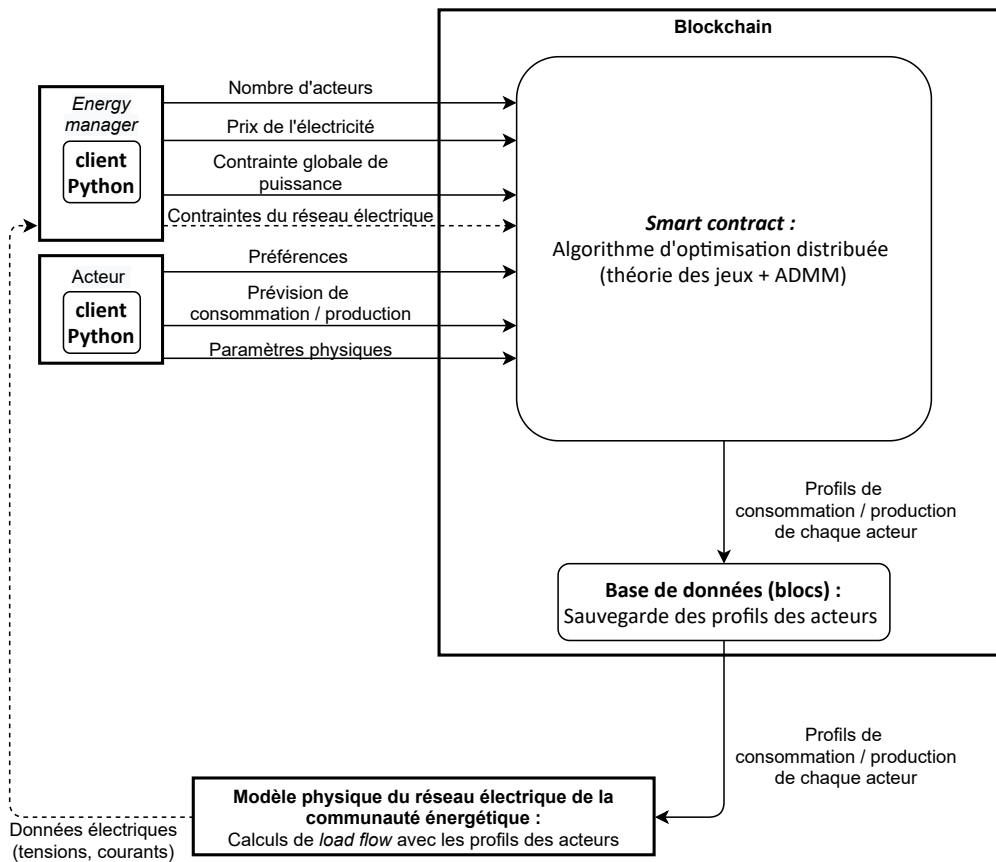


FIGURE 5.1 – Combinaison des outils développés dans la thèse

Pour cette raison, on a représenté cette flèche en pointillés.

Pendant, dans le prolongement immédiat de ce travail, cette fonction pourrait incomber à l'*energy manager*, qui a déjà un rôle particulier pour initialiser le processus d'optimisation. Pour cette raison, il apparaît comme l'acteur le mieux placé pour vérifier si les contraintes électriques du réseau sont vérifiées et en imposer de nouvelles le cas échéant.

On peut même envisager l'écriture d'un second *smart contract* qui traduit le modèle électrique et, une fois l'algorithme d'optimisation effectué, en vérifie les solutions. Même si les calculs complexes de flux de puissance s'effectueraient en dehors de la blockchain, le recours à un *smart contract* permettrait d'éviter qu'un unique acteur collecte les profils pour lancer ensuite les simulations sur le modèle électrique.

D'une façon plus générale, la figure 5.1 montre clairement que les différents outils présentés dans les chapitres 2, 3 et 4 ont été développés de façon complémentaire, avec la vision de créer une approche globale et cohérente pour l'optimisation des échanges d'énergie, et qui réponde aux problématiques posées dans la chapitre 1. En particulier, la combinaison de ces trois briques présente l'intérêt de former



un outil qui ne soit pas seulement théorique mais qui traite également les problématiques de mise en œuvre. On a en effet relevé dans l'état de l'art que les méthodes de gestion de l'énergie présentes dans la littérature se limitent généralement à des développements théoriques et manquent souvent de considérations pratiques. Par exemple, soit des méthodes d'optimisation distribuée sont présentées, mais sans réflexion sur une implémentation réellement distribuée, soit des approches avec la blockchain et les *smart contracts* sont décrites, mais là aussi sans considérer la question du déploiement d'une telle solution. De plus, dans tous les cas, les contraintes électriques sont également rarement prises en compte. Les travaux de cette thèse, en combinant les trois outils développés, proposent justement une solution pour traiter tous ces points. Autrement dit, pris indépendamment, les modèles développés dans les chapitres 2, 3 et 4 ne sont pas fondamentalement nouveaux. C'est leur utilisation conjointe qui donne à ces travaux leur caractère innovant.

## 5.3 Pertinence de l'approche globale pour l'évolution du réseau électrique

La section précédente a présenté comment se combinent les outils développés au cours de cette thèse pour former une approche globale de gestion de l'énergie au sein d'une communauté. Les résultats de chaque chapitre ont illustré les performances de chacun de ces outils et modèles. Toutefois, en prenant du recul, il convient de se demander si cette approche est pertinente par rapport à l'évolution du réseau électrique, notamment en ce qui concerne l'insertion des sources d'énergie renouvelables et le développement des circuit-courts de l'électricité. Cette section dresse quelques éléments de réponse d'après les résultats présentés précédemment.

### 5.3.1 Consommation énergétique de la blockchain

On a souligné dans le chapitre 4 le potentiel de la blockchain, et les simulations menées dans cette thèse ont confirmé l'intérêt de cette technologie, notamment pour trouver un consensus entre différents utilisateurs qui ne se font pas confiance, et en l'absence d'agent central. Cependant, à l'heure actuelle, la question de la consommation énergétique de cette technologie est au cœur des débats. En effet, historiquement, les blockchains utilisent traditionnellement le mécanisme de preuve de travail pour parvenir à un consensus entre les utilisateurs, largement consommateur d'énergie. La question de consommation d'énergie de la blockchain est donc centrale dans le développement de cette technologie, car cette grande consommation énergétique est vue comme un frein à son développement [204]. D'un point de vue plus large, la question de la consommation due aux usages numériques commence aussi à être une préoccupation majeure de la société [205]. Dans la vision d'optimiser les échanges d'énergie et dans la perspective de favoriser l'autoconsommation et les comportements plus responsables du point de vue énergétique, la question de la consommation énergétique de la blockchain est légitime. En effet, si la technologie utilisée demande une grande consommation d'énergie, alors les bénéfices qu'elle permet d'atteindre seraient effacés par cet inconvénient. En d'autres termes, utiliser une technologie qui consomme beaucoup, dans une application d'optimisation de l'énergie n'est absolument pas pertinent.

Le travail présenté dans cette thèse permet d'apporter des éléments de réponse à cette question. En effet, l'intérêt de ces travaux réside dans le fait que l'on a mis en application concrètement une

blockchain, quand beaucoup d'études la considèrent simplement comme une boîte noire, et ne traitent donc pas les problématiques relatives à sa mise en œuvre [206]. L'implémentation d'une blockchain privée réalisée dans cette thèse montre qu'avec une blockchain adoptant un mécanisme de consensus pertinent et en limitant au maximum les calculs dans la blockchain elle-même, c'est-à-dire en simplifiant au maximum les fonctions utilisées dans le *smart contract*, la consommation énergétique de la blockchain n'est pas un frein à son utilisation en situation réelle, pour des applications de gestion de l'énergie. Au contraire, les résultats laissent même envisager que, grâce à son caractère distribué, cette technologie devient plus intéressante qu'une solution centralisée à partir d'un certain nombre d'utilisateurs. De plus, l'analyse énergétique menée dans le chapitre 4 a montré que, dans l'approche distribuée, la principale source de consommation d'énergie provient des programmes Python utilisés pour l'optimisation locale, et non des nœuds de la blockchain.

Ainsi, ces résultats montrent que la consommation énergétique de la blockchain n'est pas un frein à son développement pour des solutions locales. Cette affirmation concerne cependant seulement les blockchains locales, c'est-à-dire regroupant au maximum quelques dizaines d'utilisateurs identifiés. En effet, les blockchains publiques, à cause de l'anonymat complet des utilisateurs et du grand nombre de nœuds, ont besoin d'un mécanisme de consensus très robuste avec des nœuds dont l'identité est inconnue, ce qui exclut le mécanisme de preuve d'autorité employé ici. Les conclusions tirées dans cette thèse ne s'appliquent donc pas aux blockchains publiques, qui présentent des caractéristiques différentes, et répondent à d'autres problématiques que celles traitées ici.

### 5.3.2 Acceptabilité de la technologie

D'après [207], l'adoption de la technologie blockchain est encore à un stade précoce, malgré l'intérêt croissant pour ce sujet au cours des dernières années. Pour l'instant, seul un groupe restreint de personnes, chercheurs et innovateurs principalement, l'utilisent. Toutefois, selon les auteurs, cette technologie a le potentiel pour être progressivement adoptée par l'ensemble de la société, pour des applications spécifiques plutôt que pour les applications de crypto-monnaies. Or, si l'on considère le sujet traité ici des échanges locaux d'énergie, le potentiel des applications de gestion de l'énergie repose sur leur adoption par le maximum d'utilisateurs. A ce propos, il convient donc d'analyser si le travail présenté répond à cette problématique d'acceptabilité.

#### 5.3.2.1 Confiance en la technologie

Comme le soulignent les auteurs de [208], la confiance en la technologie est un des principaux aspects sur lequel repose l'acceptabilité de la technologie blockchain par les utilisateurs. Cela implique notamment que ceux-ci aient une compréhension globale du système et des opérations qui s'y déroulent, en particulier des transactions. De ce point de vue, l'approche proposée dans cette thèse répond en partie à cette problématique. En effet, comme le montrent les résultats du chapitre 2, l'algorithme distribué ADMM présente l'avantage de traiter tous les acteurs sur un pied d'égalité : après avoir maximisé localement leur utilité en fonction de leurs préférences, le *smart contract* calcule simplement le paramètre de pénalité, qui s'applique de façon égale à tous les utilisateurs. Ceux-ci optimisent alors

localement leur utilité, alors que les résultats ont mis en évidence qu'un algorithme centralisé peut favoriser un acteur au détriment des autres. Ainsi, le fonctionnement global du processus d'échanges proposé est transparent et équitable pour tous les participants. L'architecture de la blockchain garantit également l'intégrité des données et empêche la fraude.

#### 5.3.2.2 Facilité d'utilisation

D'autre part, d'après [209], l'adoption de la technologie blockchain dépend également de la facilité d'utilisation. La plateforme développée dans cette thèse répond à cet enjeu. En effet, même si l'implémentation du système blockchain et son initialisation sont des étapes qui peuvent être complexes, une fois installé, l'utilisateur l'emploie aisément, notamment grâce au programme Python. De plus, une fois que l'utilisateur a communiqué ses données, ce programme Python interagit automatiquement avec le reste de la blockchain et en particulier avec le *smart contract*. L'utilisateur n'a pas d'action à mener une fois le processus commencé. Mis-à-part l'implémentation d'un système blockchain, qui reste à l'heure actuelle assez complexe, mais qui pourrait être confié par exemple ici à l'*energy manager* de la communauté, et qui devrait bénéficier très prochainement d'une standardisation des outils, le système développé ici est donc assez simple à utiliser pour les consommateurs et producteurs.

#### 5.3.2.3 Protection des données privées

Toujours selon [209], la protection des données personnelles est un paramètre central dans l'adoption d'une technologie par le public. A ce propos, le caractère distribué de la blockchain garantit la sécurité des données, car le programme Python récupère les données nécessaires au processus d'optimisation (notamment les souhaits des consommateurs et leurs données physiques), mais ces données restent hébergées localement, et ne sont pas envoyées dans la blockchain. Le seul point qui peut poser problème dans le travail présenté ici concerne le modèle physique du réseau électrique. En effet, afin de tester les solutions de l'algorithme distribué sur ce modèle, il est nécessaire de collecter les profils de consommation ou production pour les donner en entrée des calculs de flux de puissance. Ce point peut poser problème, et justifie la perspective de modifier l'approche représentée dans la figure 5.1, afin d'intégrer directement les contraintes électriques dans l'algorithme d'optimisation, ou bien comme on l'évoque plus haut, d'écrire un second *smart contract* déclenché automatiquement à la fin du premier, pour éviter que les données soient récupérées par un acteur.

Par conséquent, le processus proposé dans cette thèse traite les trois principaux facteurs de l'acceptabilité de la technologie blockchain (confiance, facilité d'utilisation et protection des données). Même si des améliorations sont envisageables, les caractéristiques du système développé répondent en grande partie aux critères énoncés notamment par [209] pour favoriser l'adoption de cette technologie. Pour traiter plus en profondeur cette notion d'acceptabilité, l'apport d'études sociologiques pourrait être une plus value. C'est d'ailleurs dans cette optique que des sociologues ont participé à la chaire industrielle SBnodesSG dont cette thèse fait partie.

### 5.3.3 Rôle des utilisateurs et des communautés énergétiques

Cette section s'intéresse plus particulièrement à la pertinence de la blockchain pour accompagner le développement des communautés énergétiques.

#### 5.3.3.1 Rôle des consommateurs

Le consommateur est au centre des évolutions actuelles du réseau électrique. En effet, les directives européennes visent à l'intégrer dans les marchés de l'électricité. De plus, de nouveaux types de consommateurs apparaissent avec à la fois les utilisateurs de véhicules électriques, et les *prosumers* (terme défini dans le chapitre 1), créant de nouveaux usages. Le rôle des consommateurs est donc amené à évoluer au cours des prochaines années. En particulier, la gestion de la flexibilité pour effacer une consommation en période de pic de charge est un point clé de l'évolution des réseaux électriques. Par conséquent, en relation avec un agrégateur ou au sein d'une communauté énergétique, les consommateurs vont donc prendre une part de plus en plus active dans la gestion du réseau. L'enjeu est donc de proposer des solutions pour encourager la participation de ces acteurs.

