



HAL
open science

Mécanismes de négociation distribuée pour la gestion intelligente de l'énergie

Romain Cailliere

► **To cite this version:**

Romain Cailliere. Mécanismes de négociation distribuée pour la gestion intelligente de l'énergie. Intelligence artificielle [cs.AI]. Université de Lyon, 2017. Français. NNT : 2017LYSE1141 . tel-01982580

HAL Id: tel-01982580

<https://theses.hal.science/tel-01982580v1>

Submitted on 15 Jan 2019

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

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



N° d'ordre NNT : xxx

THÈSE DE DOCTORAT DE L'UNIVERSITÉ DE LYON
opérée au sein de
l'Université Claude Bernard Lyon 1

École Doctorale ED512
InfoMaths

Spécialité de doctorat : Intelligence Artificielle
Discipline : Informatique

Soutenue publiquement le 05/09/2017, par :
Romain, François, Robert CAILLIÈRE

**Mécanismes de négociation
distribuée pour la Gestion
intelligente de l'énergie**

Devant le jury composé de :

Nom Prénom, grade/qualité, établissement/entreprise Président(e)

MANDIAU René, Professeur, Université de Valenciennes et du Hainaut Cambrésis
Rapporteur

MERGHEM Leïla, Maître de Conférence, Université de Technologie de Troyes
Rapporteur

SHEHORY Onn, Professeur, Bar Ilan University
Examineur

BONZON Élise, Maître de Conférence, Université Paris Descartes - Paris 5
Examinatrice

AKNINE Samir, Professeur, Université Claude Bernard Lyon 1
Directeur de thèse

NONGAILLARD Antoine, Maître de Conférence, Université des Sciences et Technologies
de Lille
Co-directeur de thèse

RAMCHURN Sarvapali (Gopal), Professeur Associé, University of Southampton
Invité

Résumé

Les besoins en énergie, toujours plus grands, et la pollution de la planète, due à l'utilisation d'énergies polluantes non-renouvelables, obligent à concevoir de nouveaux modèles énergétiques durables et fiables. Ces nouveaux modèles se fondent, aujourd'hui, sur une intégration massive des énergies renouvelables dans le réseau électrique. Le problème des énergies renouvelables est leur caractère intermittent, dépendant des conditions météorologiques dans la plupart du temps. L'arrivée des nouvelles technologies de l'information et de la communication permet l'intégration d'une couche informationnelle, au réseau énergétique, lui permettant d'être intelligent et d'entrevoir la possibilité d'une gestion distribuée des énergies renouvelables. Ces énergies étant principalement décentralisées, contrairement aux imposantes centrales nucléaires, au charbon, au gaz et au fioul, sont produites directement chez le consommateur. Le consommateur devient alors un prosumer capable de répondre à ses besoins énergétiques, voire même d'agir comme un producteur s'il produit plus d'énergie qu'il n'en consomme. Mais l'arrivée d'une pléthore de petits acteurs capables d'acheter et de vendre de l'énergie, en temps réel, dans un marché comprenant les puissants acteurs traditionnels, peut être une source de volatilité pour les prix de l'énergie. Des variations importantes des prix peuvent conduire à des situations néfastes en déstabilisant le réseau. Pour faire face à ce problème, nous avons développé un premier mécanisme de négociation automatique, sur trois échelles de temps, qui impose des contraintes sur la demande ainsi que sur les prix pour garantir leur stabilité. Ce mécanisme s'appuie sur des entités représentatives (producteurs, prosumers et agrégateurs) pour gérer l'offre et la demande, sans toutefois prendre en compte l'impact sur le réseau des contrats négociés entre ces entités. Le second mécanisme, fondé sur la technologie Blockchain, permet des négociations bilatérales décentralisées et prend en compte les impacts physiques de chaque échange d'énergie entre prosumers, garantissant ainsi l'intégrité du réseau. Le mécanisme ainsi proposé se soustrait à une gestion de la stabilité du réseau par des tiers.

Abstract

Increasing needs in energy and earth pollution, coming from the use of polluting and non-renewable energy, make it indispensable the design of new energetic models, sustainable and reliable. Today, these new models are based on a massive integration of renewable generators in the grid. The renewable integration issues come from their stochastic features, depending on the weather conditions, most of the time. The coming of new information and communication technologies allows the integration of an information layer to the energy grid allowing it to be smarter and allow to have a glimpse of the possibility of a decentralised management of renewable energy. These energy being mainly decentralised, unlike imposing nuclear, coal and gas power plants, are produced directly at the customer's location. Consumers become, then, prosumers able to answer to their own energetic needs, and maybe to act as producers if they produce more energy than they consume. However, the coming of a plethora of small actors, able to buy and sell energy, in real time, in a market containing the more powerful actors, traditional in the market, can be a source of volatility for energy prices. Considerable variations of the price can lead to detrimental situations by disturbing the grid. To face this problem, we developed a first mechanism for automatic negotiations, on three time scales, which decrees constraints on demand and on prices in order to guarantee their stability. This mechanism relies on representative entities (producers, prosumers and aggregators) to manage demand and supply without taking into account the impact on the grid of the negotiated contracts between these entities. The second mechanism, based on blockchain technology, allows bilateral decentralised negotiations and takes into account the physical impacts on the grid of each energy exchange between prosumers, guarantying then, the grid integrity. The proposed mechanism exempt itself for a management of the grid stability from a centralised third part.

Remerciements

Je tiens tout d'abord à remercier Samir Aknine, mon directeur de thèse, pour la confiance qu'il a eue en moi en me proposant de travailler sur ce sujet de thèse, ainsi que pour sa patience.

Je tiens également à remercier Antoine Nongaillard, mon co-encadrant, pour son encadrement très efficace et sa disponibilité. Nos différents échanges, tout au long de ce projet de recherche, m'ont permis, à chaque fois, de mieux comprendre, appréhender et maîtriser le travail que l'on demande à un doctorant.

Ensuite, je remercie vivement Sarvapali (Gopal) Ramchurn, pour avoir accepté de m'accueillir dans son équipe de Southampton. Son expertise, du domaine des smartgrids et des conférences internationales, m'a été d'une grande aide.

Je remercie fortement mes collègues et amis, Hugo, Matthieu, Lucas, Marion, Marine, Jérémie, Yazid, Ouaddie, Clément, Xavier, Petre et Charles, ainsi que les membres de ma famille, pour les bons moments passés ensemble. Ils sont essentiels pour assurer la stabilité du moral, si important dans les moments les plus difficiles de la thèse, et faire diminuer la pression.

Pour finir, je souhaite remercier ma femme, Carine, avec qui je me suis marié pendant cette thèse. Sa bienveillance à mon égard et sa joie de vivre m'ont permis de garder ma sérénité tout au long de la thèse.

Table des matières

1	Introduction	1
1.1	Une énergie nocive et limitée	1
1.2	L’alternative des énergies renouvelables	2
1.3	La dérégulation des marchés	3
1.4	Le passage à un réseau intelligent	4
1.5	Les nouvelles problématiques	5
1.6	Les contributions de cette thèse	7
1.7	L’organisation de cette thèse	9
2	L’état de l’art des recherches dans le domaine des réseaux intelligents	11
2.1	La présentation des concepts	11
2.2	Les avancées sur les infrastructures des réseaux intelligents	17
2.2.1	Une gestion intelligente de l’énergie	18
2.2.2	Un système d’information intelligent	19
2.2.3	Un système de communication intelligent	21
2.3	La gestion intelligente du système électrique	23
2.3.1	Les différents objectifs visés	23
2.3.2	Les outils et les méthodes utilisés	24
2.4	La protection intelligente	25
2.4.1	La fiabilité du système et la protection contre les pannes	25
2.4.2	La sécurité et la confidentialité des données	27
2.5	Les projets démonstrateurs des smartgrids existants	28
2.5.1	Le projet européen Grid4EU	28
2.5.2	Le projet GreenLys	34
2.6	Les systèmes multi-agents pour l’énergie	35
2.6.1	Les coalitions et les coopératives	35
2.6.2	La négociation entre prosumers dans les réseaux intelligents	38
2.7	Conclusion de l’état de l’art	40
3	Le fonctionnement du marché électrique	41
3.1	Le temps des monopoles	41
3.2	Les différents acteurs du réseau électrique	42
3.2.1	Les producteurs d’électricité	42
3.2.2	Le réseau de transport	43
3.2.3	Le réseau de distribution	44
3.2.4	Les fournisseurs	44

3.2.5	Les consommateurs	44
3.2.6	L'autorité de régulation	45
3.3	Le concept de marché	45
3.4	La dérégulation des marchés énergétiques	45
3.5	Le négoce de l'énergie électrique	47
3.5.1	Les marchés de détail	47
3.5.2	Les marchés de gros	48
3.5.3	Le marché de l'ajustement	49
3.5.4	Les marchés pour la gestion du réseau	50
3.6	Les systèmes de tarification et de réponse à la demande	55
3.6.1	Les mécanismes basés sur l'incitation au consommateur	55
3.6.2	Les mécanismes basés sur les créneaux d'utilisation	57
3.7	Conclusion sur les marchés énergétiques	59

4 La gestion de la volatilité des prix de l'électricité dans les futurs réseaux intelligents 61

4.1	La modélisation des différents agents	61
4.1.1	Le modèle de l'agent prosumer	62
4.1.2	Le modèle de l'agent fournisseur	62
4.1.3	Le modèle de l'agent agrégateur	62
4.1.4	La gestion de la production des prosumers	63
4.1.5	Le comportement de l'agent prosumer	64
4.1.6	Le comportement de l'agent fournisseur	66
4.1.7	Le comportement de l'agent agrégateur	67
4.1.8	Les interactions entre les fournisseurs et les prosumers	69
4.1.9	La répartition de la pénalité infligée à la coopérative	69
4.2	Le mécanisme de négociation	72
4.2.1	La négociation du contrat annuel	73
4.2.2	La négociation des contrats quotidiens et horaires	75
4.3	Les structures conversationnelles et les échanges de données	75
4.3.1	Les structures conversationnelles	76
4.3.2	Les règles d'utilisation des structures conversationnelles	77
4.4	Un scénario illustratif	79
4.4.1	Les agents	80
4.4.2	Le déroulement de l'exemple	80
4.5	L'analyse théorique du mécanisme	84
4.5.1	La monotonie du coût en fonction de la consommation	84
4.5.2	La facture théorique	84
4.5.3	La rationalité individuelle	85
4.5.4	La minimisation de la volatilité	86
4.6	L'évaluation expérimentale	86
4.6.1	Les données des simulations	86
4.6.2	Le comportement d'une coopérative comportant 10 agents	88

4.6.3	L'effet du taux d'erreur de prédiction et du nombre d'agents dans une coopérative sur la volatilité	89
4.6.4	La comparaison de la volatilité avec celle du marché EPEXSPOT	92
4.6.5	La répartition des agents au sein d'une coopérative	93
4.7	La conclusion de ces travaux	94
5	La technologie "<i>Blockchain</i>" et son utilisation dans les smartgrids	95
5.1	Le fonctionnement de la technologie " <i>Blockchain</i> "	95
5.2	La chaîne de blocs : un concentré de technologies	96
5.3	Les chaînes de blocs privées et publiques	99
5.3.1	La chaîne de blocs publique	99
5.3.2	La chaîne de blocs privée	100
5.4	La technologie chaîne de blocs en détail	100
5.4.1	Un simple fichier	100
5.4.2	La gestion des données	101
5.4.3	La résolution des conflits pour arriver à un consensus	103
5.4.4	Comment changer les règles en cas de mise à jour du protocole ? .	105
5.4.5	Le contrôle du contenu de la chaîne de blocs	106
5.4.6	Un système résistant aux attaques	106
5.4.7	Procédure de rémunération des mineurs qui valident les blocs . .	109
5.4.8	Conclusion sur la technologie blockchain	109
5.5	L'état de l'art de la technologie blockchain dans le domaine énergétique .	110
5.5.1	L'état de l'art des travaux académiques	110
5.5.2	Les projets d'intégration de la technologie Blockchain dans l'éco-système énergétique	111
6	Les négociations pair-à-pair dans les réseaux énergétiques du futur	119
6.1	Un modèle pair-à-pair	119
6.2	Le protocole de négociation	121
6.2.1	La phase de déclaration	122
6.2.2	La phase de proposition	123
6.2.3	La phase de décision	123
6.3	Les règles du protocole	125
6.4	L'analyse théorique du modèle	127
6.5	Un scénario illustratif	129
6.5.1	Les données de départ	129
6.5.2	Le déroulement du scénario	129
6.6	L'évaluation expérimentale	132
6.6.1	L'ensemble des données	133
6.6.2	L'analyse des résultats	135
6.7	Conclusion	136
7	Conclusion et perspectives	139
7.1	Le contexte	139

7.2	Les contributions	141
7.3	Les perspectives	143

Bibliographie		145
----------------------	--	------------

Introduction

À la fin du XVIII-ième siècle, la machine à vapeur a radicalement changé les méthodes de travail et a fait décoller la productivité. Les ouvriers ont afflué dans les usines et ont augmenté la production de biens, remplaçant les artisans et les manufactures. Une nouvelle économie basée sur le charbon a émergé, augmentant les besoins en capitaux nécessaires à la création d'entreprises auxquels le développement du capitalisme a répondu. Aux environs du milieu du XIX-ième siècle, une nouvelle énergie fossile a fait son apparition et est encore aujourd'hui la principale énergie sur laquelle l'économie repose : le pétrole. La logique de centralisation de la production électrique s'est encore accentuée, faisant place à des entités toujours plus grosses et plus centralisées. Cela s'explique, essentiellement, par la logique des économies d'échelle. Ces économies sont rendues possibles, principalement, par la présence de coûts fixes, comme les coûts liés au fonctionnement du site d'exploitation par exemple. À l'inverse, les coûts de la matière première sont proportionnels à la production d'énergie. Plus les coûts fixes sont répartis sur un nombre important de biens produits (l'électricité dans le cadre des centrales électriques), plus l'entreprise fera de bénéfices. De plus, plus les entreprises sont importantes et centralisées, plus elles profitent de conditions de négociation avantageuses, grâce notamment au volume d'achat. Dans certains cas, les économies d'échelle peuvent être si importantes qu'elles conduisent à des situations de monopole naturel. Ce que l'on nomme communément les deux dernières *révolutions industrielles* ont fait émerger des géants de l'industrie ayant, parfois, le monopole sur leur marché. En France, on peut citer France Telecom, Électricité de France (EDF) ou encore la société nationale des chemins de fer (SNCF) qui ont, ou ont eu, le monopole sur leur marché propre.

1.1 Une énergie nocive et limitée

Aujourd'hui, les ressources en charbon et surtout en pétrole commencent à se tarir. Les découvertes de nouveaux puits de forage sont en chute libre. La tendance est à une diminution des découvertes de gisements depuis 1965. Au cours des années 2000, les quantités de pétrole découvertes chaque année représentaient approximativement un tiers de la production mondiale. Les dix premiers gisements mondiaux en terme de débit de production ont tous été découverts avant 1976. Selon le BP Statistical Review de 2016, compte tenu de la production actuelle, la durée des réserves mondiales prouvées de gaz naturel serait de 55 ans, contre 53 ans pour le pétrole. Ces réserves seraient de l'ordre de 186.900 milliards de mètres cubes. Ce qu'il faut bien avoir à l'esprit en lisant ces chiffres, c'est que ces res-

sources ne sont pas inépuisables. Elles ne sont pas renouvelables sur une échelle de temps humaine.

Ce mode de développement, fondé sur l'énergie fossile depuis la fin du XVIII-ième siècle, a conduit au problème du réchauffement climatique que l'on connaît aujourd'hui. La combustion du charbon a été responsable, en 2013, de 46 % des émissions de CO₂ dues à l'énergie, contre 34 % pour le pétrole et 20 % pour le gaz naturel. Pour atteindre l'objectif des négociations internationales sur le climat, qui visent à maintenir la hausse des températures en deçà de 2°C par rapport à l'ère préindustrielle, il faudrait globalement s'abstenir d'extraire plus de 80 % du charbon disponible dans le sous-sol mondial, d'ici à 2050. Si une hausse des températures au-delà de 2°C devait avoir lieu, on assisterait à la disparition de certaines îles due à une élévation du niveau de la mer de plus d'un mètre (une étude du CNRS annonce entre 10000 et 20000 disparitions d'îles d'ici la fin du siècle [Bel+14]) et à l'élévation des températures (on peut s'attendre à régulièrement avoir une température de 40°C les étés à Paris d'ici 2050). On prévoit 250 millions de réfugiés climatiques dus à l'augmentation des catastrophes types inondations, typhons ou encore sécheresses [LL07], une explosion de la pauvreté due à la baisse des récoltes du fait de la diminution de la pluviométrie, la recrudescence des maladies sous l'effet de vagues de chaleur et d'inondations, la disparition d'un nombre conséquent d'espèces vivantes et de la grande barrière de corail [Cor] et enfin, l'augmentation des turbulences en avion (selon une étude parue dans la revue *Nature Climate Change* [WJ13]). Pourtant l'arrêt de l'utilisation des énergies fossiles sera très difficile car depuis plusieurs dizaines d'années nos infrastructures sont basées sur ce type d'énergie et sont souvent gérées par des multinationales, dont les modèles sont optimisés pour faire des profits dans une économie fondée principalement sur les énergies fossiles.

1.2 L'alternative des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables sont des énergies qui sont considérées comme inépuisables ou dont le renouvellement naturel est suffisamment rapide à l'échelle humaine. Les plus connues sont l'énergie éolienne et photovoltaïque mais l'on pourra citer également la biomasse, l'énergie hydraulique ou encore l'énergie géothermique. Leur premier atout est d'être inépuisables, mais face aux énergies fossiles elles recèlent bien d'autres avantages. Premièrement, les énergies renouvelables n'étant pas dépendantes de combustibles fossiles, elles favorisent l'indépendance énergétique. Ensuite, ces énergies sont plus sûres (moins d'accidents et des dommages moins graves si un accident devait survenir), plus propres (peu, voire pas du tout de déchets, peu dangereuses et faciles à gérer). Enfin, le dernier avantage qui nous intéresse tout particulièrement est le fait qu'elles soient décentralisées. Contrairement aux centrales à énergie fossile qui sont de grosses infrastructures où l'on doit consommer de l'énergie pour extraire puis transporter la matière première, les énergies renouvelables sont exploitées directement sur site (le vent vient aux éoliennes et les photons aux panneaux photovoltaïques). De plus, quand l'énergie est consommée là où

elle est produite, les énergies renouvelables permettent, dans ce cas, de diminuer les pertes d'énergie dues à son transport une fois celle-ci produite.

1.3 La dérégulation des marchés

En 2007, la dérégulation du marché de l'énergie a été décidée en France, mettant fin au monopole d'EDF et GDF-Suez sur ces marchés. Un autre secteur a vu son système se déréguler : les télécoms [MS97]. Aujourd'hui nous avons quatre opérateurs en France, qui font suite au monopole de France télécom. Dans le domaine de l'énergie, pas moins de onze fournisseurs ont pris la suite d'EDF sur le marché de l'énergie électrique. Si la dérégulation est une décision politique, ce sont la plupart du temps les avancées technologiques qui la provoquent. En effaçant l'avantage de la centralisation dû, notamment, à la répartition des coûts fixes, les avancées technologiques remettent en cause la logique de centralisation et des économies d'échelle des deux dernières révolutions industrielles. De plus, si la dérégulation par les lois autorise de nouveaux entrants sur le marché, il n'est cependant pas toujours possible pour eux d'y rentrer et de faire des bénéfices si l'entreprise qui détient le monopole met en place des politiques agressives sur les prix. Les avancées technologiques permettent, aujourd'hui, aux nouveaux entrants d'être compétitifs même dans le cas d'un marché anciennement détenu par une entreprise ayant eu le monopole. De ce point de vue, on peut faire un parallèle entre la dérégulation qui a eu lieu dans le marché des télécoms avec celle qui se présente dans le marché de l'énergie. L'introduction de nouvelles technologies dans le marché de la télécommunication - WIFI, Tv par câble et autres nouveaux types d'accès à internet (tel que le world wide web) ont mené à 1) la mauvaise posture des entreprises traditionnelles ayant une base hiérarchique et verticale centralisée (AT& T en est un exemple aux Etats-Unis) et à 2) l'arrivée d'une pléthore de nouvelles entreprises permettant l'intégration de nouvelles technologies. L'introduction de nouvelles technologies a changé la nature des intervenants et la structure de l'industrie elle-même. Des développements similaires sont en cours dans l'industrie électrique. Ce qui a commencé par le remplacement d'un service de monopole verticalement intégré devient désormais un ensemble plus large de services complémentaires impliquant des aspects de gestion de la demande, de prix en temps réel, de ressources distribuées et d'amélioration du contrôle des équipements électriques des utilisateurs finaux.

En France, la loi de transition énergétique du 17 août 2015 veut augmenter à 32 % la part des énergies renouvelables à horizon 2030. Elle vise à réduire la facture énergétique de la France actuellement de 70 milliards d'euros en divisant par deux la consommation totale d'énergie du pays d'ici à 2050 et à lutter efficacement contre les émissions de gaz à effet de serre. Afin de mieux maîtriser la consommation d'énergie des ménages, l'état procède graduellement à l'installation de compteurs intelligents (Linky pour l'électricité et Gazpar pour le gaz) capables d'informer l'utilisateur, de sa consommation, en temps réel, avec pour objectif de sensibiliser et de responsabiliser le consommateur.

1.4 Le passage à un réseau intelligent

Alors que le monde de l'énergie se concentre aujourd'hui sur la question de l'offre et du mix énergétique, ce sont avant tout les questions de la consommation et de l'usage qui doivent être considérées. Dans le secteur de l'énergie, les bâtiments peuvent s'équiper d'unités de production d'énergie solaire, éolienne ou de cogénération, ainsi que d'outils de pilotage et d'optimisation de leur consommation. Ils deviennent alors capables de produire davantage d'énergie qu'ils n'en consomment, capacité dite « énergie positive » (dans ce cas les consommateurs deviennent des prosumers (voir Section 2.1)). Dans le secteur de l'énergie et du bâtiment, les nouvelles technologies permettent aussi un partage optimisé de l'énergie. A l'échelle d'un groupe de bâtiments ou d'un quartier, l'enjeu est de permettre un échange entre des bâtiments en excès d'énergie et ceux en déficit, mais aussi de rendre possible le stockage de l'énergie et son échange avec les véhicules électriques en stationnement (les véhicules électriques sont en stationnement 90% du temps) ou les batteries domestiques. Le bâtiment devient aussi plus intelligent : une série de capteurs (présence, luminosité, température, qualité de l'air, etc.) permet de consommer exactement l'énergie nécessaire : pourquoi laisser la lumière allumée quand la lumière naturelle est suffisante ou qu'il n'y a personne dans la pièce ? Ces nouvelles possibilités conduisent donc à la création d'écosystèmes décentralisés, c'est le projet ambitieux du constructeur Bouygues construction partenaire de ce projet de thèse. Cela est rendu possible par les technologies numériques : l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau intelligent ou la capacité d'échange entre les bâtiments nécessite l'installation de nouveaux systèmes d'information, afin de piloter la consommation pour gérer l'offre et la demande.

Alors que l'on demande de façon croissante de la sobriété au consommateur, la révolution numérique de l'énergie ouvre la voie à l'efficacité énergétique : au lieu de réduire l'utilisation de ses équipements et son confort, l'enjeu est de supprimer les gaspillages en consommant moins et mieux. Actuellement, l'augmentation de la demande sans mise à niveau des infrastructures fragilise le réseau et plusieurs pannes de grandes ampleurs se sont déclarées depuis quelques années. Ces pannes sont la conséquence d'une hausse momentanée de la demande de la part des consommateurs. Pour gérer ces pics, les fournisseurs sont régulièrement obligés de compenser le manque de production par l'usage de centrales d'appoints qui polluent et coûtent très cher. Dans le contexte économique actuel, les fournisseurs cherchent à réduire au maximum leurs coûts de production, dans un marché difficile à anticiper, et les consommateurs cherchent à réduire le montant de leur facture en bénéficiant d'un confort équivalent.

La production d'énergie renouvelable est une solution possible pour atténuer le problème des pics de consommation et l'augmentation de la demande tout en produisant de manière non polluante. Néanmoins, la production aléatoire et intermittente des énergies renouvelables rend cette solution complexe à gérer, d'autant plus que les consommateurs peuvent, eux aussi, disposer de capacités de production, pour pourvoir à leurs propres besoins ou les compenser. L'utilisation des nouvelles capacités de stockage, tels que les véhicules électriques ou la mise en place de batteries domestiques (type Tesla) dans les bâtiments, apparaissent prometteuses pour stocker l'énergie lors des fortes productions afin de la réuti-

liser lorsque la production est plus faible. Cependant les véhicules ont pour vocation de permettre aux usagers de se déplacer, ce qui rend la gestion de l'énergie compliquée. La batterie de la voiture doit être pleine ou suffisamment remplie quand l'utilisateur souhaite l'utiliser. Dans ce cas, l'énergie stockée dans la batterie de la voiture ne pourra pas être employée pour les besoins de l'habitat.

La gestion de la demande des consommateurs est une autre solution qui vise à réduire le phénomène de pics de consommation en incitant les usagers à consommer au moment où la demande est faible et à réduire leur consommation au moment où la demande est forte. Plusieurs projets démonstrateurs montrent le fort intérêt des pouvoirs publics pour cette problématique. Les différents projets s'attaquent à plusieurs types de problématiques comme l'intégration de l'énergie solaire (projet nicegrid <http://www.nicegrid.fr>), l'intégration de l'énergie provenant des fermes éoliennes, la gestion des surtensions sur le réseau, etc ¹. Des travaux conséquents ont été effectués, ces dernières années, dans le domaine des réseaux énergétiques intelligents [Fan+12]. Les systèmes multi-agents sont un des champs de recherche qui s'applique à étudier ces problématiques car il permet d'analyser finement les propriétés d'un système dans lequel différentes entités individualistes interagissent. Dans les smartgrids, ces entités correspondent aux consommateurs et aux fournisseurs principalement. D'autres entités peuvent jouer des rôles intermédiaires. Les nouveaux modèles de gestion de l'énergie doivent pouvoir se fonder sur une communication entre ces entités. Du côté consommateur, chaque agent peut être associé à un compteur intelligent de type linky (www.erdf.fr/Linky). Ce dernier amène aussi le consommateur à devenir une entité active du système énergétique. Ce type de compteur permet d'envoyer et de recevoir des informations, sur la consommation par exemple. Ces communications vont permettre de faire correspondre l'offre et la demande en énergie grâce à de nouveaux modèles de tarification ingénieux. En effet, les systèmes de tarification actuels ne sont pas assez souples et ne permettent pas une adaptation de l'offre à la demande de manière continue, en temps réel. Le tarif actuel dépend de plusieurs paramètres, dépendant des différents acteurs jouant un rôle dans la chaîne de l'approvisionnement électrique jusqu'au consommateur final.

1.5 Les nouvelles problématiques

La dérégulation a séparé le principal acteur EDF en quatre blocs distincts : la production, la transmission, la distribution et la vente aux consommateurs. Pour le moment, seuls les marchés de la production et de la vente aux consommateurs sont concurrentiels, le transport et la distribution étant toujours en situation de monopole. Grâce aux nouvelles technologies il devient facile pour plusieurs consommateurs de communiquer et de se rassembler en coopératives plus ou moins importantes afin de peser plus lourd dans les négociations avec les producteurs. Actuellement les consommateurs ne peuvent profiter que de la concurrence entre les fournisseurs mais à terme ils pourraient faire fi de ceux-ci et négocier directement avec les producteurs, faisant ainsi des économies correspondant aux marges des fournisseurs. Le problème qui se pose ici est comment ces coopératives pourraient gérer la vola-

1. www.grid4eu.eu/project-demonstrators/demonstrators.aspx

tilité des prix à laquelle elles feront face, car actuellement le prix de l'énergie se fixe sur des marchés très volatiles comme l'EPEXSPOT. Sur ce marché, les spéculateurs achètent l'énergie lorsque les prix leur semblent bas dans le but de la revendre plus chère, cela exacerbe la volatilité des prix. Les fournisseurs s'affranchissent en partie de ce problème en répercutant le coût sur les utilisateurs qui paient la plupart du temps un tarif fixe.

Notre idée est de pouvoir se passer du monopole du distributeur, qui fait le lien entre le transporteur et les consommateurs. C'est un problème compliqué car il s'agit d'un monopole naturel, i.e. qui a un rendement croissant, il est de moins en moins coûteux de fournir de plus en plus de clients. L'enjeu est de créer un système qui puisse, sans avoir recours à un tiers centralisé, gérer les échanges d'énergie tout en conservant l'intégrité physique du réseau énergétique. Lorsqu'un producteur injecte du courant sur le réseau, sa répartition suit les lois physiques qui régissent le déplacement des électrons. Il faut donc pouvoir gérer l'équilibre et la sécurité sur l'ensemble du réseau de production et de consommation. Récemment la technologie des Blockchain a fait parler d'elle par son utilisation dans le protocole d'échange de la crypto-monnaie Bitcoin. La blockchain permet, de manière décentralisée, d'avoir une trace des échanges entre les utilisateurs de la crypto-monnaie sans passer par un tiers comme c'est le cas avec les monnaies fiduciaires² telles que le dollar et l'euro. Sur le même mode de fonctionnement, les échanges d'énergie peuvent être stockés dans un registre distribué, qui servirait à tenir à jour les échanges dans le réseau, permettant à chaque prosumer de calculer en connaissance de cause les impacts d'un échange d'énergie avec un autre prosumer sur le réseau, impacts ayant un coût réparti sur les deux prosumers. Cette technologie récente permet de s'attaquer aux nouveaux problèmes qui se profilent.

Aujourd'hui, le système électrique est basé sur des infrastructures et des modes de fonctionnement incompatibles avec l'augmentation de la demande en énergie et l'utilisation d'énergie polluante. Particulièrement, le fait que le producteur injecte dans le réseau une quantité d'énergie qui ne corresponde pas forcément au niveau de la demande des consommateurs finaux mais à celui que le marché a anticipé, est source d'instabilité. Les gestionnaires des réseaux de transport et des réseaux de distribution jouent aussi un rôle d'équilibriste à chaque instant, pour équilibrer l'offre et la demande et assurer la stabilité du réseau. Dans son livre *La troisième révolution industrielle*, Jeremy RIFKIN donne un aperçu des changements qui doivent avoir lieu pour assurer la stabilité énergétique du monde de demain. "Les régimes énergétiques déterminent la nature des civilisations - leur façon de s'organiser, d'exercer le pouvoir politique et de structurer les relations sociales. Au XXIème siècle, le contrôle de la production et de la distribution de l'énergie va passer des compagnies centralisées géantes fondées sur l'énergie fossile à des millions de petits producteurs, qui vont collecter leurs propres énergies renouvelables sur leur lieu d'habitation et échanger leurs excédents dans des communaux info-énergétiques. La démocratisation de l'énergie aura un impact profond sur l'orchestration de l'ensemble de la vie humaine dans le siècle à venir. Nous entrons dans l'ère du capitalisme distribué." Cette citation reflète particulière-

2. En effet, pour faire des échanges avec ces monnaies, il est nécessaire de passer par des banques qui s'occupent de gérer le bon déroulement des transactions.

ment bien la direction prise par les travaux de cette thèse. En effet, nous avons modélisé les prosumers qui représentent les "millions de petits producteurs" et leurs interactions avec le réseau et le marché de l'énergie.

1.6 Les contributions de cette thèse

Le travail de cette thèse va dans le sens de la démocratisation de la production de l'énergie. Face à ces grands défis, les avancées doivent permettre la meilleure intégration possible des énergies renouvelables et des capacités de stockage, la mise en place de mécanismes incitatifs, notamment via des systèmes de tarification intelligents, pour faire participer le consommateur et le faire adhérer à ce projet et devienne ainsi un consomm'acteur par un changement de ses habitudes de consommation. La première contribution de cette thèse porte sur la minimisation de la volatilité des prix dans les futurs marchés de l'énergie où des millions de prosumers pourront successivement prendre le rôle d'acheteur ou de vendeur suivant leur bilan énergétique. La deuxième contribution de cette thèse vise à mettre en place un mécanisme qui permette aux prosumers de négocier directement entre eux sans avoir à passer par des autorités de confiance centralisées. Ainsi, dans cette thèse, nous avons développé un mécanisme qui vise à minimiser la volatilité des prix de l'énergie dans les futurs réseaux intelligents, dans lequel plusieurs dispositifs, comme les générateurs intermittents ou les capacités de stockage, ainsi que les mécanismes incitatifs comme la réponse à la demande, peuvent être la source d'une grande volatilité des prix pouvant entraîner des perturbations sur le bon fonctionnement du système dans son ensemble.

Nous proposons une approche qui utilise une nouvelle forme de tarification tout en cherchant à contrôler la haute volatilité des prix (quand un négociant prédit et spéculé) ou quand un déséquilibre entre l'offre et la demande sur le marché de l'énergie se manifeste. Pour résoudre ce problème, nous proposons un modèle fondé sur des contrats bilatéraux qui limite le prix de vente et encadre la demande. De la même manière que les protocoles existants de négociation de l'énergie (e.g. au Royaume-Uni et aux Pays-Bas), notre modèle répartit la création de contrats d'approvisionnement en énergie selon trois échelles de temps différentes : annuel, quotidienne et horaire. De cette manière, les contrats tiennent compte de différents niveaux d'incertitude perçus de la demande sur ces échelles de temps. Sur cette base de réflexion, cette thèse contribue à l'avancement des connaissances de ce domaine, sur les trois points suivants :

1. Nous proposons un nouveau mécanisme pour gérer le marché de l'énergie par l'utilisation de contraintes sur les prix et la demande en énergie. Nous prouvons que la négociation du contrat annuel (la première des trois échelles de temps), entre producteurs et agrégateurs, où ces contraintes s'appliquent, mène à des solutions Pareto-optimales.
2. Nous proposons une nouvelle forme de tarification que nous appliquons aux deux autres échelles (correspondant au jour et à l'heure). Notre formule de tarification incite les prosumers à : (i) faire des prédictions pour connaître la quantité d'énergie dont ils auront besoin au cours de la journée à venir, leur permettant ainsi d'optimiser

leurs coûts (en déplaçant l'utilisation de leurs appareils, en utilisant leur batterie, etc.) en fonction du signal de prix et (ii) éviter de dévier de leurs prédictions horaires de consommation. Nous apportons la preuve que le prix évolue de manière monotone en fonction de la consommation (i.e., les agents ne sont pas incités à surconsommer dans le but d'éviter des pénalités de sous-consommation) et proposons une formule pour calculer le paiement espéré des prosumers au sein d'une coopérative.

3. Nous avons développé un algorithme fondé sur la programmation linéaire, qui permet aux prosumers de minimiser leurs coûts en fonction des tarifs calculés par l'agent agrégateur et des limites de consommation qu'ils se sont engagés à respecter auprès de leur agent agrégateur. Nous prouvons que, dans notre mécanisme, les agents prosumers qui basent leur décisions sur notre algorithme, dans le cadre de notre mécanisme, sont incités à faire partie d'une coopérative, par une réduction de leur facture.

En outre, nous avons approfondi l'utilisation des contrats bilatéraux pour qu'ils se généralisent sur le réseau, considérant une plus grande pénétration des énergies renouvelables domestiques. Notre approche permet aux prosumers de négocier directement entre eux, sans passer par un quelconque tiers, tiers qui au passage prend sa commission et a donc un impact négatif sur la facture de l'utilisateur. Nous proposons un mécanisme de négociation complètement décentralisé. Ce mécanisme garantit aux prosumers un échange d'énergie entre eux, via le réseau, en négociant de manière bilatérale. Les caractéristiques de notre mécanisme sont les suivantes : i) il permet de gérer les flux financiers des négociations entre les prosumers et ii) il prend en compte les contraintes physiques de ces échanges d'énergie avec un coût de congestion qui est calculé en fonction de la capacité des lignes et de l'énergie qui y circule. De ce fait, les accords de négociation ont un impact sur le coût de congestion qui, lui aussi, influe sur les négociations en cours. Nous avons développé un mécanisme qui se fonde sur la technologie blockchain, pour sauvegarder les différents échanges qui s'effectuent sur le réseau et déterminer le niveau de congestion induit par ces derniers pendant la négociation. Ce faisant, les agents qui sont, toujours, en négociation peuvent mettre à jour l'état du réseau pour chaque ligne et pouvoir ainsi calculer le coût de transfert induit par chaque échange avec leurs partenaires de négociation.

Théoriquement, chaque prosumer dans le réseau peut échanger de l'énergie avec chaque autre prosumer du réseau, mais les pertes induites par la distance, impliquant un coût de transfert élevé, incitent les prosumers à préférer les partenaires les plus proches. Ainsi, le mécanisme encourage les échanges qui mènent à moins de pertes sur le réseau, et augmente le surplus d'énergie dans le réseau pour les prosumers. Nos contributions se présentent donc comme suit :

1. Nous proposons un mécanisme pour des négociations un-à-plusieurs entre les prosumers, leur permettant de négocier en prenant en compte, i) l'aspect économique et ii) les aspects physiques liés à leurs accords et en garantissant la terminaison, la traçabilité et le passage à l'échelle du mécanisme proposé, grâce aux registres distribués de la technologie Blockchain.
2. Nous avons développé un algorithme, fondé sur la programmation linéaire, qui permet aux prosumers de choisir avec quels partenaires ils vont négocier. L'algorithme

minimise le coût d'achat pour l'acheteur et maximise le prix de revient du vendeur pour son excédant.

3. Nous prouvons que, dans ce contexte, un accord entre deux prosumers, pour un échange d'énergie sur le réseau, a la propriété d'être une solution Pareto-optimale.

1.7 L'organisation de cette thèse

Les chapitres suivants détaillent ces recherches ainsi que les résultats obtenus. Ils apportent également un positionnement clair par rapport à l'état de l'art.

Le **chapitre 2** présente, tout d'abord, les concepts essentiels pour comprendre les tenants et les aboutissants de cette thèse. Ensuite, il expose les différents champs d'études qui s'attaquent aux verrous scientifiques soulevés par les futurs réseaux intelligents. Ces différents domaines sont répartis selon trois grands champs d'études : l'infrastructure intelligente, la gestion intelligente et la protection intelligente. Suite à cette présentation des différents domaines, nous situons nos travaux dans le domaine correspondant. Enfin, nous nous concentrons sur les différents travaux qui s'attaquent aux problématiques soulevées dans les smartgrids, notamment celles fondées sur les techniques agents. Après avoir montré l'étendue des domaines étudiés, nous positionnons nos travaux par rapport à ceux déjà existants.

Le **chapitre 3** explique, dans un premier temps, le fonctionnement du marché de l'électricité. Celui-ci est divisé en plusieurs sous-marchés dont nous expliquons le rôle et la relation avec les autres sous-marchés. Le but de ce chapitre est de bien appréhender l'environnement du marché dans lequel s'échange l'électricité. Cela permet de comprendre ce que nous proposons dans nos travaux sur la minimisation de la volatilité. Dans un deuxième temps, ce chapitre montre les différents systèmes incitatifs de réponse à la demande. Ces systèmes sont divisés en deux catégories, ceux fondés sur l'incitation et ceux qui s'appuient sur les créneaux d'utilisation de l'énergie. Ce chapitre montre comment le nouveau système de tarification que nous avons développé se situe par rapport aux autres.

Le **chapitre 4** présente le mécanisme que nous avons mis au point, permettant de minimiser la volatilité des prix de l'énergie, dans les futurs réseaux énergétiques. Ce travail apporte trois contributions à l'état de l'art. Premièrement, nous proposons un nouveau mécanisme de tarification, deuxièmement nous présentons un nouveau mécanisme de création de contrats sur trois échelles de temps et troisièmement nous avons mis au point un algorithme permettant aux consommateurs de minimiser leurs coûts grâce au mécanisme que nous proposons.

Le **chapitre 5** explique le fonctionnement de la technologie Blockchain. Cette technologie récente est notamment utilisée comme base technologique dans le fonctionnement de la monnaie distribuée, lui permettant d'être publique, sécurisée et fiable. Les travaux de cette thèse s'inspirent de cette technologie et de son registre distribué pour mettre en place un mécanisme de négociations bilatérales. Au sein de ce chapitre, nous détaillons également l'état de l'art des travaux académiques utilisant la technologie Blockchain dans le domaine de l'énergie, ainsi que les projets qui tentent de mettre en œuvre techniquement, sur le terrain, l'application de cette technologie pour gérer les échanges d'énergie, directement entre prosumers.

Le **chapitre 6** expose les travaux de cette thèse sur la mise au point d'un mécanisme permettant les échanges d'énergie entre prosumers. La spécificité de ce mécanisme basé sur un registre distribué est de prendre en compte, à la fois les aspects financiers et les aspects physiques, résultant des négociations, sur le réseau. Cela est rendu possible grâce à un accès public au registre, qui contient les contrats spécifiant les échanges de tous les prosumers.

Enfin, le **chapitre 7** conclut ce travail et présente des perspectives de recherche. Après un rappel du contexte dans lequel cette thèse s'inscrit, nous montrons les avancées proposées. Le chapitre se conclut par la présentation des perspectives que ces travaux laissent entrevoir.

L'état de l'art des recherches dans le domaine des réseaux intelligents

Ce chapitre présente le cadre académique de cette thèse. D'abord, nous allons expliciter les concepts nécessaires à la compréhension de l'état de l'art et les travaux inhérents à cette thèse. Ensuite, nous positionnerons notre travail au sein de la revue de la littérature globale qui porte sur les futurs réseaux intelligents. Enfin, nous nous concentrerons sur l'état de l'art des systèmes multi-agents appliqués aux réseaux énergétiques intelligents, auquel appartiennent les contributions de cette thèse.

2.1 La présentation des concepts

Dans cette section, nous définissons les concepts de base relatifs au domaine de l'énergie et de sa gestion dans le cadre des réseaux intelligents.

Le watt (W) est une unité de puissance, et la puissance correspond au débit de production ou de consommation de l'énergie. On peut considérer les watts comme une mesure du flux électrique. Le **kWh** est une unité de mesure d'énergie. Un kWh correspond à l'énergie consommée pendant une heure par un appareil d'une puissance de 1000 watts (voir Figure 2.1).

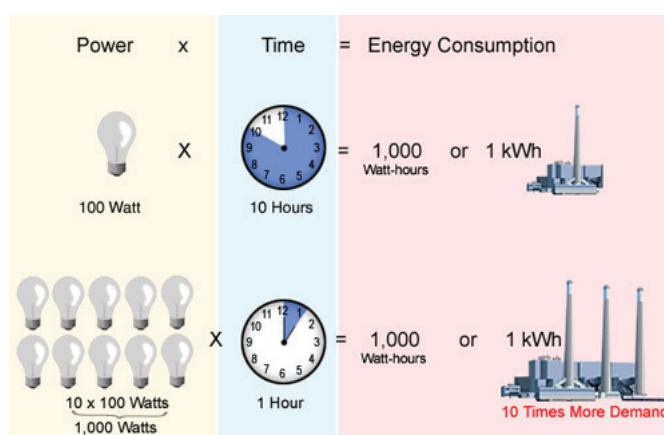


Fig. 2.1: Le lien entre W et kWh - [@Kwk]

et fiable. Les travaux de cette thèse s'inspirent de cette technologie et de son registre distribué pour mettre en place un mécanisme de négociation

Les techniques de **Demand Side Management (DSM)**, ou de gestion de la demande en français, sont un ensemble de techniques ou de solutions visant à inciter les consommateurs à changer leur mode d'utilisation de l'électricité dans le but d'éviter un éventuel problème d'approvisionnement ou d'améliorer l'efficacité du réseau [PD11]. L'effacement et la technique de Demand-Response, que nous allons définir, en font partie.

La technique de **Demand-Response (DR)** ou réponse à la demande en français, est définie comme un changement d'utilisation de l'électricité par le consommateur final par rapport à l'usage habituel, en réponse aux changements de prix de l'électricité au cours du temps. Elle peut également prendre la forme de remboursements destinés à diminuer l'usage de l'électricité lors de maxima des prix dans le marché de gros ou lors d'une instabilité sur le réseau électrique, d'après la Federal Energy Regulatory Commission. C'est un champ de la gestion de la demande qui agit de concert avec des tarifications dynamiques, différentes de celles utilisées actuellement. Plusieurs travaux se sont intéressés à des tarifications innovantes permettant d'inciter l'utilisateur à caler sa consommation sur la production. Nous allons les détailler dans une section spécifique (voir Section 3.6).

Un **Pic de consommation** (ou pointe de consommation électrique) correspond à la consommation la plus élevée d'un réseau électrique pendant une période définie (jour, mois, saison, etc.). Un pic dépend de la localisation et de la période étudiée. Du fait de la difficulté du stockage de l'électricité, il pose des problèmes particulièrement difficiles aux gestionnaires de réseaux et aux producteurs d'électricité. Cette notion est importante car supprimer les pics de consommation permet d'éviter des problèmes aux réseaux, comme les surcharges par exemple.

La **Volatilité d'un prix** mesure la variation d'un cours. Autrement dit, un titre financier dont la volatilité est élevée signifie que son cours varie fortement, voire de façon exagérée, sur une période donnée. À l'inverse, un titre dont la volatilité est faible signifie que son cours varie peu et/ou de manière assez cohérente (voir Figure 2.2). Utilisé pour calculer la volatilité d'un actif, l'écart type est relativement simple à comprendre et à appliquer. Il s'obtient en utilisant la formule suivante :

$$\mathcal{V} = \sqrt{\frac{1}{n} \times \left(\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \right)} \quad (2.1)$$

Avec, x_i la variation du prix à l'instant i , n le nombre total de périodes et \mathcal{V} l'indice de volatilité.

Les **structures de réseau** électriques se subdivisent en trois types de topologies (voir Figure 2.3) : la topologie maillée, la topologie radiale (ou bouclée) et la topologie arborescente. Chaque topologie est présente dans le réseau global mais à une échelle différente.

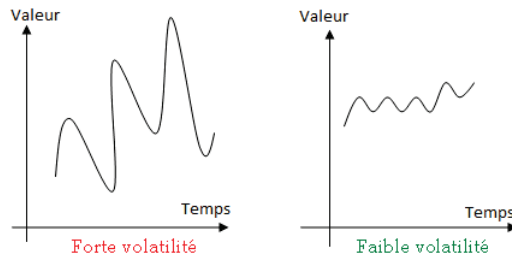


Fig. 2.2: Variation au cours du temps de la valeur d'indices exprimant une forte ou une faible volatilité

Le réseau maillé est utilisé pour le transport de l'énergie à partir des grosses centrales de

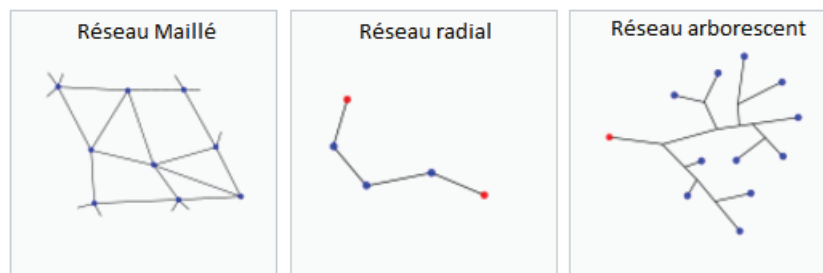


Fig. 2.3: Topologies du réseau. Les points rouges représentent des points de génération d'énergie et les points bleus des points de consommation

production vers les réseaux de distribution. Sur ce réseau haute-tension, dénoté HTB, les tensions varient entre 50 kV et 400 kV. Les réseaux maillés garantissent une très bonne sécurité d'alimentation, car la perte de n'importe quel élément (ligne électrique, transformateur ou groupe de production) n'entraîne aucune coupure d'électricité si l'exploitant du réseau de transport respecte la règle dite du "N-1" (possibilité de perdre n'importe quel élément du réseau sans conséquences inacceptables pour les consommateurs).

La topologie radiale est utilisée pour le réseau de répartition sur lequel les tensions varient entre 30 kV et 150 kV. Il assure la fourniture de l'énergie sur des échelles régionales. L'énergie peut provenir soit de centrales de plus faibles capacités, pouvant être raccordées directement au réseau de distribution, soit du réseau de transport, via des transformateurs (voir Figure 2.4) qui servent d'interface entre le réseau de transport et le réseau de distribution en diminuant la tension.

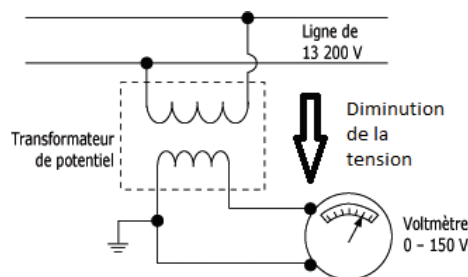


Fig. 2.4: Le transformateur est une interface entre deux réseaux qui permet le passage d'une tension élevée à une tension plus faible, de 13200V à 0-150V sur la figure.

Enfin, la topologie arborescente est utilisée sur les réseaux de distribution. Les tensions sur ces réseaux sont plus faibles que sur les réseaux de répartition, allant potentiellement de 50kV à 50V. Les consommateurs finaux se situent au niveau des feuilles de la structure arborescente. La source d'énergie alimente des artères qui à leur tour alimentent des branches de dérivation et ainsi de suite jusqu'aux consommateurs finaux. La structure arborescente de ces réseaux implique qu'un défaut sur une ligne électrique entraînera forcément une coupure chez les clients alimentés par cette ligne, même si des possibilités de secours plus ou moins rapides existent.

Le **Prosumer**, ou prosomateur en français, contraction de producteur et de consommateur, désigne un consommateur qui, par la détention d'un générateur d'énergie, peut se retrouver à produire une quantité d'énergie supérieure à ses besoins courants. Ayant potentiellement un surplus d'énergie qu'il peut injecter sur le réseau, le prosumer n'agit plus comme un consommateur mais comme un producteur. La probabilité, pour un prosumer, de produire plus que sa propre consommation est d'autant plus élevée que les avancées dans les économies d'énergies, sont très significatives. Ces surplus sont dus à des appareils moins gourmands et de meilleures isolations des bâtiments pour stabiliser la consommation, ainsi qu'aux avancées dans les générateurs (dont les rendements augmentent).

L'effacement de consommation électrique ou « lissage de la courbe de charge par le pilotage de la demande » consiste, en cas de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité, à réduire provisoirement la consommation physique d'un site donné ou d'un groupe d'acteurs (par rapport à sa consommation « normale », en période de pointe journalière et/ou saisonnière de consommation électrique) (voir Figure 2.5). Notamment, l'effacement se déclenche par une stimulation extérieure, qui peut prendre la forme d'une incitation tarifaire, par exemple. Les tarifs heures pleines/heures creuses peuvent être considérés comme une incitation à effacer la consommation des heures pleines pour la reporter sur les heures creuses.

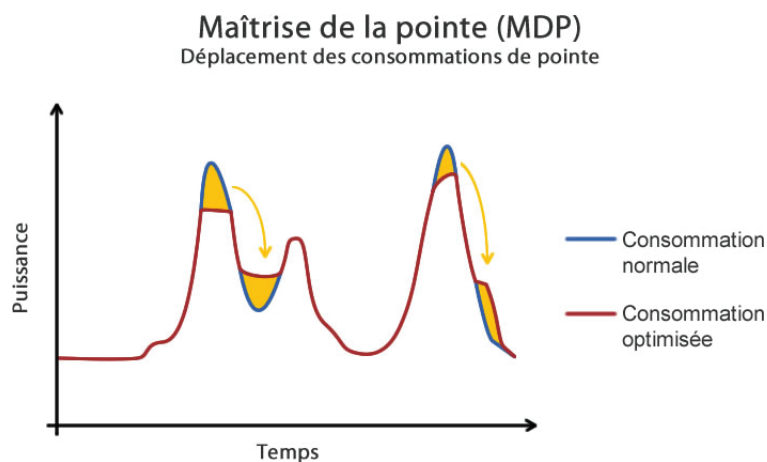


Fig. 2.5: Déplacement de la consommation pour lisser la demande [@Pic]

Les **Smart meters** (ou compteur intelligent) représentent un dispositif de mesure permettant 1) de connaître en temps réel la consommation d'un foyer et 2) de communiquer avec les distributeurs, capables de faire transiter les données énergétiques plus efficacement et surtout beaucoup plus rapidement, afin d'accélérer la réactivité des solutions de dépannage, en cas de problème. Un exemple de compteur intelligent est le compteur Linky, développé par EDF. Si les compteurs intelligents sont les principaux smart meters on pourra aussi citer tous les appareils de mesure qui peuvent s'installer au sein d'un foyer et qui permettent d'avoir des données plus fines tels que les prises connectées, les détecteurs de présence, les capteurs de température et tous les autres appareils de mesure qui permettent d'obtenir des informations qui, une fois analysées, permettent de gérer de manière plus intelligente la consommation d'un foyer. Plusieurs grands groupes commercialisent déjà des packs de smart meters associés à des solutions logicielles (application smartphone le plus souvent) permettant à l'utilisateur de contrôler de manière pointue sa consommation. Pour l'instant, il n'existe pas de lien établi entre le compteur intelligent et les packs de smart meters ; lien qui permettrait des synergies de plus grandes envergures. Malgré tout, l'intégration des smart meters au réseau électrique est en cours, et constitue le début de la transition de l'ancien réseau électrique vers les smartgrids.

La **Microgrid**, appelée aussi mini Smart grid ou micro-réseau intelligent, est un réseau électrique de petite taille, conçu pour fournir un approvisionnement électrique fiable et de meilleure qualité à un petit nombre de consommateurs. Elle agrège de multiples installations de production locales et diffuses (micro-turbines, piles à combustible, petits générateurs diesels, panneaux photovoltaïques, mini-éoliennes, petits générateurs hydrauliques), des installations de consommation, des installations de stockage et des outils de supervision et de gestion de la demande. Les microgrid peuvent être raccordées directement au réseau de distribution ou fonctionner en mode îlot. Ce concept est en train de s'élargir aux réseaux de chaleur et de gaz. Il peut ainsi concerner différentes échelles du territoire (bâtiment, quartier, zone industrielle ou artisanale, village, etc.).

La **smartgrid**, ou réseau électrique intelligent en français, désigne l'évolution d'une infrastructure de transmission basique de l'énergie du producteur aux consommateurs vers une infrastructure intelligente. En effet, le réseau électrique doit faire face à trois nouveaux défis : 1) l'augmentation de la demande en électricité, 2) le renouvellement du système électrique et 3) l'évolution du modèle de production d'énergie. L'intégration d'appareils de mesure capables de communiquer à distance (voir Figure 2.6), permettant d'avoir une information fine et rapide de l'état du réseau, rend possible l'arrivée de nouveaux services sur le réseau tels que la gestion de la demande, l'effacement, la tarification en temps réel, et d'autres futurs services qui viendront au fur et à mesure de la pénétration des réseaux intelligents. Tous ces services garantissent une meilleure performance du réseau électrique en améliorant la fiabilité et la qualité de l'alimentation, en optimisant l'utilisation des installations et éviteront aussi le recours à la construction de centrales de secours qui ne fonctionnent qu'en cas d'urgence. En effet, ils améliorent la capacité et l'efficacité du réseau

existant, la résistance aux pannes et aux perturbations grâce à une maintenance prédictive et auto-cicatrisante en cas de panne. Ils facilitent le déploiement des générateurs d'énergie renouvelable, en permettant une adaptation aux sources d'énergie réparties. En automatisant les opérations de maintenance et d'exploitation, ils réduisent l'émission des gaz à effet de serre et la consommation d'énergie fossile nécessaire à la production d'urgence créée par la demande lors des périodes de pointes. Ils permettent également des opportunités d'amélioration de la sécurité du réseau, en facilitant la connexion de véhicules électriques comme nouvelles sources de stockage. Enfin, ils augmentent le choix du consommateur (par la mise en concurrence des fournisseurs, par exemple, et pour tout type de service futur rendu possible) et permettent de nouveaux services, de nouveaux produits et de nouveaux marchés.

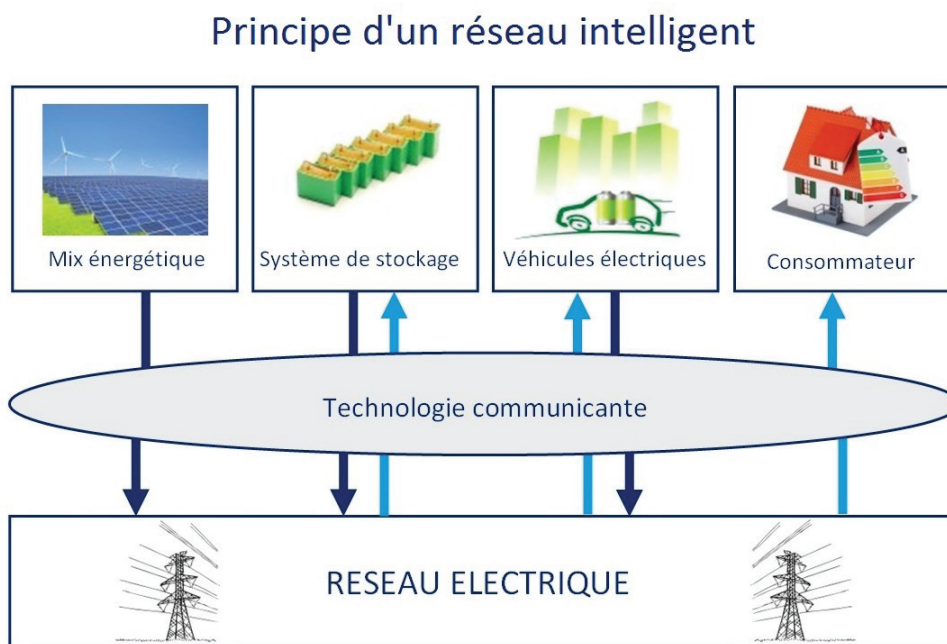


Fig. 2.6: Principe du réseau intelligent fondé sur la communication entre les acteurs [@Res]

L'utilité est la valeur donnée par la fonction permettant à un agent d'associer une valeur de satisfaction à une proposition qui lui est faite. Cela permet à l'agent d'évaluer et de comparer différentes propositions. Dans le cadre d'une négociation, dans laquelle les agents échangent des propositions pour identifier un point d'accord, les fonctions d'utilité servent d'outil de mesure.

Dans un réseau électrique, la **congestion** est définie comme une contrainte sur l'électricité qui peut être transportée à travers une ligne. Elle peut être due à deux effets physiques. Le premier est l'effet joule, qui correspond à une perte d'énergie électrique par transformation de celle-ci en énergie thermique, à cause de la résistance de la ligne. Le deuxième est un

décalage de phase entre les signaux électriques de part et d'autre de la ligne.

L'ensemble de ces concepts sont des notions fondamentales sur lesquelles s'appuient les propositions faites dans le cadre de cette thèse. Les réseaux intelligents peuvent ainsi être étudiés sous différents angles. L'angle physique avec les lignes de transmission et leur topologie et l'angle économique du point de vue des négociations de cette énergie. La section suivante montre l'étendue de ces domaines et l'état de l'art associé aux différents champs d'études explorés par les travaux académiques.

2.2 Les avancées sur les infrastructures des réseaux intelligents

Selon [Fan+12], les trois grands champs d'études (voir Figure 2.7) qui s'attaquent aux problématiques des futurs réseaux intelligents sont :

1. Les problématiques liées à l'infrastructure des réseaux intelligents. L'objectif de ces recherches est de créer un réseau qui permette des flux bidirectionnels d'énergie et d'informations. Aujourd'hui, de manière générale, les informations vont du consommateur aux fournisseurs et l'énergie du producteur aux consommateurs. Désormais, il faut que l'information puisse circuler facilement d'un point à un autre du réseau facilement et l'énergie doit pouvoir être déversée dans le réseau par le consommateur.
2. Les travaux de recherche existants qui s'attaquent à la résolution des problèmes liés à la gestion du réseau avec les nouvelles possibilités de communication offertes par la nouvelle infrastructure. Ici, on vise plusieurs objectifs comme (i) l'équilibre entre l'offre et la demande, (ii) l'amélioration de l'efficacité énergétique et (iii) la réduction des coûts d'exploitation.
3. Le champ d'études lié aux problématiques de protection du système tel que la protection contre les pannes, la sécurité de l'approvisionnement en énergie, la protection des données privées du consommateur ou encore la manipulation des mécanismes mis en œuvre, par un utilisateur, pour en tirer un bénéfice personnel.

L'infrastructure des réseaux électriques intelligents est dite intelligente lorsque la production, le transport et la distribution deviennent intelligents, grâce notamment aux communications bidirectionnelles. Cela permet, d'abord, aux différents acteurs d'avoir accès rapidement aux informations nécessaires, ensuite cela permet d'avoir des retours d'informations sur les opérations d'exploitation permettant de réagir lors d'un problème, ou d'ajuster les actions de réparation si celles-ci ne règlent pas le problème.

2.2.1 Une gestion intelligente de l'énergie

Au niveau de la production, le remplacement des centrales à énergie fossile par un grand nombre de générateurs d'énergie renouvelable pose le problème d'adaptation de la production en fonction de la demande. Il est assez aisé de brûler plus ou moins de combustible fossile pour équilibrer l'offre et la demande d'énergie, mais il est impossible de faire souffler plus ou moins de vent ou d'apporter plus ou moins de lumière pour faire produire les panneaux photovoltaïques. [Mol+10] proposent une méthode en trois étapes : prédiction - planification - contrôle en temps réel. Cette méthode repose sur une planification hiérarchique pour faire correspondre l'offre et la demande dans le cadre d'une production fondée sur des générateurs d'énergies renouvelables. Dans [Fra02], les auteurs présentent, selon eux, le schéma en trois étapes à suivre pour passer d'une production basée sur de grosses centrales énergétiques à une production d'énergie fondée sur un grand nombre de plus petits générateurs distribués.

La première étape de la mise en place des réseaux intelligents consiste à intégrer les générateurs d'énergies renouvelables dans le réseau. La deuxième étape repose sur l'introduction d'un système décentralisé de générateurs distribués coopérant avec le système de production centralisé. Enfin, la troisième étape consiste à avoir un système dont la plus grande partie de l'énergie est fournie par les générateurs distribués, en limitant à une plus faible quantité l'approvisionnement par les centrales. La communication entre les petits producteurs décentralisés peut leur permettre d'agir comme une centrale virtuelle. Ce concept est introduit et analysé par [And+08 ; Cal+04 ; Lom+09 ; You+09a ; You+09b]. La nouvelle infrastructure devra être en capacité d'accueillir un nombre important de véhicules électriques qui pourront tout aussi bien recharger leur batterie que reverser de l'énergie dans le réseau. [Jan+10] proposent une architecture pour la communication entre véhicules dans le but d'établir une centrale virtuelle, élaborée par un ensemble de véhicules électriques. Plus récemment, on peut citer [Ste+16] qui proposent une interface pour les consommateurs qui achètent de l'énergie pour leur véhicule électrique sur un marché, leur permettant d'être plus efficaces dans leurs négociations et [Xio+16] proposent une méthode de gestion des stations de recharge pour véhicules électriques. Ils se basent sur un modèle de tarification réaliste qui tient compte du déplacement des usagers et du comportement des recharges effectuées par les conducteurs d'EV, de la congestion du trafic et des frais de fonctionnement des stations de recharge.

Selon [Li+10a], le réseau de transmission intelligent peut être considéré comme un système de trois composantes en interaction qui sont : - le centre de contrôle intelligent, le système de transmission d'énergie intelligent et les sous-stations intelligentes. [Bos10] examinent comment les informations provenant des mesures des capteurs sur le réseau de transmission peuvent être utilisées plus efficacement pour le fonctionnement du réseau électrique en temps réel, ainsi que pour la prise de décisions concernant les choix opérationnels à effectuer pour garantir la stabilité du réseau. Ils montrent comment il est possible de permettre 1) une plus grande souplesse dans le contrôle et le fonctionnement, 2) une intelligence intégrée et 3) une résilience et une durabilité du réseau.

Pour le réseau de distribution, le problème le plus important est de savoir comment fournir de l'énergie pour mieux servir les utilisateurs finaux. Cependant, comme de nombreux générateurs distribués seront intégrés dans le réseau intelligent, ceci augmentera d'une part la souplesse du système pour la production d'électricité, et d'autre part, rendra le contrôle du flux d'énergie plus compliqué, ce qui nécessite une étude approfondie des mécanismes de transport et de distribution d'énergie intelligents. [Tak+10] proposent deux systèmes de distribution d'électricité intégrés au domicile, dans lesquels l'information est ajoutée à l'électricité elle-même et l'électricité est distribuée selon ces informations. Le premier est un système de commutation de circuit basé sur la distribution de courant alternatif (AC), et le second est un système de distribution d'énergie à courant continu (DC) via des *paquets d'énergie*.

La microgrid est l'infrastructure émergente de base des réseaux intelligents, qui peut interagir avec le réseau de transport et le réseau de distribution. L'avènement des générateurs distribués permet à une partie du réseau, étant temporairement autosuffisant, de se déconnecter du réseau principal. [LP04] présentent ce concept et analysent les changements que cela implique dans la gestion de l'énergie. Cet isolement intentionnel des productions et des consommations a le potentiel de fournir une fiabilité locale plus élevée que celle fournie par le système dans son ensemble. [Far10] présentent une vision du réseau intelligent comme un grand réseau d'interconnexions de microgrids. [Las11] ont également souligné que l'utilisation de microgrids dans le système de distribution est simple et simplifie la mise en œuvre de nombreuses fonctions du réseau intelligent. Cela comprend une fiabilité accrue, une pénétration élevée des sources d'énergie renouvelables, l'auto-guérison du réseau en cas de panne et le contrôle actif de la consommation. Par ailleurs, il améliore l'efficacité du système. Par exemple, pour l'auto-guérison, les microgrids peuvent passer en mode îlot en cas de panne sur le réseau et, par conséquent, éviter aux utilisateurs des microgrids d'être affectés.

Les travaux précités se sont attaqués aux verrous scientifiques posés par les nouvelles opportunités des réseaux intelligents. Mais de tels systèmes requièrent l'usage des données générées par le réseau. Pour permettre leur exploitation, des systèmes d'information dédiés doivent être mis en place. La section suivante montre les travaux qui s'y sont intéressés.

2.2.2 Un système d'information intelligent

Un système d'information intelligent est utilisé pour supporter la génération, la modélisation, l'intégration, l'analyse et l'optimisation d'informations dans le contexte du réseau intelligent. Si la gestion de l'énergie est l'objet principal des réseaux intelligents, le réseau devient intelligent grâce à l'information qui est recueillie, transmise, traitée, analysée puis exploitée de diverses manières. [PS11] explorent l'interopérabilité de l'intégration et de l'échange des données entre les appareils, les applications et les systèmes existants et futurs. Du point de vue du consommateur, le comptage intelligent offre un certain nombre de bénéfices potentiels. Par exemple, les utilisateurs finaux pourront être en mesure d'estimer leur facture et donc de gérer leur consommation d'énergie pour la réduire. Du point de vue des fournisseurs, ils peuvent utiliser des compteurs intelligents pour proposer des prix en

temps réel, ce qui permet d'encourager les utilisateurs à réduire leurs demandes en période de pic de consommation ou d'optimiser les flux d'énergie en fonction des informations dont ils disposent.