Le modèle mathématique développé ici, avec notamment la théorie des jeux, répond justement à cette problématique, comme on l'explique plus en détails dans le chapitre 2. L'écriture de fonctions d'utilité spécifiques à chaque type d'acteur, qui prennent en compte les préférences individuelles, combinées au caractère équitable de l'ADMM permettent en effet de proposer une gestion centrée sur les utilisateurs eux-mêmes. En reflétant leurs besoins, ce type d'approche les incite à participer aux mécanismes de gestion.

#### 5.3.3.2 Développement des communautés énergétiques

Par ailleurs, avec le développement des communautés énergétiques, les consommateurs et producteurs sont incités à interagir avec leurs voisins pour optimiser les sources d'énergie locales, et favoriser l'intégration des sources d'énergie renouvelables en augmentant l'autoconsommation collective.

Ces structures de communauté, à l'échelle d'un quartier, sont pertinentes pour développer des mécanismes de gestion qui incluent les utilisateurs. En effet, d'une part, l'aspect local permet de prendre en compte les contraintes électriques du réseau dans la gestion, et donc de garantir sa stabilité. D'autre part, l'autoconsommation collective suggère un facteur de proximité, pour justement limiter l'apparition de nouveaux flux d'électricité dans le réseau de distribution. Enfin, les communautés peuvent se rapprocher d'un rôle d'agrégateur, en jouant l'intermédiaire entre les utilisateurs et le gestionnaire du réseau. Ces raisons nous ont poussé à choisir une structure de type communauté pour le mécanisme d'échanges, au lieu d'une structure complètement P2P (voir chapitre 2). Dans cette vision, considérer un *energy manager*, tel qu'on l'a défini ici, qui est notamment responsable d'initialiser le *smart contract* avec les bonnes données, a du sens. Il pourrait s'agir d'un responsable de la communauté, en relation avec le gestionnaire du réseau de distribution [210].

Pour assurer les interactions entre utilisateurs d'une communauté énergétique, les résultats présentés précédemment montrent qu'une blockchain privée locale est une technologie pertinente. En effet,

de part son fonctionnement distribué, elle permet de se passer d'un agent central, et donc de laisser les utilisateurs gérer librement les échanges. Ensuite, en se limitant à une échelle locale, la blockchain peut fonctionner avec un mécanisme de consensus de type preuve d'autorité, ce qui améliore sa performance et supprime le problème de consommation énergétique.

En résumé, les communautés énergétiques sont un bon échelon pour intégrer progressivement les utilisateurs dans le marché de l'électricité, et les résultats suggèrent qu'une blockchain privée est une technologie pertinente pour une gestion distribuée de l'énergie à cette échelle.

## 5.4 Perspectives

Le travail présenté ici est loin de proposer une approche complètement exhaustive, et comme on l'a mentionné tout au long du rapport, plusieurs perspectives peuvent être envisagées pour l'approfondir, que l'on résume dans cette section.

### 5.4.1 Intégration du modèle électrique

On l'a évoqué plus haut, le modèle électrique du réseau qui calcule les flux de puissance est pour l'instant effectué complètement hors de la blockchain, et ne constitue pas une boucle fermée avec l'algorithme d'optimisation. De ce fait, il apparaît pertinent de faire évoluer ce modèle, soit en intégrant les contraintes électriques, peut-être sous une forme simplifiée, directement dans l'algorithme, soit en utilisant un *smart contract* qui déclenche les calculs de flux de puissance, de façon automatique et sans passer par la collecte des profils de puissance par un unique agent.

### 5.4.2 Amélioration de l'algorithme

En tant que tel, les résultats ont montré que l'algorithme distribué ADMM traite de façon complètement équitable tous les acteurs, qui ne coopèrent pas. Ainsi, lorsque les contraintes globales ne sont pas respectées, tous sont équitablement pénalisés. Toutefois, il peut exister des situations où certains utilisateurs sont plus prêts que d'autres à modifier leur profil de puissance à un instant donné. En effet, le modèle mathématique présenté dans le chapitre 2 n'est pas rentré dans les détails de la flexibilité des consommateurs, mais celle-ci dépend en réalité du type de charges possédées par un consommateur. Or certaines peuvent être programmables, par exemple des laves-linges dans le cas de consommateurs résidentiels, ou peuvent plus facilement être décalées que d'autres.

Par conséquent, il apparaît opportun d'envisager un certain degré de coopération entre les acteurs, selon par exemple la séquence suivante :

- chaque utilisateur optimise localement son utilité en fonction de ses préférences ;
- le *smart contract* collecte les profils et vérifie si les contraintes globales sont respectées, et si non, calcule le paramètre de pénalité ;

- dans le cas où ces contraintes ne sont pas respectées, le *smart contract* ouvre une phase de négociations entre acteurs : ceux prêts à modifier leurs profils peuvent proposer aux autres de prendre une part de leur pénalité, moyennant une compensation financière par exemple.

Ce type d'approche introduirait donc une phase de coopération dans un deuxième temps, ce qui résulterait en une diminution du prix de l'anarchie. Cependant, une telle approche doit être testée car elle complexifierait le *smart contract* et les interactions entre acteurs.

### 5.4.3 Réflexions sur le modèle économique

Le point précédant ouvre de façon plus large une réflexion sur les modèles économiques pertinents pour les communautés énergétiques. En particulier, le processus qui détermine le prix de l'électricité en fonction de la source est prépondérant. Il doit en effet inciter les consommateurs à acheter l'énergie localement produite, tout en assurant un revenu aux producteurs pour amortir leur investissement. Dans nos travaux, on a travaillé avec une hypothèse assez simple où le prix est fixé à l'avance et connu de tous. Néanmoins, d'autres approches dans lesquelles le prix reflète en temps réel l'offre et la demande sont envisageables. En tout cas, l'intérêt des utilisateurs du réseau électrique pour les communautés énergétiques sera décuplé avec des modèles économiques attractifs.

### 5.4.4 Approfondissement sur la blockchain

Notre étude de la technologie blockchain en tant que plateforme pour les échanges d'énergie est loin d'être exhaustive. Certains aspects en particulier nécessitent un approfondissement pour confirmer les résultats obtenus ici et les compléter.

#### 5.4.4.1 Impact énergétique de la blockchain

Nos résultats dans le chapitre 4 se sont limités à quelques nœuds, qui fonctionnaient tous sur une même machine. Pour confirmer les tendances données par ces résultats, les expériences doivent être approfondies. En particulier, la technologie blockchain devrait être testée avec plusieurs dizaines de nœuds. D'autre part, alors que notre étude se limite à Ethereum, différentes technologies blockchain pourraient être comparées. Enfin, nos travaux ont négligé les aspects de communications entre les nœuds. Or en utilisation réelle, ces nœuds seront hébergés sur différentes machines, par exemple sur des micro-contrôleurs de type Raspberry. Alors l'aspect de communication ne pourra plus être négligé. Plusieurs technologies sont envisageables, selon les applications : Wifi, Bluetooth, Zigbee [211]. Une expérimentation en situation réelle permettrait d'approfondir les résultats présentés dans cette thèse.

#### 5.4.4.2 Lien avec l'intelligence artificielle

La combinaison des outils d'intelligence artificielle (IA) avec la blockchain est également une piste intéressante à explorer. L'IA répond notamment aux besoins d'analyse de grands volumes de données. Dans le domaine de l'énergie, on la retrouve particulièrement pour calculer les prévisions de production des sources intermittentes, ainsi que des prévisions de consommation. Dans l'optique de connecter la blockchain à tout un système de capteurs pour créer un réel environnement intégré, dans une vision de l'internet de l'énergie par exemple, l'association d'outils d'IA à la blockchain pourrait fournir des prévisions et renforcer la robustesse des systèmes [212]. Certaines études évoquent même la possibilité d'utiliser des outils d'IA pour s'assurer de la robustesse des *smart contracts* et également pour faciliter l'implémentation d'une blockchain [213].

#### 5.4.5 Usages futurs

D'une façon générale, plusieurs perspectives relatives aux usages futurs se dessinent pour l'approche présentée ici.

##### 5.4.5.1 Modélisation des charges

Le modèle présenté est assez général, puisqu'il se limite notamment à la modélisation des bâtiments dans leur ensemble. Or avec le développement des charges connectées et plus largement des *smart homes* et *smart buildings* [214, 215], une modélisation plus fine des utilisateurs à travers les fonctions d'utilité et la flexibilité ajouterait de la valeur.

##### 5.4.5.2 *Vehicle-to-grid*

Dans nos hypothèses, on interdit aux véhicules électriques de renvoyer de l'électricité sur le réseau, conformément à la législation actuelle. Cependant, le concept du *vehicle-to-grid* (V2G), c'est-à-dire la possibilité pour un véhicule de fournir de l'électricité au réseau, est un champ de recherche actif et constitue une évolution attendue du réseau électrique. Du point de vue de l'utilisateur du véhicule, la décharge du véhicule dans le réseau pourrait être une source de revenus. Pour le gestionnaire du réseau, le V2G peut représenter des services, comme la diminution du pic de charge ou le décalage de charge pour les bâtiments accueillant des bornes de véhicules électriques [216].

Par conséquent, les communautés énergétiques pourront également profiter du V2G pour augmenter le taux d'autoconsommation. Donner la possibilité aux véhicules de se décharger donnerait donc des résultats intéressants pour le modèle proposé ici.

### 5.4.5.3 Services au réseau

Pour promouvoir le développement des communautés énergétiques dans le réseau électrique, il serait intéressant d'ajouter une possibilité de services au réseau qu'elles seraient susceptibles de proposer au gestionnaire du réseau, par exemple une diminution du pic, ou un décalage de charge. Dans notre modèle, ce type de service pourrait se retranscrire par une modification de la contrainte globale partagée par tous les utilisateurs. On retrouverait alors le rôle prépondérant de l'*energy manager*, qui, étant en contact avec le gestionnaire du réseau et avec l'accord des participants de la communauté, pourrait proposer ce type de services et donc modifier la contrainte globale. Ce type d'approche a été envisagé par [92], et souligne justement l'avantage des approches de type communauté, qui sont susceptibles de fournir des services au réseau, contrairement aux approches complètement P2P.

### 5.4.5.4 Connexion des communautés

Dans une perspective plus lointaine, le réseau électrique comportera de nombreuses communautés énergétiques. En restant à un niveau local, mais au niveau supérieur, la coordination entre deux ou plusieurs communautés énergétiques voisines augmenterait le foisonnement des charges et donc le taux d'autoconsommation à cette échelle. En particulier, cet aspect est intéressant si les communautés ont un profil différent, par exemple une communauté d'habitations et une communauté composée de bâtiments tertiaires, dont les périodes de consommation sont complémentaires. Ainsi, l'ajout d'une couche supplémentaire au modèle pour permettre des échanges entre plusieurs communautés voisines est envisageable.

Cependant, on a déjà illustré dans ce travail la difficulté de prendre en compte les contraintes électriques à l'échelle d'une seule communauté. Entre plusieurs communautés, cet aspect devient encore plus problématique. De plus, le rôle du gestionnaire de réseau pose question dans cette perspective.

## 5.4.6 Réglementation

Enfin, la réglementation, à la fois sur la blockchain et sur les communautés énergétiques, est à surveiller pour adapter les modèles proposés.

### 5.4.6.1 Sur les communautés énergétiques

On l'a vu dans le chapitre 1, les communautés énergétiques sont un concept nouvellement défini, avec pour vision de favoriser l'autoconsommation collective. En Europe, chaque pays fait évoluer la législation à ce sujet, mais des efforts sont encore nécessaires [29]. En effet, avec les communautés énergétiques émergent les concepts de marché locaux de l'électricité, plus ou moins régulés, pouvant aller jusqu'aux marchés complètement P2P dans lesquels les consommateurs et producteurs s'échangent directement l'énergie. Pour l'instant, ces idées restent assez théoriques, car à l'heure actuelle la législation ne donne pas de cadre explicite pour ces échanges financiers directs entre acteurs.

Or ces nouveaux modèles d'affaires, qui intègrent de plus en plus les consommateurs et producteurs



et les font interagir, sont au cœur du développement des communautés énergétiques. Par conséquent, la législation doit évoluer sur ce sujet, et préciser notamment les possibilités pour ces marchés locaux, et le rôle de chacun des participants, aussi bien des consommateurs, producteurs, utilisateurs de véhicules électriques et même *energy manager* [217]. Ces avancées réglementaires sont attendues pour affiner les modèles d'affaires et donner de la visibilité aux projets de communautés énergétiques.

#### 5.4.6.2 Sur la blockchain

Pour la blockchain, [218] souligne que le cadre réglementaire constitue le principal obstacle au développement de la technologie. De nombreuses questions, qui n'ont pas été traitées ici, restent en suspens, et devraient faire l'objet d'une législation claire dans les prochaines années. Notamment, la valeur juridique de la blockchain suscite de vives interrogations. Même si les législateurs avancent, notamment au niveau européen, pour donner un cadre aux crypto-monnaies, les applications plus larges de la technologie, comme les *smart contracts*, restent entourées d'un flou juridique [219].

Malgré son nom, celui-ci n'est en effet pas considéré légalement comme un contrat, puisqu'il s'agit en réalité d'un programme informatique. Or, il engendre des échanges, parfois financiers, entre les utilisateurs. Plusieurs questions surgissent alors : quelle est la valeur de ces échanges ? En cas de litige, que se passe-t-il ? Qui est légalement responsable du *smart contract* ?