[Com+08] proposent un rapport sur la pénétration des compteurs intelligents aux États-Unis et leur influence sur la réponse à la demande. La mesure des données et leur contrôle sont basés sur les capteurs intégrés au réseau et les mesures de vecteurs de phase qui permettent de détecter une anomalie dans la transmission de l'énergie. [Len+07] proposent que les réseaux de capteurs soient intégrés dans le réseau électrique et permettent d'évaluer les conditions mécaniques et électriques en temps réel des lignes de transmission, afin d'obtenir une image physique et électrique complète du système en temps réel. Cela permet de diagnostiquer des défauts imminents, et de déterminer les mesures de contrôle appropriées qui pourraient être automatiquement prises et / ou suggérées aux opérateurs du système une fois qu'une condition extrême apparaît sur une ligne de transmission.

Plusieurs travaux se sont intéressés aux réseaux de capteurs sans fils qui peuvent, à moindre coût, fournir une plate-forme de détection et de communication pour la surveillance et le diagnostic à distance du système. [Gun+10] ont examiné l'application des réseaux de capteurs pour les réseaux électriques et ont présenté une étude expérimentale exhaustive dans différents environnements d'alimentation électrique. Ils ont conclu qu'avec l'utilisation des réseaux de capteurs sans fils, les dysfonctionnements du réseau électrique pourrait être détectés et isolés avant qu'ils ne provoquent des effets en cascade et conduisent à des pannes plus importantes. [Bre+10] proposent un schéma de gestion de l'énergie en boucle fermée basé sur un réseau de capteur sans fils, constituant l'architecture d'un système de gestion de l'énergie dans des installations industrielles. L'importance du plan proposé réside dans son caractère non-intrusif, intelligent et peu coûteux. L'étude réalisée par [GL06] dégage cinq exigences que les réseaux de capteurs doivent garantir : 1) Les données doivent assurer une certaine qualité de service en termes de latence et de fiabilité, 2) les capteurs doivent être bon marché et ne pas être gourmands en énergie, 3) la maintenance des capteurs doit pouvoir être assurée à distance, aisément et rapidement, 4) les capteurs doivent pouvoir résister aux éventuelles attaques d'hackers et 5) les capteurs doivent pouvoir durer et fonctionner correctement dans un environnement extérieur, leur faisant subir l'humidité, les interférences, les vibrations ou encore la poussière.

Les mesures de vecteurs de phase permettent de connaître l'état de santé du réseau. [AC10] montrent comment les mesures de vecteurs de phase peuvent être utilisées pour aider à créer une infrastructure de transmission et de distribution de l'énergie intelligente et fiable. [DLR+10] présentent une introduction technique à la mesure par vecteur de phases. Dans les futurs réseaux intelligents, un grand volume de données sera créé par une grande variété de capteurs. Ces données doivent pouvoir être gérées efficacement, ce qui implique qu'elles soient modélisées, analysées, optimisées et intégrées. [PS11] précisent que l'objectif de la modélisation des données informatiques des réseaux intelligents est de fournir un guide pour une représentation de données qui soit persistante, compatible et transférable.

Le système d'information intelligent permet de gérer les données générées par le réseau. Comme on peut le voir la plupart des travaux se sont focalisés sur des données physiques pour prévenir ou régir plus efficacement aux éventuelles pannes qu'avec les systèmes anté-

rieurs. Dans cette thèse, les données générées seront prises en compte non seulement pour garantir l'intégrité physique du réseau, mais ont, également, un impact sur les négociations de l'énergie.

2.2.3 Un système de communication intelligent

Bien qu'il y ait un accord général sur la nécessité pour les réseaux de communication de permettre un flux d'information bidirectionnel entre les différentes entités du réseau électrique, il y a encore beaucoup de débats sur les technologies spécifiques à utiliser dans chaque domaine d'application des réseaux énergétiques intelligents et sur la manière dont elles doivent être mises en œuvre [Sou+10]. Les futurs réseaux intelligents vont certainement avoir à gérer un flux bidirectionnel de données via des communications filaires et non filaires, suivant l'endroit où l'on se trouve dans le réseau. Les technologies sans fil offrent non seulement des avantages significatifs sur les technologies câblées, tels que le faible coût d'installation, le déploiement rapide, la mobilité, etc., mais conviennent également mieux aux applications à distance [Sou+10]. Le sans-fil est déjà largement utilisé dans notre vie quotidienne et peut être facilement déployé n'importe où et n'importe quand sur le réseau actuel.

Dans les technologies sans fils, on pourra citer les Wireless Mesh Network (réseau maillé sans fils) qui sont des réseaux de communication constitués de nœuds radio organisés en topologie maillée. [GH11] présentent une architecture de réseau à mailles multiples pour gérer le trafic de données en temps réel pour la communication sur le dernier mile du tronçon de communication. Le réseau est spécifiquement conçu pour fonctionner dans une structure multi-passerelles afin de répondre aux exigences en termes de fiabilité, d'auto-guérison et de rendement.

Les systèmes de réseaux cellulaires tel que la 3G et la 4G (et bientôt la 5G) utilisés par la téléphonie mobile font partie intégrante des communications dans les réseaux intelligents, essentiellement dû à l'utilisation des applications via les smartphones. [Hun+10] ont étudié un nouveau modèle de réseau dans lequel les nœuds de capteur / relais peuvent également communiquer avec d'autres nœuds d'arrière-plan en utilisant un réseau étendu tel que le réseau cellulaire et ont prouvé que la latence et le coût de transmission des données peuvent être réduits. [Hoc+10] ont proposé d'utiliser le réseau GSM et les messages SMS pour communiquer dans les réseaux énergétiques intelligents et ont proposé un système qui permet de contrôler des milliers de chargeurs de véhicules électriques mobiles à l'aide d'une simple interface de messagerie SMS.

Les systèmes de radio cognitive, composés de radios qui peuvent être programmées et configurées dynamiquement pour utiliser les meilleurs canaux sans fil à proximité, ont également été proposés pour les communications au sein des réseaux énergétiques intelligents. [Gha+10] propose une application de la radio cognitive basée sur la norme IEEE 802.22. Dans les zones rurales, l'option autonome peut fournir un accès large bande aux clients répartis géographiquement. Dans les zones urbaines, les émetteurs-récepteurs IEEE 802.22 peuvent être utilisés comme des radios secondaires pour gérer de grands volumes de données non critiques et aussi comme radios de secours dans les situations d'urgence.

[Sre+11] ont proposé une approche multicouche pour concevoir des réseaux de capteurs sans fils fiables en terme d'énergie. Leur conception permet un routage fiable et avec une faible latence, pour les réseaux de radios cognitives à grande échelle.

ZigBee, WirelessHART, et ISA100.11a sont trois technologies de communication sans fils basées sur le protocole IEEE 802.15.4, recommandé par [Aky+10] pour une utilisation au sein des futurs réseaux énergétiques intelligents. ZigBee est une technologie sans fil qui est conçue pour les applications de radiofréquence nécessitant un faible débit de données, une longue durée de vie de la batterie et un réseau sécurisé. WirelessHART utilise une architecture de synchronisation auto-organisée et auto-cicatrisante, et prend en charge le fonctionnement dans la bande 2,4 GHz. L'ISA100.11a est une norme de technologie de réseau sans fil, ouverte, développée par l'International Society of Automation.

Les communications par satellites ont également été explorées pour un usage dans les réseaux d'énergie intelligents car elles assurent une couverture mondiale et une installation rapide. [Dee+09] soulignent qu'avec des déploiements de générateurs distribués, tels que ceux basés sur l'énergie éolienne, un système de communication utilisant la technologie par satellite avec une couverture globale serait rentable et avantageux. Une telle communication peut être aisément mise en place en n'achetant que l'équipement de communication par satellite nécessaire. Il est à noter que certaines compagnies ont déjà installé ce type d'équipement.

Au niveau des communications filaires, la communication par fibre optique, déjà mise en place sur le réseau internet, sera incontournable pour la communication des données des capteurs sur le réseau électrique, en raison de sa capacité de largeur de bande élevée et de ses caractéristiques d'immunité¹ [GL06]. La communication par le courant porteur en ligne (CPL) utilise les lignes qui transportent le courant comme support pour transporter des données. Son utilisation au sein des smartgrids a donné lieu à de nombreux travaux parmi lesquels [Gal+10] qui prédit que CPL peut être le support le plus approprié pour les communications dans le réseau de distribution. Les sous-stations traditionnelles des réseaux de distribution de moyenne tension n'étant pas équipées de capacités de communication, l'utilisation de l'infrastructure électrique existante représente une alternative intéressante à l'installation de nouvelles liaisons de communication. Cela permet aux informations de circuler entre les sous-stations d'un réseau.

Enfin, au niveau des communications bout-en-bout, la solution qui vise à utiliser la technologie TCP/IP a été étudiée et analysée dans plusieurs travaux. Plus particulièrement, on pourra citer [Lob+09] qui proposent l'utilisation d'IPv6 dans le cadre des communications pour les futurs services déployés sur les réseaux énergétiques futurs. Si l'infrastructure du réseau est intelligente, le but final est de permettre la mise en place de nouveaux services dans le système électrique. Sur ce point, différents objectifs peuvent être envisagés, comme le détaille la section suivante.

1. Le gestionnaire du réseau chinois SGCC envisage de généraliser la fibre optique sur l'ensemble de son réseau

2.3 La gestion intelligente du système électrique

Le flux bidirectionnel d'énergie et d'information permet aux réseaux intelligents de faire émerger de nouvelles potentialités en terme d'amélioration de l'efficacité énergétique, de réduction des coûts d'exploitation, d'équilibre offre/demande, de contrôle des émissions et de maximisation de l'utilité. Avec le développement de nouvelles applications de gestion et de services qui peuvent tirer parti de la technologie et les mises à niveau des capacités grâce à son infrastructure avancée, le réseau devient de plus en plus « intelligent ».

2.3.1 Les différents objectifs visés

Les recherches sur la gestion intelligente du système sont classées selon trois objectifs différents.

- 1) L'amélioration de l'efficacité énergétique et le profilage de la demande
- 2) L'optimisation des coûts énergétiques et la stabilité du prix
- 3) Un meilleur contrôle des rejets d'émissions polluantes.

Le réseau actuel est dimensionné pour correspondre à la demande lors de pics de consommation. En abaissant le pic de consommation et en lissant le profil de la demande en énergie, on réduit les besoins en termes de coûts d'équipement et de capital, tout en augmentant la fiabilité du système. [Bak+10] proposent une stratégie de contrôle et d'optimisation ayant pour but de remodeler le profil de demande en énergie d'un grand groupe de bâtiments. [Iba+10] cherchent à lisser la courbe de demande pour éviter de surcharger à la fois la capacité de production et de distribution du réseau en utilisant un jeu de congestion du réseau, où chaque utilisateur répartit sa demande en réponse aux actions des autres utilisateurs. [KS10] présentent dans un premier temps un modèle d'optimisation pour déterminer le moment auquel l'appareil doit fonctionner afin de profiter de la baisse des tarifs pendant les périodes creuses. Dans un deuxième temps, il propose un mécanisme d'ordonnancement distribué pour réduire la demande de pointe dans un quartier résidentiel. Finalement, cela donne un modèle d'optimisation de la gestion de l'énergie plus puissant, basé sur la programmation dynamique, qui tient compte des contraintes de capacité électrique du réseau. [MRLG10] proposent un framework pour planifier de manière automatique la consommation d'énergie optimale dans les zones résidentielles. L'idée est de réaliser un compromis entre minimiser le coût de l'énergie et minimiser le temps d'attente pour le fonctionnement d'un appareil. Ils montrent qu'en adoptant des tarifications qui différencient la consommation d'énergie en fonction du moment de la demande et de la quantité demandée, la performance optimale globale est obtenue lorsque l'on tombe sur l'équilibre de Nash pour le problème d'ordonnancement de la consommation d'énergie.

[O'N+10] proposent un algorithme d'apprentissage en ligne afin de réduire les coûts d'énergie dans un cadre résidentiel et d'aplanir la demande énergétique. [Gho+10a] ont conçu un mécanisme d'incitation optimale pour les consommateurs. Selon leur mécanisme, les clients qui sont plus disposés à réduire leur demande globale sur l'ensemble de l'horizon de temps, qui se compose de plusieurs périodes, plutôt que de simplement déplacer leur

consommation vers les périodes creuses, tendent à recevoir des incitations plus élevées, et vice versa.

Dans le but de réduire les pertes d'énergie dans le réseau, [OH11] proposent de déterminer la production optimale d'énergie renouvelable distribuée pour minimiser les pertes d'énergie. [Atw+10] visent à minimiser la perte d'énergie grâce à la combinaison optimale de sources renouvelables et [ALO10] présentent un algorithme d'optimisation décentralisé pour minimiser les pertes d'énergie dans les réseaux de distribution.

Le contrôle des émissions polluantes a été pris en compte dans plusieurs travaux. [Gor+10] suggèrent que l'impact environnemental de l'énergie produite à partir des combustibles fossiles doit être pris en compte dans l'algorithme de planification de la demande, comme un paramètre de coût qui peut entraîner une augmentation des pics de consommation pour les périodes où les sources renouvelables ont un poids plus important dans le mix de production. Cependant, il souligne que les consommateurs devraient être prêts à accepter que leurs appareils soient programmés selon les exigences d'une programmation à faible émission de carbone. [Bu+11] ont modélisé la demande en énergie à l'aide d'un processus de Poisson et l'ordonnancement de la production d'énergie comme un processus de Markov partiellement observable (problème du bandit manchot [KAFV87]). Ils montrent qu'en ajustant les coûts des émissions de polluants, les émissions de CO₂ peuvent être réduites. [LX10] effectuent une analyse mathématique des effets de l'énergie éolienne sur le contrôle des émissions et ont développé un modèle de répartition de la consommation pour minimiser ces émissions.

D'une manière générale, les objectifs reviennent à diminuer la facture du consommateur et la pollution en se fondant sur l'utilisation des énergies renouvelables. Mais leur intégration au réseau est complexe à gérer et requiert de nouvelles méthodes et de nouveaux outils de gestion du réseau.

2.3.2 Les outils et les méthodes utilisés

Afin de s'attaquer aux différents objectifs de gestion, les chercheurs ont adopté diverses méthodes et outils. [O'N+10] utilisent l'apprentissage en ligne pour estimer l'impact des prix futurs de l'énergie et les décisions des consommateurs sur les coûts à long terme, pour ensuite planifier l'utilisation des appareils des consommateurs. [Fan+11] utilisent l'apprentissage en ligne pour analyser les stratégies de gestion des énergies renouvelables dans les microgrids. Plus spécifiquement, un acheteur essaie de maximiser son profit en sélectionnant la meilleure source d'énergie renouvelable. Bien que le profil de production de la source d'énergie renouvelable ne soit pas connu à l'avance, ils ont prouvé que lorsque l'horizon temporel est suffisamment grand, la limite supérieure de l'écart, entre le bénéfice escompté et obtenu, à chaque intervalle de temps, en utilisant la source d'énergie renouvelable optimale d'après leurs stratégies, est faible.

La théorie des jeux peut aider à concevoir des systèmes efficaces lorsque l'on s'attaque à des situations plus réalistes ou l'on suppose que l'agent peut ne pas être coopératif. [Che+10a] caractérisent les équilibres résultants dans les marchés concurrentiels et oligopolistiques, et proposent des algorithmes de réponse à la demande, distribués.

Les enchères peuvent être utilisées pour la vente d'énergie au sein d'un marché. Les auteurs de [HP08 ; Moh+10] ont proposé une offre de réduction de la demande, sous la forme de programmes de réponse à la demande. Durant un pic de consommation, les clients envoient des offres de réduction de leur consommation aux gestionnaires du réseau, comprenant leur capacité de réduction et le prix qu'ils demandent pour cette réduction. Ce programme encourage les consommateurs à effectuer des baisses aux prix auxquels ils sont prêts à le faire.

De nouveaux objectifs peuvent être atteints par le réseau intelligent, notamment par la mise à disposition d'une multitude de nouvelles données ; la question de la sécurité se pose donc.

2.4 La protection intelligente

Le système de protection intelligent des réseaux énergétiques doit non seulement assurer le bon fonctionnement de l'infrastructure du réseau contre les erreurs des utilisateurs, les pannes d'équipements et les catastrophes naturelles, mais aussi contre les cyberattaques délibérées venant de personnes malveillantes.

2.4.1 La fiabilité du système et la protection contre les pannes

La fiabilité est la capacité d'un composant ou d'un système à exécuter les fonctions requises dans des conditions indiquées pendant une période donnée. [Che+10b] proposent de tirer parti des nouvelles architectures telle que la microgrid, pour simplifier l'impact de la production distribuée au sein du réseau. Ils ont montré que la production d'électricité locale, même en introduisant un petit nombre de générateurs locaux dans le réseau, peut réduire considérablement les risques de défaillances en cascade. [MK10] ont observé qu'un mélange idéal d'applications des réseaux intelligents (par exemple la répartition des sources renouvelables, la réponse à la demande et le stockage) conduit à une demande en énergie plus constante ; ce qui améliore finalement la fiabilité. Cependant, pour y parvenir, il faut adopter une approche systématique et élaborer une vision commune pour intégrer de manière cohérente les technologies nécessaires au réseau. Ils ont proposé une architecture pour représenter concrètement cette vision. [Gho+10b] ont utilisé une méthode incrémentale, en commençant par simuler une microgrid, mais avec une conception évolutive qui peut croître hiérarchiquement en un modèle plus complet.

Un tel simulateur peut nous aider à comprendre les enjeux des réseaux énergétiques intelligents et à identifier les manières d'améliorer le réseau électrique. [Gor+10] ont proposé de modéliser à la fois le réseau de communication et le réseau électrique en utilisant la simulation. Ce modèle fournit des moyens pour examiner l'effet des défaillances de communication.

La prévision et la prévention des défaillances jouent un rôle important dans le système de protection intelligent, car elles permettent de les éviter. Lorsque le système tombe en panne, leur identification, leur diagnostic et leur réparation sont nécessaires pour que celui-ci se

rétablisse et fonctionne normalement. [Che+11] ont développé une approche pour identifier efficacement les modes de défaillance les plus probables dans un réseau électrique donné. Ils ont constaté que si le mode de fonctionnement normal du réseau est suffisamment sain, autrement dit les défaillances sont suffisamment clairsemées, cela nous amène à affirmer que ces dernières sont causées par des fluctuations de consommations sur seulement quelques lignes. Leur technique peut aider à découvrir les lignes qui se trouvent être les maillons faibles du réseau, fournissant ainsi une approche prédictive pour améliorer la fiabilité de tout système d'alimentation. [Vai+10] proposent d'utiliser les mesures de vecteurs de phase pour identifier les parties stables du réseau et les endroits où l'on peut ajouter de l'énergie sans causer de problème. Un processus automatisé surveille en permanence les contraintes de tension, les limites thermiques et la stabilité en régime permanent de manière simultanée. Cette approche peut être utilisée pour améliorer la fiabilité du réseau de transport, et ainsi prévenir les pannes.

[TO08] ont développé un algorithme qui utilise des informations topologiques, ainsi que des mesures de vecteur de phase pour détecter les pannes. En plus de repérer la ligne défaillante, leur algorithme fournit une estimation du flux posant problème sur cette la ligne. [ZA10] ont montré que l'identification de certaines erreurs de paramétrages, en se fondant sur des mesures classiques, n'est pas toujours possible. Ils ont donc décrit la nécessité d'effectuer des mesures de phases pour surmonter cette limitation. [HZ10] proposent d'utiliser des modèles graphiques probabilistes pour modéliser les données des mesures de phases corrélées spatialement et d'utiliser des tests pour diagnostiquer les pannes. [Cal+11] ont modélisé les détails du système de protection du réseau de distribution avec un réseau de Petri et ont présenté une méthode basée sur cette modélisation pour détecter et identifier les défaillances dans la transmission de données et les défauts dans le réseau de distribution. [O'N+10] ont suggéré que la capacité de décision soit distribuée entre les différents appareils situés dans les sous-stations. Ils proposent de pré-charger dans ces dispositifs distribués un niveau d'information suffisant pour qu'ils puissent adopter des actions automatiques appropriées en cas de défaillance du système, sans avoir à attendre les instructions du contrôleur central. Ils ont constaté que lorsqu'ils sont couplés à une architecture de communication distribuée plutôt que hiérarchique, le pré-chargement de données dans les sous-stations, couplé à un ensemble d'instructions à adopter, peut améliorer de manière significative la fiabilité du réseau, tout en réduisant simultanément l'impact en temps réel de la perte de contrôle.

La protection des microgrids est également un sujet de recherche important puisque celles-ci seront largement utilisées dans les réseaux énergétiques intelligents. [Hau+99] ont examiné plusieurs problèmes de protection qui doivent être traités pour faire fonctionner avec succès une microgrid lorsque les gestionnaires du réseau connaissent des conditions anormales, et ont souligné qu'il y existe deux ensembles distincts de problèmes à résoudre. Le premier consiste à déterminer quand une microgrid doit s'isoler pour faire face à des conditions anormales que le gestionnaire peut rencontrer, le second consiste à fournir à la microgrid une protection coordonnée suffisante contre les défauts en fonctionnant comme un îlot séparé du réseau. [NL07] indiquent que la philosophie de protection des microgrid est d'avoir les mêmes stratégies de protection pour les opérations d'îlotage et de reconnexion

au réseau et qu'il est important que les fonctions de protection aient une fonctionnalité plug-and-play. [Tum+07] visent à mettre au point des systèmes de protection, de contrôle et d'automatisation des microgrids, et décrivent plusieurs schémas couvrant les applications urbaines et rurales.

[Sor+10] proposent un système de protection utilisant des relais numériques avec un réseau de communication pour la protection de la microgrid et explorent sa fiabilité lorsque l'on ajoute une ligne supplémentaire afin de former une structure bouclée. [Sal+09] proposent une conception de système de protection de microgrid à courant continu et basse tension. Ils ont présenté les principes de fonctionnement et les caractéristiques techniques des dispositifs de protection, disponibles et en phase de recherche. Ils ont également discuté de différentes méthodes de détection des défauts. La complexification du système peut être source de pannes et les données peuvent être une source de convoitise. Les travaux que nous allons présenter dans le prochain chapitre s'attaquent à ces problématiques.

2.4.2 La sécurité et la confidentialité des données

La sécurité est un jeu sans fin, opposant les attaquants à ceux qui protègent leurs données. Les futurs réseaux énergétiques ne font pas exception à ce paradigme.

[McL+09] ont étudié les moyens utilisés par un adversaire pour frauder en manipulant les systèmes de capture de données. Ils ont vérifié la viabilité de ces attaques en procédant à des tests de pénétration. Ils ont conclu que non seulement le vol est encore possible dans les systèmes de capture de données, mais que les dispositifs actuels introduisent une myriade de nouveaux vecteurs pour y parvenir. [VG10] ont proposé une méthode sûre pour que les fournisseurs d'énergie puissent faire écho aux lectures d'énergie qu'ils reçoivent des compteurs intelligents aux clients, afin que les gestionnaires de réseau puissent vérifier l'intégrité du compteur intelligent. De plus, leur mécanisme peut garantir la confidentialité théorique de l'information, résolvant ainsi le problème de la fuite potentielle de confidentialité.

Les compteurs intelligents ont également des conséquences imprévues sur la confidentialité des clients. Afin de résoudre les problèmes de confidentialité liés à ces compteurs intelligents, certaines approches ont été proposées. [Li+10b] ont développé une approche d'agrégation de données, dans laquelle l'agrégation est effectuée sur tous les compteurs intelligents d'un groupe défini de prosumers. L'utilisation du cryptage homomorphe permet de sécuriser les données en cours de transmission. Par conséquent, les compteurs intermédiaires ne voient aucun résultat intermédiaire ou final. [Li+10c] ont proposé de comprimer les données provenant des compteurs, ce qui permet d'améliorer la confidentialité et l'intégrité des relevés de compteurs. [Kal+10] ont introduit un système de signature de consommation qui protège la confidentialité des données de comptage intelligent. Ils ont proposé un modèle dans lequel la quantité d'énergie nécessaire peut cacher (partiellement) la demande du consommateur, en configurant un routeur d'énergie pour déterminer la puissance fournie ou requise par une batterie rechargeable. Un tel système permet aux utilisateurs de contrôler (dans une certaine mesure) leur consommation d'énergie et leurs données énergétiques domestiques.

Le fonctionnement efficace des réseaux énergétiques intelligents dépend des dispositifs de mesure précisément déployés. [San+10] ont défini des indices de sécurité pour quantifier le moindre effort nécessaire afin d'atteindre les objectifs d'attaque. [Yua+11] ont développé le concept d'attaques de redistribution de consommation, un type spécial d'attaques par injection de fausses données, et ont analysé leurs dommages sur le fonctionnement du système d'alimentation à différents niveaux et avec différentes limitations de ressources d'attaque. Afin d'améliorer la sécurité et la confidentialité de la transmission de l'information, les chercheurs ont proposé diverses solutions. [Lu+10] ont suggéré que la conception de contre-mesures aux attaques visant l'intégrité des données et la confidentialité de l'information devrait tenir compte de la conception du protocole d'authentification et de la détection des intrusions. En outre, [Khu+10] ont proposé un ensemble de principes de conception et ont discuté des pratiques d'ingénierie qui peuvent aider à garantir l'exactitude et l'efficacité des normes d'authentification dans les protocoles. Ces principes de conception incluent des noms explicites, un encodage unique, des hypothèses de confiance explicites, l'utilisation d'horodatages, des limites de protocole, la libération de secrets et des paramètres de sécurité explicites.

Les deux points majeurs de la protection intelligente du système concernent les pannes ou les dysfonctionnements sur le réseau physique ainsi que ceux qui se rapportent à la couche informatique. Dans le cadre de cette thèse nous considérons qu'aucun problème de ce type ne survient.

2.5 Les projets démonstrateurs des smartgrids existants

À côté des études académiques dans le domaine des smartgrids, les instances politiques ont lancé le financement de projets public/privé, visant à tester dans un cadre réel les possibilités offertes par les évolutions technologiques permettant d'améliorer le réseau. Nous allons, ici, présenter différents projets démonstrateurs qui visent à montrer la viabilité et la faisabilité des évolutions proposées.

2.5.1 Le projet européen Grid4EU

Le programme GRID4EU est composé d'un consortium de six entreprises européennes (ERDF, ENEL, IBERDROLA, CEZ, VATTENFALL et RWE). Le but étant d'expérimenter le potentiel des réseaux électriques intelligents dans les domaines tels que l'intégration des énergies renouvelables, le développement des véhicules électriques, l'automatisation des réseaux, le stockage de l'énergie, l'efficacité énergétique ainsi que les solutions d'effacement via l'étude en condition réelle de sept démonstrateurs (voir Figure 2.7). Ce programme [@Gri] recherche la complémentarité entre les différents projets, avec notamment des actions transverses de recherche et de partage des résultats, entre les différentes entités concernées. GRID4EU s'appuie, également, sur les compétences d'autres partenaires

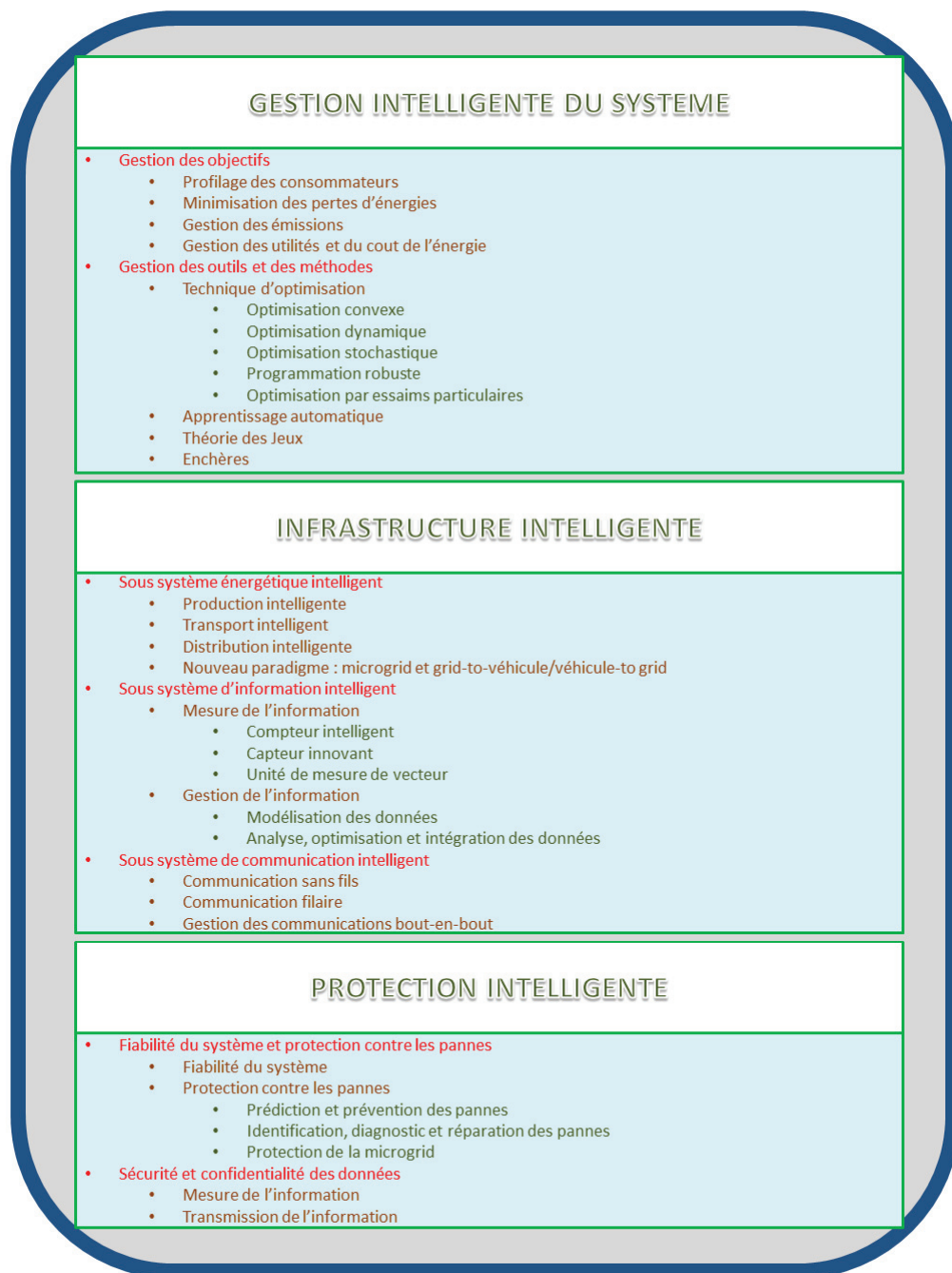


Fig. 2.7: Les différents champs de recherche dans le domaine des smartgrids

industriels et scientifiques, ce programme fédère ainsi une trentaine de partenaires en provenance d'une dizaine de pays de l'union européenne.

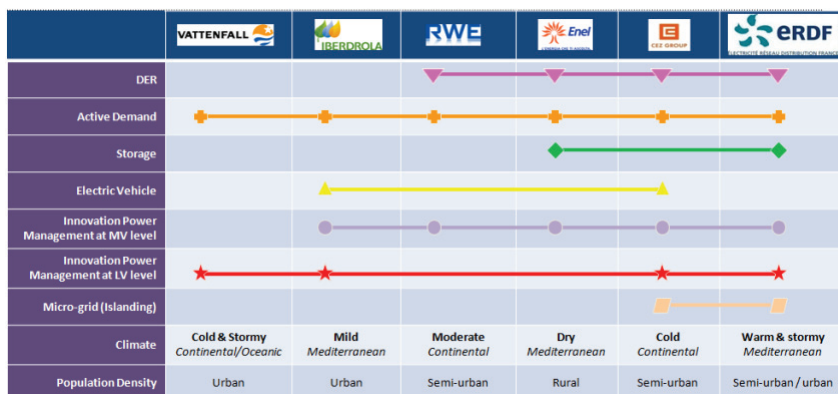


Fig. 2.8: Les différents démonstrateurs du programme Grid4EU

Le démonstrateur NiceGrid

Ce projet [@Nic], situé à Carros, sur le territoire de la Communauté Urbaine Nice Côte d'Azur, vise à mettre en place un démonstrateur de « quartier solaire intelligent » regroupant des fonctionnalités de réseaux innovantes dans une zone à forte pénétration de panneaux photovoltaïques. Il s'agit, notamment, de tester le pilotage de la consommation en aval du compteur. Le démonstrateur prévoit la mise en place par ERDF de 500 à 1500 compteurs communicants Linky. Il est prévu de tester la gestion des usages, en aval des compteurs, selon les critères suivants : ECS (Eau Chaude et Sanitaire), chauffage, climatisation, processus industriels et artisanaux. NICE GRID vise à étudier l'ensemble des problématiques liées au concept de réseaux intelligents du futur :

- Optimisation de l'exploitation d'un réseau moyenne et basse tension avec insertion massive sur le réseau d'énergies renouvelables décentralisées et intermittentes (principalement photovoltaïque).
- Fonctionnement d'une zone de consommation autonome isolée du réseau principal et dotée de ses propres moyens de production photovoltaïque et de stockage électrique.
- Comportement des clients — résidentiels et professionnels - qui deviennent acteurs de leur production, de leur consommation et du stockage de l'électricité.
- Modèles d'affaires liés à la rémunération des différents acteurs offrant de nouveaux services tels le pilotage des consommations ou le stockage électrique.

Le démonstrateur D'ENEL

Ce démonstrateur [@Ene] constitue l'une des opérations principales d'un projet plus large, de l'UE, intitulé " Démonstration à grande échelle de solutions avancées de réseau d'électricité intelligent à fort potentiel de reproduction et de modularité pour l'Europe " (GRID4EU). La nécessité d'un système de distribution des réseaux d'électricité intelligents a été mise en avant par le développement de la production distribuée, dans la plupart des cas, issue de sources d'énergies renouvelables, et qui est soumise à des fluctuations aléatoires dues aux conditions météorologiques ou à l'alternance jour-nuit. Par conséquent, le projet de démonstration italien présente le contrôle actif des installations de production distribuée reliées au réseau moyenne-tension afin de maximiser l'intégration de la production renouvelable au sein de ce réseau. Au cœur du projet, il y a un système de contrôle avancé qui communique par l'intermédiaire d'un système de communication à large bande avec les générateurs d'énergie renouvelable et avec l'ensemble des installations du réseau moyenne tension concernées, y compris avec les dispositifs de stockage. Le système final est, par conséquent, capable de contrôler les flux d'électricité et les niveaux de tension afin d'intégrer correctement la production distribuée dans le réseau, mais aussi de tester différentes solutions pour stocker l'énergie.