D'autre part, des questions se posent concernant le droit à l'effacement et le respect du RGPD (règlement général sur la protection des données) dans le blockchain [220]. En effet, par sa nature, toutes les données sauveées dans la blockchain sont immuables et répliquées sur l'ensemble des nœuds. Même si elles peuvent être anonymisées, est-ce en accord avec la législation sur les données ?

La réglementation doit apporter des réponses claires à ces questions importantes, qui viendront apporter plus de précisions sur l'utilisation possible de la technologie blockchain, et la valeur des données qui s'y trouvent. Elles permettront d'apporter plus de visibilité pour développer des applications utilisant cette technologie.

La standardisation de l'environnement blockchain au sens large, c'est-à-dire de tous les outils utilisant cette technologie, est également requise. En effet, les applications prometteuses de la blockchain nécessitent une communication avec d'autres systèmes ou capteurs. Pour assurer l'interopérabilité de ces nouveaux systèmes, des standards doivent être dégagés par l'industrie pour améliorer la maturité de la blockchain et faciliter son développement à grande échelle [145]. Il existe déjà certaines initiatives pour réfléchir à ce sujet, par exemple en Europe le *Focus Group on Blockchain and Distributed Ledger Technology (DLT)*, groupe de réflexion conjoint au CEN (Comité européen de normalisation) et au CENELEC (Comité européen de normalisation en électronique et en électrotechnique), qui a publié en 2018 un document de recommandations sur l'adoption de standards techniques pour la blockchain [221].

### 5.5 Conclusion

Ce chapitre dresse une synthèse des résultats obtenus dans cette thèse, et présente comment se combinent les outils développés respectivement dans les chapitres 2, 3 et 4 dans une approche plus globale. En particulier, la mise en perspective de ces résultats illustre les avantages d'une stratégie distribuée de partage de l'énergie, par rapport à une stratégie centralisée, dans la vision d'intégrer les utilisateurs (consommateurs, producteurs et *prosumers*) dans les mécanismes de gestion et les marchés de l'électricité au sein des communautés énergétiques. L'approche développée dans cette thèse permet en effet de prendre en compte les préférences individuelles de ces participants, ce qui les incite à interagir avec le reste de la communauté, tout en préservant leurs données personnelles.

Pour mettre en œuvre de telles solutions distribuées, les résultats présentés ont montré que la blockchain est une technologie pertinente, plus particulièrement lorsque l'on développe une blockchain locale spécifiquement pour une communauté énergétique. Alors, la consommation énergétique ne représente plus un problème, et cette technologie telle qu'elle est employée ici répond aux conditions d'acceptabilité identifiées dans la littérature (confiance, facilité d'utilisation, protection des données).

Néanmoins, on a également identifié des perspectives pour poursuivre ce travail. D'abord, l'intégration du modèle électrique de façon plus systématique représente une piste intéressante. Ensuite, l'algorithme d'optimisation pourrait être complété pour introduire une phase de négociations entre les acteurs, et donc donner la possibilité d'une coopération au sein de la communauté. Enfin, des nouveaux usages pourraient être intégrés au mécanisme proposé.

Par ailleurs, la réglementation, que ce soit au niveau de la blockchain ou des communautés énergétiques, est amenée à évoluer et spécifiera les modèles d'affaires de ces communautés et la valeur juridique des échanges dans la blockchain. Ces évolutions permettront certainement de faciliter le développement à l'échelle industrielle des solutions d'échanges d'énergie basées sur la technologie blockchain.

# Conclusion générale

## CONCLUSION GÉNÉRALE

---

Le développement des communautés énergétiques dans le réseau de distribution apporte un nouveau paradigme pour le réseau électrique. En impliquant les consommateurs dans la gestion de l'énergie produite par les sources distribuées, elles ont le potentiel pour favoriser l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau, tout en sensibilisant les consommateurs aux enjeux énergétiques actuels. En effet, en jouant sur la flexibilité des consommations, c'est-à-dire en adaptant la consommation à la production, elles participent au développement de circuits courts pour l'électricité, ce qui présente le bénéfice pour le réseau électrique de limiter les conséquences de l'intermittence des sources d'énergie renouvelables. Cette situation incite également les consommateurs et nouveaux usagers à adopter des comportements plus vertueux pour consommer de préférence l'électricité localement produite.

Les travaux présentés dans cette thèse proposent une stratégie de gestion de l'énergie pour une communauté, qui a la particularité d'être distribuée, c'est-à-dire qui fonctionne sans agent central mais laisse les acteurs trouver eux-mêmes un consensus. Elle s'applique également à tout type de communauté, car elle prend en compte les divers profils d'acteurs (producteur, consommateurs, utilisateurs de véhicules électriques, systèmes de stockage) et considère des aspects socio-économiques en plus des critères financiers habituels pour décider du profil de consommation ou production de chaque acteur.

Le caractère innovant de ces travaux réside principalement dans leur aspect pluridisciplinaire, car ils combinent modélisation mathématique en faisant appel à la théorie des jeux et donc à des éléments d'économie, méthodes d'optimisation distribuée (chapitre 2), génie électrique (chapitre 3) et informatique (chapitre 4). En effet, sans se limiter seulement à des développements théoriques, ils définissent une nouvelle approche applicable à des situations réelles d'autoconsommation collective et de communautés énergétiques. En proposant une stratégie d'échanges complètement distribuée, ils participent à la décentralisation du réseau électrique et ont le potentiel pour inclure les utilisateurs finaux directement dans les mécanismes de gestion de l'électricité, tels les consommateurs résidentiels ou tertiaires ainsi que les propriétaires de véhicules électriques. Les résultats montrent le potentiel d'une telle approche, aussi bien en terme d'optimisation des échanges pour la communauté, que du point de vue d'un utilisateur. En particulier, le caractère distribué élimine la nécessité d'un tiers de confiance, et donc implique directement les utilisateurs, tout en leur garantissant une liberté d'action ainsi qu'une meilleure protection des données personnelles.

Comme le synthétise le chapitre 5, ces travaux ouvrent la voie à de nouvelles perspectives, notamment en terme de coopération entre utilisateurs au sein d'une communauté énergétique, et adaptation aux usages futurs du réseau électrique. La réglementation, concernant le fonctionnement des réseaux électriques et le développement des marchés locaux de l'électricité, ainsi qu'à propos de la valeur juridique de la blockchain, est à surveiller et donnera des tendances sur les pistes à approfondir. Néanmoins, en l'état, cette thèse apporte des conclusions pratiques intéressantes sur la pertinence des approches distribuées pour le réseau électrique et de l'utilisation de la blockchain pour leur mise en œuvre.

A plus long terme, ces travaux pourront être également complétés par des tests en situation réelle sur le réseau démonstrateur de l'îlot historique de l'Université catholique de Lille. De telles expériences permettront d'améliorer la performance de la solution proposée ici et de mettre à l'épreuve sa mise à l'échelle ainsi que les aspects de communication en temps réel.

# Liste des publications

Cette thèse a donné lieu aux publication suivantes :

## Articles de revue :

- M. Stephant, D. Abbes, K. Hassam-Ouari, A. Labrunie, et B. Robyns, « Distributed optimization of energy profiles to improve photovoltaic self-consumption on a local energy community », *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 108, p. 102242, avr. 2021, doi : 10.1016/j.simpat.2020.102242.
- M. Stephant, D. Abbes, K. Hassam-Ouar, A. Labrunie, et B. Robyns, « Increasing photovoltaic self-consumption with game theory and blockchain », *EAI Endorsed Transactions on Energy Web : Online First*, oct. 2020, doi : 10.4108/eai.27-10-2020.166770.

## Conférences internationales :

- M. Stephant, K. Hassam-Ouari, D. Abbes, A. Labrunie, et B. Robyns, « Distributed optimization of power profiles on a local energy community using blockchain », présenté à *2020 5th International Conference on Smart and Sustainable Technologies (SpliTech)*, sept. 2020, p. 1-6, doi : 10.23919/SpliTech49282.2020.9243791.
- M. Stephant, D. Abbes, K. Hassam-Ouari, A. Labrunie, et B. Robyns, « Increasing Photovoltaic Self-consumption : An Approach with Game Theory and Blockchain », présenté à *Sustainable Energy for Smart Cities. First EAI International Conference, SESC 2019*, Braga, Portugal, December 4–6, 2019, Proceedings, juin 2020, doi : 10.1007/978-3-030-45694-8\_14.
- M. Stephant, K. Hassam-Ouari, D. Abbes, A. Labrunie, et B. Robyns, « A survey on energy management and blockchain for collective self-consumption », présenté à *2018 7th International Conference on Systems and Control (ICoSC)*, 2018, p. 237–243, doi : 10.1109/ICoSC.2018.8587812.

LISTE DES PUBLICATIONS

---

# Bibliographie

- [1] Z. Zheng, S. Xie, H. Dai, X. Chen et H. Wang, “An Overview of Blockchain Technology : Architecture, Consensus, and Future Trends,” dans *2017 IEEE International Congress on Big Data (BigData Congress)*, juin 2017, p. 557–564.
- [2] International Energy Agency, “IEA – International Energy Agency.” [En ligne]. Disponible : <https://www.iea.org>
- [3] D. Abbes, F. Bensmaine, A. Labrunie et B. Robyns, “Energy management and batteries lifespan estimation in a photovoltaic system with hybrid storage a comparative study,” dans *2015 IEEE 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*, nov. 2015, p. 1–6.
- [4] M. Dabbagh, M. Sookhak et N. S. Safa, “The Evolution of Blockchain : A Bibliometric Study,” *IEEE Access*, vol. 7, p. 19 212–19 221, 2019, conference Name : IEEE Access.
- [5] CoinMetrics.io, “Coinmetrics.” [En ligne]. Disponible : <https://coinmetrics.io/>
- [6] J. Sedlmeir, H. U. Buhl, G. Fridgen et R. Keller, “The Energy Consumption of Blockchain Technology : Beyond Myth,” *Business & Information Systems Engineering*, juin 2020.
- [7] H. Neofytou, A. Nikas et H. Doukas, “Sustainable energy transition readiness : A multicriteria assessment index,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 131, p. 109988, oct. 2020.
- [8] Junia, “Chaire SBnodesSG.” [En ligne]. Disponible : <https://www.junia.com/innovation-recherche/chaire-sbnodessg/>
- [9] R.K. Pachauri et L. Meyer, “GIEC, 2014 : Changements climatiques 2014 : Rapport de synthèse. Contribution des Groupes de travail I, II et III au cinquième Rapport d’évaluation du Groupe d’experts intergouvernemental sur l’évolution du climat,” 2014.
- [10] R. Turconi, A. Boldrin et T. Astrup, “Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies : Overview, comparability and limitations,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 28, p. 555–565, déc. 2013.
- [11] Commission européenne, “Le pacte vert pour l’Europe - Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil Européen, au Conseil, au Comité économique et

## BIBLIOGRAPHIE

---

- social européen et au Comités des régions,” 2019. [En ligne]. Disponible : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX%3A52019DC0640>
- [12] C. Commission de Régulation de l’Energie, “Dispositifs de soutien aux EnR,” 2019. [En ligne]. Disponible : <https://www.cre.fr/Transition-energetique-et-innovation-technologique/soutien-a-la-production/Dispositifs-de-soutien-aux-EnR>
- [13] H. Ndilimabaka, “Réseaux électriques intelligents : défis technologiques et moyens de mesure,” *Techniques de l’ingénieur Instrumentation de mesures électriques*, vol. base documentaire : TIB413DUO., n°. ref. article : r940, 2015, publisher : Editions T.I. Type : base documentaire \_eprint : base documentaire : TIB413DUO.
- [14] V. Smil, *Power density : a key to understanding energy sources and uses*. MIT press, 2015.
- [15] J.-L. Fraisse et L. Karsenti, “Raccordement de la production décentralisée aux réseaux de distribution Aspects règlementaires et organisationnels,” *Techniques de l’ingénieur*, vol. base documentaire : TIB264DUO., n°. ref. article : d4239, 2014, publisher : Editions T.I. Type : base documentaire \_eprint : base documentaire : TIB264DUO.
- [16] A. S. Bouhouras, K. I. Sgouras, P. A. Gkaidatzis et D. P. Labridis, “Optimal active and reactive nodal power requirements towards loss minimization under reverse power flow constraint defining DG type,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 78, p. 445–454, juin 2016.
- [17] G. Notton, M.-L. Nivet, C. Voyant, C. Paoli, C. Darras, F. Motte et A. Fouilloy, “Intermittent and stochastic character of renewable energy sources : Consequences, cost of intermittence and benefit of forecasting,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 87, p. 96–105, mai 2018.
- [18] Parlement européen, “EUR-Lex - 31996L0092 - EN,” 1996, publisher : OPOCE. [En ligne]. Disponible : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:31996L0092&from=FR>
- [19] J. Percebois, “Énergie et économie : entre choix publics et incitations du marché,” *Techniques de l’ingénieur*, n°. ref. article : be8516, 2018, publisher : Editions T.I. Type : base documentaire.
- [20] Parlement européen, “Marché intérieur de l’énergie | Fiches thématiques sur l’Union européenne | Parlement européen,” 2020. [En ligne]. Disponible : <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/fr/sheet/45/marche-interieur-de-l-energie>
- [21] Commission de Régulation de l’Energie, “L’intégration des EnR / L’agrégateur : un nouveau métier pour le marché électrique,” 2017. [En ligne]. Disponible : <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=integrationenr-nouveau-metier>
- [22] —, “L’organisation et les missions de la CRE - Rapport d’activité,” 2019. [En ligne]. Disponible : <https://www.cre.fr/content/download/19191/231553>



- 
- [23] A. Doulet et J.-P. Horson, “Smart Grids : contexte, acteurs et enjeux,” *Techniques de l’ingénieur*, n°. ref. article : d4963, 2019, publisher : Editions T.I. Type : base documentaire.
- [24] ADEME, “Autoconsommation photovoltaïque : comment produire de l’électricité et la consommer chez soi ?” 2019. [En ligne]. Disponible : <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/photovoltaique-autoconsommation-010839.pdf>
- [25] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson et J. Palm, “Photovoltaic self-consumption in buildings : A review,” *Applied Energy*, vol. 142, p. 80 – 94, 2015.
- [26] Code de l’énergie, “Article L315-2,” 2017.
- [27] Ministère de la transition écologique, “Arrêté du 14 octobre 2020 modifiant l’arrêté du 21 novembre 2019 fixant le critère de proximité géographique de l’autoconsommation collective étendue - Légifrance,” 2020. [En ligne]. Disponible : <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000042434286>
- [28] Commission européenne, “Clean energy for all Europeans package,” oct. 2017. [En ligne]. Disponible : [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en)
- [29] D. Frieden, A. Tuerk, J. Roberts, S. D’Herbement, A. F. Gubina et B. Komel, “Overview of emerging regulatory frameworks on collective self-consumption and energy communities in Europe,” dans *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, sept. 2019, p. 1–6, iSSN : 2165-4093.
- [30] V. Azarova, J. Cohen, C. Friedl et J. Reichl, “Designing local renewable energy communities to increase social acceptance : Evidence from a choice experiment in Austria, Germany, Italy, and Switzerland,” *Energy Policy*, vol. 132, p. 1176–1183, sept. 2019.
- [31] Code de l’énergie, “Article L315-1,” 2017.
- [32] Journal officiel, “Arrêté du 9 mai 2017 fixant les conditions d’achat de l’électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l’énergie solaire photovoltaïque, d’une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3° de l’article D. 314-15 du code de l’énergie et situées en métropole continentale - Légifrance,” 2017. [En ligne]. Disponible : <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000034631446?r=4eZMBk84cK>
- [33] —, “Arrêté du 21 novembre 2019 fixant le critère de proximité géographique de l’autoconsommation collective étendue,” 2019.
- [34] —, “Arrêté du 14 octobre 2020 modifiant l’arrêté du 21 novembre 2019 fixant le critère de proximité géographique de l’autoconsommation collective étendue,” 2020.
- [35] M. Calpa, M. Castillo-Cagigal, E. Matallanas, E. Caamaño-Martín et I. Gutiérrez, “Effects of Large-scale PV Self-consumption on the Aggregated Consumption,” *Procedia Computer Science*, vol. 83, p. 816 – 823, 2016.

- [36] A. L. Berka et E. Creamer, “Taking stock of the local impacts of community owned renewable energy : A review and research agenda,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, p. 3400–3419, févr. 2018.
- [37] Commission de Régulation de l’Energie, “Délibération de la CRE du 28 juin 2018 portant décision sur les tarifs d’utilisation des réseaux publics d’électricité dans les domaines de tension HTA et BT,” 2018.
- [38] C. Nolden, J. Barnes et J. Nicholls, “Community energy business model evolution : A review of solar photovoltaic developments in England,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 122, p. 109722, avr. 2020.
- [39] C. Zhang, Y.-L. Wei, P.-F. Cao et M.-C. Lin, “Energy storage system : Current studies on batteries and power condition system,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, p. 3091–3106, févr. 2018.
- [40] D. Larcher et J.-M. Tarascon, “Towards greener and more sustainable batteries for electrical energy storage,” *Nature Chemistry*, vol. 7, n<sup>o</sup>. 1, p. 19–29, janv. 2015, number : 1 Publisher : Nature Publishing Group.
- [41] X. Yan, D. Abbes et B. Francois, “Development of a tool for urban microgrid optimal energy planning and management,” *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 89, p. 64–81, déc. 2018.
- [42] Y. Krim, D. Abbes et B. Robyns, “Joint optimisation of sizing and fuzzy logic power management of a hybrid storage system considering economic reliability indices,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 14, n<sup>o</sup>. 14, p. 2581–2591, juill. 2020, publisher : IET Digital Library.
- [43] B. P. Koirala, E. Koliou, J. Friege, R. A. Hakvoort et P. M. Herder, “Energetic communities for community energy : A review of key issues and trends shaping integrated community energy systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, p. 722–744, avr. 2016.
- [44] E. Espe, V. Potdar et E. Chang, “Prosumer Communities and Relationships in Smart Grids : A Literature Review, Evolution and Future Directions,” *Energies*, vol. 11, n<sup>o</sup>. 10, p. 2528, oct. 2018, number : 10 Publisher : Multidisciplinary Digital Publishing Institute.
- [45] Z. Cheng, J. Duan et M. Chow, “To Centralize or to Distribute : That Is the Question : A Comparison of Advanced Microgrid Management Systems,” *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 12, n<sup>o</sup>. 1, p. 6–24, mars 2018.
- [46] C. Gamarra et J. M. Guerrero, “Computational optimization techniques applied to microgrids planning : A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 48, p. 413–424, 2015.
- [47] D. K. Molzahn, F. Dörfler, H. Sandberg, S. H. Low, S. Chakrabarti, R. Baldick et J. Lavaei, “A Survey of Distributed Optimization and Control Algorithms for Electric Power Systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, n<sup>o</sup>. 6, p. 2941–2962, nov. 2017.

- 
- [48] M. v. d. Kam et W. v. Sark, “Smart charging of electric vehicles with photovoltaic power and vehicle-to-grid technology in a microgrid; a case study,” *Applied Energy*, vol. 152, p. 20 – 30, 2015.
- [49] C. Wouters, E. S. Fraga et A. M. James, “An energy integrated, multi-microgrid, MILP (mixed-integer linear programming) approach for residential distributed energy system planning – A South Australian case-study,” *Energy*, vol. 85, p. 30–44, juin 2015.
- [50] A. Sobu et G. Wu, “Dynamic optimal schedule management method for microgrid system considering forecast errors of renewable power generations,” dans *2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, oct. 2012, p. 1–6.
- [51] N. Wu et H. Wang, “Deep learning adaptive dynamic programming for real time energy management and control strategy of micro-grid,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 204, p. 1169–1177, déc. 2018.
- [52] V. Courtecuisse, J. Sprooten, B. Robyns, M. Petit, B. Francois et J. Deuse, “A methodology to design a fuzzy logic based supervision of Hybrid Renewable Energy Systems,” *Mathematics and Computers in Simulation*, vol. 81, n<sup>o</sup>. 2, p. 208 – 224, 2010.
- [53] B. Robyns, B. François, G. Delille et C. Saudemont, “Introduction to Fuzzy Logic and Application to the Management of Kinetic Energy Storage in a Hybrid Wind-Diesel System,” *Energy Storage in Electric Power Grids*, p. 153–180, 2015.
- [54] P. García, J. P. Torreglosa, L. M. Fernández et F. Jurado, “Optimal energy management system for stand-alone wind turbine/photovoltaic/hydrogen/battery hybrid system with supervisory control based on fuzzy logic,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 38, n<sup>o</sup>. 33, p. 14 146–14 158, nov. 2013.
- [55] M. R. AlRashidi et M. E. El-Hawary, “A Survey of Particle Swarm Optimization Applications in Electric Power Systems,” *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 13, n<sup>o</sup>. 4, p. 913–918, août 2009.
- [56] B. Khan et P. Singh, “Selecting a Meta-Heuristic Technique for Smart Micro-Grid Optimization Problem : A Comprehensive Analysis,” *IEEE Access*, vol. 5, p. 13 951–13 977, 2017.
- [57] S. M. Dawoud, X. Lin et M. I. Okba, “Hybrid renewable microgrid optimization techniques : A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, p. 2039–2052, févr. 2018.
- [58] A. H. Fathima et K. Palanisamy, “Optimization in microgrids with hybrid energy systems – A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, p. 431 – 446, 2015.
- [59] J. A. Momoh et S. S. Reddy, “Review of optimization techniques for Renewable Energy Resources,” dans *2014 IEEE Symposium on Power Electronics and Machines for Wind and Water Applications*, juill. 2014, p. 1–8.

- [60] N. Touati, L. Létocart et A. Nagih, “Méthodes de décomposition pour l’optimisation discrète,” janv. 2007. [En ligne]. Disponible : <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00147704>
- [61] A. Kargarian, J. Mohammadi, J. Guo, S. Chakrabarti, M. Barati, G. Hug, S. Kar et R. Baldick, “Toward Distributed/Decentralized DC Optimal Power Flow Implementation in Future Electric Power Systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, n°. 4, p. 2574–2594, juill. 2018, conference Name : IEEE Transactions on Smart Grid.
- [62] J. C. Gilbert, “Optimisation différentiable,” *Techniques de l’ingénieur Méthodes numériques*, vol. base documentaire : TIB105DUO., n°. ref. article : af1252, 2008, publisher : Editions T.I. Type : base documentaire \_eprint : base documentaire : TIB105DUO.
- [63] A. J. Conejo, E. Castillo, R. Minguez et R. Garcia-Bertrand, *Decomposition techniques in mathematical programming : engineering and science applications*. Springer Science & Business Media, 2006.
- [64] T. Yang, X. Yi, J. Wu, Y. Yuan, D. Wu, Z. Meng, Y. Hong, H. Wang, Z. Lin et K. H. Johansson, “A survey of distributed optimization,” *Annual Reviews in Control*, vol. 47, p. 278–305, janv. 2019.
- [65] Y. Wang, S. Wang et L. Wu, “Distributed optimization approaches for emerging power systems operation : A review,” *Electric Power Systems Research*, vol. 144, p. 127–135, mars 2017.
- [66] J. M. Weinand, F. Scheller et R. McKenna, “Reviewing energy system modelling of decentralized energy autonomy,” *Energy*, vol. 203, p. 117817, juill. 2020.
- [67] A. Immonen, J. Kiljander et M. Aro, “Consumer viewpoint on a new kind of energy market,” *Electric Power Systems Research*, vol. 180, p. 106153, mars 2020.
- [68] B. Durillon, “ModAICSS : Modélisation de l’acceptation et de l’implication de producteurs et consommateurs d’énergie électrique en vue d’une stratégie de supervision énergétique multi-acteurs,” These de doctorat, Lille 1, déc. 2019. [En ligne]. Disponible : <http://www.theses.fr/2019LIL1I094>
- [69] W. Saad, Z. Han, H. V. Poor et T. Basar, “Game-Theoretic Methods for the Smart Grid : An Overview of Microgrid Systems, Demand-Side Management, and Smart Grid Communications,” *IEEE Signal Processing Magazine*, vol. 29, n°. 5, p. 86–105, sept. 2012.
- [70] 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, juin 2016.
- [71] 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 *2020 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, sept. 2020, p. 1–6.

- [72] E. Thea, “Les fondamentaux de la blockchain,” *Revue de l’électricité et de l’électronique*, vol. 2018, n<sup>o</sup>. 2, mai 2018.
- [73] A. Boudguiga, N. Bouzerna, L. Granboulan, A. Olivereau, F. Quesnel, A. Roger et R. Sirdey, “Towards Better Availability and Accountability for IoT Updates by Means of a Blockchain,” dans *2017 IEEE European Symposium on Security and Privacy Workshops (EuroS PW)*, avr. 2017, p. 50–58.
- [74] bart blockchain.fr, “BART : Blockchain, Advanced Research & Technologies.” [En ligne]. Disponible : <https://www.bart-blockchain.fr/>
- [75] E. Mengelkamp, B. Notheisen, C. Beer, D. Dauer et C. Weinhardt, “A blockchain-based smart grid : towards sustainable local energy markets,” *Computer Science - Research and Development*, vol. 33, n<sup>o</sup>. 1, p. 207–214, févr. 2018.
- [76] W. Hicks, “Blockchain : Not Just for Bitcoin.” [En ligne]. Disponible : <https://www.nrel.gov/news/features/2020/blockchain-not-just-for-bitcoin-nrel-researchers-demonstrate-collaborative-energy-transactions.html>
- [77] Brooklyn Microgrid, “Brooklyn Microgrid.” [En ligne]. Disponible : <https://www.brooklyn.energy>
- [78] J. R. Marden et J. S. Shamma, “Game theory and distributed control,” dans *Handbook of game theory with economic applications*. Elsevier, 2015, vol. 4, p. 861–899.
- [79] N. Li et J. R. Marden, “Designing games for distributed optimization,” *IEEE Journal of Selected Topics in Signal Processing*, vol. 7, n<sup>o</sup>. 2, p. 230–242, 2013.
- [80] B. Yang et M. Johansson, “Distributed Optimization and Games : A Tutorial Overview,” dans *Networked Control Systems*, A. Bemporad, M. Heemels et M. Johansson, édit. London : Springer London, 2010, p. 109–148.
- [81] P. Bouyaux, “Économétrie et théorie des jeux,” *Techniques de l’ingénieur*, vol. base documentaire : TIB625., n<sup>o</sup>. ref. article : af1500, 2014.
- [82] N. Liu, X. Yu, C. Wang et J. Wang, “Energy Sharing Management for Microgrids With PV Prosumers : A Stackelberg Game Approach,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 13, n<sup>o</sup>. 3, p. 1088–1098, juin 2017.
- [83] S. Cui, Y. Wang et N. Liu, “Distributed game-based pricing strategy for energy sharing in microgrid with PV prosumers,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, n<sup>o</sup>. 3, p. 380–388, 2018.
- [84] W. Liu, W. Gu, J. Wang, W. Yu et X. Xi, “Game Theoretic Non-Cooperative Distributed Coordination Control for Multi-Microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, n<sup>o</sup>. 6, p. 6986–6997, nov. 2018.