Le démonstrateur D'IBERDROLA

Iberdrola Distribución a entamé la mise en place de compteurs intelligents en Espagne, sur demande du Gouvernement. Le démonstrateur [@Ibe] part de cette initiative, et est développé pour répondre à un double objectif :

- Améliorer la qualité du service apporté aux clients en renforçant la connaissance et la conduite des réseaux.
- Permettre au client d'avoir une meilleure information concernant sa consommation, afin de l'optimiser.

Les domaines à couvrir par le démonstrateur, sont les suivants :

- Utilisation des informations fournies par les compteurs intelligents pour avoir une meilleure connaissance de l'état des réseaux basse tension (connaissance immédiate des coupures, des amplitudes électriques hors limites, de la qualité de l'onde).
- Surveillance, depuis le poste de distribution des lignes basse tension, pour évaluer les surcharges, les déséquilibres, etc.
- Évaluation des pertes (techniques et non techniques) en comparant les totaux du poste de distribution au cumul des clients, heure par heure.
- Renforcement de la conduite des réseaux moyenne tension par la surveillance des amplitudes électriques et la mise en place d'une détection efficace des défaillances (qui permettra de prendre des mesures adéquates sur le réseau pour résoudre ces défaillances).

- Apport aux clients d'une meilleure connaissance de la consommation par les clients, ainsi que des opportunités à faire des économies et apport d'informations concernant la situation du réseau (par exemple, en cas de perturbations).

L'ensemble des éléments susmentionnés implique des améliorations des systèmes de conduite et de supervision des réseaux et des compteurs.

Le démonstrateur de ČEZ

Le projet de démonstration « Smart Région » [Cze] fait partie d'un grand projet collaboratif mené à l'échelle de l'Union Européenne. Ce projet a pour finalité de valider le concept de réseau intelligent dans le réseau de distribution de la ville de Vrchlabi, en République tchèque. Au sein du projet, le concept de réseau intelligent implique un nouveau modèle de réseau de distribution capable d'assurer, de manière intelligente et efficace, l'intégration et la gestion de la génération d'énergies renouvelables, de la mobilité électrique et du rôle actif des consommateurs. Le principal objectif du projet " Smart Région " est de démontrer qu'un approvisionnement nouveau, efficace, durable, économique, sûr et fiable, en électricité, est possible. Plusieurs tâches contribuent à la réalisation de l'objectif global du projet : (i) l'automatisation des réseaux moyenne et basse tension, existants, (ii) la mise en place de compteurs intelligents et d'une approche active d'implication des clients, (iii) la mobilité électrique au sein du réseau et (iv) l'exploitation automatique des microgrids. Le projet " Smart Région " est mis en œuvre dans le cadre d'un partenariat avec quatre entreprises qui sont parties prenantes dans le domaine des réseaux d'électricité intelligents : ABB République tchèque, CISCO République tchèque, Current Technology International et Siemens République tchèque. Ces sociétés apportent le savoir-faire et les technologies innovantes nécessaires à la mise en application du projet de démonstration.

Le démonstrateur de Vattenfall

Le démonstrateur de Vattenfall pour le projet GRID4EU se situe dans la ville d'Uppsala [Vat]. Ce projet a pour objectif de valider l'hypothèse selon laquelle le contrôle des réseaux de distribution basse tension recourant à la gestion automatique des compteurs (Automatic Meter Management ou AMM) et utilisant du matériel intelligent dans les réseaux basse tension, permet d'avoir davantage de production distribuée tout en améliorant la qualité de l'approvisionnement en électricité pour le client. La mise en place de la technologie de gestion automatique des compteurs (AMM) est une conséquence importante et une première mesure nécessaire vers l'instauration de réseaux d'électricité intelligents contrôlables et supervisés. Avec l'installation des compteurs intelligents, des possibilités ont vu le jour pour surveiller les fluctuations du passage de l'électricité dans les réseaux basse tension dues à la production locale, mais aussi pour que les consommateurs puissent contrôler leur demande de façon active. Dans un environnement compétitif, Vattenfall s'est orienté vers les réseaux d'électricité intelligents contrôlables et supervisés au niveau de la

basse tension en procédant prudemment par étapes afin de ne pas décevoir les demandes des clients et de ne pas dépasser les disponibilités d'investissement.

Le démonstrateur de RWE

L'opération de démonstration menée par RWE en Allemagne [Rwe], autour de la municipalité de Reken (dans la région de Rhénanie-du-Nord-Westphalie) est centrée sur l'amélioration de la surveillance et sur le contrôle avancé du réseau moyenne tension (MT). En raison du développement attendu de l'intégration des ressources d'énergie décentralisées dans les réseaux MT ainsi que dans les réseaux basse tension (BT) subordonnés, la nécessité à moyen terme d'une surveillance de réseau avancée et d'un contrôle de celui-ci au niveau MT est prévisible. Actuellement, il n'existe ni installation de surveillance du réseau MT, ni capacité de contrôle à distance des commutateurs et des transformateurs du réseau MT de RWE. Le réseau autour de la municipalité de Reken a été choisi pour différentes raisons, notamment parce qu'il présente déjà un équilibre presque parfait entre la capacité du photovoltaïque et de l'éolien et la charge maximale. De plus, on s'attend à une augmentation massive de la génération décentralisée dans les années qui viennent. Ce projet suggère que la mise en place de systèmes multi-agents autonomes pour la surveillance et le contrôle automatisé des réseaux MT est une solution possible pour une meilleure utilisation de ces réseaux MT.

Dans le cadre de l'optimisation classique des réseaux et pour avoir un système de télésurveillance et d'acquisition de données (Supervisory Control and Data acquisition : SCADA) à la valeur maximale dans la démonstration de RWE, ce démonstrateur propose d'adopter une approche alternative pour un meilleur rapport coût-efficacité. Des agents intervenant de façon autonome sont installés et répartis aux emplacements critiques du réseau. Ils communiquent entre eux et avec des détecteurs, soit à titre d'exemple les compteurs intelligents, pour déterminer l'état actuel du réseau MT. À partir de l'ensemble des données disponibles, ces agents prennent leurs propres décisions, comme pour commuter ou régler des transformateurs ou des RED pour faire fonctionner le réseau MT de manière optimisée. Ces décisions ne sont pas prises en toute indépendance, car les agents les négocient entre eux. Ils donnent des ordres à des acteurs, comme les commutateurs contrôlables à distance des points de déconnexion. Les décisions et les ordres des agents sont transmis à un centre de contrôle assurant une surveillance et pouvant également intervenir ou rejeter les ordres des agents, si nécessaire. Pour des raisons de sécurité, ce centre de contrôle est capable de bloquer des sections spécifiques du réseau pour permettre à ces derniers d'effectuer des ajustements. Ainsi, le centre de contrôle est informé en permanence de la topologie du réseau. La valeur ajoutée par le système d'agents proposé par rapport à un système conventionnel réside dans sa robustesse et dans ses faibles besoins de maintenance. Les approches centralisées impliquent un niveau plus élevé de maintenance quand il s'agit d'apporter des modifications au système. Par comparaison, des agents parfaitement répartis détectent eux-mêmes leur environnement et tirent leurs propres conclusions pour prendre des mesures en

fonction de cet environnement. Cela signifie que le système d'agents s'adapte aux changements des conditions du réseau, ce qui accroît sa robustesse.

2.5.2 Le projet GreenLys

Le projet GreenLys [Bun13] a pour but de concevoir un démonstrateur de réseau électrique intelligent (smart grids) de référence à l'échelle urbaine française en vue de l'optimisation du système électrique futur. À l'heure où le réseau doit intégrer davantage de production d'énergies renouvelables, c'est-à-dire décentralisées et intermittentes, les smart grids visent à assurer l'équilibre de l'offre et de la demande d'électricité à tout instant. Le réseau doit être suffisamment équipé pour gérer les pointes, anticiper les anomalies, s'auto-réparer, et accompagner le client final dans sa propre consommation d'électricité en vue de limiter son empreinte écologique. GreenLys a expérimenté le rôle-clé du consommateur résidentiel dans une situation de gestion active de la demande et de maîtrise de la consommation. Il a été proposé au consommateur des équipements dédiés, des offres et des services smart grids et un accompagnement personnalisé. L'appropriation de ces solutions et l'engagement des clients testeurs ont fait l'objet d'études sociologiques, permettant aux acteurs de la filière de segmenter leur offre. Accélérateur d'innovations, GreenLys a aussi démontré la pertinence du compteur communicant Linky et de son infrastructure connectée, tant pour améliorer la gestion quotidienne de l'énergie que pour planifier le réseau. L'approche globale de GreenLys offre aux acteurs du projet des opportunités considérables. Ils disposent ainsi de technologies et de services innovants (comme l'effacement à distance et le suivi de consommation en temps réel, par exemple) qu'ils pourront déployer dans leur offre future. Ils ont aussi accès à des conclusions d'études précises portant sur les conditions de création de valeur tant économique que technologique, sociétale ou environnementale. Enfin, ils sont en capacité de proposer des recommandations d'action pour un système électrique performant et adapté aux enjeux de la transition écologique, générateur d'une véritable filière économique et industrielle. L'adhésion au projet est forte : 82 % des ménages se sont dit « satisfaits » ou « très satisfaits » de l'expérimentation et 84 % sont déjà prêts à recommander le bouquet d'offres GreenLys à leurs proches.

Parmi les autres projets on pourra citer Smart Campus [Sma] qui est un Démonstrateur de technologies Smart Grids lié à l'électromobilité sur un campus. Le projet Watt& moi (<http://www.enedis.fr/watt-moi>) vise à mettre en place un dispositif pédagogique expérimental autour des données de consommation Linky. Au niveau des projets hors Europe, on pourra mentionner Transactive control, qui est un projet dans le nord du pacifique qui cherche à coordonner l'exploitation des systèmes distribués pour la production, la transmission et la distribution pour atténuer la variabilité de la consommation et de la production.

La transition d'un système basé sur des infrastructures centralisées à un réseau intelligent et plus efficace, sous différents points de vue (robustesse, efficacité, stabilité, etc.), a été

rendue possible par l'apparition des nouvelles technologies de l'information. Ceci a mis en ébullition le monde de la recherche académique qui a défini trois grands domaines dans lesquels des défis restent à relever pour aboutir à un système permettant de produire et de consommer plus intelligemment, afin de relever les défis énergétiques de demain. Les industriels et les politiques leur ont emboîté le pas. Des projets démonstrateurs se sont mis en place et confirment que l'évolution du système énergétique ne restera pas dans les publications scientifiques. Malgré tout, des questions restent en suspens que ce soit du point de vue législatif, de l'industrialisation ou encore de la recherche, comme nous allons le voir dans la section suivante.

2.6 Les systèmes multi-agents pour l'énergie

La modélisation multi-agents se trouve être particulièrement adaptée à l'étude des futurs réseaux intelligents, car elle permet de modéliser finement les différents acteurs ; mais l'avantage principal est de pouvoir modéliser les interactions entre les acteurs qui prennent la forme de négociations dans ce cas précis.

2.6.1 Les coalitions et les coopératives

Dans le domaine des systèmes multi-agents plusieurs travaux se sont portés sur l'étude de la formation de coalitions ou de coopératives d'agents consommateurs avec comme objectifs de diminuer la facture énergétique, diminuer les pics de consommation et augmenter l'efficacité du stockage dans les batteries.

Dans [Vin+12b], les auteurs proposent un mécanisme de formation de coalitions dans lequel les agents forment une coalition qui simule un consommateur virtuel d'énergie (*Virtual Energy Consumer*) qui achète le maximum d'énergie sur le marché à terme (voir Section 3.5.2) où l'énergie est bon marché. Si l'agent a besoin d'ajuster sa consommation sur un créneau horaire donné, il achète son énergie sur le marché spot (voir section 3.5.2) où l'énergie est plus chère. En coopérant, les agents achètent plus d'énergie sur le marché à terme et compensent leurs écarts. Néanmoins, leur travail se focalise surtout sur la formation de coalitions stables et ne modélise pas des prix qui varient en fonction de l'offre et de la demande, que ce soit sur le marché à terme ou sur le marché spot où les prix sont censés être plus volatiles. Dans [Rob+12], les auteurs proposent un mécanisme de formation de coopératives dans lequel des agents producteurs d'énergie s'unissent pour vendre de l'énergie. Ces agents estiment de manière plus ou moins précise leur production et sont récompensés financièrement en fonction de leur production et de leur capacité à la prédire correctement. La mise en coopérative des agents (et de leur moyen de production) permet de garantir un certain niveau de production. Dans [AC13], les auteurs proposent un regroupement des agents en coopératives pour bénéficier de remises tarifaires. Dans leur modèle, les fournisseurs effectuent des remises seulement si les consommateurs peuvent déplacer une quantité conséquente d'énergie. Dans ces travaux, la coopérative sert à agréger les effacements pour pouvoir atteindre le seuil d'énergie effacée et à partir duquel les

fournisseurs procèdent à une remise.

Dans [Vei+13], les usagers appartiennent à une coopérative gérée par un agent. Celui-ci les incite à consommer à certains moments plutôt qu'à d'autres, pour que la coopérative profite de tarifs avantageux. Afin de pousser les consommateurs à déplacer leur consommation, l'agent qui gère la coopérative leur envoie un tarif virtuel. Ce tarif peut être différent de celui proposé par le fournisseur afin que la coordination des plans de consommation, qui correspond au planning des consommations créneau par créneau, des agents, soit optimale, c'est-à-dire que la consommation totale, créneau par créneau, pour tous les agents, soit effectuée de telle manière que les agents puissent profiter au mieux de la variation des tarifs (tous les agents ne consomment pas forcément plus quand les tarifs sont peu chers sinon le prix augmentera étant donnée l'augmentation de la demande).

Dans [Ala+13], les auteurs ont étudié la formation de coalitions d'agents dans le but de réduire l'utilisation des batteries. Leur but est d'en augmenter la durée de vie en limitant le nombre de cycles des batteries, et les pertes dues à une charge trop importante. Dans [Rob+14], les auteurs étudient la tarification POU [Vin+14] et analysent les cas de multiples tarifs pouvant être proposés par différents fournisseurs. Ils étudient la structure que doit prendre un groupe d'agents pour acheter de manière efficace, dans ce contexte. [MM13] étudient le problème de la distribution optimale de l'énergie en utilisant la théorie du processus de décision Markovien (MDP), la taille de la coalition est modifiée de manière dynamique, et elle est constituée d'un gestionnaire garant de la stabilité du réseau de la microgrid ainsi que de plusieurs consommateurs. D'une part, le gestionnaire de la microgrid doit décider de la taille de la coalition afin d'utiliser l'énergie produite de manière optimale ; d'autre part, le consommateur doit décider de ses stratégies de manière à optimiser le compromis entre les coûts, qui comprennent les coûts de communication et de distribution d'énergie, et une fourniture efficace en énergie. En utilisant le MDP, les auteurs montrent comment la coalition peut être formée dynamiquement, en garantissant au consommateur une distribution d'énergie efficace.

[Vin+12a] exploitent les relations sociales entre les consommateurs pour les organiser en un VEC (Virtual Energy Consumer), afin d'obtenir un rabais sur l'électricité via un achat collectif. Plus précisément, ils modélisent ce problème comme un jeu de formation de coalition et proposent un algorithme, basé sur la programmation linéaire pour la formation des VECs. Les VEC formés par leur algorithme sont à la fois efficaces (c'est-à-dire qu'ils minimisent la somme des paiements des utilisateurs) et stables (c'est-à-dire qu'aucun utilisateur n'est incité à rompre le VEC).

[Mih+11] introduisent un modèle dynamique basé sur des coalitions dans des environnements distribués où des agents négocient. Le mécanisme de formation de coalitions mis en place permet une adaptation de l'organisation des groupes d'agents, en convergeant vers des configurations stables. Ils ont mis en évidence l'applicabilité de cette approche à travers la conception d'un schéma adaptatif distribué pour la formation de microgrids dans le réseau électrique intelligent. [CG10] considèrent le réseau électrique comme un système auto-organisé, composé de fournisseurs de services autonomes et égoïstes, qui s'organisent en communautés virtuelles. Chaque fournisseur de service a pour objectif de maximiser son profit. En utilisant la théorie des jeux, ils formalisent la répartition des res-

sources entre les fournisseurs comme un problème de formation de coalitions et proposent un framework pour le modéliser et le résoudre. En utilisant ce framework, ils proposent un système de gestion des ressources qui permet la formation d'organisations virtuelles entre les gestionnaires de services dans un réseau intelligent.

[Lua+14] proposent un système coopératif de consommation d'énergie basé sur la formation de coalitions, adapté pour les marchés de l'électricité dans le réseau intelligent. L'avantage de ce système est qu'il peut utiliser les relations de coopération entre les consommateurs pour faire des économies et en même temps prendre en considération le bien-être social. Ce modèle prend en compte le système de tarification du fournisseur, la fonction de bien-être des coalitions de consommateurs, ainsi que l'algorithme de formation de coalitions, basé sur un ordre de Pareto (qui permet de prendre en compte à la fois la rémunération et le bien-être social dans l'ordonnement des propositions). Les résultats obtenus montrent qu'une partition stable des consommateurs peut être formée dans la zone concernée et qu'une utilité plus élevée pour les consommateurs, en même temps qu'un bien-être social supérieur, peuvent être obtenus, par rapport aux méthodes non coopératives.

[MG14] modélisent la formation d'organisations virtuelles dans un réseau en utilisant des concepts issus de la formation de coalitions, et proposent un mécanisme de formation d'organisations virtuelles. Ce mécanisme permet aux fournisseurs de services de s'organiser en communautés virtuelles, permettant de réduire les coûts d'exécution et garantissant un profit maximum pour les gestionnaires. Le mécanisme garantit la stabilité des organisations, c'est-à-dire que les gestionnaires n'ont pas d'incitations à se détacher de leur organisation pour en rejoindre une autre. [Yas13] analysent la coopération d'agents et la formation de coalitions dans un contexte où les possibilités coopératives d'une coalition sont dérivées des points d'équilibre d'un système dans lequel les agents sont à priori non-coopératif. En particulier, ils discutent de la répartition optimale de la rémunération des agents sous le concept de jeux en forme de fonction de partition, et montrent que ce concept permet aux agents de s'auto-organiser en partitions stables composées de coalitions d'agents. [Amp+13] se penchent sur l'intégration d'un système de production couplé à un système de stockage intégré dans les zones résidentielles. Ils proposent un mécanisme de coordination dans un cadre comprenant de multiples systèmes de production-stockage, basé sur les systèmes multi-agents et la formation de coalitions. Dans cette optique, ils ont testé deux outils inhérents aux formations de coalitions, qui sont la valeur de SHAPLEY et le *nucleolus* et montrent que ces méthodes peuvent inciter les consommateurs à investir dans de tels systèmes. Enfin, [AC16] proposent un modèle pour l'effacement des consommations au sein des coopératives de prosumers, basé sur le modèle distribué de monnaies électroniques. Dans ce modèle, chaque prosumer est récompensé s'il contribue à effacer une partie de la consommation de la coopérative quand celle-ci en a besoin. La récompense est calculée en fonction d'un score qui incite les prosumers à estimer leur consommation ainsi que leur production et à ne pas produire d'écart entre les estimations et la consommation réelle, ce qui participe à aplatir la courbe de demande en énergie.

2.6.2 La négociation entre prosumers dans les réseaux intelligents

Les systèmes multi-agents sont particulièrement adaptés au domaine des réseaux intelligents dans lesquels plusieurs entités autonomes négocient pour l'achat et la vente d'énergie. [Lam+10] ont mis en place une plate-forme de marché pour coordonner les fournisseurs d'électricité, les consommateurs et les prosumers. Ces acteurs du marché mettent en œuvre une stratégie générique d'appel d'offres, qui peut être régie par des politiques locales. Ces politiques représentent de manière déclarative les préférences ou les contraintes des différents acteurs. Une coordination efficace entre les agents est réalisée grâce à un mécanisme de marché qui incite les agents à révéler leurs politiques en toute honnêteté. En connaissant les politiques, une solution efficace pour le système global peut être déterminée. Comme preuve de la mise en œuvre du concept, la plateforme de marché D'ACCORD est proposée. Elle permet diverses structures de marché, allant d'un seul échange d'énergie locale, à une structure hiérarchique du marché de l'énergie.

[RV13] présentent des modèles et des algorithmes d'apprentissage pour des agents autonomes, capables de résoudre le problème de la sélection des tarifs pour le compte des consommateurs. Ils introduisent un algorithme nommé *Negotiated Learning*, qui permet à un agent prenant des décisions de manière séquentielle de sélectionner périodiquement parmi un ensemble de variables (ici des tarifs) celles qui sont les plus pertinentes. Dans ce modèle, l'agent négocie pour recueillir des informations sur des caractéristiques dynamiques et partiellement observables, qui affectent la décision de sélection du tarif. [Han+14] proposent un mécanisme de marché dynamique. Les prix, les plans de production et de consommation sont déterminés par un processus de négociation entre les principaux acteurs du marché. En plus d'intégrer les énergies renouvelables, ce mécanisme permet aux consommateurs d'adhérer à des programmes de réponse à la demande variables et modulables. Le mécanisme global de marché aboutit à une réduction du coût de l'électricité pour le consommateur, ainsi qu'une augmentation du bien-être social.

[Ram+11] introduisent un nouveau mécanisme de gestion décentralisée de la demande qui permet aux agents, en adaptant le report de leurs consommations en fonction des prix, de se coordonner de manière décentralisée. Ils prédisent également en utilisant des techniques provenant de la théorie des jeux évolutionnistes, que les consommateurs ont des incitations économiques importantes à adopter des compteurs intelligents. Ils montrent que leur modèle réduit les pics à mesure que la demande augmente. [Vyt+11] présentent une nouvelle technique de gestion décentralisée qui permet aux dispositifs de micro-stockage d'électricité, déployés au sein d'une maison individuelle dans le cadre d'un réseau électrique intelligent, de converger vers des comportements rentables et efficaces. Plus précisément, ils proposent l'utilisation d'agents logiciels déployés sur les compteurs intelligents des consommateurs, pour automatiser et optimiser le cycle de recharge des micro-dispositifs de stockage, au sein de la maison, et pour minimiser les coûts. Enfin, ils présentent une étude des fondements théoriques et des implications d'une solution pratique, de l'utilisation d'agents logiciels pour une telle gestion de micro-stockage.

[Ala+14] décrivent une nouvelle plateforme, appelée TariffAgent, pour étudier les notions d'autonomie flexible dans le contexte de la commutation tarifaire. TariffAgent utilise des

ensembles de données réelles et de surveillance en temps réel de l'électricité, pour instancier un scénario où les participants humains peuvent avoir à prendre ou déléguer à leur agent (de différentes façons), les décisions de commutation tarifaire, étant donné les incertitudes sur leur propre consommation et sur les tarifs. Ils ont mené un essai, en conditions réelles, avec 10 participants et, à partir de résultats quantitatifs et qualitatifs, ceux-ci ont formulé de nouvelles lignes directrices pour la conception de systèmes, qui mettent en œuvre une telle autonomie flexible.

[Ala+11] présentent un nouveau protocole de négociation qui a pour but de faciliter l'échange d'énergie entre des foyers hors réseau équipés de sources d'énergies renouvelables et d'équipements de stockage de l'électricité. Leur solution impose des contraintes supplémentaires sur la négociation, de manière à réduire un problème complexe comportant de multiples aspects interdépendants en un problème traitable. [Vyt+10a] présentent une nouvelle technique de gestion des équipements de micro-stockage, basée sur les systèmes multi-agents, qui permet à tous les dispositifs de stockage (appartenant à des particuliers) du système, de converger vers un comportement rentable et efficace. Ils fournissent un cadre qui permet d'analyser l'équilibre de Nash d'un réseau électrique et de concevoir de nouvelles stratégies d'apprentissage pour le stockage de l'énergie qui s'adaptent aux conditions du marché. Dans l'ensemble, leur solution montre qu'en particulier sur le marché de l'électricité au Royaume-Uni il est possible pour un consommateur, d'économiser jusqu'à 13%, en moyenne, sur sa facture d'électricité, avec un dispositif de stockage de 4 kWh.

[Ram+13] présentent un prototype de plateforme, nommé AgentSwitch, basé sur les agents, pour résoudre le problème de sélection des tarifs d'électricité. AgentSwitch intègre de nouveaux algorithmes qui permettent de prédire la consommation horaire d'énergie et de détecter (ainsi que de suggérer à l'utilisateur) des reports de consommation qui pourraient être déplacés à des heures creuses pour maximiser les économies. Pour profiter des remises groupées des fournisseurs d'énergie, ils ont développé un nouveau mécanisme d'achat d'énergie collectif évolutif, basé sur la valeur Shapley, qui garantit aux membres d'un collectif (interagissant via AgentSwitch) un partage équitable des remises. Enfin, afin de s'assurer que chaque composant est responsable de ses recommandations, ils ont élaboré un nouveau service de suivi des provenances pour enregistrer le flux de données dans le système, et ainsi fournir aux utilisateurs un moyen de vérifier la provenance des suggestions d'AgentSwitch, mais aussi d'évaluer leur fiabilité.

[Ala+15] prototypent un scénario futur dans lequel les consommateurs sont assistés, dans la commutation des tarifs, par un système interactif basé sur les systèmes multi-agents. Celui-ci utilise le suivi en temps réel de la consommation électrique pour instancier un scénario où les participants peuvent avoir à prendre, ou déléguer à leur agent (dans une variété de façons), les décisions de changement tarifaire, étant donné l'incertitude sur leur propre consommation. Ils ont réalisé une expérience avec 12 ménages pendant 6 semaines et les résultats montrent que la performance du système de suivi et la prise de contrôle sont équilibrées dans la pratique quotidienne. Cette étude fournit des orientations prometteuses pour l'utilisation future de systèmes intelligents, qui aident les ménages à gérer leur énergie.

[Vyt+10b] ont développé et évalué un nouveau mécanisme de négociation de l'énergie,

basé sur le mécanisme de marché, et de nouvelles stratégies de négociation adaptées à ce mécanisme. Il repose sur la double enchère en continu et gère automatiquement les congestions dans le système, en évaluant les flux d'électricité générés par les négociations. Ils présentent également des mécanismes pour faire en sorte que le système puisse faire face à une demande imprévue ou à une capacité d'approvisionnement accrue, en temps réel. Les travaux que nous venons de présenter montrent l'étendue des problématiques prises en compte. Cependant, certaines n'ont pas été explorées. Premièrement, si la diminution de la facture du consommateur par la baisse du prix moyen est souvent un objectif recherché (et atteint) par les travaux présentés, aucun ne se penche sur la problématique de la volatilité du prix. Deuxièmement, si les échanges directs entre prosumers sont parfois modélisés, soit l'aspect financier des négociations n'est pas pris en compte, soit l'aspect physique des échanges négociés n'est pas pris en compte, soit une entité centrale joue le rôle du gestionnaire de réseau pour assurer le fonctionnement. Dans cette thèse, nous nous attaquons ainsi à ces deux aspects (physiques et économiques) manquant de l'état de l'art.

2.7 Conclusion de l'état de l'art

Comme on a pu le voir, le champ d'études des smartgrids est vaste. D'un point de vue scientifique, on peut diviser les champs d'études en trois sections distinctes : l'infrastructure du réseau, la gestion du réseau et la protection du réseau. La contribution de cette thèse se place dans la gestion du réseau. Ce champ d'études spécifique (vaste également) selon plusieurs techniques et méthodes ayant pour but l'optimisation d'un paramètre (maximisation du profit, minimisation de la facture ou des émissions polluantes, etc.). Parmi ces techniques, la modélisation multi-agents permet une modélisation fine des différentes entités. Plusieurs travaux utilisant les systèmes multi-agents se sont attaqués à différentes problématiques (diminuer la facture, éviter les pics de demande, optimiser l'utilisation de la batterie, diminuer les émissions polluantes et maximiser la consommation d'énergie verte) et aux différentes possibilités d'y répondre (formation de coalition, enchères, négociation bilatérales, protocole, etc.). Notre contribution se positionne dans un contexte de marché (futurs) où la multitude des acteurs pouvant négocier de l'énergie, et les différences de poids de ces acteurs, sur le marché pourrait fragiliser la stabilité du système en induisant une volatilité élevée, due à la recherche de profit.

Le fonctionnement du marché électrique

Le prix de l'électricité n'a pas toujours été fixé par un marché, étant fixé par des organisations disposant du monopole, le prix a été fixé par celles-ci dans le but de faire du profit sans relation directe avec les conditions extérieures telles que la météo, le niveau de la demande ou l'état du réseau. Ce marché est en phase de transition, entre une ère basée sur des énergies fossiles exploitées par des monopoles, et des énergies renouvelables exploitées par tout un chacun. Dans ce chapitre, nous allons nous pencher sur l'architecture du marché actuel et nous allons expliciter son fonctionnement, en nous basant sur la description qui est proposée dans [Ami+13]¹. Ensuite, dans la deuxième section de ce chapitre, nous présenterons les travaux académiques qui proposent des systèmes de tarification plus intelligents. Ces nouveaux mécanismes de tarification permettent d'apporter des réponses innovantes aux problématiques du marché de l'énergie, en se basant sur les nouvelles fonctionnalités des réseaux intelligents.

3.1 Le temps des monopoles

En 1760, James Watt brevète le concept de machine à vapeur, qui permet de transformer l'énergie thermique de la vapeur d'eau en énergie mécanique. Pour obtenir cette vapeur d'eau, on brûle du charbon pour chauffer de l'eau. L'énergie mécanique de la machine à vapeur est bien plus efficace que celle des animaux et des hommes, et elle est beaucoup plus facile à gérer que l'énergie mécanique des moulins à eau et à vent, qui dépendent des conditions météorologiques. Ainsi, la machine à vapeur a permis une industrialisation de masse et pour la faire fonctionner on extrait de plus en plus de charbon. En 1873, Hippolyte Fontaine réalise la première application industrielle de la transmission électrique des forces. Avant cette invention, l'énergie mécanique des cours d'eau devait être utilisée sur place, car intransportable sur de longues distances. En 1882, Thomas Edison fonde la première centrale électrique à charbon du monde, basée sur des dynamos, pour faire fonctionner ses ampoules électriques. La combinaison des centrales électriques, qui peuvent envoyer de l'énergie à distance, et des moteurs qui peuvent l'exploiter, a engendré l'électrification de la société. Les centrales de production se sont développées et ont démocratisé l'énergie électrique. La demande en électricité a augmenté entraînant une augmentation des capacités de production.

1. La section 3.5 s'inspire fortement de la structure proposée dans les chapitres 4 et 5 du livre

Afin de diminuer les coûts de production, les centrales deviennent de plus en plus imposantes, ce qui permet de répartir les coûts fixes sur de plus grandes quantités d'électricité vendues, et ainsi d'augmenter les bénéfices. Dans ce contexte, il est difficile pour un nouvel entrant sur le marché d'être compétitif, à moins de construire de plus grosses centrales pour vendre l'électricité moins chère. Le nombre de producteurs s'est donc réduit, les producteurs les plus rentables rachetant les producteurs les moins rentables, jusqu'à atteindre des monopoles, parfois gérés par des états, qui peuvent plus facilement se permettre d'engager des capitaux très importants. Les états prennent moins de risques étant donné que ce sont eux qui gèrent les autorités de régulation qui, a priori ne vont pas prendre de décision qui risqueraient de nuire aux investissements de l'état. Ces grandes entreprises s'occupaient de la production, du transport, de la distribution et de la commercialisation de l'énergie, gérant de bout en bout la chaîne de l'électricité. Mais l'arrivée des nouvelles technologies, notamment les nouvelles technologies de l'information et le développement de générateurs d'énergies renouvelables, plus performants que les anciens moulins à vent, a changé la donne. En effet, les énergies renouvelables, si elles sont dépendantes des conditions météorologiques (que l'on arrive à prévoir de mieux en mieux), ne sont pas dépendantes des fluctuations du cours des matières premières et peuvent donc être compétitives sans avoir à investir dans des unités de production gigantesques. Il faut ajouter le fait que la pollution des énergies fossiles (dont on sait à peine estimer le coût supplémentaire sur la dégradation de l'environnement) encourage les gouvernements à se passer de ce type de production. Cela a conduit à la dérégulation des marchés électriques, dans lesquels de nouveaux producteurs d'énergie renouvelable viennent, de plus en plus, prendre des parts de marché.

3.2 Les différents acteurs du réseau électrique

En l'état actuel, le système de la chaîne énergétique est basé sur cinq membres plus un sixième membre extérieur à la chaîne (voir Figure 3.1). En premier lieu, l'énergie est générée par les producteurs. Ensuite vient le transporteur qui achemine l'énergie venant des producteurs vers les distributeurs qui, eux, répartissent l'énergie vers les consommateurs, pour le compte des fournisseurs. Le sixième membre, extérieur à la chaîne énergétique, joue malgré tout un rôle majeur dans le marché de l'énergie, c'est l'autorité de régulation.