- [85] B. Durillon, F. Salomez, A. Davigny, S. Kazmierczak, H. Barry, C. Saudemont et B. Robyns, “Consumers’ sensitivities and preferences modelling and integration in a decentralised two levels energy supervisor,” *Mathematics and Computers in Simulation*, févr. 2020.
- [86] H. K. Nguyen, J. B. Song et Z. Han, “Distributed Demand Side Management with Energy Storage in Smart Grid,” *IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems*, vol. 26, n<sup>o</sup>. 12, p. 3346–3357, déc. 2015.
- [87] B. Shakerighadi, A. Anvari-Moghaddam, E. Ebrahimzadeh, F. Blaabjerg et C. L. Bak, “A Hierarchical Game Theoretical Approach for Energy Management of Electric Vehicles and Charging Stations in Smart Grids,” *IEEE Access*, vol. 6, p. 67 223–67 234, 2018.
- [88] W. Lee, L. Xiang, R. Schober et V. W. S. Wong, “Electric Vehicle Charging Stations With Renewable Power Generators : A Game Theoretical Analysis,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, n<sup>o</sup>. 2, p. 608–617, mars 2015.
- [89] S. Cui, Y. Wang, J. Xiao et N. Liu, “A Two-Stage Robust Energy Sharing Management for Prosumer Microgrid,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, n<sup>o</sup>. 5, p. 2741–2752, mai 2019.
- [90] T. Sousa, T. Soares, P. Pinson, F. Moret, T. Baroche et E. Sorin, “Peer-to-peer and community-based markets : A comprehensive review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 104, p. 367 – 378, 2019.
- [91] W. Tushar, C. Yuen, T. K. Saha, T. Morstyn, A. C. Chapman, M. J. E. Alam, S. Hanif et H. V. Poor, “Peer-to-peer energy systems for connected communities : A review of recent advances and emerging challenges,” *Applied Energy*, vol. 282, p. 116131, janv. 2021.
- [92] F. Moret et P. Pinson, “Energy Collectives : A Community and Fairness Based Approach to Future Electricity Markets,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, n<sup>o</sup>. 5, p. 3994–4004, sept. 2019.
- [93] T. Morstyn et M. D. McCulloch, “Multiclass Energy Management for Peer-to-Peer Energy Trading Driven by Prosumer Preferences,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, n<sup>o</sup>. 5, p. 4005–4014, sept. 2019.
- [94] W. Tushar, B. Chai, C. Yuen, S. Huang, D. B. Smith, H. V. Poor et Z. Yang, “Energy Storage Sharing in Smart Grid : A Modified Auction-Based Approach,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, n<sup>o</sup>. 3, p. 1462–1475, 2016.
- [95] W. Tushar, T. K. Saha, C. Yuen, D. Smith et H. V. Poor, “Peer-to-Peer Trading in Electricity Networks : An Overview,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, n<sup>o</sup>. 4, p. 3185–3200, 2020.
- [96] E. Sorin, L. Bobo et P. Pinson, “Consensus-Based Approach to Peer-to-Peer Electricity Markets With Product Differentiation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, n<sup>o</sup>. 2, p. 994–1004, mars 2019.

- 
- [97] T. Morstyn, A. Teytelboym et M. D. Mcculloch, “Bilateral Contract Networks for Peer-to-Peer Energy Trading,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, n<sup>o</sup>. 2, p. 2026–2035, 2019.
- [98] S. Cui, Y. Wang et J. Xiao, “Peer-to-Peer Energy Sharing Among Smart Energy Buildings by Distributed Transaction,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, n<sup>o</sup>. 6, p. 6491–6501, nov. 2019.
- [99] S. Cui, Y.-W. Wang, Y. Shi et J.-W. Xiao, “A New and Fair Peer-to-Peer Energy Sharing Framework for Energy Buildings,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, n<sup>o</sup>. 5, p. 3817–3826, sept. 2020, conference Name : IEEE Transactions on Smart Grid.
- [100] E. Mengelkamp, J. Gärttner, K. Rock, S. Kessler, L. Orsini et C. Weinhardt, “Designing microgrid energy markets : A case study : The Brooklyn Microgrid,” *Applied Energy*, vol. 210, p. 870–880, 2018.
- [101] C. Long, J. Wu, C. Zhang, M. Cheng et A. Al-Wakeel, “Feasibility of peer-to-peer energy trading in low voltage electrical distribution networks,” *Energy Procedia*, vol. 105, p. 2227–2232, 2017, publisher : Elsevier.
- [102] N. Liu, X. Yu, W. Fan, C. Hu, T. Rui, Q. Chen et J. Zhang, “Online Energy Sharing for Nanogrid Clusters : A Lyapunov Optimization Approach,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, n<sup>o</sup>. 5, p. 4624–4636, 2018.
- [103] B. Durillon, A. Davigny, S. Kazmierczak, H. Barry, C. Saudemont et B. Robyns, “Decentralized neighbourhood energy management considering residential profiles and welfare for grid load smoothing,” *Sustainable Cities and Society*, vol. 63, p. 102464, déc. 2020.
- [104] X. Jiang et L. Wu, “A Residential Load Scheduling Based on Cost Efficiency and Consumer’s Preference for Demand Response in Smart Grid,” *Electric Power Systems Research*, vol. 186, p. 106410, sept. 2020.
- [105] S. Battula, L. Tesfatsion et Z. Wang, “A Customer-Centric Approach to Bid-Based Transactive Energy System Design,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, n<sup>o</sup>. 6, p. 4996–5008, nov. 2020, conference Name : IEEE Transactions on Smart Grid.
- [106] LiveTree, “Live Tree.” [En ligne]. Disponible : <https://livetree.fr/>
- [107] M. Pilz et L. Al-Fagih, “Recent Advances in Local Energy Trading in the Smart Grid Based on Game-Theoretic Approaches,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, n<sup>o</sup>. 2, p. 1363–1371, mars 2019, conference Name : IEEE Transactions on Smart Grid.
- [108] R. T. Marler et J. S. Arora, “The weighted sum method for multi-objective optimization : new insights,” *Structural and Multidisciplinary Optimization*, vol. 41, n<sup>o</sup>. 6, p. 853–862, juin 2010.
- [109] J. Kang, R. Yu, X. Huang, S. Maharjan, Y. Zhang et E. Hossain, “Enabling Localized Peer-to-Peer Electricity Trading Among Plug-in Hybrid Electric Vehicles Using Consortium Blockchains,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 13, n<sup>o</sup>. 6, p. 3154–3164, déc. 2017.

- [110] K. Dehghanpour et H. Nehrir, “Real-Time Multiobjective Microgrid Power Management Using Distributed Optimization in an Agent-Based Bargaining Framework,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, n<sup>o</sup>. 6, p. 6318–6327, nov. 2018.
- [111] K. Ma, G. Hu et C. J. Spanos, “Distributed Energy Consumption Control via Real-Time Pricing Feedback in Smart Grid,” *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 22, n<sup>o</sup>. 5, p. 1907–1914, sept. 2014.
- [112] J. Rosen, “Existence and Uniqueness of Equilibrium Points for Concave N-Person Games,” *Econometrica*, vol. 33, n<sup>o</sup>. 3, p. 520–534, 1965.
- [113] J. C. Goodman, “Notes and comments : A note on existence and uniqueness of equilibrium points for concave N-person games,” *Econometrica (pre-1986)*, vol. 48, n<sup>o</sup>. 1, p. 251, 1980, publisher : Blackwell Publishing Ltd.
- [114] E. Münsing, J. Mather et S. Moura, “Blockchains for decentralized optimization of energy resources in microgrid networks,” dans *2017 IEEE Conference on Control Technology and Applications (CCTA)*, août 2017, p. 2164–2171.
- [115] Y. Zheng, Y. Song, D. J. Hill et Y. Zhang, “Multiagent System Based Microgrid Energy Management via Asynchronous Consensus ADMM,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 33, n<sup>o</sup>. 2, p. 886–888, juin 2018, conference Name : IEEE Transactions on Energy Conversion.
- [116] Y. Liu, Y. Li, H. B. Gooi, Y. Jian, H. Xin, X. Jiang et J. Pan, “Distributed Robust Energy Management of a Multimicrogrid System in the Real-Time Energy Market,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, n<sup>o</sup>. 1, p. 396–406, janv. 2019, conference Name : IEEE Transactions on Sustainable Energy.
- [117] S. Boyd, N. Parikh, E. Chu, B. Peleato, J. Eckstein et others, “Distributed optimization and statistical learning via the alternating direction method of multipliers,” *Foundations and Trends® in Machine Learning*, vol. 3, n<sup>o</sup>. 1, p. 1–122, 2011.
- [118] C.-Y. Lee et J. Ahn, “Stochastic Modeling of the Levelized Cost of Electricity for Solar PV,” *Energies*, vol. 13, n<sup>o</sup>. 11, p. 3017, 2020, publisher : Multidisciplinary Digital Publishing Institute.
- [119] Commission de Régulation de l’Energie, “Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale,” févr. 2019. [En ligne]. Disponible : <https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Couts-et-rentabilites-du-grand-photovoltaïque-en-metropole-continentale>
- [120] A. Belderbos, E. Delarue et W. D’haeseleer, “Calculating the levelized cost of electricity storage,” dans *Energy : Expectations and Uncertainty, 39th IAEE International Conference, Jun 19-22, 2016*. International Association for Energy Economics, 2016.
- [121] O. Schmidt, S. Melchior, A. Hawkes et I. Staffell, “Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies,” *Joule*, vol. 3, n<sup>o</sup>. 1, p. 81–100, janv. 2019.



- 
- [122] ADEME, “L’effacement de consommation électrique en France,” 2017.
- [123] J. Nocedal et S. Wright, *Numerical optimization*. Springer Science & Business Media, 2006.
- [124] R. K. Jain, D.-M. W. Chiu, W. R. Hawe *et al.*, “A quantitative measure of fairness and discrimination,” *Eastern Research Laboratory, Digital Equipment Corporation, Hudson, MA*, 1984.
- [125] G. Christodoulou et E. Koutsoupias, “The price of anarchy of finite congestion games,” dans *Proceedings of the thirty-seventh annual ACM symposium on Theory of computing*, 2005, p. 67–73.
- [126] S. Eftekharijad, V. Vittal, G. T. Heydt, B. Keel et J. Loehr, “Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, n<sup>o</sup>. 2, p. 893–901, mai 2013, conference Name : IEEE Transactions on Power Systems.
- [127] W. Stevenson Jr et J. Grainger, *Power system analysis*. McGraw-Hill Education, 1994.
- [128] P. Jeannin et J. Carpentier, “Réseaux de puissance Méthodes de résolution des équations,” *Techniques de l’ingénieur Réseaux électriques linéaires*, vol. base documentaire : TIB258DUO., n<sup>o</sup>. ref. article : d1120, 1994, publisher : Editions T.I. Type : base documentaire \_eprint : base documentaire : TIB258DUO.
- [129] F. M. Gonzalez-Longatt et J. L. Rueda, *PowerFactory applications for power system analysis*. Springer, 2014.
- [130] T. Kulworawanichpong, “Simplified Newton–Raphson power-flow solution method,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 32, n<sup>o</sup>. 6, p. 551–558, juill. 2010.
- [131] Y. Yang, S. Zhang et Y. Xiao, “Optimal design of distributed energy resource systems coupled with energy distribution networks,” *Energy*, vol. 85, p. 433–448, juin 2015.
- [132] R. Viral et D. K. Khatod, “Optimal planning of distributed generation systems in distribution system : A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, n<sup>o</sup>. 7, p. 5146–5165, sept. 2012.
- [133] B. Stott, J. Jardim et O. Alsac, “DC Power Flow Revisited,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, n<sup>o</sup>. 3, p. 1290–1300, août 2009, conference Name : IEEE Transactions on Power Systems.
- [134] D. Powerfactory, “Powerfactory user’s manual,” *DIgSILENT, GmbH*, vol. Version 2019, 2018.
- [135] F. Gonzalez-Longatt et J. L. R. Torres, *Advanced Smart Grid Functionalities Based on Power-Factory*. Springer, 2018.
- [136] F. Andren, M. Stifter, T. Strasser et D. B. de Castro, “Framework for co-ordinated simulation of power networks and components in smart grids using common communication protocols,” dans *IECON 2011-37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. IEEE, 2011, p. 2700–2705.

## BIBLIOGRAPHIE

---

- [137] DIgSILENT GmbH, “PowerFactory - How are transformer and line loading calculated?” [En ligne]. Disponible : <https://www.digsilent.de/en/faq-reader-powerfactory/how-are-transformer-and-line-loading-calculated.html>
- [138] B. Berseneff, “Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur,” PhD Thesis, Université de Grenoble, 2010.
- [139] Y. Guo et C. Liang, “Blockchain application and outlook in the banking industry,” *Financial Innovation*, vol. 2, n<sup>o</sup>. 1, p. 24, déc. 2016.
- [140] G. Drosatos et E. Kaldoudi, “Blockchain Applications in the Biomedical Domain : A Scoping Review,” *Computational and Structural Biotechnology Journal*, vol. 17, p. 229–240, janv. 2019.
- [141] D. Dujak et D. Sajter, “Blockchain Applications in Supply Chain,” dans *SMART Supply Network*, ser. EcoProduction, A. Kawa et A. Maryniak, édit. Cham : Springer International Publishing, 2019, p. 21–46.
- [142] M. Mylrea et S. N. G. Gourisetti, “Blockchain : A path to grid modernization and cyber resiliency,” dans *2017 North American Power Symposium (NAPS)*, sept. 2017, p. 1–5.
- [143] P. Ferraro, C. King et R. Shorten, “Distributed Ledger Technology for Smart Cities, the Sharing Economy, and Social Compliance,” *IEEE Access*, vol. 6, p. 62 728–62 746, 2018.
- [144] D. Burkhardt, M. Werling et H. Lasi, “Distributed Ledger,” dans *2018 IEEE International Conference on Engineering, Technology and Innovation (ICE/ITMC)*, juin 2018, p. 1–9.
- [145] M. Gough, R. Castro, S. F. Santos, M. Shafie-khah et J. P. S. Catalão, “Chapter 2 - A panorama of applications of blockchain technology to energy,” dans *Blockchain-based Smart Grids*, M. Shafie-khah, édit. Academic Press, janv. 2020, p. 5–41.
- [146] I. Bashir, *Mastering blockchain*. Packt Publishing Ltd, 2017.
- [147] S. Nakamoto, “Bitcoin : A peer-to-peer electronic cash system,” Rapport technique, 2008.
- [148] A. Goranović, M. Meisel, L. Fotiadis, S. Wilker, A. Treytl et T. Sauter, “Blockchain applications in microgrids an overview of current projects and concepts,” dans *IECON 2017 - 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, oct. 2017, p. 6153–6158.
- [149] bitcoin.org, “Bitcoin - Argent P2P libre et ouvert.” [En ligne]. Disponible : <https://bitcoin.org/fr/>
- [150] V. Buterin, “Ethereum White Paper : a Next Generation Smart Contract and Decentralized Application Pateform,” 2013. [En ligne]. Disponible : <https://github.com/ethereum/wiki/wiki/White-Paper>
- [151] D. Vujičić, D. Jagodić et S. Randić, “Blockchain technology, bitcoin, and Ethereum : A brief overview,” dans *2018 17th International Symposium INFOTEH-JAHORINA (INFOTEH)*, mars 2018, p. 1–6.

- 
- [152] M. Andoni, V. Robu, D. Flynn, S. Abram, D. Geach, D. Jenkins, P. McCallum et A. Peacock, “Blockchain technology in the energy sector : A systematic review of challenges and opportunities,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 100, p. 143–174, févr. 2019.
- [153] M. Dameron, “Ethereum Beigepaper : An Ethereum Technical Specification,” 2018. [En ligne]. Disponible : <https://github.com/chronaeon/beigepaper/blob/master/beigepaper.pdf>
- [154] B. Chouli, F. Goujon et Y.-M. Leporcher, *Les Blockchains - De la théorie à la pratique, de l'idée à l'implémentation*. Editions ENI, 2017.
- [155] R. Steinmetz et K. Wehrle, *Peer-to-peer systems and applications*. Springer, 2005, vol. 3485.
- [156] R. Schollmeier, “A definition of peer-to-peer networking for the classification of peer-to-peer architectures and applications,” dans *Proceedings First International Conference on Peer-to-Peer Computing*, août 2001, p. 101–102.
- [157] T. Peyrin, “Analyse de fonctions de hachage cryptographiques,” PhD Thesis, PhD thesis, University of Versailles, 2008.
- [158] P.-A. Fouque, “Cryptographie appliquée,” *Techniques de l'ingénieur Cryptographie, authentification, protocoles de sécurité, VPN*, vol. base documentaire : TIB314DUO., n°. ref. article : h5210, 2003, publisher : Editions T.I. Type : base documentaire \_eprint : base documentaire : TIB314DUO.
- [159] K. Christidis et M. Devetsikiotis, “Blockchains and Smart Contracts for the Internet of Things,” *IEEE Access*, vol. 4, p. 2292–2303, 2016.
- [160] D. Mingxiao, M. Xiaofeng, Z. Zhe, W. Xiangwei et C. Qijun, “A review on consensus algorithm of blockchain,” dans *2017 IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics (SMC)*, oct. 2017, p. 2567–2572.
- [161] Y. Xiao, N. Zhang, W. Lou et Y. T. Hou, “A Survey of Distributed Consensus Protocols for Blockchain Networks,” *IEEE Communications Surveys Tutorials*, vol. 22, n°. 2, p. 1432–1465, 2020, conference Name : IEEE Communications Surveys Tutorials.
- [162] C. Stoll, L. Klaaßen et U. Gellersdörfer, “The Carbon Footprint of Bitcoin,” *Joule*, vol. 3, n°. 7, p. 1647 – 1661, 2019.
- [163] D. K. Tosh, S. Shetty, X. Liang, C. Kamhoua et L. Njilla, “Consensus protocols for blockchain-based data provenance : Challenges and opportunities,” dans *2017 IEEE 8th Annual Ubiquitous Computing, Electronics and Mobile Communication Conference (UEMCON)*, oct. 2017, p. 469–474.
- [164] bitcoinmatin.fr, “Quand Ethereum 2.0 (PoS) sera-t-il opérationnel?” juill. 2020. [En ligne]. Disponible : <https://bitcoinmatin.fr>
- [165] C. Catalini et J. S. Gans, “Some simple economics of the blockchain,” 2016.

## BIBLIOGRAPHIE

---

- [166] Documentation Solidity, “Contracts — Solidity 0.7.3 documentation.” [En ligne]. Disponible : <https://solidity.readthedocs.io/en/v0.7.3/contracts.html>
- [167] G. Wood, “Ethereum Yellow Paper : A Secure Decentralised Generalised Transaction Ledger Byzantium Version,” 2019. [En ligne]. Disponible : <https://ethereum.github.io/yellowpaper/paper.pdf>
- [168] M. Lotfi, C. Monteiro, M. Shafie-khah et J. P. S. Catalão, “Chapter 3 - Transition toward blockchain-based electricity trading markets,” dans *Blockchain-based Smart Grids*, M. Shafie-khah, édit. Academic Press, janv. 2020, p. 43–59.
- [169] H. T. Haider, O. H. See et W. Elmenreich, “A review of residential demand response of smart grid,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, p. 166–178, juin 2016.
- [170] A. K. Erenoğlu, b. Şengör, O. Erdinç et J. P. S. Catalão, “Chapter 6 - Blockchain and its application fields in both power economy and demand side management,” dans *Blockchain-based Smart Grids*, M. Shafie-khah, édit. Academic Press, janv. 2020, p. 103–130.
- [171] H. Khajeh, M. Shafie-khah et H. Laaksonen, “Chapter 7 - Blockchain-based demand response using prosumer scheduling,” dans *Blockchain-based Smart Grids*, M. Shafie-khah, édit. Academic Press, janv. 2020, p. 131–144.
- [172] C. Pop, T. Cioara, M. Antal, I. Anghel, I. Salomie et M. Bertoncini, “Blockchain Based Decentralized Management of Demand Response Programs in Smart Energy Grids,” *Sensors*, vol. 18, n<sup>o</sup>. 1, p. 162, janv. 2018.
- [173] O. Van Cutsem, D. Ho Dac, P. Boudou et M. Kayal, “Cooperative energy management of a community of smart-buildings : A Blockchain approach,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 117, p. 105643, mai 2020.
- [174] B. Sun, Z. Huang, X. Tan et D. H. K. Tsang, “Optimal Scheduling for Electric Vehicle Charging With Discrete Charging Levels in Distribution Grid,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, n<sup>o</sup>. 2, p. 624–634, 2018.
- [175] S. Chen, J. Ping, Z. Yan et W. Wei, “Chapter 9 - Blockchain for decentralized optimization of energy sources : EV charging coordination via blockchain-based charging power quota trading,” dans *Blockchain-based Smart Grids*, M. Shafie-khah, édit. Academic Press, janv. 2020, p. 169–179.
- [176] F. Lezama, J. Soares, P. Hernandez-Leal, M. Kaisers, T. Pinto et Z. Vale, “Local Energy Markets : Paving the Path Toward Fully Transactive Energy Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, n<sup>o</sup>. 5, p. 4081–4088, 2019.
- [177] J. J. Sikorski, J. Haughton et M. Kraft, “Blockchain technology in the chemical industry : Machine-to-machine electricity market,” *Applied Energy*, vol. 195, p. 234 – 246, 2017.

- 
- [178] MultiChain, “MultiChain for Developers | MultiChain.” [En ligne]. Disponible : <https://www.multichain.com/developers/>
- [179] S. Zhao, B. Wang, Y. Li et Y. Li, “Integrated Energy Transaction Mechanisms Based on Blockchain Technology,” *Energies*, vol. 11, n<sup>o</sup>. 9, p. 2412, 2018.
- [180] M. Foti et M. Vavalis, “Blockchain based uniform price double auctions for energy markets,” *Applied Energy*, vol. 254, p. 113604, 2019.
- [181] B. P. Hayes, S. Thakur et J. G. Breslin, “Co-simulation of electricity distribution networks and peer to peer energy trading platforms,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 115, p. 105419, 2020, publisher : Elsevier.
- [182] K. Heck, E. Mengelkamp et C. Weinhardt, “Blockchain-based local energy markets : Decentralized trading on single-board computers,” *Energy Systems*, sept. 2020. [En ligne]. Disponible : <https://doi.org/10.1007/s12667-020-00399-4>
- [183] S. Thakur et J. G. Breslin, “Peer to Peer Energy Trade Among Microgrids Using Blockchain Based Distributed Coalition Formation Method,” *Technology and Economics of Smart Grids and Sustainable Energy*, vol. 3, n<sup>o</sup>. 1, p. 5, mai 2018.
- [184] G. van Leeuwen, T. AlSkaif, M. Gibescu et W. van Sark, “An integrated blockchain-based energy management platform with bilateral trading for microgrid communities,” *Applied Energy*, vol. 263, p. 114613, avr. 2020.
- [185] M. F. Zia, M. Benbouzid, E. Elbouchikhi, S. M. Muyeen, K. Techato et J. M. Guerrero, “Microgrid Transactive Energy : Review, Architectures, Distributed Ledger Technologies, and Market Analysis,” *IEEE Access*, vol. 8, p. 19 410–19 432, 2020, conference Name : IEEE Access.
- [186] PowerLedger, “PowerLedger and ekWateur.” [En ligne]. Disponible : <https://www.powerledger.io/clients/ekwateur/>
- [187] C. Plaza, J. Gil, F. d. Chezelles et K. A. Strang, “Distributed Solar Self-Consumption and Blockchain Solar Energy Exchanges on the Public Grid Within an Energy Community,” dans *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I CPS Europe)*, juin 2018, p. 1–4.
- [188] K.-A. Strang et C. Plaza, “La blockchain appliquée à l’autoconsommation collective,” *REE 2018-2*, vol. 2018, n<sup>o</sup>. 2, mai 2018.
- [189] N. Wang, X. Zhou, X. Lu, Z. Guan, L. Wu, X. Du et M. Guizani, “When energy trading meets blockchain in electrical power system : The state of the art,” *Applied Sciences*, vol. 9, n<sup>o</sup>. 8, p. 1561, 2019.
- [190] M. Ghorbanian, S. H. Dolatabadi, P. Siano, I. Kouveliotis-Lysikatos et N. D. Hatziargyriou, “Methods for Flexible Management of Blockchain-Based Cryptocurrencies in Electricity Markets

## BIBLIOGRAPHIE

---

- and Smart Grids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, n<sup>o</sup>. 5, p. 4227–4235, sept. 2020, conference Name : IEEE Transactions on Smart Grid.
- [191] M. J. M. Chowdhury, M. S. Ferdous, K. Biswas, N. Chowdhury, A. S. M. Kayes, M. Alazab et P. Watters, “A Comparative Analysis of Distributed Ledger Technology Platforms,” *IEEE Access*, vol. 7, p. 167 930–167 943, 2019, conference Name : IEEE Access.
- [192] Ethereum.org, “Backend API libraries.” [En ligne]. Disponible : <https://ethereum.org>
- [193] M. Macdonald, L. Liu-Thorrold et R. Julien, “The blockchain : a comparison of platforms and their uses beyond bitcoin,” *Work. Pap.*, p. 1–18, 2017.
- [194] J. Yang, S. He, Y. Xu, L. Chen et J. Ren, “A Trusted Routing Scheme Using Blockchain and Reinforcement Learning for Wireless Sensor Networks,” *Sensors*, vol. 19, n<sup>o</sup>. 4, p. 970, janv. 2019, number : 4 Publisher : Multidisciplinary Digital Publishing Institute.
- [195] M. U. Javed, M. Rehman, N. Javaid, A. Aldegheishem, N. Alrajeh et M. Tahir, “Blockchain-Based Secure Data Storage for Distributed Vehicular Networks,” *Applied Sciences*, vol. 10, n<sup>o</sup>. 6, p. 2011, janv. 2020, number : 6 Publisher : Multidisciplinary Digital Publishing Institute.
- [196] R. Yang, T. Murray, P. Rimba et U. Parampalli, “Empirically Analyzing Ethereum’s Gas Mechanism,” dans *2019 IEEE European Symposium on Security and Privacy Workshops (EuroS PW)*, juin 2019, p. 310–319.
- [197] A. Aldweesh, M. Alharby, M. Mehrnezhad et A. V. Moorsel, “OpBench : A CPU Performance Benchmark for Ethereum Smart Contract Operation Code,” dans *2019 IEEE International Conference on Blockchain (Blockchain)*, juill. 2019, p. 274–281.
- [198] D. Perez et B. Livshits, “Broken metre : Attacking resource metering in evm,” *arXiv preprint arXiv :1909.07220*, 2019.
- [199] K. Baird, S. Jeong, Y. Kim, B. Burgstaller et B. Scholz, “The Economics of Smart Contracts,” *arXiv preprint arXiv :1910.11143*, 2019.
- [200] 01.org, “PowerTOP,” janv. 2014. [En ligne]. Disponible : <https://01.org/powertop>
- [201] K. Lichtenegger, A. Leitner, T. Märzinger, C. Mair, A. Moser, D. Wöss, C. Schmidl et T. Pröll, “Decentralized heating grid operation : A comparison of centralized and agent-based optimization,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 21, p. 100300, mars 2020.
- [202] Q. Zhou, H. Huang, Z. Zheng et J. Bian, “Solutions to Scalability of Blockchain : A Survey,” *IEEE Access*, vol. 8, p. 16 440–16 455, 2020, conference Name : IEEE Access.
- [203] U. Cali, C. Lima, X. Li et Y. Ogushi, “DLT / Blockchain in Transactive Energy Use Cases Segmentation and Standardization Framework,” dans *2019 IEEE PES Transactive Energy Systems Conference (TESC)*, juill. 2019, p. 1–5.