3.2.1 Les producteurs d'électricité

Les producteurs d'électricité constituent le premier maillon de la chaîne électrique. Actuellement, l'énergie électrique est principalement produite via la combustion de matières premières non renouvelables tels que le nucléaire, le pétrole et le gaz (voir Figure 3.2). L'énergie renouvelable fait de plus en plus partie des sources de production même si elle est encore minoritaire dans le mix de production énergétique. Le producteur produit l'électricité requise par ses clients et la déverse dans le réseau électrique via le réseau de distri-

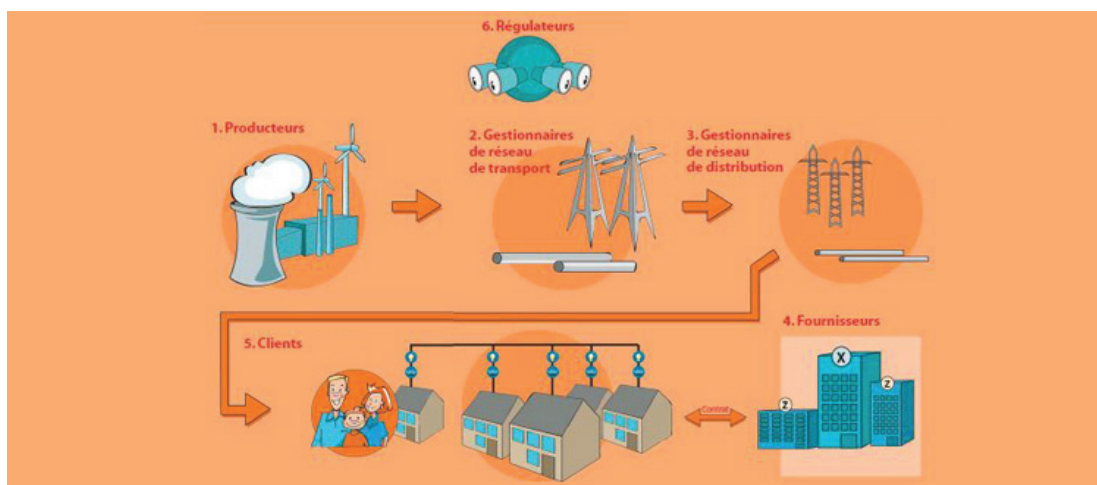


Fig. 3.1: Les six entités du marché de l'énergie [@Ent]

bution. En France, on compte désormais onze entreprises de production d'énergie. De plus en plus, avec l'arrivée des prosumers, le nombre de producteurs particuliers va augmenter, augmentant le poids de la concurrence sur les producteurs.

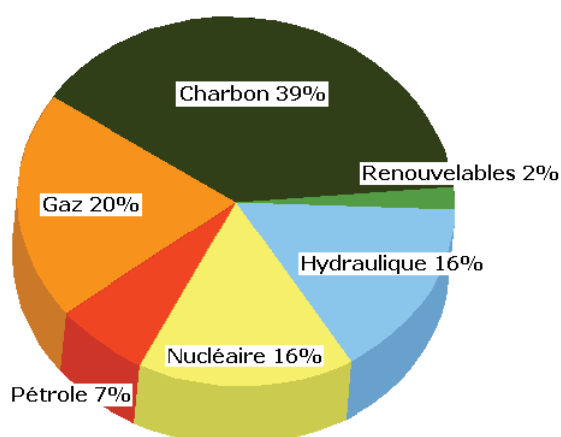


Fig. 3.2: Le mix mondial de production d'électricité [@Mix]

3.2.2 Le réseau de transport

Le réseau de transport est le deuxième maillon de la chaîne. Il est l'interface entre les producteurs et le reste du réseau. Les producteurs déversent une électricité sous haute tension dans le réseau, ce qui permet de la transporter sur de grandes distances, sans subir de pertes trop importantes. Le réseau de transport de l'électricité autorise le transport de l'électricité d'une région à l'autre et même d'un pays à l'autre. Cette partie de la chaîne énergétique fait face à une exploitation complexe car elle doit s'assurer, en permanence, de l'équilibre sur l'ensemble du réseau de transport. Pour cette raison, ce sont généralement de grandes compagnies, en situation de monopole, qui gèrent cette partie de la chaîne électrique. En

France, c'est RTE qui gère le réseau de transport électrique. Plus spécifiquement, le réseau de transport amène l'électricité des producteurs au réseau de distribution.

3.2.3 Le réseau de distribution

Le troisième maillon de la chaîne électrique est le distributeur, qui gère l'électricité moyenne et basse tension. L'électricité passe par des transformateurs placés à l'interface des réseaux de transport et de distribution, qui servent à abaisser la tension. Le réseau de distribution sert d'interface entre les consommateurs et l'amont de la chaîne électrique. Contrairement au réseau de transport, le réseau de distribution n'est pas toujours géré par de grandes compagnies en situation de monopole. Par exemple en France, le gestionnaire du réseau de distribution n'en est pas propriétaire. Il appartient aux communes, qui décident ou non d'en concéder l'exploitation à ENEDIS, qui est la compagnie qui gère 95 % du réseau de distribution. Mais, le monopole d'ENEDIS est mis en cause², car le cadre réglementaire français est peu précis sur la question des concessions, et est en contradiction avec le droit communautaire. En effet, celui-ci spécifie qu'un appel d'offre doit être mis en place pour la gestion des concessions, afin de mettre en concurrence les entreprises.

3.2.4 Les fournisseurs

Les fournisseurs constituent le maillon de la chaîne qui s'occupe de la commercialisation de l'électricité auprès des consommateurs. Ils achètent l'électricité via les différents marchés que nous allons détailler plus bas (voir Section 3.5). Soit ils achètent directement l'énergie aux producteurs, soit ils l'achètent à des négociants qui possèdent un droit de production, acheté auprès des producteurs (ou à d'autres négociants). Ensuite, ils revendent l'électricité qu'ils ont achetée directement aux consommateurs, en s'assurant de la mesure des consommations, de leurs facturations et de la promotion de l'électricité auprès du grand public.

3.2.5 Les consommateurs

Les consommateurs constituent la fin de la chaîne. Ils récupèrent l'énergie dont ils ont besoin et qu'ils achètent à leurs fournisseurs. Avec l'arrivée du compteur linky et des *smart meters*, les consommateurs deviennent un élément actif de la chaîne, et ne se contentent pas de demander de l'énergie de manière basique. Ils pourront planifier et répartir leur demande en fonction des signaux de prix et de l'état de l'amont de la chaîne.

2. http://sde09.fr/galleries/documents/publications/livre_blanc_fnccr_mode_gestion_service_public_electricite_novembre_2011.pdf

3.2.6 L'autorité de régulation

L'autorité de régulation n'agit pas (ou de manière très indirecte) sur les flux électriques à l'intérieur de la chaîne. Son rôle est de surveiller le fonctionnement des marchés nouvellement créés et des règles qui y sont associées. Les compétences juridiques et les modes d'intervention de ce type d'organisation varient fortement d'un pays à l'autre. Tout en étant indépendante des acteurs économiques en concurrence dans le marché de l'électricité, elle permet l'accompagnement de la déréglementation du secteur électrique.

3.3 Le concept de marché

Nous allons rapidement définir la fonction d'un marché. Un marché est le lieu de rencontre entre une offre et une demande pour un bien donné. La demande correspond à une fonction qui, pour chaque niveau de prix, donne la quantité de bien voulue par les acheteurs. Inversement, l'offre est une fonction qui pour chaque niveau de prix, donne la quantité de bien que les acheteurs veulent vendre. Au croisement des deux courbes représentatives de l'offre et de la demande (voir Figure 3.3), on trouve le point correspondant à la quantité d'équilibre et au prix d'équilibre, qui est le prix de marché qui sert de référence pour les échanges. Sur les marchés de l'énergie, les courbes de l'offre et de la demande évoluent

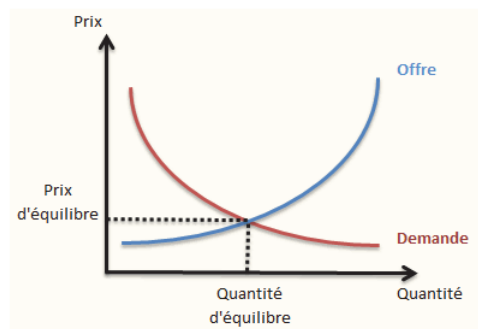


Fig. 3.3: La formation d'un prix dans un marché

constamment au gré des nouvelles informations intégrées par le marché (météo, pannes, etc.).

3.4 La dérégulation des marchés énergétiques

Pour les théoriciens de l'économie, le marché pur et parfait est le meilleur moyen d'aligner les prix sur le coût marginal et de le minimiser, autant que faire se peut. Le coût marginal correspond à l'accroissement de coût qui résulte d'une augmentation minimale de la quantité de biens produits. Les monopoles qui géraient la production, le transport, la distribution et jouant également le rôle de fournisseur, détenus par de grandes compagnies ou étant nationalisés, ne constituaient donc pas la meilleure formule pour obtenir le coût énergétique

le plus bas possible. Dans cette optique, les grandes puissances ont privatisé les entités qui géraient l'électricité et ont dérégulé le marché de l'énergie pour permettre à la concurrence de s'installer. Cela a conduit à l'émergence de marchés pour fixer le prix de l'énergie qui est devenu un bien dont la valeur est fixée en fonction de l'offre et de la demande. Deux architectures de marché ont émergé avec, dans les deux cas, un gestionnaire du réseau de transport comme intermédiaire pour gérer l'équilibre du réseau.

Selon [Ami+13], *"La première option est représentée par les marchés bilatéraux dans lesquels les producteurs gèrent librement leur production. La mise en place de l'infrastructure informatique incombe à l'opérateur de réseaux, elle permet aux négociants d'acheter et d'échanger de l'énergie, en outre cet opérateur met en place un mécanisme qui incite au sérieux. Si un producteur vend trop d'énergie, il accumule des déficits à la livraison qui lui seront vendus au prix fort ; par contre s'il développe des surplus, ils lui seront achetés au prix le plus bas. Comme exemple de marché bilatéral on pourra citer l'ERCOT, Cinergy-ECAR, Entergy ou encore Cal-ISO qui opèrent sur différents territoires des États-Unis."*

La deuxième option est celle des pools. Ici, c'est le gestionnaire du réseau qui s'occupe de répartir la production des centrales en agissant comme le faisait l'entité en situation de monopole (sauf qu'ici les centrales peuvent être en concurrence). Cette méthode permet de résoudre les congestions. NYPOOL, NEPOOL et PJM, qui opèrent sur différents territoires des États-Unis et sont des exemples d'application de cette méthode. Bien que la dérégulation des marchés de l'électricité permette une plus grande concurrence, elle doit faire face à des défis de grandes importances.

- Les marchés de l'électricité ne sont pas très robustes, les erreurs d'architecture peuvent être fatales au maintien de l'équilibre offre/demande.
- La gestion des congestions constitue une rente pour les actionnaires qui possèdent les sociétés qui s'en occupent. Cela est dû, en partie, à une mauvaise collaboration des différents gestionnaires de réseau.
- Les régulateurs doivent affiner leur fonction de surveillance des marchés. Elle est plus difficile que pour les énergies qui peuvent être stockées, moins sujettes aux manipulations. En effet, l'équilibre offre/demande doit toujours être maintenu pour assurer le fonctionnement du réseau. De plus, la surveillance en temps réel de ce qui est déversé, et de ce qui est consommé pourrait être mieux contrôlé, par des informations plus précises et en temps réel.
- Les accès au réseau présentent parfois des différences de tarifs (en Europe par exemple). Si l'électricité est mise en concurrence sur des réseaux transnationaux, il est nécessaire d'avoir une instance globale qui puisse garantir les mêmes règles du jeu pour tous les acteurs du marché.

Malgré tout, l'histoire tend à montrer que les marchés dérégulés provoquent une baisse de prix de l'électricité quand ils remplacent un monopole mal régulé, par la mise en concurrence des différents acteurs [Swa].

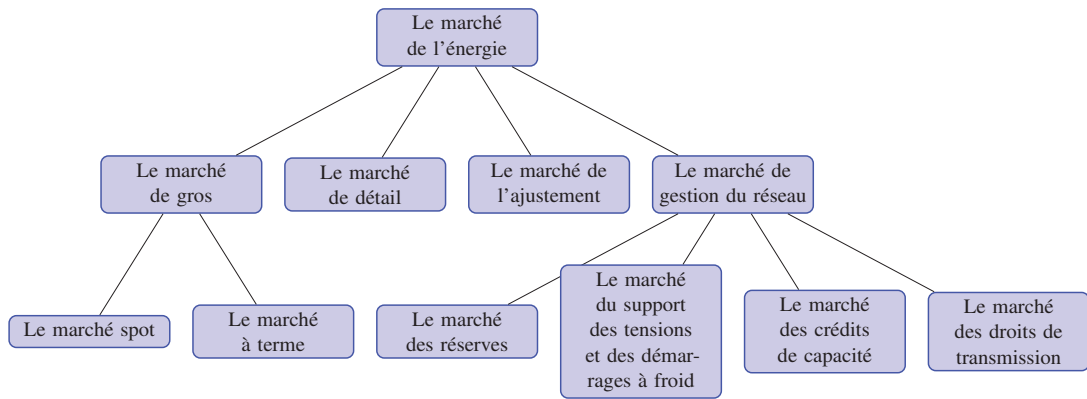


Fig. 3.4: Architecture globale du marché de l'énergie

3.5 Le négoce de l'énergie électrique

Avec la dérégulation du marché de l'électricité, il est possible d'acheter de l'énergie et de la revendre sans avoir à la produire. L'électricité devient un bien dématérialisé, semblable aux valeurs mobilières telles que les actions. Sur ce marché (voir Figure 3.4), l'offre et la demande doivent être toujours équilibrées. Selon [Ber10], "*Sur les réseaux HTB, le distributeur délivre une tension garantie dans la plage des $\pm 5\%$ autour d'une valeur contractuelle elle-même située dans la plage des $\pm 5\%$ autour de la tension nominale*", et il doit toujours y avoir des générateurs de secours en cas de déficit de production du système. Le marché de l'électricité ne peut pas être vu comme une bourse d'échange d'électron, car ces échanges reposent sur des services d'appoint nécessaires à sa stabilité. Dans le grand marché de l'énergie, on peut distinguer deux sous-marchés qui sont le marché de gros (wholesale en anglais) et le marché de détail (retail en anglais).

3.5.1 Les marchés de détail

Dans ce marché, les détaillants qui ont acheté leur énergie sur le marché de gros la revendent aux industriels, aux commerces et aux ménages, sous la forme de contrats. Le prix au consommateur final est calculé en additionnant quatre composantes.

- Le prix sur le marché de gros.
- Le prix d'ajustement du profil de consommation (appelé aussi prix de la dentelle).
- Les coûts de transport de l'électricité.
- Les taxes et les contributions diverses.

Le prix de gros de l'électricité est le prix de l'électricité achetée sur le marché de gros. Le prix d'ajustement du profil de consommation reflète le coût associé à l'écart entre la consommation réelle et la consommation estimée. Lorsqu'un fournisseur fait face à un client qui consomme moins que ce qu'il avait prévu, par exemple à cause de températures plus clémentes diminuant les besoins en chauffage, cela est certainement le cas pour ses concurrents. Ce qui implique que le prix de l'énergie qu'il va revendre sur le marché

spot sera bas car il y aura une surabondance d'offre à ce moment donné. Inversement, si le consommateur augmente sa consommation, par exemple à cause de températures plus basses que prévu (cela sera certainement aussi le cas pour ses concurrents), le prix de l'énergie qu'il va devoir acheter sur le marché spot sera élevé car il y aura une surabondance de la demande à ce moment précis. Le prix d'ajustement du profil de consommation a pour but de compenser les pertes dues à ces situations. Le coût d'acheminement dépend de la localisation sur le réseau et les taxes sont dépendantes des autorités de régulation et des états.

3.5.2 Les marchés de gros

Le prix de l'énergie de gros ne représente que 50% du prix de production³, cela permet à la concurrence de jouer pleinement son rôle dans la baisse des prix, et attirer les spéculateurs qui prennent position selon leurs anticipations, à la hausse ou à la baisse, du marché. Ce marché de gros est compartimenté en trois sous marchés, qui sont interdépendants.

- Le marché spot où chaque jour les prix de l'électricité sont négociés pour chacune des vingt-quatre heures du lendemain. Ce marché peut être sous la forme de pool ou de transactions bilatérales.
- Le marché au jour le jour (within-day ou day-of en anglais), qui permet d'ajuster le marché de gros.
- Le marché à terme (forward en anglais) qui permet d'échanger de l'argent contre de l'énergie physique ou contre de l'énergie virtuelle (c'est-à-dire un droit acheté par un négociant auprès d'un producteur, pour une certaine quantité d'énergie à un instant donné) qui pourra être revendue.

Dans un contexte de pool, chaque jour les centrales soumettent leur offre pour le lendemain avec la quantité proposée et le prix souhaité. On connaît ainsi la quantité d'énergie qui sera déversée en chaque point du réseau, et les centrales n'ont que jusqu'à une certaine heure pour soumettre leurs offres ; ensuite, les acheteurs font à leur tour leurs offres comprenant une quantité, un prix et une localité sur le réseau, ces derniers ont eux aussi une heure limite dans la journée pour leurs offres. Une fois l'heure limite atteinte, le pool publie le résultat des enchères pour chaque heure de la journée suivante avec : *"le prix et la demande à chaque nœud, le profil de dispatching des centrales, les flux d'électricité sur les interconnexions et les points de congestion"* [Ami+13]. En fin de journée, une fois ces informations publiées, les centrales non retenues dans le dispatching ont une dernière opportunité de réviser leurs offres. Passé un certain délai, le marché est fermé et laisse place au marché de l'ajustement. Dans un contexte de transactions bilatérales, les gestionnaires de l'équilibre du réseau ont jusqu'à une certaine heure pour transmettre au transporteur les informations lui permettant de garantir que les bilans de fournitures/consommations sont équilibrés pour le lendemain, ensuite le marché est fermé. Avant cette échéance, ils sont libres d'acheter ou de vendre de l'énergie sur n'importe quel marché, tant que l'équilibre est garanti au moment de la soumission des transactions au transporteur.

3. [Ami+13] p. 123

Le marché spot

Le marché spot est un marché pivot dans l'ensemble du marché de gros [Ami+13]. Il prend le relais du marché à terme et précède le marché de l'ajustement. Ce marché est très volatil. Les prix baissent et montent en fonction des spéculations. Les principales raisons qui font bouger les prix sont les écarts de températures et les probabilités de pannes ou de maintenances sur les centrales de base.

Le marché à terme

Le marché à terme est le lieu où se négocie l'électricité pour une fourniture dans les semaines, les mois, les trimestres ou les années à venir, à un prix négocié à la date du contrat. Un exemple de contrat à terme peut être la livraison de 10 MW d'électricité en base, c'est-à-dire pendant toutes les heures du mois, ou en pointe. Ce qui correspond à la tranche horaire 8 h à 20 h du lundi au vendredi. On peut voir le prix sur le marché à terme comme une anticipation du prix moyen sur le marché spot sur la période de livraison fixée dans le contrat. De ce fait, ayant un horizon plus lointain, les prix sur le marché à terme sont beaucoup moins volatils. Le prix payé par le client final sera en relation avec le prix payé par son fournisseur sur le marché à terme, car il est connu longtemps à l'avance et garanti pour le fournisseur. Les producteurs et les fournisseurs ont toujours le choix d'acheter ou de vendre sur le marché spot. S'ils passent un contrat sur le marché à terme, c'est qu'ils anticipent un prix plus bas dans le cas d'un producteur, ou un prix plus haut dans le cas du fournisseur, sur le marché spot au terme du contrat.

De manière plus générale le marché à terme de l'électricité peut se définir "comme le lieu où s'échangent les anticipations favorables ou défavorables d'acteurs économiques sur les fondements de l'industrie électrique" [Ami+13]. Le prix contractuel de l'électricité sur le marché à terme doit satisfaire trois propriétés :

- Permettre d'établir les plans de production
- Permettre de calculer les prix à la consommation
- Constituer des signaux fiables pour les investissements

3.5.3 Le marché de l'ajustement

Les acteurs du marché de l'ajustement correspondent à ceux qui peuvent, en dernier ressort, ajouter de l'énergie sur le réseau ou diminuer leur consommation et permettre au réseau d'atteindre l'équilibre. Parmi ces acteurs on pourra citer : les centrales flexibles, les consommateurs effaçables et le gestionnaire de réseau. Le gestionnaire de réseau étant garant de l'équilibre de celui-ci, c'est à lui que revient la tâche de sélectionner les offres de renfort de production ou d'effacement de consommation, en fonction des besoins en temps réel du réseau pour rester à l'équilibre. Les critères sur lesquels repose cette sélection ne sont pas seulement économiques. Le prix de l'énergie sur ce marché est largement

supérieur à ceux des marchés de détails et de gros. Par exemple, il a déjà atteint 5000 livre/MWh en Angleterre (ce qui représente 100 à 1000 fois plus que le prix de vente moyen à un particulier), même si les quantités achetées sont faibles). Il faut qu

Le marché des réserves

e le temps de réponse convienne car il faut pouvoir suivre les variations erratiques de la demande. Ce marché répond à deux règles :

1. S'il y a un excédent d'électricité sur le réseau et qu'un fournisseur est lui-même excédentaire dans ses comptes, c'est-à-dire qu'il a demandé à ce qu'il soit injecté sur le réseau plus d'énergie que ce que ses clients consomment, le gestionnaire de réseau lui rachète son excédent au meilleur prix auquel une centrale productrice aura donné son accord pour le racheter, et effacer sa production en conséquence.
2. S'il y a un déficit d'électricité sur le réseau et qu'un fournisseur est lui-même déficitaire dans ses comptes, c'est-à-dire qu'il a demandé à ce qu'il soit injecté sur le réseau moins d'énergie que ce que ses clients consomment, alors il contribue à alléger l'excédent global du réseau (s'il existe), sinon il doit acheter de l'électricité aux centrales flexibles pour équilibrer ses comptes.

Dans un contexte de recherche permanent de l'équilibre offre/demande, le marché de l'ajustement est la dernière protection avant une éventuelle coupure. Il doit donc être en cohésion avec les autres marchés.

3.5.4 Les marchés pour la gestion du réseau

Le grand défi du marché de l'électricité tient dans ses caractéristiques spécifiques. Le stockage de l'électricité offrirait au réseau une plus grande flexibilité, mais il est encore impossible de la stocker en quantités qui puissent garantir la sécurité du réseau. De plus, à tout instant une ligne doit être capable de relier le producteur au consommateur. Ces problématiques sont actuellement prises en compte par différents marchés qui garantissent une intervention, en cas de besoin. Selon [Ami+13], en l'état actuel des technologies et de leur intégration dans le réseau, la consommation d'électricité affiche trois faiblesses .

1. Peu ou pas de consommateurs réagissent aux signaux de prix du marché de l'électricité [Rob06]. On dit de cette demande qu'elle est inélastique. En temps normal, quand un bien possède une demande élastique, une variation du prix cause une variation de la demande, et vice et versa. Par exemple, si une entreprise diminue le prix de vente d'un de ses produits cela entraînera une augmentation de la demande pour ce produit. Mais pour l'électricité c'est différent, même si les prix montent ou baissent, le client ne change pas (en général) sa demande pour autant.
2. Dans la plupart des cas, les consommations ne sont pas mesurées en temps réel. Les gestionnaires de réseau ne transmettent que quelques fois par an le relevé de

compteur aux fournisseurs qui, par la suite, transmettent l'information à leurs clients respectifs.

3. Les consommateurs passent des contrats avec leurs fournisseurs pour un certain profil de consommation, ce qui permet aux fournisseurs d'estimer, avec plus ou moins de précision, combien ils vont devoir acheter d'électricité sur les différents marchés de gros. Mais si un client s'écarte de son profil de consommation, le gestionnaire de réseau n'a pas le droit de lui refuser l'énergie qu'il demande, même si cela ne rentre pas dans ses plans.

Par conséquent, il est impossible de garantir la sécurité d'approvisionnement avec certitude, même si un fournisseur prend des précautions en passant des contrats avec les centrales les plus fiables, et s'assure d'être en mesure de fournir plus d'énergie qu'un pic de consommation pourrait en demander, les autres acteurs agissant sur le réseau peuvent anéantir les garanties de la stratégie de ce fournisseur, en provoquant des congestions sur le réseau, par exemple. Lorsqu'une centrale qui délivre de l'électricité subit une panne, cela induit une baisse de la fréquence et de la tension. Certaines unités de production sont équipées de détecteurs, capable de mesurer cette baisse et d'augmenter leur production instantanément pour rétablir l'équilibre. Cette *réserve* d'électricité est appelée *réserve tournante*, elle doit être d'une capacité équivalente à celle de la plus grosse unité de production en exploitation. Si malgré tout, cela ne suffit pas, alors on fait appel à la *réserve fixe* [Ami+13], celle-ci est composée d'unités dormantes qui se remettent à produire en cas d'urgence. Dans un marché dérégulé se pose la question de la rémunération de telles centrales, qui n'ont aucune garantie de production.

Le marché du support de tension et des démarrages à froid

La qualité de l'électricité se mesure au niveau de la stabilité de la tension et de la fréquence de son signal. En cas de grosse panne, certaines centrales doivent se couper du réseau afin d'éviter de subir des dommages mécaniques. Le problème est que pour redémarrer, elles doivent faire appel à l'électricité du réseau (au niveau de la grille haute tension). Il est donc primordial d'investir dans des centrales autonomes capables de supporter les redémarrages de ces centrales [Ami+13]. Le coût de cet investissement devra évidemment se retrouver au niveau des prix de marché.

Le marché des droits de transmissions

Le réseau de transmission est un réseau de lignes à haute tension qui possèdent chacune une certaine capacité de transmission. Si l'on impose à une ligne de transmettre plus que sa capacité, cela entraînera des problèmes de perte de stabilité du système. Si l'on considère des négociants qui souhaiteraient faire transiter d'un pays à un autre une quantité d'électricité supérieure aux capacités des lignes, via le réseau de transmission à haute tension, la capacité de transmission devient une ressource convoitée. Il existe deux solutions

au problème d'allocation des ressources de capacités de transmission entre les négociants. La première solution, est que le gestionnaire de réseau impose un tarif administré et suit une règle d'allocation des capacités de transmission (arbitraire, ou non). Par exemple, une règle du type, le premier arrivé est le premier servi. Une deuxième solution est que les capacités de transmission soient mises aux enchères et le plus offrant remporte le droit de transmettre son électricité. Si la deuxième solution est choisie, alors le gestionnaire met aux enchères des droits de transmission équivalents aux capacités de ses lignes. Son but étant de rentabiliser l'investissement qu'il a réalisé dans les lignes de transmission. Cette allocation compétitive impute aux négociants un prix de congestion qui représente la différence entre deux prix locaux.

Si l'on considère deux localités, avec dans l'une une offre abondante et dans l'autre une offre plus limitée, le prix sera plus faible dans la première localité que dans la deuxième, si l'on considère des demandes égales dans les deux localités [Ami+13]. Si maintenant on place une ligne de transmission entre les deux localités, permettant aux producteurs de vendre leur énergie dans la localité où il y a un déficit, ils vont pouvoir vendre plus chère leur énergie. La demande dans la première localité va donc diminuer, faisant augmenter les prix. La ligne de transmission permet d'équilibrer l'offre et la demande sur l'ensemble du réseau, et donc d'harmoniser les prix. Plus la différence de production sera grande entre deux localités, plus les lignes de transmission seront sollicitées. On peut parler de rente de congestion pour les bénéfices réalisés grâce aux revenus des droits de transmission. Le problème de cette rente est qu'elle n'incite pas les propriétaires à investir dans de nouvelles capacités de transmission. Chaque renforcement du réseau diminue la compétition entre les négociants d'électricité pour transporter leur énergie. Pour cette raison la question se pose dans le marché dérégulé de savoir si cette rente doit être directement reversée aux propriétaires. Deux cas peuvent être mis en lumière. Dans certains pays, les revenus liés à la rente de congestion sont thésaurisés par des entreprises d'état qui réinvestissent leurs bénéfices. Dans d'autres, cette rente est thésaurisée par des entreprises cotées en bourse qui redistribuent les bénéfices sous forme de dividendes aux actionnaires. Si la compétition est une solution pour administrer les droits de transmission, ils doivent être encadrés afin d'éviter de mauvaises décisions.

Le marché des crédits de capacité

La marge de réserve est une capacité de production non utilisée, mais prête à être actionnée en cas de besoin. Cette capacité de production est indispensable pour assurer la stabilité d'une zone, ce qui permettra de faire face aux aléas de la production. Elle est définie comme le ratio entre le surplus de capacité installée et la demande de pointe, exprimée en pourcentage. Par exemple, pour une capacité de production installée de 100 GW associée à une demande de pointe de 90 GW, la marge de réserve est de 11.1%. Quand une marge de réserve atteint 25%, on considère que le marché est en surcapacité. S'il passe à 5%, le marché est considéré en crise⁴ [Ami+13], dans le cadre d'une recherche d'équilibre au niveau

4. Malgré tout, l'International Energy Agency recommande d'avoir une marge de réserve supérieure à 20%

économique. Les réserves doivent être suffisamment rentables et rémunérées pour exister dans un marché ouvert, sous peine de manque d'investissements. Si le gestionnaire de réseau est en situation de crise au niveau de sa marge de réserve, une panne peut facilement mener le réseau au black-out une fois que le gestionnaire aura fait appel aux importations de zones extérieures et après avoir exercé ses droits d'interruptibilité de l'approvisionnement auprès des grands consommateurs industriels. Afin de conserver un niveau d'investissement suffisant dans les centrales de production, deux types d'organisations ont été mises en place sur les marchés spots.

1. Une première solution consiste à imposer des réserves obligatoires au gestionnaire de réseau, en laissant le marché fixer le prix de cette réserve via le jeu de l'offre et de la demande. Lorsque la marge de réserve instantanée s'amointrie, de violents pics de prix se forment alors dans le marché spot [Ami+13].
2. La seconde solution revient à déporter la responsabilité sur les producteurs. En effet, lorsqu'un producteur planifie l'envoi d'électricité sur le réseau, il soustrait une petite partie de sa production qui devra être disponible en cas de besoin. Ces capacités entrent en concurrence dans un *marché des crédits de capacité*.

Dans les marchés qui utilisent la solution des réserves obligatoires, les pics de prix traduisent la chute des réserves à un instant donné, mais sur le long terme, ces pics de prix sont censés inciter les producteurs à investir dans des capacités supplémentaires. L'amplitude et la durée des pics de prix sont déterminées par le niveau des réserves imposé par le régulateur et le coût pour l'utilisateur s'il doit faire face à une interruption de son approvisionnement. Le problème provient d'une concentration des producteurs, et cela tend à faire disparaître les capacités de réserves, mais aussi à intensifier la violence des pics de prix sur le marché spot, dû à un renforcement de leur pouvoir de marché. Le pouvoir de marché est la capacité d'un producteur à éloigner le prix de son niveau compétitif. Ce pouvoir dépend de l'élasticité de la demande, de la taille du marché et du nombre d'acteurs qu'il comprend. Lorsqu'ils possèdent un pouvoir de marché, certains producteurs décident de ne pas renforcer l'offre sur le marché, préférant ainsi attendre que les prix montent pour vendre. Ce pouvoir s'exprime surtout lors des périodes de pointes, lorsque le nombre de producteurs est réduit et que la demande est importante.

Les prix nodaux

Pour éviter d'avoir des congestions dans un réseau, plusieurs solutions ont été élaborées. L'une d'entre elle est l'utilisation de prix nodaux. Le principe des prix nodaux repose sur la possibilité pour un gestionnaire de réseau (qui connaît la topologie du réseau) d'optimiser le système globalement en récupérant les informations de courbe de production et de consommation en chaque nœud du réseau, et en calculant les transferts d'énergie à l'aide des lois de Kirschhoff. L'évaluation du prix est faite de manière centralisée par le gestionnaire de réseau, le prix correspond à la moyenne des prix proposés par les producteurs sélectionnés par le gestionnaire. L'ennui avec ce type de solution est qu'elle oblige les négociants à investir dans des équipements de résolution de calculs complexes, pour anticiper

les choix du gestionnaire de réseau, s'ils veulent garantir un prix d'achat fixe à un producteur. Face à cette problématique, certains ont fait le choix de baser les prix nodaux sur des approximations (choix des pays Scandinaves) en définissant des sous-ensembles de nœuds, représentant des zones séparées par des liens le plus souvent sujets aux congestions.

Les coûts de congestion

Les régulateurs ont mis au point plusieurs méthodes pour donner un prix aux coûts de congestion. Une première méthode propose le partage des coûts de congestion et une seconde utilise une taxe. La première méthode consiste à faire payer aux producteurs et aux consommateurs un loyer. Le montant de ce loyer est régulé suivant les conditions du réseau et donc de la zone où se situe le producteur ou le consommateur. Le loyer est administré sous forme de charges forfaitaires qui permettent de compenser l'investissement dans les transformateurs, et les conducteurs du réseau haute tension ainsi que le surcoût imputé par les pertes en ligne. Le deuxième objectif de ce loyer est la dissuasion. Il incite les utilisateurs du réseau à réduire les pertes et les congestions résultant de leur usage du réseau. Les dépenses engagées par le gestionnaire de réseau pour le redispatching des centrales et les pertes dues à l'effet Joule sont réparties entre les producteurs et les détaillants en fonction des charges mesurées. Dans ce système, les négociants sont exclus du mécanisme de résolution des contraintes. Ce sont les ingénieurs employés par le gestionnaire de réseau qui sont chargés de sa bonne tenue.

Dans la deuxième méthode, les plannings de production sont ajustés de manière autoritaire si une congestion est prévue, suite aux négociations. Cet ajustement suit trois étapes :

1. Le gestionnaire de réseau part du principe que les négociants se tiennent au courant, de manière très précise, des limitations physiques du réseau suite aux échanges négociés.
2. Lorsque des congestions dont on ne peut échapper surviennent, le gestionnaire de réseau s'applique à ajuster les productions de part et d'autre des zones de contraintes, préférant la production des centrales coûteuses bien placées à celle des centrales économiques mal placées.
3. Enfin, le gestionnaire de réseau applique la taxe afin de financer les dépenses inattendues des congestions.

Dans cette solution, les tarifs de transmission sont publics et sont liés aux types de services rendus. Les coûts de congestion en font partie et sont facturés de manière forfaitaire pour chaque kWh déplacé. L'avantage de ce tarif est qu'il est simple, transparent et s'applique à chacun sans discrimination.

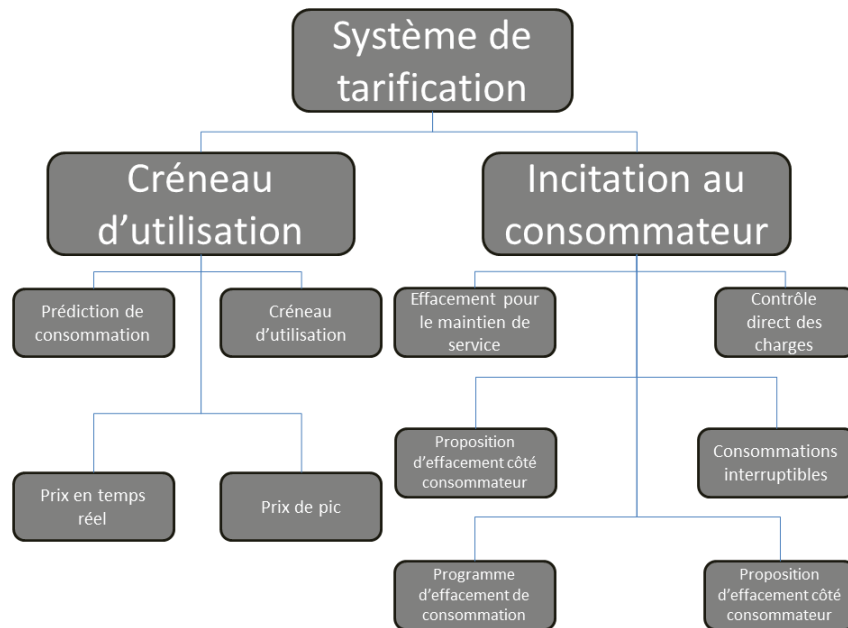


Fig. 3.5: Classification de l'ensemble des systèmes de tarification et d'effacement

3.6 Les systèmes de tarification et de réponse à la demande

Pour s'attaquer au problème des pics de consommation, plusieurs travaux ont proposé des systèmes de tarification incitatifs, dont l'objectif est d'équilibrer la consommation (voir Figure 3.5). Les premiers ont été les modèles de *Réponse à la demande* [AES08]. Dans ce type de modèle, les fournisseurs changent leurs tarifs au moment des fortes demandes, pour inciter les consommateurs à diminuer leur consommation. Deux grandes tendances ont été étudiées : les mécanismes incitatifs (*Incentive-based program*) et ceux fondés sur des créneaux d'utilisation (*Time-based program*). Un grand nombre de ces approches est repris dans [HP08].

3.6.1 Les mécanismes basés sur l'incitation au consommateur

Dans la première tendance on peut citer :

- *Contrôle direct des charges (Direct load Control)* : Cette solution repose sur l'intervention du gestionnaire de réseau directement sur la consommation de l'utilisateur. En cas de déséquilibre sur celui-ci, le gestionnaire envoie un signal pour annuler certaines consommations ce qui permet de garantir la stabilité du réseau. [Zhu+14] proposent l'utilisation de cette solution dans le cadre de la planification des consommations d'électricité des usagers faisant partie d'une microgrid pourvue d'unités de génération d'énergies renouvelables et de batteries pour le stockage de l'énergie.

- *Consommation interruptible (Interruptibles/curtailable rates)* : Dans cette solution, en contrepartie de tarifs plus bas, le client doit soit réduire sa consommation d'énergie à court terme, soit permettre au gestionnaire de réseau de couper l'approvisionnement en énergie, afin de permettre au gestionnaire de maintenir le service pour des utilisations de priorité plus élevées. Cette interruption, ou réduction de la demande, se produit généralement en période de forte demande. [Aal+10] montrent que la consommation électrique dépend de l'élasticité de la demande, du prix de l'électricité et de la valeur de la pénalité déterminée par leur modèle. En utilisant le modèle économique qu'ils proposent, le gestionnaire de réseau peut simuler le comportement des clients pour différents prix, pénalités et élasticités, dans le but d'affiner les caractéristiques du profil de consommation, ainsi que la satisfaction des clients.
- *Programme d'effacement de consommation (Capacity market programs)* : Cette solution repose sur l'engagement des consommateurs à réduire leur demande en électricité, lors des pics de demande. S'ils ne diminuent pas leur niveau de consommation lorsque le gestionnaire de réseau le leur demande, ils se voient attribuer des pénalités. Mais en échange de ce consentement à réduire leur consommation, les consommateurs bénéficient de tarifs privilégiés garantis, même si finalement aucune réduction de consommation ne leur est réclamée. Dans [Aal+10], les auteurs utilisent également la solution Capacity market programs, notamment dans l'élaboration de la pénalité.
- *Prime ponctuelle d'effacement (Emergency demand response programs-ERDP)* : Dans cette solution, le gestionnaire de réseau propose aux consommateurs de les rémunérer pour diminuer leur consommation, lorsque le réseau risque d'être en déséquilibre. Cette solution est assez proche de la "Consommation interruptible", sauf qu'au lieu que la contrepartie soit des tarifs plus bas, celle-ci prend la forme d'une prime de renoncement à consommer. [Sah+12] ont testé les deux modèles sur un même réseau. Leurs simulations montrent que l'EDRP induit un coût total inférieur au coût total de la solution "Consommation interruptible".
- *Proposition d'effacement côté consommateur (Demand bidding/buyback programs)* : À la différence des autres solutions, ici c'est le consommateur qui propose de réduire sa consommation. Lorsque les prix sont élevés, ce qui traduit un tarissement de l'électricité disponible, et donc un problème potentiel, les consommateurs font des offres (avec un prix et une quantité d'énergie) correspondants à la quantité d'énergie à laquelle ils sont prêts à renoncer. Cette solution est particulièrement avantageuse pour les gros consommateurs, qui peuvent facilement changer et adapter leur profil de consommation. [Sae+10] ont étudié la solution de "Proposition d'effacement côté consommateur" d'un point de vue du gestionnaire de réseau. Ils proposent un modèle simple d'utilisation de cette solution pour redistribuer les consommations.
- *Effacement pour le maintien de service (Ancillary Services market programs) [KH97]* : Dans ce modèle, les consommateurs reçoivent des paiements de la part du gestionnaire de réseau pour leur engagement à réduire leur demande lorsque cela est nécessaire, pour soutenir le fonctionnement du réseau électrique (c'est-à-dire les services auxiliaires). Ce modèle peut également être considéré comme un programme de ta-

rification, car des signaux de prix bas, peuvent être envoyés en temps réel, pour déclencher un comportement coopératif de la part des consommateurs. [KH97] détaillent les différentes formes de services auxiliaires existants et leurs utilités.

[Hol+15] proposent une nouvelle approche de la réponse à la demande résidentielle, dans laquelle les incitations à réduire la consommation sont ciblées sur un sous-ensemble de consommateurs, qui est à la fois pertinent (susceptibles d'utiliser des appareils mobiles, comme les lave-linges et les lave-vaisselles pendant les heures de pointe) et prêt à réduire sa consommation (susceptible de réagir positivement à une demande de réduction de leur fournisseur d'électricité). Ils présentent une solution qui trouve le sous-ensemble optimal des consommateurs à cibler. Ils montrent que leur solution est capable de réduire considérablement les coûts des fournisseurs et de lisser les pics de la demande d'électricité, en ciblant seulement un sous-ensemble de consommateurs.

Tous ces modèles proposent des solutions pour éviter ou répondre à un pic de consommation. Malgré tout, il est difficile d'anticiper leurs effets sur des cas réels, car leur usage va dépendre des réponses des consommateurs qui peuvent être variées, suivant que ces derniers soient équipés de batteries ou non, ou d'autres équipements (logiciel notamment) leur permettant de prédire leur consommations. De plus, la réponse des uns va avoir un effet sur la réponse des autres, rendant difficile l'anticipation de l'effet de la mise en place de ces modèles.

3.6.2 Les mécanismes basés sur les créneaux d'utilisation

Selon la deuxième tendance, plusieurs mécanismes ont été proposés :

- *Créneau de prix (Time-of-use TOU)* : Selon ce mécanisme, les prix de l'électricité sont fixés pour une période donnée, en avance par rapport au moment de la consommation. Le prix payé pour l'énergie consommée pendant cette période est donc pré-établi et connu des consommateurs à l'avance, ce qui leur permet de planifier leur utilisation en réponse à ces prix, et de plus facilement gérer leurs coûts énergétiques en déplaçant la consommation (ou une partie) à une période de coût inférieur. Les consommateurs peuvent, également, réduire leur consommation globale si les prix les y incitent. Typiquement, cela correspond au tarif heures pleines/heures creuses, mais les périodes peuvent être plus nombreuses, ce qui complexifie le mécanisme. Malgré tout, certains analystes ne considèrent pas le mécanisme TOU comme un mécanisme dynamique de réponse à la demande, car les périodes et les prix sont fixes. Cependant, un mécanisme TOU bien conçu incite les clients à réaliser des investissements à long terme (de type rénovation ou achat d'un générateur), qui réduisent les demandes de pointe.
- *Tarifcation des pics de consommation (Critical peak pricing)* : Ce mécanisme est basé sur TOU. Il y ajoute une composante, un seuil de consommation à partir duquel le prix du kWh augmente en réponse à l'augmentation de la demande. On considère que le prix de *pic critique* de consommation est connu à l'avance par les consommateurs.

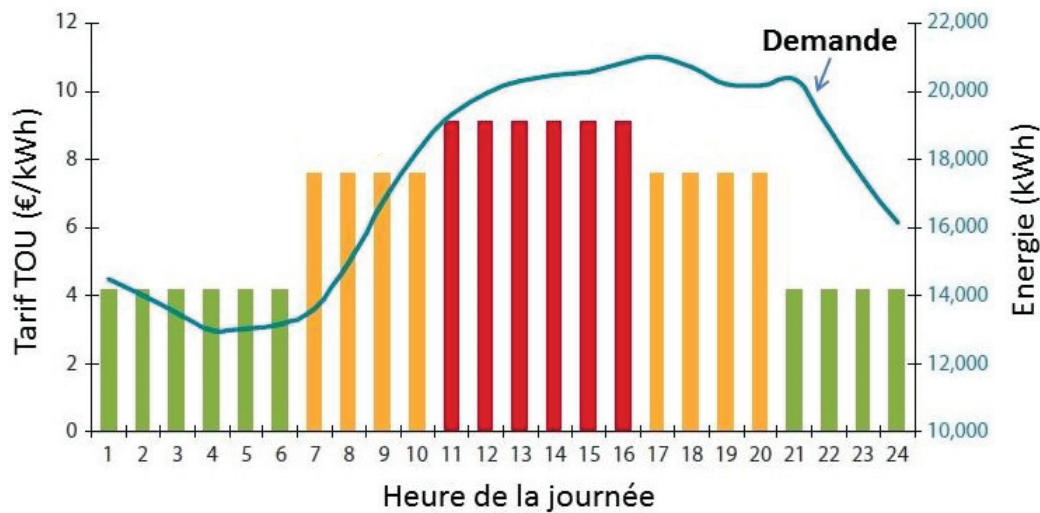


Fig. 3.6: Représentation des prix sur une journée selon le système de tarification TOU [@Tou]

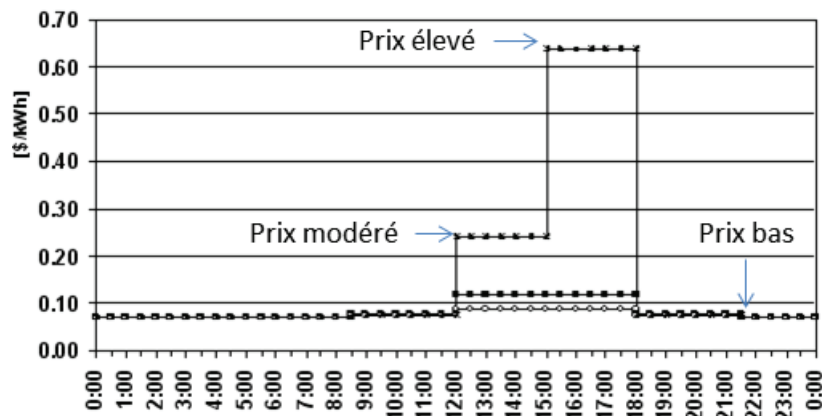


Fig. 3.7: Représentation des prix sur une journée selon le système de tarification CPP [@CpP]

— *Prix en temps réel (Real Time pricing)* : ce mécanisme reflète le prix en fonction de l'offre et de la demande, en prenant comme référence le prix sur le marché de gros. Les prix fluctuent donc à chaque heure ou à chaque période, suivant la discrétisation du temps choisie. Il est fourni aux consommateurs en avance et reflète le prix de production et de transport de l'électricité

Plus récemment, un nouveau système de tarification a été proposé par [Vin+14], nommé *Prediction-of-use (POU)*. Dans ce modèle, les consommateurs donnent une estimation de leur consommation de base. Dans ce cas de figure, le prix du kWh est bon marché. S'ils s'écartent de cette consommation de base prédite, ils seront pénalisés (financièrement), qu'ils surconsomment ou sous-consomment. Cette tarification permet d'encourager les usagers à prédire plus précisément leur consommation. [Ban+16] considèrent des systèmes de tarification dynamique ex-ante qui (i) contribuent à résoudre le problème de la demande de pointe et (ii) sont transparents et équitables pour les consommateurs, car le coût de l'électricité peut être calculé avant la consommation réelle. En particulier, ils proposent un cadre axiomatique qui établit les bases conceptuelles de la classe des systèmes de prix dynamiques ex-ante. Ils présentent cinq axiomes clés qui reflètent les critères essentiels

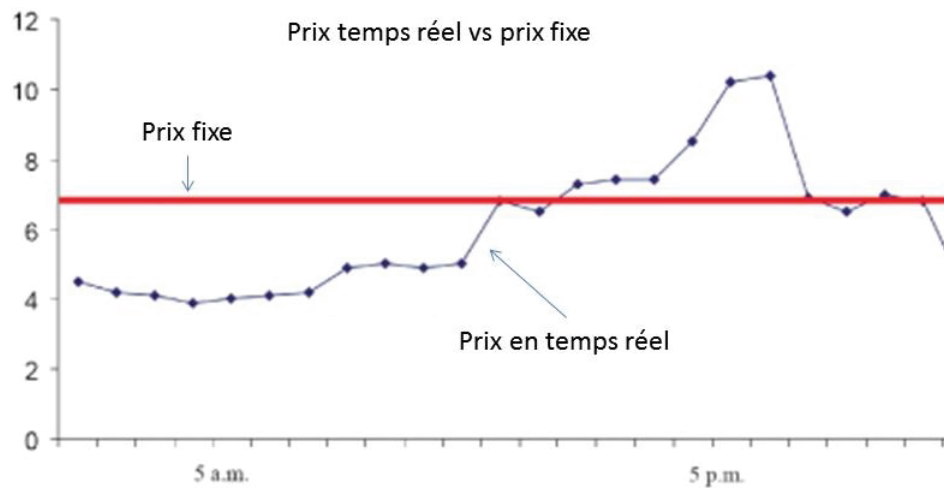


Fig. 3.8: Représentation des prix sur une journée selon le système de tarification RTP [@Rtp]

pour les services publics d'énergie et leur relation avec les consommateurs. Ils montrent, qu'il n'existe pas de régime de prix qui satisfasse les cinq axiomes simultanément.

Par ailleurs, tous ces mécanismes permettent d'améliorer l'efficacité du réseau en impliquant le consommateur par des incitations (la plupart du temps, financières), qui l'encouragent à modifier sa consommation énergétique. L'enjeu est de mettre au point des mécanismes qui s'appuient sur ces systèmes de tarification pour réguler l'offre et la demande, car si on incite tout le monde, tout le monde va réagir à peu près de la même manière et on n'obtiendra qu'un déplacement du pic, et si on n'incite pas tout le monde, on discriminera certains consommateurs.

3.7 Conclusion sur les marchés énergétiques

Comme on a pu le voir, le marché global de l'énergie est très complexe, et est probablement un des marchés les plus complexes, de par la nature du bien qui y est échangé et négocié, ainsi que par la multitude de contraintes fortes qui doivent être respectées (équilibre offre/demande, gestion des congestions, approvisionnement des clients, etc.). La tâche des futurs réseaux intelligents est d'amener les consommateurs à être plus actifs au sein de ce marché, jusqu'à en devenir des acteurs principaux. Pour que cela devienne une réalité, il est nécessaire de trouver le ou les modèles qui permettront d'ajouter la brique "prosumer" au schéma global. Cela peut impliquer de supprimer, d'ajouter ou de modifier le rôle de chaque marché aujourd'hui présent. Nous avons exposé différents mécanismes de tarification qui, au sein des futurs réseaux énergétiques intelligents, de part l'évolution de son infrastructure et des données qui pourront être générées et échangées, permettront aux prosumers de réagir en fonction de leurs propres intérêts (la plupart du temps de nature financière) et de l'état du réseau. Les travaux que nous allons présenter (voir Section 4 et 6) vont dans ce sens. La première contribution présentée à la Section 4 propose un nouveau système de tarification de l'énergie, tandis que la contribution présentée Section 6 propose

un marché décentralisé fondé sur des négociations bilatérales sans passer par une entité centralisée pour fixer le prix du marché.

La gestion de la volatilité des prix de l'électricité dans les futurs réseaux intelligents

Les futurs réseaux intelligents permettront aux consommateurs d'acheter de l'énergie sur les marchés, en temps réel, ainsi que de se regrouper dans des coopératives énergétiques. De cette manière, ils pourront vendre l'énergie qu'ils produisent, à partir de leurs propres sources d'énergie renouvelable et locales. De telles interactions entre un grand nombre de petits prosumers (qui consomment et produisent) engendreront des fluctuations de prix de l'énergie potentiellement imprévisibles, qui pourraient nuire à tous les acteurs du système. Dans ces travaux, nous proposons des mécanismes de négociation pour orchestrer ces interactions, ainsi que des mécanismes de tarification pour stabiliser les prix de l'énergie sur plusieurs échelles de temps. Nous démontrons 1) que notre solution garantit des fluctuations de prix contrôlées menant à une minimisation de la volatilité, 2) qu'il est individuellement rationnel pour les agents d'adhérer à des coopératives énergétiques et 3) que les mécanismes de négociation que nous employons, donnent des solutions Pareto-optimales.

4.1 La modélisation des différents agents

Dans ce travail, nous considérons trois ensembles d'agents. \mathcal{A}_U désigne l'ensemble des agents prosumers, \mathcal{A}_A désigne l'ensemble des agents agrégateurs et \mathcal{A}_F désigne l'ensemble des agents fournisseurs. Nous présentons le modèle pour chacun des trois types d'agents. Les agents prosumers possèdent une capacité de stockage, un générateur d'électricité et des compteurs intelligents, qui leur permettent de gérer leur demande en fonction de l'offre de production. On peut également considérer dans notre modèle, des prosumers qui resteraient de purs consommateurs s'ils ne possèdent pas de générateurs, mais cela ne change en rien les caractéristiques de la modélisation ni du mécanisme mis en place. Les fournisseurs peuvent également estimer leur production (avec les technologies des compteurs intelligents) et générer un signal qui favorise un meilleur comportement de leurs clients, c'est-à-dire qui cale le niveau de la demande sur celui de la production. Dans notre modèle, la capacité du prosumer/consommateur à s'adapter au signal de production, conduit au contrôle de la volatilité des prix. Ensuite, nous supposons qu'une journée est divisée en un ensemble \mathcal{T} d'intervalles horaires. Chaque agent doit, ainsi, décider de son comportement pour chaque intervalle.

4.1.1 Le modèle de l'agent prosumer

Soit ps_u un agent représentant un prosumer u , appartenant à une coopérative $Coop$. À chaque intervalle de temps, ps_u requiert une quantité d'énergie q_u , à la coopérative, pour répondre à ses besoins. ps_u s'engage à respecter une demande d'énergie bornée, avec Q_u^{min} (respectivement Q_u^{max}), l'énergie minimale (ou maximale) demandée par ps_u à sa coopérative, $\forall t \in \mathcal{T}$. b_u^t est l'énergie requise par ps_u à l'intervalle t . b_u est différent de q_u car il ne prend en compte que les consommations des appareils sans considérer la production ou l'utilisation possible de l'énergie stockée par le prosumer. s_u est la capacité de stockage de ps_u . soc_u^- représente l'état de charge et soc_u^+ représente la capacité de stockage restante, avec $soc_u^- + soc_u^+ = s_u$. p_u représente l'énergie produite par le générateur du prosumer, avec p_u^{max} la capacité de production maximale du générateur. σ_u^b est l'erreur moyenne de prédiction du prosumer ps_u . L'écart entre la prévision des besoins de ps_u et sa consommation réelle suit une loi normale $\mathcal{N}(b_u, \sigma_u^b)$ (comme l'a montré [Haz01]). σ_u^p est l'erreur moyenne de prédiction de la production. L'écart entre la prédiction de la production du prosumer et sa production réelle suit une loi normale $\mathcal{N}(p_u, \sigma_u^p)$. Nous considérons que ps_u peut toujours vendre son excédent à sa coopérative, même si l'énergie qu'il va réellement fournir à la coopérative s'écarte de ce qu'il avait prévu de fournir. La coopérative va donc devoir gérer un ensemble de prosumers qui vont avoir des surplus et des besoins supplémentaires. Le but de la coopérative est de répartir le risque de mauvaises prédictions sur l'ensemble de ses prosumers. Nous prouvons par la suite, via les propriétés 4 et 5, qu'il est intéressant pour un prosumer d'appartenir à une coopérative.

4.1.2 Le modèle de l'agent fournisseur

Soit pv_f , un agent représentant un fournisseur f . Chaque agent fournisseur $pv_f \in \mathcal{A}_F$ a une capacité de production $p_f \in [0; p_f^{MAX}]$ où p_f^{MAX} est sa capacité de production maximale. Nous supposons que chaque pv_f a une capacité de production optimale p_f^{OPT} qui lui permet de maximiser son profit, avec $0 < p_f^{OPT} < p_f^{MAX}$. Le tarif proposé par le fournisseur est minimal lorsque la demande est égale à p_f^{OPT} et augmente à mesure que la demande s'en écarte (voir Figure 4.1). A_f est le coût d'abonnement annuel de pv_f et pen_f représente ses coûts de pénalité. De plus, chaque pv_f a un tarif maximal tr_f^{MAX} au-dessus duquel personne n'est prêt à acheter son énergie. Les propriétés 2 et 3 montrent que p_f^{OPT} et tr_f^{MAX} conduisent à des tarifs bornés et maîtrisés.

4.1.3 Le modèle de l'agent agrégateur

Soit ag_a un agent représentant un agrégateur a , avec Q_a^{MIN} (resp. Q_a^{MAX}) le minimum (resp. maximum) d'énergie demandée par la coopérative $Coop$, auprès de ses fournisseurs $\forall t \in \mathcal{T}$. Si à l'intervalle t , l'énergie q_a^t demandée par ag_a est supérieure à Q_a^{MAX} , cela implique que certains prosumers requièrent plus que ce dont ils s'étaient engagés à demander. Si c'est le cas, les prosumers qui surconsomment doivent passer des contrats directement

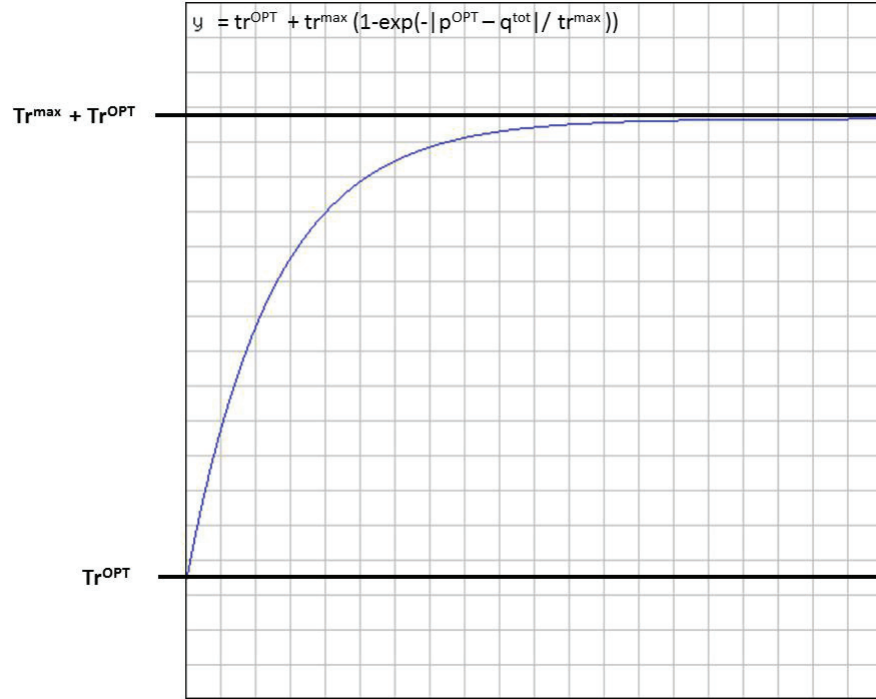


Fig. 4.1: Évolution du tarif appliqué par le fournisseur en fonction de l'écart entre l'énergie produite et l'énergie demandée par les consommateurs

avec des fournisseurs pour répondre à leurs besoins. La propriété 7 montre que sous ces conditions, la coopérative ne sera pas pénalisée. σ_a^b est l'erreur moyenne de prédiction de la consommation de la coopérative. $Coop_a$ représente l'ensemble des agents géré par l'agrégateur ag_a et \mathcal{P}_a représente l'ensemble des fournisseurs avec lesquels il détient un contrat.

4.1.4 La gestion de la production des prosumers

Si un consommateur a un générateur d'énergie qui produit plus que ses besoins à un intervalle t (c'est-à-dire $p_u^t > b_u^t$), il commence d'abord par répondre à ses besoins. Puis, il vend son excédent aux autres membres de la coopérative, sachant que son prix de vente est inférieur au prix proposé par les fournisseurs. L'agent qui appartient à la coopérative est ainsi assuré de vendre son énergie excédentaire, même si l'excédent réel s'écarte de l'excédent prédit. En retour, les agents de la coopérative peuvent bénéficier d'une énergie moins chère que celle des fournisseurs. La rémunération de l'agent peut être formulée comme suit :

$$tr_u^t = \mathcal{F}_f(q_a^t + p_u^{pred}).(1 - e^{-|p_u^{pred} - p_u^{reel}|}) \quad (4.1)$$

où tr_u^t est le tarif de vente de ps_u à l'intervalle t . $\mathcal{F}_f(q_a^t + p_u^{pred})$ est le tarif moyen, appliqué par l'ensemble des fournisseurs A_f à l'agrégateur, pour la demande $Q_{coop}^t + p_u^{pred}$, avec q_{coop}^t la demande de la coopérative et p_u^{pred} la production prédite de ps_u . Nous ajoutons la production de l'agent ps_u , qui serait additionnée avec la consommation q_{coop}^t , si ps_u ne la

produit pas. Ce tarif n'est effectif que si l'agent produit exactement ce qu'il avait prédit. Le tarif est multiplié par $(1 - e^{-|p_u^{pred} - p_u^{reel}|})$. En faisant ainsi, plus l'écart entre la prévision et la production réelle est élevé, moins p_{s_u} sera récompensé, car un écart implique de possibles pénalités pour la coopérative.

Propriété 1 : Sous l'hypothèse qu'un agrégateur négocie avec plusieurs fournisseurs et considérant un agent p_{s_u} , qui prévoit de produire un excédent p_u^{pred} à l'intervalle t , les agents de la coopérative ont toujours intérêt à consommer localement, c'est-à-dire à consommer l'excédent de p_{s_u} .

Preuve. Nous cherchons à démontrer que le prix de vente ($tr_u^t = \mathcal{F}_f(q_a^t + p_u^t) \cdot (1 - e^{-|p_u^{pred} - p_u^{reel}|})$) d'un prosumer produisant un excédent, est toujours inférieur au tarif du fournisseur négocié par l'agent agrégateur ($tr_f^t = \mathcal{F}_f(q_a^t + p_u^t)$).

Comme $(1 - e^{-|p_u^{pred} - p_u^{reel}|}) \in [0, 1[$,

nous avons bien l'inégalité $\mathcal{F}_f(q_a^t + p_u^t) \cdot (1 - e^{-|p_u^{pred} - p_u^{reel}|}) < \mathcal{F}_f(q_a^t + p_u^t)$, ce qui montre que la propriété est vraie. \square

4.1.5 Le comportement de l'agent prosumer

L'optimisation du montant de la facture de p_{s_u} se déroule sur trois échelles de temps

- (i) au niveau du contrat annuel, où p_{s_u} annonce ses bornes de consommation Q_u^{min} et Q_u^{max} , qui lui font payer le coût d'abonnement le moins cher et abaisser le tarif maximum tr^{max} , tout en permettant à la coopérative de satisfaire ses besoins.
- (ii) au niveau du contrat quotidien, où p_{s_u} annonce le vecteur $\langle q_u^t, \dots, q_u^{t+n} \rangle$ qui minimise son coût, en tenant compte de ses capacités de stockage, de sa production, de ses éventuels effacements et du prix.
- (iii) au niveau du contrat horaire, où p_{s_u} ne doit pas s'écarter de q_u^t , pour éviter de payer des pénalités.

Chaque jour, le prosumer minimise la fonction (4.2) tout en satisfaisant les contraintes $\{c_0, \dots, c_{13}\}$:

$$\min \sum_{t=1}^{24} tr^t \cdot q^t \quad (4.2)$$

Avec tr^t le tarif, et q^t , l'électricité requise à l'intervalle t , par l'agent.

$$\begin{aligned} c_0 : q^t &= b_u^t - p_u^t + qs_u^{+,t} - qs_u^{-,t} + ef_u^{+,t} - ef_u^{-,t} \\ c_1 : q^t &\geq b_u^t - p_u^t - be_u^t - soc_u^{-,t} \end{aligned}$$

Cela garantit que l'énergie demandée à l'intervalle t est suffisante pour subvenir aux besoins du prosumer, en prenant en compte l'énergie disponible dans sa batterie, sa production et ses potentiels effacements, avec $be_u^t \in [0, b_u^T]$ la partie de b_u^t qui est effaçable à l'intervalle t . $ef_u^{+,t}$ représente l'effacement qui peut être fait à l'avance, c'est-à-dire en

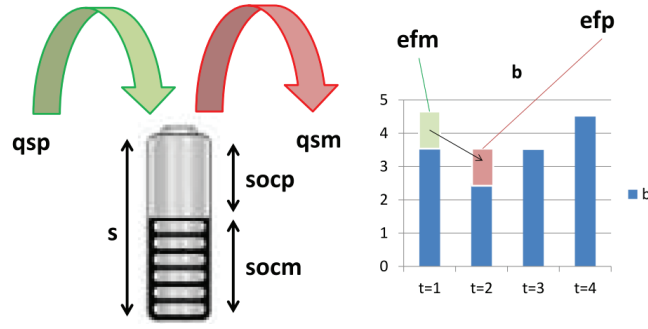


Fig. 4.2: Les variables du modèle d'optimisation avec, qsp (resp. qsm) correspondant à la quantité d'énergie qui remplit (resp. quitte) les batteries pendant l'intervalle courant et efp (resp. efm) correspondant à une énergie excédentaire (resp. déficitaire) due aux effacements.

augmentant la demande à l'intervalle t et $ef_u^{-,t}$ l'effacement qui peut être fait plus tard, c'est-à-dire en diminuant la demande à l'intervalle t (voir Figure 4.2), $qs_u^{+,t}$ est la quantité d'énergie stockée dans la batterie à l'intervalle t et $qs_u^{-,t}$ l'énergie extraite de la batterie à l'emplacement t .

$$c_2 : q^t \leq Q_u^{max}$$

$$c_3 : q^t \geq Q_u^{min}$$

Les deux contraintes c_2 et c_3 garantissent que l'énergie demandée à l'intervalle t respecte les bornes supérieures et inférieures de consommation que l'agent s'est engagé à respecter.

$$c_4 : soc_u^{-,t} \geq qs_u^{-,t} - qs_u^{+,t}$$

La contrainte c_4 garantit que l'énergie extraite de la batterie à l'intervalle t est inférieure à l'énergie disponible.

$$c_5 : soc_u^{+,t} \geq qs_u^{+,t} - qs_u^{-,t}$$

La contrainte c_5 garantit que la capacité de stockage restante est supérieure à la quantité d'énergie stockée à l'intervalle t .

$$c_6 : soc_u^{-,1} = socinit_u$$

$$c_7 : soc_u^{+,1} = s_u - socinit_u$$

Les deux contraintes c_6 et c_7 initialisent le programme avec l'énergie disponible (et la capacité de stockage restante) de la batterie, pour le premier intervalle.

$$\begin{aligned}
c_8 &: soc_u^{-,t} + soc_u^{+,t} = s_u \\
c_9 &: soc_u^{+,t+1} = soc_u^{+,t} - qs_u^{+,t} + qs_u^{-,t} \\
c_{10} &: soc_u^{-,t+1} = soc_u^{-,t} + qs_u^{+,t} - qs_u^{-,t}
\end{aligned}$$

Les contraintes c_8 , c_9 et c_{10} garantissent l'intégrité de la batterie, c'est-à-dire, que la somme de l'énergie disponible et de la capacité de stockage restante, est égale à la capacité de la batterie (c_8). L'énergie disponible à $t + 1$ est égale à l'énergie disponible à t moins celle consommée, additionnée à celle stockée (c_9), et inversement pour la capacité de stockage (c_{10}).

$$c_{11} : soc_u^{-,24} = socr_u$$

La contrainte c_{11} garantit qu'un niveau spécifique d'énergie, $socr_u$, va être disponible à la fin de la journée.

$$\begin{aligned}
c_{12} &: \sum_{t \in T} ef_u^{+,t} = \sum_{t \in T} ef_u^{-,t} \\
c_{13} &: \sum_{t \in T} ef_u^{+,t} \leq \sum_{t \in T} be_u^t
\end{aligned}$$

Les contraintes c_{12} et c_{13} garantissent la gestion de l'effacement. Une consommation effacée à un intervalle, doit forcément se retrouver en consommation supplémentaire, sur un autre intervalle (c_{12}). c_{13} garantit qu'on ne peut pas effacer plus que ce qui est possible. Ce programme linéaire permet aux prosumers de bénéficier de leur capacité de stockage et de leurs possibilités d'effectuer des effacements, pour ajuster leur consommation selon le signal de prix afin de profiter de prix plus bas pendant la journée.