- 
- [204] J. Li, N. Li, J. Peng, H. Cui et Z. Wu, “Energy consumption of cryptocurrency mining : A study of electricity consumption in mining cryptocurrencies,” *Energy*, vol. 168, p. 160–168, févr. 2019.
- [205] G. Chevrollier et J.-M. Houllegatte, “Rapport d’information de la mission d’information sur l’empreinte environnementale du numérique,” 2020.
- [206] K. Christidis, D. Sikeridis, Y. Wang et M. Devetsikiotis, “A framework for designing and evaluating realistic blockchain-based local energy markets,” *Applied Energy*, vol. 281, p. 115963, janv. 2021.
- [207] T. C. Stratopoulos, V. X. Wang et J. Ye, “Blockchain technology adoption,” *Available at SSRN 3188470*, 2020.
- [208] H. Albayati, S. K. Kim et J. J. Rho, “Accepting financial transactions using blockchain technology and cryptocurrency : A customer perspective approach,” *Technology in Society*, vol. 62, p. 101320, août 2020.
- [209] S. Hakak, W. Z. Khan, G. A. Gilkar, M. Imran et N. Guizani, “Securing Smart Cities through Blockchain Technology : Architecture, Requirements, and Challenges,” *IEEE Network*, vol. 34, n<sup>o</sup>. 1, p. 8–14, janv. 2020, conference Name : IEEE Network.
- [210] S. Talari, H. Khajeh, M. Shafie-khah, B. Hayes, H. Laaksonen et J. P. S. Catalão, “Chapter 5 - The role of various market participants in blockchain business model,” dans *Blockchain-based Smart Grids*, M. Shafie-khah, édit. Academic Press, janv. 2020, p. 75–102.
- [211] S. Rekik, N. Baccour, M. Jmaiel et K. Drira, “Wireless Sensor Network Based Smart Grid Communications : Challenges, Protocol Optimizations, and Validation Platforms,” *Wireless Personal Communications*, vol. 95, n<sup>o</sup>. 4, p. 4025–4047, août 2017.
- [212] S. K. Singh, S. Rathore et J. H. Park, “BlockIoTIntelligence : A Blockchain-enabled Intelligent IoT Architecture with Artificial Intelligence,” *Future Generation Computer Systems*, vol. 110, p. 721–743, sept. 2020.
- [213] T. Marwala et B. Xing, “Blockchain and Artificial Intelligence,” *arXiv :1802.04451 [cs]*, oct. 2018, arXiv : 1802.04451. [En ligne]. Disponible : <http://arxiv.org/abs/1802.04451>
- [214] D. Marikyan, S. Papagiannidis et E. Alamanos, “A systematic review of the smart home literature : A user perspective,” *Technological Forecasting and Social Change*, vol. 138, p. 139–154, janv. 2019.
- [215] M. Abdellatif, J. Chamoin, J.-M. Nianga et D. Defer, “A Thermal Control Methodology Based on a Multiple Linear Regression Predictive Model for Indoor Heating,” dans *2020 5th International Conference on Smart and Sustainable Technologies (SpliTech)*, sept. 2020, p. 1–6.
- [216] R. Gough, C. Dickerson, P. Rowley et C. Walsh, “Vehicle-to-grid feasibility : A techno-economic analysis of EV-based energy storage,” *Applied Energy*, vol. 192, p. 12–23, avr. 2017.

- [217] J. Roberts, “What Energy Communities Need from Regulation,” *EEJ*, vol. 8, p. 13, 2018, publisher : HeinOnline.
- [218] V. Brilliantova et T. W. Thurner, “Blockchain and the future of energy,” *Technology in Society*, vol. 57, p. 38–45, mai 2019.
- [219] A.-c. Mansion, “La blockchain et ses applications : un défi juridique pour l’avenir,” dans *Colloque Droit et numérique*. Beyrouth, Lebanon : Association internationale e-omed, nov. 2017.
- [220] Y. Pouillet et H. Jacquemin, “Blockchain : une révolution pour le droit ?” *Journal des tribunaux*, vol. 6748, p. 801–819, 2018.
- [221] CEN-CENELEC, “Recommendations for Successful Adoption in Europe of Emerging Technical Standards on Distributed Ledger/Blockchain Technologies,” 2018. [En ligne]. Disponible : <ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/Sectors/ICT/Blockchain%20+%20DLT/FG-BDLT-White%20paper-Version1.2.pdf>



## Annexe A

# Paramètres de simulations

Cette partie présente les valeurs des coefficients de préférence utilisées dans pour les simulations du chapitre 2.

TABLEAU A.1 – Coefficients de préférences le scenario I

Utilisateur	Scenario I (optimisation des coûts)		
VE <sub>1</sub>	$\alpha_1 = 0.8$	$\alpha_2 = 0.1$	$\alpha_3 = 0.1$
VE <sub>2</sub>	$\alpha_1 = 0.8$	$\alpha_2 = 0.1$	$\alpha_3 = 0.1$
VE <sub>3</sub>	$\alpha_1 = 0.8$	$\alpha_2 = 0.1$	$\alpha_3 = 0.1$
VE <sub>4</sub>	$\alpha_1 = 0.8$	$\alpha_2 = 0.1$	$\alpha_3 = 0.1$
Batterie	$\beta_1 = 0.8$	$\beta_2 = 0.2$	-
Générateur PV <sub>1</sub>	$\gamma_1 = 0.8$	$\gamma_2 = 0.1$	$\gamma_3 = 0.1$
Générateur PV <sub>2</sub>	$\gamma_1 = 0.8$	$\gamma_2 = 0.1$	$\gamma_3 = 0.1$
Bâtiment <sub>1</sub>	$\delta_1 = 0.8$	$\delta_2 = 0.1$	$\delta_3 = 0.1$
Bâtiment <sub>2</sub>	$\delta_1 = 0.8$	$\delta_2 = 0.1$	$\delta_3 = 0.1$
Bâtiment <sub>3</sub>	$\delta_1 = 0.8$	$\delta_2 = 0.1$	$\delta_3 = 0.1$
Bâtiment <sub>14</sub>	$\delta_1 = 0.8$	$\delta_2 = 0.1$	$\delta_3 = 0.1$

ANNEXE A. PARAMÈTRES DE SIMULATIONS

TABLEAU A.2 – Coefficients de préférences le scenario II

Utilisateur	Scenario II (optimisation du confort)		
VE <sub>1</sub>	$\alpha_1 = 0.1$	$\alpha_2 = 0.1$	$\alpha_3 = 0.8$
VE <sub>2</sub>	$\alpha_1 = 0.1$	$\alpha_2 = 0.1$	$\alpha_3 = 0.8$
VE <sub>3</sub>	$\alpha_1 = 0.1$	$\alpha_2 = 0.1$	$\alpha_3 = 0.8$
VE <sub>4</sub>	$\alpha_1 = 0.1$	$\alpha_2 = 0.1$	$\alpha_3 = 0.8$
Batterie	$\beta_1 = 0.5$	$\beta_2 = 0.5$	-
Générateur PV <sub>1</sub>	$\gamma_1 = 0.1$	$\gamma_2 = 0.1$	$\gamma_3 = 0.8$
Générateur PV <sub>2</sub>	$\gamma_1 = 0.1$	$\gamma_2 = 0.1$	$\gamma_3 = 0.8$
Bâtiment <sub>1</sub>	$\delta_1 = 0.1$	$\delta_2 = 0.1$	$\delta_3 = 0.8$
Bâtiment <sub>2</sub>	$\delta_1 = 0.1$	$\delta_2 = 0.1$	$\delta_3 = 0.8$
Bâtiment <sub>3</sub>	$\delta_1 = 0.1$	$\delta_2 = 0.1$	$\delta_3 = 0.8$
Bâtiment <sub>14</sub>	$\delta_1 = 0.1$	$\delta_2 = 0.1$	$\delta_3 = 0.8$

TABLEAU A.3 – Coefficients de préférences le scenario III

Utilisateur	Scenario III (optimisation des échanges locaux)		
VE <sub>1</sub>	$\alpha_1 = 0.1$	$\alpha_2 = 0.8$	$\alpha_3 = 0.1$
VE <sub>2</sub>	$\alpha_1 = 0.1$	$\alpha_2 = 0.8$	$\alpha_3 = 0.1$
VE <sub>3</sub>	$\alpha_1 = 0.1$	$\alpha_2 = 0.8$	$\alpha_3 = 0.1$
VE <sub>4</sub>	$\alpha_1 = 0.1$	$\alpha_2 = 0.8$	$\alpha_3 = 0.1$
Batterie	$\beta_1 = 0.2$	$\beta_2 = 0.8$	-
Générateur PV <sub>1</sub>	$\gamma_1 = 0.1$	$\gamma_2 = 0.8$	$\gamma_3 = 0.1$
Générateur PV <sub>2</sub>	$\gamma_1 = 0.1$	$\gamma_2 = 0.8$	$\gamma_3 = 0.1$
Bâtiment <sub>1</sub>	$\delta_1 = 0.1$	$\delta_2 = 0.8$	$\delta_3 = 0.1$
Bâtiment <sub>2</sub>	$\delta_1 = 0.1$	$\delta_2 = 0.8$	$\delta_3 = 0.1$
Bâtiment <sub>3</sub>	$\delta_1 = 0.1$	$\delta_2 = 0.8$	$\delta_3 = 0.1$
Bâtiment <sub>14</sub>	$\delta_1 = 0.1$	$\delta_2 = 0.8$	$\delta_3 = 0.1$

TABLEAU A.4 – Coefficients de préférences le scenario IV

Utilisateur	Scenario IV (équilibré)		
VE <sub>1</sub>	$\alpha_1 = 1/3$	$\alpha_2 = 1/3$	$\alpha_3 = 1/3$
VE <sub>2</sub>	$\alpha_1 = 1/3$	$\alpha_2 = 1/3$	$\alpha_3 = 1/3$
VE <sub>3</sub>	$\alpha_1 = 1/3$	$\alpha_2 = 1/3$	$\alpha_3 = 1/3$
VE <sub>4</sub>	$\alpha_1 = 1/3$	$\alpha_2 = 1/3$	$\alpha_3 = 1/3$
Batterie	$\beta_1 = 0.5$	$\beta_2 = 0.5$	-
Générateur PV <sub>1</sub>	$\gamma_1 = 1/3$	$\gamma_2 = 1/3$	$\gamma_3 = 1/3$
Générateur PV <sub>2</sub>	$\gamma_1 = 1/3$	$\gamma_2 = 1/3$	$\gamma_3 = 1/3$
Bâtiment <sub>1</sub>	$\delta_1 = 1/3$	$\delta_2 = 1/3$	$\delta_3 = 1/3$
Bâtiment <sub>2</sub>	$\delta_1 = 1/3$	$\delta_2 = 1/3$	$\delta_3 = 1/3$
Bâtiment <sub>3</sub>	$\delta_1 = 1/3$	$\delta_2 = 1/3$	$\delta_3 = 1/3$
Bâtiment <sub>14</sub>	$\delta_1 = 1/3$	$\delta_2 = 1/3$	$\delta_3 = 1/3$

TABLEAU A.5 – Coefficients de préférences le scenario V

Utilisateur	Scenario V (coefficients aléatoires)		
VE <sub>1</sub>	$\alpha_1 = 0.31$	$\alpha_2 = 0.29$	$\alpha_3 = 0.40$
VE <sub>2</sub>	$\alpha_1 = 0.43$	$\alpha_2 = 0.08$	$\alpha_3 = 0.49$
VE <sub>3</sub>	$\alpha_1 = 0.12$	$\alpha_2 = 0.18$	$\alpha_3 = 0.49$
VE <sub>4</sub>	$\alpha_1 = 0.19$	$\alpha_2 = 0.68$	$\alpha_3 = 0.13$
Batterie	$\beta_1 = 0.60$	$\beta_2 = 0.40$	-
Générateur PV <sub>1</sub>	$\gamma_1 = 0.17$	$\gamma_2 = 0.27$	$\gamma_3 = 0.56$
Générateur PV <sub>2</sub>	$\gamma_1 = 0.77$	$\gamma_2 = 0.7$	$\gamma_3 = 0.16$
Bâtiment <sub>1</sub>	$\delta_1 = 0.13$	$\delta_2 = 0.02$	$\delta_3 = 0.85$
Bâtiment <sub>2</sub>	$\delta_1 = 0.64$	$\delta_2 = 0.31$	$\delta_3 = 0.05$
Bâtiment <sub>3</sub>	$\delta_1 = 0.18$	$\delta_2 = 0.72$	$\delta_3 = 0.10$
Bâtiment <sub>14</sub>	$\delta_1 = 0.92$	$\delta_2 = 0.05$	$\delta_3 = 0.03$



## Annexe B

# Données électriques

Cette annexe indique les principaux paramètres physiques des lignes modélisées dans le chapitre 3. Ces données sont issues de la documentation et des dossier d'ouvrage exécutés pour l'îlot historique de l'Université catholique de Lille.