Synthèse des états de l'agent prosumer

(i) Chaque prosumer est initialisé avec les paramètres Q_u^{min} , Q_u^{max} , s_u , p_u^{max} , σ_u^b , σ_u^p et envoie son profil à son agrégateur. (ii) à la fin de chaque journée, ps calcule $socr_u$, résout la fonction (4.2), et envoie à l'agrégateur le planning résultant de ses besoins, heure par heure. (iii) Lorsque l'agrégateur retourne le signal de prix, ps résout la fonction (4.2) et renvoie le nouveau planning.

4.1.6 Le comportement de l'agent fournisseur

L'agent fournisseur utilise la fonction $\mathcal{F} : \mathcal{Q} \rightarrow \mathcal{T}r$ où \mathcal{Q} représente une quantité d'énergie et $\mathcal{T}r$ un tarif.

$$\mathcal{F}_f(q_f^{tot}) = tr_f^{OPT} + tr_a^{max} \left(1 - e^{\left(\frac{-|p_f^{OPT} - q_f^{tot}|}{tr_a^{max}} \right)} \right) \quad (4.3)$$

tr_f^{OPT} est le tarif proposé par le fournisseur quand $p_f^{OPT} = q_f^{tot}$ et $tr_a^{max} \in [0, tr_f^{MAX}]$ est le coefficient négocié dans le contrat annuel. $q_f^{tot} = \sum_{a \in \mathcal{A}_A} q_a$, où q_a représente la quantité

d'énergie requise par l'agent agrégateur ag_a , qui possède un contrat annuel avec pv_f . Conçue de cette façon, la fonction tarifaire permet d'avoir un comportement croissant monotone et continu entre tr_f^{OPT} et $tr_f^{OPT} + tr_a^{max}$, et incite les prosumers à caler leur consommation sur le niveau de la production.

Propriété 2 : Dans l'hypothèse où le fournisseur calcule les tarifs selon la fonction (4.1), le tarif maximal qu'il appliquera à une coopérative est inférieur ou égal à $tr_f^{OPT} + tr_a^{max}$.

Preuve. Pour prouver cela, nous étudions l'évolution du prix lorsque la différence entre l'offre et la demande tend vers l'infini. Nous allons montrer que

$$\lim_{|p_f^{OPT} - q_f^{tot}| \rightarrow +\infty} \mathcal{F}_f(q_f^{tot}) = tr_f^{OPT} + tr_a^{max}.$$

Premièrement,
$$\lim_{|p_f^{OPT} - q_f^{tot}| \rightarrow +\infty} tr_a =$$

$$\lim_{|p_f^{OPT} - q_f^{tot}| \rightarrow +\infty} tr_f^{OPT} + tr_a^{max} \left(1 - e^{\left(\frac{-|p_f^{OPT} - q_f^{tot}|}{tr_a^{max}}\right)}\right)$$

Nous avons $e^{-x} \rightarrow 0$ quand $x \rightarrow +\infty$ donc, par substitution nous obtenons :

$$\lim_{|p_f^{OPT} - q_f^{tot}| \rightarrow +\infty} tr_f^{OPT} + tr_a^{max} \left(1 - e^{\left(\frac{-|p_f^{OPT} - q_f^{tot}|}{tr_a^{max}}\right)}\right) = \lim_{|p_f^{OPT} - q_f^{tot}| \rightarrow +\infty} tr_f^{OPT} + tr_a^{max} (1 - 0)$$

Finalement, nous obtenons
$$\lim_{|p_f^{OPT} - q_f^{tot}| \rightarrow +\infty} \mathcal{F}_f(q_f^{tot}) = tr_f^{OPT} + tr_a^{max}. \quad \square$$

La propriété 2 garantit que l'offre ne peut pas augmenter rationnellement sans une augmentation de la demande, car plus les prix sont bas, moins le mécanisme est rentable.

Propriété 3 : Dans l'hypothèse où le fournisseur calcule les tarifs selon la fonction (4.1), le tarif minimal qu'il appliquera à une coopérative est tr_f^{OPT} .

Preuve. Le tarif est minimal si la quantité totale d'énergie demandée est égale à la production optimale du fournisseur, c'est-à-dire que $p_f^{OPT} = q_f^{tot}$. Pour prouver cela, nous étudions le niveau que le prix atteint lorsque l'offre est égale à la demande.

Si $p_f^{OPT} = q_f^{tot}$, nous avons $e^{\left(\frac{-|p_f^{OPT} - q_f^{tot}|}{tr_a^{max}}\right)} = e^{\left(\frac{0}{tr_a^{max}}\right)} = 1$ et $tr_f^{OPT} + tr_a^{max} \cdot (1 - 1) = tr_f^{OPT}$

Donc $\mathcal{F}_f(q_f^{tot}) = tr_f^{OPT}$ si $p_f^{OPT} = q_f^{tot}$. □

La propriété 3 garantit que les prix sont minimaux lorsque toute l'énergie produite est demandée.

4.1.7 Le comportement de l'agent agrégateur

Un agent agrégateur gère l'offre et la demande au sein d'une coopérative. Cet agent passe des contrats avec les fournisseurs pour répondre à la demande de la coopérative (correspondant à la somme des besoins des agents de la coopérative), ce qui lui permet de bénéficier de la

concurrence entre les fournisseurs, pour diminuer le prix de l'énergie ¹. Comme décrit à la section 4.1.5, nous distinguons trois types de contrats :

1. le contrat annuel fixe le tarif maximum applicable par un fournisseur et les quantités maximales et minimales demandées par la coopérative à chaque intervalle.
2. le contrat quotidien fixe un ensemble de contrats horaires un jour à l'avance.
3. le contrat horaire correspond à une quantité d'énergie et à un tarif à un intervalle donné.

La tarification POU est appliquée aux contrats horaires prenant comme base les contrats horaires du contrat quotidien négocié. En effet, certains prosumers vont sous-consommer tandis que d'autres vont surconsommer. Pris individuellement, chaque agent paiera des pénalités s'il surconsomme ou s'il sous-consomme. Cependant, au sein de la coopérative, la sous-consommation de certains prosumers équilibrera la surconsommation des autres et vice versa. Comme indiqué dans la section 7.5.3, cela permet d'annuler ou de réduire les pénalités des agents, et de limiter le recours au marché pour vendre l'énergie quand ils sous-consomment, ou acheter l'énergie quand ils surconsomment, limitant ainsi la volatilité des prix sur le marché de l'énergie.

L'agrégateur répartit les besoins de la coopérative entre les différents fournisseurs avec qui il a négocié un contrat, en utilisant le programme linéaire (4.4). Ce programme calcule les bornes supérieure et inférieure, lui permettant de négocier avec chaque fournisseur, dans le but de minimiser le coût sur l'année, en tenant compte du coût d'abonnement et du coût de pénalité de chaque fournisseur.

$$\min \sum_{f \in \mathcal{P}_a} A_f \cdot x_a^{pv} + pen_f \cdot \sigma_a \cdot \mathcal{H} \cdot y_a^{pv} \quad (4.4)$$

Avec $x_a^{pv} = Q_{a,pv}^{max}$ la quantité maximale d'énergie requise par l'agent agrégateur au fournisseur pv_f , $y_a^{pv} = Q_{a,pv}^{max} - Q_{a,pv}^{min}$ correspondant à la largeur de la bande d'énergie de la demande agrégée de la coopérative, au fournisseur pv , \mathcal{H} correspond au nombre d'heures dans une année, et σ_a , l'écart moyen entre la consommation réelle et celle prédite par la coopérative. Les contraintes γ_i de la fonction (4.4) sont :

$$\gamma_0 : \sum_{f \in \mathcal{P}_a} x_a^{pv} = Q_a^{MAX}$$

Avec Q_a^{MAX} la borne supérieure de la demande agrégée de la coopérative. La somme des bornes supérieures des différents contrats doit permettre de fournir Q_a^{MAX} à la coopérative.

$$\gamma_1 : \sum_{f \in \mathcal{P}_a} x_a^{pv} - y_a^{pv} = Q_a^{MIN}$$

1. Nous supposons que le bénéfice financier apporté par ces multiples abonnements est plus élevé que les coûts induits par leurs coûts d'abonnements.

Cette somme garantit que la somme des écarts $\sum_{f \in \mathcal{P}_a} Q_{a,pv}^{max} - Q_{a,pv}^{min} = Q_a^{MAX} - Q_a^{MIN}$ compense l'écart total de la coopérative.

$$\gamma_2 : \quad \forall pv \in \mathcal{P}_a, x_a^{pv} \geq y_a$$

Cette inégalité équivaut à $Q_{a,pv}^{max} \geq Q_{a,pv}^{max} - Q_{a,pv}^{min}$. Cela permet de ne pas avoir $Q_{a,pv}^{max} < Q_{a,pv}^{min}$ avec $Q_{a,pv}^{max}$ (resp. $Q_{a,pv}^{min}$) le maximum (resp. minimum) d'énergie demandée par ag_a à pv_f . Ainsi, on garantit que la borne haute de la demande est supérieure à la borne basse.

4.1.8 Les interactions entre les fournisseurs et les prosumers

Lorsque ps_u annonce ses bornes de consommation, il s'engage auprès de la coopérative à ne pas dévier de ses limites, à chaque intervalle sur la durée du contrat annuel. Si à un intervalle donné, ps_u ne respecte pas son engagement et que cela entraîne une demande totale de l'agrégateur, supérieure au maximum négocié dans le contrat annuel, ps_u devra passer directement un contrat avec un fournisseur pour chaque intervalle où les limites ne sont pas respectées.

Propriété 4 : Les agents appartenant à une coopérative ne sont pas pénalisés par un agent qui consomme plus que sa borne supérieure, à un intervalle t , c'est-à-dire, dans le cas où $q_u^{reel} > Q_u^{max}$ implique $q_a > Q_a^{MAX}$. Dans ce cas, l'agent va passer un contrat pour son surplus de demande ($q_u^{reel} - Q_u^{max}$) sans la possibilité de compensation via la coopérative.

Preuve. Soit $q_{a/\{ps\}} < Q_{a/\{ps\}}^{MAX}$ et $q_u^{reel} > Q_u^{max}$ l'écart de l'agent tel que $q_{a/\{ps\}} + q_u^{reel} > Q_{a/\{ps\}}^{max} + Q_u^{max}$. ps_u va passer directement un contrat avec un fournisseur pour une quantité $q_u^{reel} - Q_u^{max}$. Ainsi la quantité achetée par l'agent agrégateur pour la coopérative devient $q_{a/\{ps\}} + q_u^{reel} - (q_u^{reel} - Q_u^{max}) = q_{a/\{ps\}} + Q_u^{max}$ qui est inférieur à $Q_{a/\{ps\}}^{MAX} + Q_u^{max}$ du fait que $q_{a/\{ps\}} < Q_{a/\{ps\}}^{MAX}$. \square

La propriété 4 garantit une incitation pour les prosumers à respecter leur engagement envers la coopérative.

4.1.9 La répartition de la pénalité infligée à la coopérative

Avant d'introduire la formule de calcul de la distribution des pénalités, on note :

- $\Delta q_a = \sum_{u \in Coop} q_u^{pred} - q_u^{reel}$: l'écart de consommation de la coopérative. Si $\Delta q_a > 0$ (resp. $\Delta q_a < 0$), la coopérative sous-consomme (resp. surconsomme).
- $\Delta q_u = |q_u^{pred,t} - q_u^{real,t}|$: l'écart de consommation de ps_u .
- $Pen_a = \sum_{f \in \mathcal{P}_a} Pen_f$: la pénalité infligée à la coopérative.

- pen_u : le montant de la pénalité infligée à ps_u .
- $\mathcal{C}^+ = \sum_{u \in \mathcal{C}_{coop}} f(q_u^{pred}, q_u^{reel}, dif_a)$.

avec :

$$f(x, y, z) = \begin{cases} 1 & \text{si } z > 0 \text{ et } x > y \\ & \text{ou } z < 0 \text{ et } x < y \\ 0 & \text{sinon} \end{cases}$$

La fonction f retourne 1 si ps_u contribue à pénaliser la coopérative, c'est-à-dire qu'il surconsomme (resp. sous-consomme) quand la coopérative surconsomme (resp. sous-consomme). La somme \mathcal{C}^+ compte le nombre d'agents qui pénalisent la coopérative. $\mathcal{Q}^- = \sum_{u \in \mathcal{C}_{coop}} g(q_u^{pred,t}, q_u^{reel,t}, dif_a) \times \Delta q_u$ avec :

$$g(x, y, z) + f(x, y, z) = 1$$

La fonction g retourne 1 quand ps_u contribue à réduire l'écart de consommation de la coopérative, c'est-à-dire qu'il surconsomme (resp. sous-consomme) quand la coopérative sous-consomme (resp. surconsomme). Le produit $g() \times \Delta q_u$ calcule la quantité d'énergie qui a été sous-consommée (resp. surconsommée) quand la coopérative a surconsommé (resp. sous-consommé). La formule de répartition de la pénalité de la coopérative, appliquée par l'agent agrégateur aux différents prosumers de la coopérative, devient donc :

$$pen_u = \begin{cases} Pen_a \cdot \frac{\Delta q_u - \frac{\mathcal{Q}^-}{\mathcal{C}^+}}{\sum \Delta a g} & \text{si } f(.)=1 \\ 0 & \text{sinon} \end{cases}$$

La fraction $\frac{\mathcal{Q}^-}{\mathcal{C}^+} (= \frac{\sum_{u \in \mathcal{C}_{coop}} g(q_u^{pred,t}, q_u^{reel,t}, dif_a). dif_u}{\sum_{u \in \mathcal{C}_{coop}} f(q_u^{pred,t}, q_u^{reel,t}, dif_a)})$ correspond à la compensation de la coopérative, répartie de manière équitable entre tous les agents. Cette formule signifie que la quantité d'énergie pénalisée de chaque prosumer sera réduite d'un montant égal, pour chaque prosumer pénalisant la coopérative. Maintenant que l'agrégateur connaît la quantité d'énergie qu'il demandera à chaque fournisseur, il négocie avec chacun d'eux pour fixer le tarif et la borne basse des contrats. La section suivante donne la description des interactions entre les agents. L'algorithme 1 donne une vue globale du comportement des agrégateurs détaillée dans la section 4.1.7. Maintenant, nous introduisons deux hypothèses requises pour la propriété 5.

Hypothèse 1 (H1) : L'agent agrégateur négocie $tr^{max} (< tr^{MAX})$ avec chaque fournisseur, suivant le monotonic concession protocol (MCP [Ros94]). Nous faisons l'hypothèse que le tarif

$$tr_a = \frac{\sum_{f \in \mathcal{F}} q_a^f \cdot (tr_f^{OPT} + tr_a^{max} (1 - e^{\frac{-|p_f^{OPT} - q_a^{tot}|}{tr_a^{max}}}))}{\sum_{f \in \mathcal{F}} q_a^f}$$

est inférieur au tarif qu'un fournisseur doit appliquer à un agent prosumer dans un contrat direct entre prosumer et fournisseur ($tr_a < tr_f$).

```

1 Algorithme 1 : Algorithme d'un agrégateur  $ag_a$ 
2 if le profil de chaque prosumer est reçu then
3    $Q_a^{MIN} \leftarrow \sum_{u \in Coop} Q_u^{min}$ ,  $Q_a^{MAX} \leftarrow \sum_{u \in Coop} Q_u^{max}$ ,  $\sigma_a \leftarrow \sqrt{\sum_{u \in Coop} (\sigma_u^b)^2}$  et
   résout le système (4.4);
4   for  $pv \in \mathcal{P}_a$  do
5      $tr_f^{max} \leftarrow 0$ ,  $Q^{min} \leftarrow Q_{f,ag}^{min}$ ,  $Q^{max} \leftarrow Q_{a,pv}^{max}$ ;
6      $ag_a$  soumet la proposition à  $pv_f$ ;
7   end
8 end
9 if  $ag_a$  reçoit une proposition (Contrat-Annuel :  $\mathcal{X}_a, \mathcal{X}_f, id$ ) then
10   $ag_a$  calcule  $\mathcal{U}_a$  et  $\mathcal{U}_f$ ;
11  if  $\mathcal{U}_a \geq \mathcal{U}_f$  then
12     $ag_a$  accepte (Contrat-Annuel :  $\mathcal{X}_a, \mathcal{X}_f, id$ );
13    for  $ps \in Coop$  do
14       $\Delta_u = Q_u^{max} - Q_u^{min}$ ,  $\Delta_a = \sum ps \in Coop \Delta_u$ ;
15    end
16  else
17     $ag_a$  calcul  $Q_f^{max'}$ ,  $Q_f^{min'}$ ,  $tr_f^{max'}$  tel que  $Z_a > Z_f$ ;
18     $\mathcal{X}_a \leftarrow \{Q_f^{max'}, Q_f^{min'}\}$ ,  $\mathcal{X}_f \leftarrow \{tr_f^{max'}\}$ ;
19     $ag_a$  propose un nouveau Contrat-Annuel( $\mathcal{X}_a, \mathcal{X}_f, id$ );
20  end
21 end
22 if le planning de chaque prosumer est reçu then
23   for  $ps \in Coop$ ,  $t \in \mathcal{T}$  do
24      $schedule[t] = schedule[t] + q_t^{pv}$ ;
25   end
26   if il n'y a pas de différence entre les plannings then
27      $ag_a$  accepte le contrat quotidien;
28   else
29      $ag_a$  envoie un nouveau Planning;
30   end
31 end
32 if  $ag_a$  reçoit tous les tarifs de ses fournisseurs then
33    $ag_a$  retourne les tarifs aux prosumers;
34 end
35 if fin de l'intervalle then
36    $Pen_a = \sum_{f \in \mathcal{P}} pen_f * |q_a^{reel} - q_a^{pred}|$ ;
37   for  $ps \in Coop$  do
38     if  $f(ps) == 1$  then
39        $pen_u \leftarrow Pen_a \cdot \frac{\Delta Q_u - \frac{Q^-}{c^+}}{\Delta Q_{Coop}}$ ;
40        $ag_a$  envoie  $pen_u$  à  $ps_u$ ;
41     end
42   end
43 end

```

Hypothèse 2 (H2) : Nous supposons que $tr_f^{OPT} + tr_f^{MAX}$ est bien supérieur à pen_f et que le prix de $q_u \cdot tr_a$, la partie de la facture pour les kWh prédits, est bien supérieure à $\frac{1}{2} \cdot pen_a \cdot (\sigma_u^b - \frac{\sqrt{\sum_{u \in \mathcal{U}} (\sigma_u^b)^2}}{\sum_{u \in \mathcal{U}} f(x,y,z)})$, le montant attendu des pénalités. Donc nous supposons que pen_f est négligeable devant $tr_f^{OPT} + tr_f^{MAX}$ et la pénalité payée par un agent dans une coopérative est négligeable comparée au montant de la facture sans pénalité.

Propriété 5 : Considérant les hypothèses H1 et H2 et qu'un consommateur prédit une consommation $q_u^t > Q_u^{max}$ à l'intervalle t , un agent prosumer n'a aucun intérêt à passer un contrat directement avec un fournisseur, plutôt que de se provisionner via la coopérative.

Preuve. Pour démontrer cette propriété, nous devons montrer que :

$$q_u \cdot tr_f > q_u \cdot tr_a + \frac{1}{2} \cdot pen_a \left(\sigma_u^b - \frac{\sqrt{\sum_{u \in \mathcal{U}} (\sigma_u^b)^2}}{\sum_{u \in \mathcal{U}} f(x,y,z)} \right)$$

Si on prend l'hypothèse H2, nous avons seulement à démontrer que :

$q_u \cdot (tr_f^{OPT} + tr_f^{MAX}) > q_u \cdot tr_a$, le terme des pénalités étant négligeable devant les tarifs. D'après H1, nous avons $tr_a < tr_f^{OPT} + tr_f^{MAX}$, et comme $q_u \cdot (tr_f^{OPT} + tr_f^{MAX}) > q_u \cdot tr_a$ est équivalent à $(tr_f^{OPT} + tr_f^{MAX}) > tr_a$, nous démontrons donc l'inégalité. \square

Propriété 6 : Les agents appartenant à une coopérative ne sont pas pénalisés par un agent qui ne respecte pas ses engagements de consommation, c'est-à-dire que $q_u < Q_u^{min}$ implique $q_a < Q_a^{min}$ ou $q_u > Q_u^{max}$ implique $q_a > Q_a^{max}$.

Preuve. Dans le premier cas, ps_u paye des pénalités pour $q_u^{pred} - q_u^{reel}$ avec $q_u^{reel} < Q_u^{min}$. Les pénalités pour $Q_u^{min} - q_u^{reel}$ sont exclusivement payées par ps_u (sans possibilité de compensation par la coopérative). Donc, la coopérative n'est pas pénalisée par ps_u . Dans le second cas, ps_u passera un contrat pour sa surconsommation $q_u^{reel} - Q_u^{max}$. Il paiera des pénalités dans le cadre de la coopérative avec des possibilités de compensation si $q_u^{pred} < Q_u^{max}$. Donc la coopérative n'est pas pénalisée par ps_u . \square

4.2 Le mécanisme de négociation

Dans cette section, nous présentons le mécanisme de négociation, utilisé pour la négociation des contrats sur les trois échelles de temps, et détaillons la formalisation des différents types de contrats gérés à chaque échelle. Au premier niveau, les fournisseurs et les prosumers conviennent des contraintes tarifaires et de la demande, que les niveaux inférieurs doivent satisfaire. L'objectif du premier niveau est de garantir au fournisseur une demande bornée, tout en garantissant aux prosumers une fourchette tarifaire. La demande bornée permet de savoir facilement quelle sera la demande à l'avenir, diminuant ainsi les possibilités de spéculation. Formellement, un contrat annuel CA est un triplet : $\{Q^{min}, Q^{max}, tr^{max}\}$. Au deuxième niveau, les fournisseurs et les agrégateurs passent un contrat quotidien CQ , formalisé par un vecteur de n contrats horaires : $\langle CH^t, CH^{t+1}, \dots, CH^{t+n} \rangle$. Un contrat

horaire est un triplé $\langle q_a, tr_f, t \rangle$ avec q_a la quantité prédite d'énergie requise vendue au tarif tr_f à l'intervalle t .

4.2.1 La négociation du contrat annuel

Tout au long de la durée des contrats, l'agrégateur va répartir la demande de la coopérative entre les différents fournisseurs avec qui il aura passé un contrat. La quantité maximale requise auprès de chaque fournisseur résulte de la résolution du système (4.4). Afin de fixer les bornes tarifaires et de consommation, l'agrégateur et les fournisseurs sont amenés à négocier. Ils feront des concessions sur le coefficient tr_{max} et la borne inférieure Q_{min} , en suivant le MCP² (aucune négociation sur le paramètre Q_{max} n'est effectuée puisque la coopérative doit s'assurer de pouvoir demander suffisamment d'énergie à chaque intervalle). Dans le MCP, les agents soumettent des propositions, tour par tour, en faisant une concession à chaque nouvelle proposition. On tombe sur un accord lorsque, $u_a(x_a) \leq u_f(x_a)$, ou $u_f(x_f) \leq u_a(x_f)$, avec x_a la proposition de l'agent agrégateur, x_f la proposition de l'agent fournisseur, u_a la fonction d'utilité de l'agent agrégateur et u_f la fonction d'utilité de l'agent fournisseur.

La stratégie Zeuthen indique l'agent qui doit faire une concession au cours du prochain tour de négociation en calculant l'indice Zeuthen, $Z_{ij} = \frac{u_i(x_i) - u_i(x_j)}{u_i(x_i)}$. L'agent ayant le plus petit Z_{ij} doit faire une concession. Pour négocier le contrat annuel, les agrégateurs ag_a et les fournisseurs pv_f utilisent les fonctions d'utilité suivantes :

$$\begin{aligned} - u_a(\mathcal{X}) &= 2 \cdot Q_{a,pv}^{max} - Q_{a,pv}^{min} - tr_a^{max} \\ - u_f(\mathcal{X}) &= Q_{a,pv}^{min} + tr_a^{max} \end{aligned}$$

Avec $Q_{a,pv}^{max}$ la borne haute et $Q_{a,pv}^{min}$ la borne basse de la bande d'énergie incluse dans la proposition \mathcal{X} , négociée entre ag et pv . L'utilité des agrégateurs est élevée si la bande d'énergie négociée est large, c'est-à-dire $Q_{a,pv}^{max} - Q_{a,pv}^{min}$ est grand, et quand tr_a^{max} est faible. De plus, leur utilité est grande si $Q_{a,pv}^{max}$ est grand, permettant de demander une plus grande quantité d'énergie pour la coopérative. L'utilité du fournisseur est élevée lorsque $Q_{a,pv}^{min}$ est élevée, c'est-à-dire lorsque la bande d'énergie négociée est étroite (comme $Q_{a,pv}^{max}$ est constante, la capacité à prédire la demande est facilitée pour le fournisseur) et quand le tarif est élevé. Pour garantir la Pareto-optimalité de la solution négociée dans le cadre du MCP, les deux fonctions d'utilité doivent être symétriques, c'est-à-dire que si $u_i(\mathcal{X}_1) = u_i(\mathcal{X}_2)$ alors $u_j(\mathcal{X}_1) = u_j(\mathcal{X}_2)$.

Soit $u_i(x_1) = 2 \cdot Q_{x_1}^{max} - Q_{x_1}^{min} - tr_a^{x_1}$ et $u_i(x_2) = 2 \cdot Q_{x_2}^{max} - Q_{x_2}^{min} - tr_a^{x_2}$, avec $u_i(x_1) = u_i(x_2)$.

Alors $u_j(x_1) = Q_{x_1}^{min} + tr_a^{x_1}$ et $u_j(x_2) = Q_{x_2}^{min} + tr_a^{x_2}$.

Si $u_i(x_1) = u_i(x_2)$ alors $2 \cdot Q_{x_1}^{max} - Q_{x_1}^{min} - tr_a^{x_1} = 2 \cdot Q_{x_2}^{max} - Q_{x_2}^{min} - tr_a^{x_2}$. Comme $Q_{a,pv}^{max}$ est constant tout au long de la négociation, nous avons $-Q_{x_1}^{min} - tr_a^{x_1} = -Q_{x_2}^{min} - tr_a^{x_2}$.

2. Pour ces négociations, les agents adoptent, en premier lieu, le MCP et la stratégie Zeuthen. Nous choisissons d'appliquer le MCP (*monotonic concession protocol*) mais notre modèle permet d'utiliser d'autres protocoles.

Donc $Q_{x_1}^{min} + tr_a^{x_1} = Q_{x_2}^{min} + tr_a^{x_2}$ et $u_j(x_1) = u_j(x_2)$ si $u_i(x_1) = u_i(x_2)$. Ainsi, les deux fonctions d'utilité sont symétriques.

La stratégie de concession est la suivante pour le fournisseur :

$$\begin{aligned} - tr_{t+1}^{max} &= tr_t^{max} \cdot \frac{Q^{max} - Q_t^{min} + 1}{Q^{max} - Q_t^{min} + t}, \text{ avec } tr_{t+1}^{max} < tr_t^{max} \quad \forall t \in \mathcal{T} \\ - Q_{t+1}^{min} &= Q_t^{min} \cdot \frac{Q^{max} - Q_t^{min} + 1}{Q^{max} - Q_t^{min} + t}; \text{ avec } Q_{t+1}^{min} < Q_t^{min} \quad \forall t \in \mathcal{T} \end{aligned}$$

Nous pouvons remarquer que les concessions sur tr_t^{max} et Q_t^{min} sont monotones et décroissantes. La stratégie de concession pour l'agrégateur est la suivante :

$$\begin{aligned} - tr_{t+1}^{max} &= tr_t^{max} + \sigma_a^b, \text{ avec } tr_{t+1}^{max} > tr_t^{max} \quad \forall t \in \mathcal{T} \\ - Q_{t+1}^{min} &= (Q_t^{min} + 1) \cdot \frac{Q^{max}}{\sigma_a^b + pen_f \cdot Q^{max}}, \text{ avec } Q_{t+1}^{min} > Q_t^{min} \quad \forall t \in \mathcal{T} \end{aligned}$$

Nous pouvons voir que les concessions sur tr_t^{max} et Q_t^{min} sont monotones et croissantes.

Théorème 1. *Les accords entre les agents agrégateurs et les fournisseurs sur les contrats annuels donnent des solutions Pareto-optimales.*

Démonstration. Puisque nous avons (i) des fonctions d'utilité symétriques qui suivent un comportement monotone (selon les fonctions de concession), (ii) l'utilisation de l'indice Zeuthen et (iii) le contexte du MCP, alors la négociation converge sur une solution Pareto-optimale³. □

De plus, dans un contexte où une coopérative peut négocier avec plusieurs fournisseurs, il n'y a pas d'incitation à mentir sur le prix pour le fournisseur. En effet, s'il propose un prix plus élevé, la coopérative négociera avec d'autres fournisseurs et s'il propose un prix inférieur, il diminuera ses profits potentiels.

Les étapes de négociation du contrat annuel

La négociation d'un contrat annuel suit les quatre étapes suivantes.

1. Chaque agent prosumer envoie son profil de consommation à l'agrégateur.
2. L'agrégateur calcule le profil de la coopérative et la répartition des demandes entre les fournisseurs en résolvant le système (4.4). Il soumet des propositions de contrat annuel aux différents fournisseurs.
3. Le fournisseur accepte ou fait une contre-proposition.
4. La négociation entre les agents se poursuit selon le protocole MCP.

3. [Ros94] p45 Théorème 3

4.2.2 La négociation des contrats quotidiens et horaires

La négociation des contrats quotidiens et horaires est faite de manière simultanée étant donné que la négociation du contrat quotidien se termine lorsque chaque contrat horaire est fixé, c'est-à-dire que la quantité et le tarif sont fixés pour chaque heure, et pour chaque prosumer de la coopérative. Nous allons détailler les spécificités de la négociation de chacun des deux contrats.

La négociation du contrat quotidien

La négociation du contrat quotidien suit les étapes suivantes :

1. Chaque prosumer envoie son profil de consommation pour la journée à venir à l'agrégateur $\langle q_u^t, q_u^{t+1}, \dots, q_u^{t+n} \rangle$.
2. L'agrégateur calcule le profil de la coopérative $\langle \sum_{u \in \text{Coop}} q_u^t, \sum_{u \in \text{Coop}} q_u^{t+1}, \dots, \sum_{u \in \text{Coop}} q_u^{t+n} \rangle$ et répartit la demande entre les fournisseurs.
3. Les fournisseurs envoient leurs tarifs $\langle tr_f^t, tr_f^{t+1}, \dots, tr_f^{t+n} \rangle$.
4. L'agrégateur transfère les tarifs (comme proposé dans [Ram+11 ; Voi+11 ; Vei+13], par exemple). Les prosumers peuvent modifier la planification de leur consommation, pour réduire leur facture.
5. Passez à l'étape 2 s'il y a des planifications modifiées.

Le contrat horaire

Chaque contrat horaire est directement négocié lors de la négociation du contrat quotidien. Il n'y a pas de négociation, à proprement parlé, pour un contrat horaire. Les quantités d'énergie fixées dans ce contrat horaire permettent de (i) comparer la consommation prédite et réelle et (ii) rendre possible le mécanisme de tarification que nous avons mis en place. Ce faisant, les agents paient pour leur consommation, et subissent des pénalités selon leur écart. Nous montrons à la section 4.5.2 que, selon leur facture théorique, les prosumers sont incités à prendre part à une coopérative.

4.3 Les structures conversationnelles et les échanges de données

Pour que les agents puissent interagir, échanger des informations et négocier, il est nécessaire de mettre en place des structures de conversation spécifiques au contexte donné. Nous

présentons d’abord les différentes structures que nous proposons et les informations qu’elles prennent en compte, puis nous exposerons les règles d’utilisation de ces structures.

4.3.1 Les structures conversationnelles

Les trois sous-sections suivantes décrivent les performatives utilisées par les prosumers, les fournisseurs et les agrégateurs (voir Figure 4.3), basées sur le langage FIPA-ACL.

Les performatives utilisées par les agents prosumers

Avec la première performative, les agents prosumers communiquent à l’agent agrégateur de leur coopérative, les informations relatives à leur fourchette de consommation. Avec la deuxième performative, ils communiquent à l’agrégateur leur vecteur de consommation pour les n prochains intervalles. Avec la troisième performative, l’agent demande les tarifs proposés par les fournisseurs en fonction de la quantité d’énergie qu’il requiert, pour un contrat horaire directement passé entre le prosumer et le fournisseur. Enfin, la quatrième performative permet de sceller le contrat entre le prosumer et le(s) fournisseur(s) choisi(s).