TABLEAU B.1 – Paramètres des lignes électriques

Ligne	Longueur	Conducteur	Type de câble	Câbles
Ligne 3	4 m	Cu	U1000R2V	3x3x(1x300)
Ligne 7	30 m	Al	U1000AR2V	4x3x(1x150)
Ligne 20	110 m	Cu	U1000R2V	3x(1x200)
Ligne 4	150 m	Cu	U1000R2V	3x(1x240)
Ligne 15	10 m	Cu	U1000R2V	2x3x(1x240)
Ligne 5	100 m	Al	U1000AR2V	4x50
Ligne 11	100 m	Al	U1000AR2V	4x50
Ligne 28	150 m	Al	U1000AR2V	2x3x(1x150)
Ligne 9	130 m	Cu	U1000R2V	2x3x(1x185)
Ligne 100	50 m	Cu	U1000R2V	5G10
Ligne 101	55 m	Cu	U1000R2V	5G10
Ligne 102	60 m	Cu	U1000R2V	5G10
Ligne 103	65 m	Cu	U1000R2V	5G10
Ligne 12	200 m	Al	U1000AR2V	4x120
Ligne 70	35 m	Cu	U1000R2V	5G25
Ligne 71	40 m	Cu	U1000R2V	5G25



## Annexe C

# Smart contract ADMM

Voici le code du smart contract présenté dans la section 4.3.3.

```
1  pragma solidity ^0.6.0;
2
3  // As solidity only supports integers, we work with a factor 10**6
4  // For example, for the real number 5.14, here in the smart contract we use
   5.14*10**6
5
6
7  contract ADMM {
8      uint N; // number of total users
9      int Pmax; // maximal allowed power
10     uint nPV; // number of PV generators
11     uint nPVforecast; // number of PV generators who have send forecast
12     uint numUsers; // incremental number of users
13     uint timeStep; // in secondes
14     uint startTime; // in secondes (unix time)
15     uint endTime; // in secondes (unix time)
16     uint nbSteps; // number of steps for the vectors
17     uint[] priceProfile; // price of imported electricity (EPEX)
18     uint coeffPricePV; // coeff price PV
19     uint coeffPriceB; // coeff price battery
20     int[] totalPVforecast; // sum of forecasted local PV production
21     int[] sum_X_global; // sum of all the users' profile
22     int[] meanX;
23     int[] Z; // global variable
24     int[] Z_previous;
25     int[] U; //global variable
26     int[] L;
27     uint curtailPV;
28     int rho; // penalty parameter
29     uint epsilon; // stop criteria
30     int[] R;
31     int[] S;
32     uint normR;
33     uint normS;
34     uint finalResult; // 1 if final state reached, 0 else
35     int tau;
36     uint mu;
```

```

37     uint iterations;
38     uint nbProfileSend;
39
40     address contractCreator;
41
42     struct User {
43         uint userID;
44         uint class; // class (1:EV, 2: storage, 3: PV; 4: loads)
45         int[] optimProfile; // power profile of the user
46         //uint amount; // amount of money of the user
47     }
48
49     address[] public userAccounts; // array that saves the address of users
50
51     mapping(address => User) public users;
52     mapping(address => uint) public registeredUsers; // (0: not registered, 1:
53         already registered)
54     mapping(address => uint) public profileSend; // (0: profile not send, 1:
55         already send)
56     mapping(address => uint) public PVforecastSend; // (0: profile not send, 1:
57         already send)
58
59     event SendProfile( address indexed _from);
60     event SendForecast(address indexed _from);
61     event StartOptim(address indexed _from);
62     //event GlobalResults(address indexed _from, uint _result);
63     event GlobalOptim(address indexed _from, uint _result);
64     event EndIteration(address indexed _from, uint _result);
65     event UserCreated(address indexed _from);
66
67     // -----
68
69     // constructor that registers the address of contract creator
70     constructor(uint _N, int _Pmax, uint _epsilon, int _rho) public {
71         Pmax = _Pmax;
72         N = _N;
73         epsilon = _epsilon;
74         contractCreator = msg.sender;
75         rho = _rho; //(1*10**(-6) *10**6= 1)
76         nPV = 0;
77         nPVforecast = 0;
78         finalResult = 0;
79         normR = 0;
80         normS = 0;
81         mu = 10;
82         tau = 5; //10;
83         iterations = 0;
84         nbProfileSend = 0;
85         curtailPV = 2;
86     }
87
88     // modifier that checks if the person calling the function is the owner
89     // (if the account calling the function is not the owner, then Solidity will
90     // throw an error)
91     modifier onlyOwner() {
92         require(msg.sender == contractCreator);

```



```

89     -;
90     }
91
92     // -----
93
94     function newUser(uint _class) public returns (uint _userID){
95         // user calls this function to declare its class
96         // each user gets a different _userID
97         require(registeredUsers[msg.sender]==0); // check that the user is not
           already registered
98         _userID = numUsers++;
99         int[] memory _zero;
100        users[msg.sender] = User(_userID,_class, _zero);
101        registeredUsers[msg.sender] =1; // prevent user to create twice a user
           struct
102        userAccounts.push(msg.sender);
103        if (_class ==3) { // count the number of PV generators
104            nPV +=1;
105        }
106        else {}
107
108        emit UserCreated(msg.sender); // inform that a User has been created
109    }
110
111
112    // -----
113    function setTimeInterval(uint _startTime, uint _endTime, uint _timeStep)
           public onlyOwner {
114        // chose carefully startTime, endTime and timeStep
115        require(_startTime < _endTime, "startTime shouble be less than endTime");
116        require(_timeStep < _endTime - _startTime, "impossible timestep");
117        nbSteps = (_endTime - _startTime)/_timeStep+1; // length of vector time
118        // convertir en datetime ?
119        startTime = _startTime;
120        endTime = _endTime;
121        timeStep = _timeStep;
122
123        // create zero vector with good length
124        for (uint i=0; i < 4*nbSteps; i++){ //4*nbSteps because 4 variables (p,q,
           lamda,r)
125            sum_X_global.push(0);
126            meanX.push(0);
127            Z.push(0);
128            Z_previous.push(0);
129            U.push(0);
130            L.push(0);
131            R.push(1*10**6);
132            S.push(0);
133        }
134
135        for (uint i=0; i < nbSteps; i++){
136            totalPVforecast.push(0);
137        }
138    }
139 }
140

```

```

141
142     function getTimeInterval() public view returns (uint, uint, uint){
143         return (startTime, endTime, timeStep);
144     }
145
146
147     // -----
148     function setPriceImp (uint[] memory _priceProfile) public onlyOwner {
149         // contractCreator can call this function to load the price vector for
150         // the desired period into the blockchain
151         require(_priceProfile.length == nbSteps, "vector doesn't have good size")
152         ;
153         for (uint i=0; i < nbSteps; i++){
154             priceProfile.push(_priceProfile[i]);
155         }
156
157     function setPriceLocal (uint _coeffPricePV, uint _coeffPriceB) public
158     onlyOwner {
159         // price_local = coeffPricePV* price_imp
160         coeffPricePV = _coeffPricePV;
161         coeffPriceB = _coeffPriceB;
162         emit StartOptim(msg.sender);
163         // once the agent has set time interval and price function,
164         // this event indicates to the users to start the optimization
165     }
166
167     function getPriceImp() public view returns (uint[] memory){
168         return (priceProfile);
169     }
170
171     function getPriceLocal() public view returns (uint, uint){
172         return (coeffPricePV, coeffPriceB);
173     }
174
175     // -----
176     function sendOptimizedProfile(int[] memory _optimProfile) public {
177         require(_optimProfile.length == 4*nbSteps, "vector doesn't have good size
178         ");
179         require(profileSend[msg.sender]==0); // check that the user has not
180         // already send the profile
181         User storage user = users[msg.sender];
182         user.optimProfile = _optimProfile;
183         for (uint i = 0; i<4*nbSteps; i++) {
184             sum_X_global[i] += user.optimProfile[i]; // update sum of profiles
185         }
186
187         // send an event to inform that all users has updated his profile
188         nbProfileSend +=1;
189         if (nbProfileSend == N) {
190             emit SendProfile(msg.sender);
191         }
192         profileSend[msg.sender] =1; // prevent user to send twice a profile
193     }

```

```

192
193 // -----
194
195 function sendPVforecast(int[] memory _PVforecast) public {
196     // PV user send its forecast
197     require(_PVforecast.length == nbSteps, "vector doesn't have good size");
198     User storage user = users[msg.sender];
199     require(user.class == 3); // only PV generator can send profile
200     require(PVforecastSend[msg.sender]==0); // check that the user has not
        already send the profile
201     for (uint i = 0; i<nbSteps; i++) {
202         totalPVforecast[i] += _PVforecast[i];
203     }
204     nPVforecast +=1; // increment number of PV that hav send forecast
205     PVforecastSend[msg.sender] =1; // prevent user to send twice a profile
206
207     // send an event to inform that all PV generators have send their
        forecast
208     if (nPVforecast == nPV) {
209         emit SendForecast(msg.sender);
210     }
211     else {}
212 }
213
214 function getPVforecast() public view returns (int[] memory){
215     return (totalPVforecast);
216 }
217
218 // -----
219 // GLOBAL OPTIMIZATION
220
221 function updateZ() public onlyOwner {
222     for (uint i = 0; i<4*nbSteps; i++) {
223         meanX[i] = sum_X_global[i]/int(N);
224         //if (iterations ==0) { // first iteration
225             // Z[i] = sum_X_global[i]/int(N);
226             //}
227         Z_previous[i] = Z[i];
228     }
229
230     // Z-update
231     for (uint i=0; i<nbSteps; i++) { // if global constraint violated
232         if (sum_X_global[2*nbSteps+i]>Pmax){
233             Z[i] = U[i] + meanX[i];
234             Z[nbSteps+i] = 0;
235             Z[2*nbSteps+i] = Pmax/int(N) -3*10**(5); //Z[i] = Pmax/N - 0.3;
236             Z[3*nbSteps+i] = 0;
237         }
238         else { // if global constraint respected
239             Z[i] = U[i] + meanX[i];
240             Z[nbSteps+i] = 0;
241             Z[2*nbSteps+i] = U[2*nbSteps+i] + meanX[2*nbSteps+i];
242             Z[3*nbSteps+i] = 0;
243         }
244     }
245 }

```

```

246     }
247
248
249     function updateURSrho() public onlyOwner {
250         // update U, R, S and rho
251         for (uint i = 0; i<4*nbSteps; i++) {
252             U[i] = U[i] + meanX[i] - Z[i];
253             R[i] = meanX[i] - Z[i];
254             S[i] = rho*(Z[i] - Z_previous[i])/10**(6); //
255
256         }
257         normR = norm(R);
258         normS = norm(S);
259
260
261         // update rho
262         if (normR>mu**2 * normS){
263             rho = tau*rho;
264         }
265         else if (normS>mu**2 * normR){
266             rho = rho/tau;
267         }
268
269         // stop criterion
270         if (normR>epsilon**2 || normS>epsilon**2){
271             finalResult = 0;
272         }
273         else {
274             finalResult = 1;
275         }
276     }
277
278
279     function updateL() public onlyOwner {
280         // update L (L_PV and L_2)
281         for (uint i = 0; i<4*nbSteps; i++) {
282             L[i] = meanX[i] - Z[i] + U[i];
283         }
284
285         if(getArraySum(sum_X_global, nbSteps, 2*nbSteps)>0) { //sum(q_i)>0 -->
286             importsPV > productionPV ==> no PV curtailment, diminution of PV
287             imports from consumers
288             curtailPV = 0;
289         }
290         else{//sum(q_i)<0 --> importsPV < productionPV ==> no diminution of PV
291             import but PV curtailment
292             curtailPV = 1;
293         }
294
295         emit GlobalOptim(msg.sender, finalResult);
296     }
297
298     function reset() public onlyOwner{
299         // reset variables at each iterations steps
300         // (mappings, rho, L, X, forecast...)

```

```

299     for (uint i = 0; i<N; i++) {
300
301         address _addr = userAccounts[i];
302         profileSend[_addr] = 0;
303     }
304     for (uint i = 0; i<4*nbSteps; i++) {
305         sum_X_global[i] = 0;
306     }
307     nbProfileSend = 0;
308     iterations +=1;
309     // send event to inform users that optimization is ended
310     emit EndIteration(msg.sender,finalResult);
311 }
312
313
314 function getOptimizationParameters() public view returns (int[] memory, int,
    uint){
315     return (L,rho,curtailPV);
316 }
317
318 // -----
319 // TOOLS FUNCTION
320
321 function abs(int _x) public pure returns (uint) {
322     uint absValue;
323     if (_x>0) {
324         absValue = uint(_x);
325     }
326     else {
327         absValue = uint(-_x);
328     }
329     return(absValue);
330 }
331
332 function norm(int[] memory _X) public pure returns (uint) {
333     // returns norm(X)**2
334     uint normX;
335     normX=0;
336     for (uint i = 0; i<_X.length; i++) {
337         normX += (abs(_X[i]))**2;
338     }
339     return(normX);
340 }
341
342 function getArraySum(int[] memory _array, uint _start, uint _end) public
    pure returns (int sum_)
343 {
344     sum_ = 0;
345     for (uint i = _start; i < _end; i++) {
346         sum_ += _array[i];
347     }
348 }
349
350
351 }

```





**Résumé :** Les communautés énergétiques proposent de nouveaux schémas de consommation de l'électricité, en favorisant les échanges directs entre consommateurs et producteurs locaux. L'augmentation du taux d'autoconsommation requiert une coordination entre ces utilisateurs, pour faire coïncider consommation et production localement. Dans cette thèse, un modèle basé sur la théorie des jeux permet de prendre en compte les habitudes de consommation et les préférences de chaque acteur au sein d'une communauté. Grâce à l'algorithme d'optimisation distribuée ADMM, un consensus est trouvé entre les utilisateurs, tout en respectant les contraintes partagées par toute la communauté, sans recours à un agent central. Afin de prendre en compte les contraintes du réseau électrique dans cette stratégie de gestion de l'énergie, on développe un modèle physique de ce réseau. Enfin, pour mettre en œuvre concrètement cette approche, on déploie une blockchain locale, qui met en relation les utilisateurs et implémente l'algorithme d'optimisation. Ainsi, on propose finalement un outil de gestion de l'énergie complètement distribué, aussi bien théoriquement que pratiquement.

**Mots clés :** Communautés énergétiques, Autoconsommation collective, Blockchain, Optimisation distribuée.

**Abstract :** Energy communities offer new ways to consume electricity, as they encourage direct trades between local consumers and producers. Increasing the self-consumption rate requires to coordinate users in order to locally adjust consumption and production. In this thesis, a model based on game theory is build that takes into account consumption habits and preferences of each user of a community. Thanks to the distributed optimization algorithm ADMM, users reach a consensus between them, while community shared constraints are respected, without the need of a central agent. We build a physical model of the grid to take into account electrical constraints in the energy management strategy. Finally, we deploy a local blockchain to implement this distributed approach in a practical way and enable communication between users. As a result, we propose here an energy management tool that is fully distributed, theoretically and practically, and works without any central supervisor.

**Keywords :** Energy communities, Collective self-consumption, Blockchain, Distributed optimization, ADMM.