- **Inform(Profil-prosumer)** : Le profil d’un prosumer est formalisé par quatre paramètres $(ps, Q_u^{min}, Q_u^{max}, \sigma_u^b)$ où $ps \in \mathcal{A}_U$ est l’identifiant de l’agent prosumer, Q_u^{min} la borne basse de sa consommation, Q_u^{max} la borne haute de sa consommation et σ_u^b l’écart moyen entre la consommation prédite et la consommation réelle du prosumer.
- **Inform(Planning)** : Un planning est formalisé par un vecteur $\langle q_u^t, q_u^{t+1}, \dots, q_u^{t+n} \rangle$ incluant n termes, un pour chaque intervalle de la journée. Ce vecteur permet à chaque prosumer $ps_u \in \mathcal{A}_U$ d’informer l’agent agrégateur de sa consommation quotidienne, intervalle par intervalle, sur une période de n intervalles. Avec $q_u^t \in [Q_u^{min}; Q_u^{max}] \forall t \in \mathcal{T}$.
- **Subscribe(Quantité)** : *Quantité* modélise une quantité d’énergie q_u . ps envoie une demande de contrat horaire au fournisseur pour une quantité d’énergie q_u .
- **Accept-proposal(Contrat-Horaire)** : Un contrat horaire est formalisé par un triplet (q_u, pv, tr_f) . ps accepte le contrat horaire avec le fournisseur pv spécifiant un tarif tr_f pour chaque kWh.

Les performatives utilisées par les agents fournisseurs

Les agents fournisseurs utilisent deux performatives. La première concerne les contraintes que l’agent fournisseur impose à l’agent agrégateur avec lequel il négocie le Contrat-Annuel. La seconde permet d’indiquer le tarif pour chaque intervalle, en fonction de l’énergie totale qu’il requiert. Ces informations sont échangées par les performatives suivantes :

- **Propose(Contrat-Annuel)** : Un contrat annuel est formalisé par quatre paramètres $(\mathcal{X}_A, \mathcal{X}_F, tr^{max}, id)$ où \mathcal{X}_A représente l'ensemble des contraintes imposées par l'agent fournisseur à l'agent agrégateur, \mathcal{X}_F représente l'ensemble des contraintes imposées par l'agent agrégateur à l'agent fournisseur, tr^{max} est le tarif maximal que le fournisseur peut appliquer et, id permet d'identifier le contrat. Avec cette performative, le fournisseur formule une proposition de contrat annuel à un agent agrégateur.
- **Inform(Tarifs)** : Tarifs est formalisé par un vecteur à n termes $(\langle tr_f^t, tr_f^{t+1}, \dots, tr_f^{t+n} \rangle)$. L'agent $pv \in \mathcal{A}_F$ informe l'agent agrégateur de ses tarifs tr_f^t pour chacun des n intervalles que l'agent agrégateur a spécifié dans sa requête, avec $tr_f^t \leq tr^{max}$.

Les performatives utilisées par les agents agrégateurs

Les agents agrégateurs utilisent quatre performatives. L'objectif de la première est d'indiquer à l'agent fournisseur la consommation de sa coopérative, pour les n intervalles à venir. La seconde est utilisée pour relayer aux agents prosumers les tarifs retournés par les agents fournisseurs, pour les n intervalles suivants. La troisième performative est utilisée pour indiquer à un prosumer de la coopérative le montant de sa pénalité. La quatrième performative permet à l'agent agrégateur de négocier un contrat annuel avec un fournisseur.

- **Inform(Planning)** : Un planning est formalisé par un vecteur à n termes $(\langle q_{coop}^t, q_{coop}^{t+1}, \dots, q_{coop}^{t+n} \rangle)$. L'agent agrégateur $ag \in \mathcal{A}_A$ précise la demande de la coopérative pour chacun des n prochains intervalles, avec $q_{coop}^t \in [Q^{min}, Q^{max}]$.
- **Inform(Tarifs)** : Tarifs est formalisé par un vecteur à n termes $(\langle tr_a^t, tr_a^{t+1}, \dots, tr_a^{t+n} \rangle)$.
- **Inform(Pénalité)** : Une pénalité est formalisée par une paire (Pen_u^t, ps) , Pen_u^t étant la pénalité de ps pour son écart de consommation à l'intervalle t .
- **Propose(Contrat-Annuel)** : Un Contrat-Annuel est formalisé sur une base similaire à celle de l'agent fournisseur.

On peut remarquer que les fournisseurs ne sont jamais amenés à révéler leur fonction de tarification. De la même manière, les agents prosumers ne révèlent jamais leurs besoins b mais seulement leur consommation q .

4.3.2 Les règles d'utilisation des structures conversationnelles

Dans cette section, nous décrivons les règles permettant l'interaction entre les agents via les structures de conversation décrites à la section 4.3.1.

- **R1** : $\forall ps \in \mathcal{A}_U$ la performative **Inform(Profil-prosumer)** est la première utilisée par ps , au début d'un intervalle. Elle peut ensuite être utilisée $\forall t \in \mathcal{T}$ si $Q_{min}^{ps,t} \neq Q_{min}^{ps,t-1}$ ou $Q_{max}^{ps,t} \neq Q_{max}^{ps,t-1}$, si l'agent souhaite modifier ses bornes de consommation.

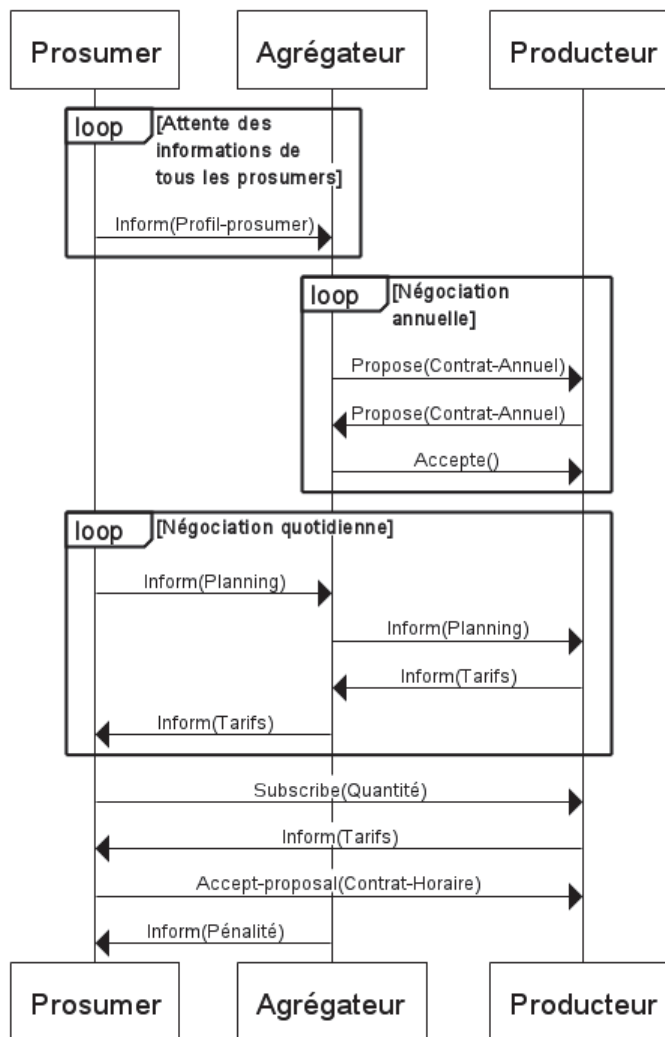


Fig. 4.3: Modélisation des échanges entre les agents

- **R2** : $\forall ps \in \mathcal{A}_U$ la performative **Inform(Planning)** est utilisée à chaque début de journée ($t = 0$), ou en réponse à la performative **Inform(Tarifs)** reçue de la part de l'agent agrégateur. $\forall ag \in \mathcal{A}_A$ la performative **Inform(Planning)** est utilisée par l'agent agrégateur lorsqu'il interagit avec les agents fournisseurs après avoir reçu la performative **Inform(Planning)**, de la part de chaque agent de la coopérative.
- **R3** : $\forall ag \in \mathcal{A}_A$ la performative **Propose(Contrat-Annuel)** est utilisée après avoir reçu toutes les performatives **Inform(Profil-prosumer)** des agents de la coopérative ou après avoir reçu la performative **Inform(Profil-prosumer)** d'un nouvel agent arrivant dans la coopérative ou encore après un changement de profil. Elle est également utilisée pendant la négociation (cf. Section 4.1.1) si $Z_{af} < Z_{fa}$. $\forall pv \in \mathcal{A}_F$ la performative **Propose(Contrat-Annuel)** est utilisée après avoir reçu la performative **Propose(Contrat-Annuel)** et $Z_{fa} < Z_{af}$.
- **R4** : $\forall ag, \forall pv \in \mathcal{A}_A \cup \mathcal{A}_F$ la performative **Accept-proposal(Contrat-Annuel)** est utilisée après avoir reçu la performative **Propose(Contrat-Annuel)** et conclut un accord entre un agent agrégateur et un agent fournisseur, si $U_a(X_f) > U_f(X_f)$ ou $U_f(X_a) > U_a(X_a)$ (cf. Section 4.1.1).
- **R5** : $\forall pv \in \mathcal{A}_F$ la performative **Inform(Tarifs)** est utilisée en réponse à la performative **Inform(Planning)**, provenant de l'agent agrégateur. $\forall ag \in \mathcal{A}_A$ la performative **Inform(Tarifs)** est envoyée aux agents prosumers après avoir reçu la performative **Inform(Tarifs)**, de la part de l'agent fournisseur.
- **R6** : $\forall pv \in \mathcal{A}_F$ la performative **Inform(Pénalité)** est utilisée $\forall t > t' \in \mathcal{T}$ pour indiquer le montant de la pénalité de la coopérative à l'agent agrégateur relatif à un contrat horaire se terminant à t' . $\forall ag \in \mathcal{A}_A$ la performative **Inform(Pénalité)** est utilisée $\forall t > t' \in \mathcal{T}$ pour indiquer le montant de sa pénalité à un agent prosumer, pour un contrat horaire se terminant à t' .

L'ensemble des performatives présentées ici, ainsi que les règles associées, permettent aux agents de suivre le protocole défini dans notre mécanisme. Nous allons les clarifier dans le scénario illustratif suivant.

4.4 Un scénario illustratif

Dans cette section, nous allons d'abord présenter les agents que nous considérons dans notre exemple. Cet exemple comporte cinq agents, deux agents fournisseurs (pv_1 et pv_2), un agent agrégateur (ag) et trois agents prosumers (ps_1, ps_2, ps_3). Dans la deuxième partie, nous décrivons, étape par étape, le fonctionnement de notre mécanisme et expliquons les différentes interactions qui ont lieu entre les agents. Cet exemple a d'abord pour but, de

	p^{OPT}	tr^{OPT}	tr^{MAX}	A	Pen
pv_1	80	8.86	50	100	0.1
pv_2	60	8.72	60	40	0.25

Tab. 4.1: Les caractéristiques des différents fournisseurs

	Q^{min}	Q^{max}	p^{max}	σ^p	σ^b	s	$socr$	soc_{t_0}
ps_1	6	8	0	0	1.3	2	1	1
ps_2	7	12	1	0	1.25	4	2	1
ps_3	-2	3	2	0	1.15	0	0	0

Tab. 4.2: Les caractéristiques des différents prosumers

montrer le déroulement du processus induit par notre mécanisme, et ensuite de mettre en évidence les propriétés inhérentes à celui-ci, telles que l'intérêt pour un agent d'appartenir à une coopérative et le fait qu'un, parmi eux qui ne respecte pas ses engagements ne pénalise pas sa coopérative.

4.4.1 Les agents

Les trois tableaux suivants (4.1 et 4.2) montrent les multiples caractéristiques des différents agents fournisseurs et des différents agents prosumers. Par exemple, le tableau 4.1 montre la production optimale, le coefficient tarifaire selon l'écart entre la production et la demande, le coût d'abonnement annuel et le coût de la pénalité. Le tableau 4.2 expose les limites de consommation des prosumers, leur production maximale, leur écart moyen de prédiction de la production et de la consommation, la capacité de stockage et l'état de charge de la capacité de stockage, au début de l'exemple.

4.4.2 Le déroulement de l'exemple

La première phase de notre mécanisme concerne l'envoi d'informations des agents prosumers à l'agent agrégateur avec la performative **Inform(Profil-prosumer)**. L'ensemble des données envoyées par chaque agent est le suivant (cf. Table 4.2) :

	Données du vecteur initiale (b^t, b_e^t, p^t)			
	t_0	t_1	t_2	t_3
ps_1	(6 ; 2 ; 0)	(7 ; 3 ; 0)	(8 ; 2 ; 0)	(7 ; 1 ; 0)
ps_2	(7 ; 4 ; 0)	(10 ; 6 ; 1)	(11 ; 4 ; 1)	(12 ; 8 ; 0)
ps_3	(4 ; 1 ; 3)	(6 ; 2 ; 8)	(7 ; 3 ; 4)	(5 ; 1 ; 2)

Tab. 4.3: Vecteur représentant les besoins, les capacités d'effacement et la production des trois prosumers pour quatre intervalles

- **Profil-prosumer** = $\{ps_1, 6, 8, 2.5\}$
- **Profil-prosumer** = $\{ps_2, 7, 12, 0.8\}$
- **Profil-prosumer** = $\{ps_3, -2, 3, 1.5\}$

Les prosumers qui possèdent des générateurs tiennent compte de cette capacité de production lorsqu'ils annoncent leurs bornes de consommation à l'agent agrégateur. À partir de ces informations, l'agent agrégateur calcule les caractéristiques suivantes :

- $Q_{coop}^{min} = 6 + 7 - 2 = 11$
- $Q_{coop}^{max} = 8 + 12 + 3 = 23$
- $\sigma_{coop} = \sqrt{(2.5)^2 + (0.8)^2 + (1.5)^2} = 3$

Ces informations calculées servent à entamer les négociations avec les fournisseurs. Le programme linéaire que l'agent agrégateur optimise est :

$$\min : 100.x_1 + 0,1.8766.3.y_1 + 40.x_2 + 0,25.8766.3.y_2 \quad (4.5)$$

sous les contraintes :

$$\begin{aligned} x_1 + x_2 &= 23 \\ x_1 - y_1 + x_2 - y_2 &= 11 \\ x_1 &\geq y_1, x_2 \geq y_2 \end{aligned}$$

Une fois le système d'équations (4.5) résolu, cela donne $x_1 = 12$, $x_2 = 11$, $y_1 = 12$, $y_2 = 0$. L'agent agrégateur fait une proposition pour un contrat annuel à chaque fournisseur, en utilisant la performative **Inform(Profil-prosumer)**, avec :

- **Profil-prosumer** = $\{\{12,12\};\{0\}\}$ pour pv_1
- **Profil-prosumer** = $\{\{0,11\};\{0\}\}$ pour pv_2

Nous considérons que les agents suivent le MCP et les stratégies de concession décrites dans la section 4.1.1, ce qui donne :

- Contract $\{\{12,12\};\{0\}\}$, entre l'agent agrégateur et pv_1 , conclu suite à la première proposition.
- Contract $\{\{1.09,11\};\{14.64(=5.92+8.72)\}\}$, entre l'agent agrégateur et pv_2 , accepté à la dixième proposition par l'agent agrégateur.

La répartition des coûts du contrat annuel, d'un montant de 100 pour le contrat avec pv_1 et de 40 pour un contrat avec pv_2 est la suivante :

- Pour ps_1 : $\frac{2}{2+5+5} \cdot (100 + 40) = 23.33$
- Pour ps_2 : $\frac{5}{2+5+5} \cdot (100 + 40) = 58.33$
- Pour ps_3 : $\frac{5}{2+5+5} \cdot (100 + 40) = 58.33$

Pour négocier le contrat quotidien, les agents de la coopérative envoient leur vecteur de consommation avec la performative **Inform(Planning)**. Pour cet exemple, nous ne considérons que les quatre prochains intervalles.

- Avec, pour ps_1 , Planning = {6,7,8,7}
- Avec, pour ps_2 , Planning = {7,9,10,12}
- Avec, pour ps_3 , Planning = {1,-2,3,3}

Par rapport aux bornes cela donne :

- A l'intervalle 1 : $6 + 7 + 1 = 14 \rightarrow 11 < 14 < 23 \rightarrow Q_{coop}^{min} < 14 < Q_{coop}^{max}$
- A l'intervalle 2 : $7 + 9 - 2 = 14 \rightarrow 11 < 14 < 23 \rightarrow Q_{coop}^{min} < 14 < Q_{coop}^{max}$
- A l'intervalle 3 : $8 + 10 + 3 = 21 \rightarrow 11 < 21 < 23 \rightarrow Q_{coop}^{min} < 21 < Q_{coop}^{max}$
- A l'intervalle 4 : $7 + 12 + 3 = 22 \rightarrow 11 < 22 < 23 \rightarrow Q_{coop}^{min} < 23 < Q_{coop}^{max}$

Les contraintes Q_{coop}^{min} et Q_{coop}^{max} sont bien respectées pour chaque intervalle. L'agent agrégateur envoie ce vecteur au fournisseur pour connaître les tarifs. Il optimise donc la fonction suivante :

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{i \in \mathcal{F}} tr_i^t \cdot h_i^t \quad (4.6)$$

Considérant que la demande des autres clients des fournisseurs est reflétée par les vecteurs $\langle 38; 62; 64; 36 \rangle$ pour f_1 et $\langle 18; 39; 40; 25 \rangle$ pour f_2 , l'optimisation donne la répartition suivante de la demande parmi les fournisseurs :

- $ag \rightarrow pv_1$: Planning = {12,12,12,12}.
- $ag \rightarrow pv_2$: Planning = {2,2,9,10}.
- pv_1 calcule ses tarifs, ce qui donne par exemple pour le premier intervalle : $(8.86 + 8.86) \cdot (1 - e^{(-\frac{80 - (14+38)}{8.86})}) = 17.42$
- pv_1 : Tarifs(8.86,8.86,8.86,8.86)
- pv_2 : Tarifs(14.43,14.23,13.6,14.37)
- ag : Tarifs(11.72,11.66,11.16,11.36) renvoie le tarif optimal moyen, par exemple pour le premier intervalle ag calcul $\frac{12 \cdot 8.86 + 2 \cdot 14.43}{14} = 11.72$

pv_1 et pv_2 répondent en envoyant les tarifs correspondant à la demande. Ces tarifs dépendent de la demande totale des fournisseurs. A_a informe les agents de sa coopérative des tarifs, afin qu'ils puissent modifier la planification de leur demande s'ils veulent bénéficier de tarifs plus avantageux. Chaque agent prosumer calcule sa nouvelle demande selon la résolution du système (4.2).

- ps_1 modifie sa demande qui devient : Planning(6,6,8,8)
- ps_2 modifie sa demande qui devient : Planning(7,8,12,12)
- ps_3 modifie sa demande qui devient : Planning(0,-1,3,3)

L'agent agrégateur renvoie les nouveaux plannings aux fournisseurs

- $ag \rightarrow pv_1$: Planning(12,12,12,12).
- $ag \rightarrow pv_2$: Planning(1,2,11,11).
- Les nouveaux tarifs de pv_2 deviennent : $\langle 30.79, 17.41, 18.81, 28.84 \rangle$

- Les tarifs de pv_1 sont identiques, car la demande de la coopérative ne change pas pour ce fournisseur, en raison des limites contractuelles annuelles.
- ag : Tarifs(20.76,15.22,14.77,19.75)

Ensuite, ag renvoie les nouveaux tarifs aux agents de la coopérative. Pour l'exemple, nous supposons que tous les agents qui appartiennent à la coopérative décident de maintenir leur planification inchangée. Pour connaître la quantité réelle consommée par les agents au premier intervalle, nous tirons au hasard une valeur selon une loi normale pour la consommation et la production. Dans notre cas :

- $ps_1 : \mathcal{N}(7; 1.3) \rightarrow 9.23$
- $ps_2 : \mathcal{N}(8; 1.25) \rightarrow 8.26$
- $ps_3 : \mathcal{N}(1; 1.15) \rightarrow 0.62$

L'écart entre les prédictions et l'énergie réellement consommée donne pour chaque agent et pour la coopérative :

- $ps_1 : 7 - 9.23 = -2.23$. ps_1 s'est engagé à ne pas consommer plus de 8 kWh, il doit donc passer un contrat avec un fournisseur pour les -1.23 non pris en compte par la coopérative. La surconsommation de pv_1 viendra de pv_2 , étant donné que pv_1 ne fournira pas plus de 12 selon le contrat annuel, alors que pv_2 peut fournir 7 de plus que les 4 demandés, en raison du contrat annuel passé avec lui. Le tarif est de 30.79 plus une pénalité de 0.25, soit $(30.79 + 0.25) \times 1.23 = 38.18$ cts que ps_1 devra payer à pv_2 par kWh consommé.
- $ps_2 : 8 - 8.26 = -0.26$
- $ps_3 : 1 - 0.62 = 0.38$
- $coopérative : -1 - 0.26 + 0.38 = -0.88$

L'écart de la coopérative après équilibrage entre agents est de -0.88 kWh, alors que l'écart cumulé des trois agents est de 1.64 kWh. La pénalité $0.1 \times 0.88 = 0.088$ est répartie entre ps_1 et ps_2 car la coopérative est pénalisée pour une surconsommation, et seuls les agents qui ont surconsommé paieront la pénalité infligée à la coopérative. La répartition de la pénalité entre les sur-consommateurs est la suivante :

- $pen_{u_1} = 0.088 \times \frac{1 - \frac{0.38}{2}}{0.88} = 0.081$
- $pen_{u_2} = 0.088 \times \frac{0.26 - \frac{0.38}{2}}{0.88} = 0.007$

Comme le montre l'exemple, notre mécanisme permet à une coopérative de réduire le montant des pénalités qu'elle subit, tout en rémunérant les fournisseurs pour les écarts de consommations. On a pu montrer également qu'un agent qui ne respecte pas son engagement sur ses limites de consommations horaires ne pénalise pas les autres membres de la coopérative.

4.5 L'analyse théorique du mécanisme

Cette section étudie quatre propriétés du modèle. Tout d'abord, nous montrons que les prosumers réduisent leurs coûts quand ils consomment moins, même s'ils ont à payer des pénalités. Ensuite, nous donnons la *facture théorique* d'un agent faisant partie d'une coopérative. Nous partons de cette propriété pour montrer que, dans notre modèle, les prosumers paient moins de pénalités lorsqu'ils font partie d'une coopérative. Enfin, nous montrons qu'avec notre mécanisme, la volatilité est minimisée.

4.5.1 La monotonie du coût en fonction de la consommation

Un prosumer ne peut pas être incité à consommer inutilement afin d'éviter de payer des pénalités. Le bénéfice perçu par un agent qui ne consomme pas doit toujours être supérieur à toute pénalité, soit $q_u^t \times tr_a^t > q_u^{t'} \times tr_a^t + pen_f \times (|q_u^t - q_u^{t'}|)$. Soit q_u^t l'énergie requise et $q_u^{t'}$ l'énergie consommée :

$$\begin{aligned} q_u^t \times tr_a^t &> q_u^{t'} \times tr_a^t + pen_f \times (q_u^t - q_u^{t'}) \\ q_u^t \times tr_a^t &> q_u^{t'} \times tr_a^t + pen_f \times q_u^t - pen_f \times q_u^{t'} \\ q_u^t \times tr_a^t - pen_f \times q_u^t &> q_u^{t'} \times tr_a^t - pen_f \times q_u^{t'} \\ q_a^t \times (tr_a^t - pen_f) &> q_a^{t'} \times (tr_a^t - pen_f) \\ q_a^t &> q_a^{t'} \text{ if } (tr_a^t - pen_f) > 0 \end{aligned}$$

Cette inégalité montre que notre système n'incite pas les agents à consommer pour éviter les pénalités de consommation, à la condition que $tr_a^t - pen_f > 0$; c'est à-dire que le tarif est plus élevé que les pénalités. Cela montre que la propriété provenant du mécanisme de tarification POU est conservée dans notre cas. Les agents ne sont donc pas incités à demander de l'énergie sur le réseau dans le but d'éviter des pénalités.

4.5.2 La facture théorique

Nous pouvons formuler le montant des pénalités à payer par un agent par :

$$pen_u = pen_a \left(\sigma_a^b - \frac{\sqrt{\sum_{u \in Coop} (\sigma_u^b)^2}}{C^+} \right)$$

avec $\sqrt{\sum_{u \in Coop} (\sigma_u^b)^2}$ l'écart moyen de la consommation de l'ensemble des agents qui limitent l'écart total de la coopérative, avec $\sum_{u \in Coop} f(x, y, z) = C^+$, le nombre d'agents dans cet ensemble. Soit x_a la variable représentant l'écart de la coopérative, x_u la variable représentant l'écart de ps_u , μ_a la consommation moyenne de la coopérative et μ_u la consommation moyenne d'un prosumer.

1. $P(x_a > \mu_a) \times P(x_u > \mu_u) = \frac{1}{4}$
2. $P(x_a < \mu_a) \times P(x_u > \mu_u) = \frac{1}{4}$
3. $P(x_a < \mu_a) \times P(x_u < \mu_u) = \frac{1}{4}$
4. $P(x_a > \mu_a) \times P(x_u < \mu_u) = \frac{1}{4}$

Le prosumer va payer une pénalité dans deux de ces cas :

1. $P(x_c > \mu_c) \times P(x_u > \mu_u)$
2. $P(x_a < \mu_a) \times P(x_u < \mu_u)$

$P(x_a > \mu_a) \times P(x_u > \mu_u) + P(x_a < \mu_a) \times P(x_u < \mu_u) = \frac{1}{4} + \frac{1}{4} = \frac{1}{2}$. La pénalité théorique d'un agent est donc :

$$pen_u = \frac{1}{2} \times pen_a(\sigma_u^b - \frac{\sqrt{\sum_{u \in Coop} (\sigma_u^b)^2}}{C^+})$$

La facture théorique d'un agent devient alors :

$$\sum_{t=0}^n tr_a^t \times q_u^t + \frac{1}{2} \times pen_a(\sigma_u^b - \frac{\sqrt{\sum_{u \in Coop} (\sigma_u^b)^2}}{C^+})$$

Un agent qui n'appartiendrait pas à une coopérative verrait donc sa facture théorique augmenter en raison d'une moindre compensation de ses écarts par les autres agents de la coopérative.

4.5.3 La rationalité individuelle

Nous montrons qu'un agent a intérêt à être membre d'une coopérative en démontrant que sa facture théorique est inférieure lorsque l'agent fait partie de celle-ci. Par conséquent, nous démontrons l'inégalité suivante :

$$\sum_{t=0}^n tr_a^t \times q_u^t + \frac{1}{2} \times pen_a(\sigma_u^b - \frac{\sqrt{\sum_{u \in Coop} (\sigma_u^b)^2}}{\sum_{u \in Coop} f(x_u, y_u, z)}) < \sum_{t=0}^n tr_a^t \times q_u^t + pen_u \times \sigma_u^b \quad (4.7)$$

Supposons que $pen_a = pen_u$ (la pénalité infligée à la coopérative est égale à la pénalité infligée à l'agent u), dans ce cas l'inégalité devient :

$$\frac{1}{2} \cdot (\sigma_u^b - \frac{\sqrt{\sum_{u \in Coop} (\sigma_u^b)^2}}{\sum_{u \in Coop} f(x_u, y_u, z)}) < \sigma_u^b$$

$$\frac{\sigma_u^b}{2} - \frac{\sqrt{\sum_{u \in Coop} (\sigma_u^b)^2}}{2 \cdot \sum_{u \in Coop} f(x_u, y_u, z)} < \sigma_u^b$$

$$-\frac{\sqrt{\sum_{u \in \text{Coop}} (\sigma_u^b)^2}}{2 \cdot \sum_{u \in \text{Coop}} f(x_u, y_u, z)} < \frac{\sigma_u^b}{2}$$

$$-\frac{\sqrt{\sum_{u \in \text{Coop}} (\sigma_u^b)^2}}{\sum_{u \in \text{Coop}} f(x_u, y_u, z)} < \sigma_u^b$$

$\sqrt{\sum_{u \in \text{Coop}} (\sigma_u^b)^2} \geq 0$ et $\sigma_u^b \geq 0$ par définition de l'écart type.

$\sum_{u \in \text{Coop}} f(x_u, y_u, z) \geq 1$ car $f(x_u, y_u, z) = 1$ pour l'agent prosumer ps_u . Le signe négatif devant le ratio de deux nombres positifs garantit l'inégalité. Avec la quatrième propriété, cela montre que les agents sont encouragés à échanger de l'énergie au sein de la coopérative avant de faire appel au réseau.

4.5.4 La minimisation de la volatilité

D'après la fonction (4.3), le tarif appliqué par un fournisseur pv_f est constant et égal à tr^{opt} si l'énergie totale requise $q_f^{tot} = p_f^{opt}$. Ainsi, dans le cas de tout signal de tarification qui encourage les prosumers à demander une quantité d'énergie égale à la production optimale des fournisseurs, on a la somme $\sum_{i=1}^{24} \sqrt{(q_f^{tot} - p_f^{opt})^2}$ qui est minimisée. Cela mène à $\sum_{i=1}^{24} \sqrt{(tr_f^i - \overline{tr_f})^2} \rightarrow 0$, avec $\overline{tr_f}$ le tarif moyen. Par définition, la volatilité équivaut à l'écart type du prix. Comme $\sum_{i=1}^{24} \sqrt{(tr_f^i - \overline{tr_f})^2}$ est l'écart-type du prix, on peut dire que la volatilité tend vers 0.

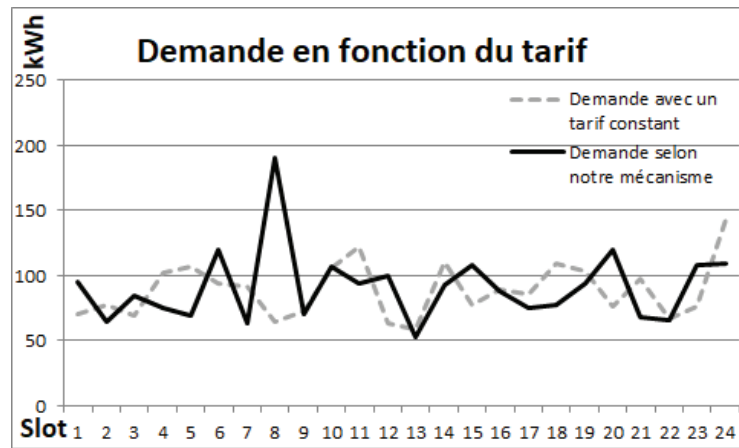
4.6 L'évaluation expérimentale

Dans cette section, nous décrivons d'abord l'initialisation de nos données. Ensuite, nous présentons et discutons les résultats de notre évaluation. Notre objectif est de montrer l'évolution des prix selon le mécanisme tarifaire que nous proposons. Nous examinons donc l'évolution des tarifs en fonction de l'évolution de la demande (qui dépend des effacements et de l'utilisation de la capacité de stockage) et du niveau des pénalités au sein d'une coopérative, qui peut ajouter de la volatilité au prix final payé par le prosumer.

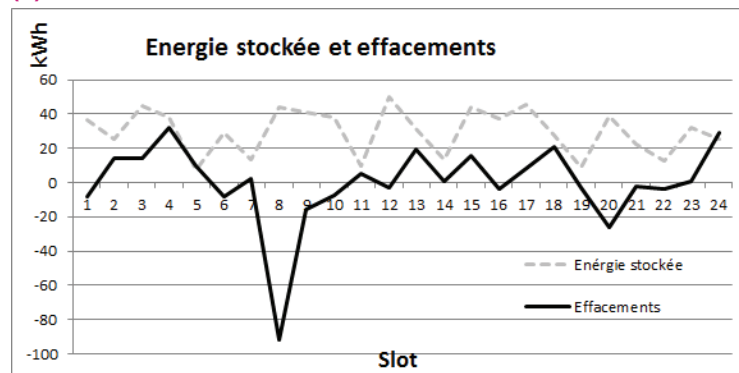
4.6.1 Les données des simulations

Nous commençons par considérer un scénario dans lequel chaque agent fait partie d'une coopérative et possède un générateur, une capacité de stockage, des besoins, certaines capacités d'effacement, certaines capacités de prédiction et des bornes de consommation.

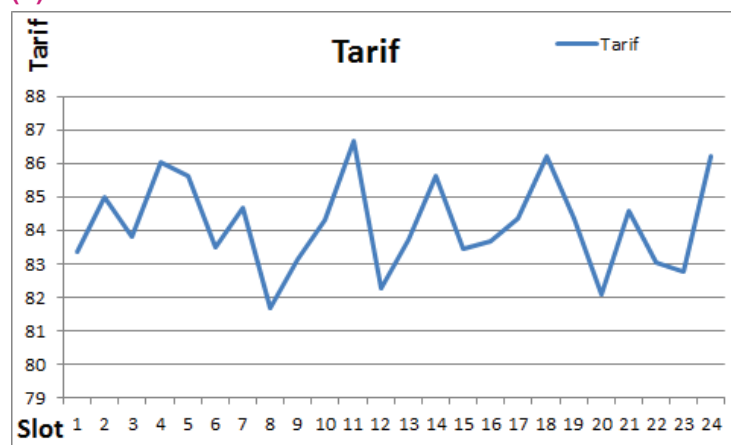
Les valeurs des **Bornes de consommation** : Q^{max} (resp. Q^{min}) sont tirées aléatoirement dans $[Q^{min}, 2 \cdot Q^{min}]$ (resp. $[6.5, 11.5]$) comme proposé par [Vei+13]. Chaque agent est équipé d'un **générateur** avec une production maximale tirée au hasard dans $[1, 6]$. 6 KW



(a)



(b)



(c)

Fig. 4.4: Évolution de la demande d’une coopérative en fonction du prix associé

étant la puissance maximale⁴ pour une éolienne domestique ou un panneau solaire conventionnel. Chaque agent est équipé d’une **capacité de stockage** qui est tirée au hasard dans $[0; 6.4]$, les 6,4 kWh correspondent à la capacité de stockage de la batterie powerwall⁵. Au début de la simulation, la capacité de stockage est pourvue d’une quantité d’énergie qui est tirée au hasard dans $[0, s_u]$. À chaque intervalle, la **consommation** prédite d’un

4. <http://www.energysavingtrust.org.uk/domestic/wind-turbines>

5. <http://www.teslamotors.com/powerwall>

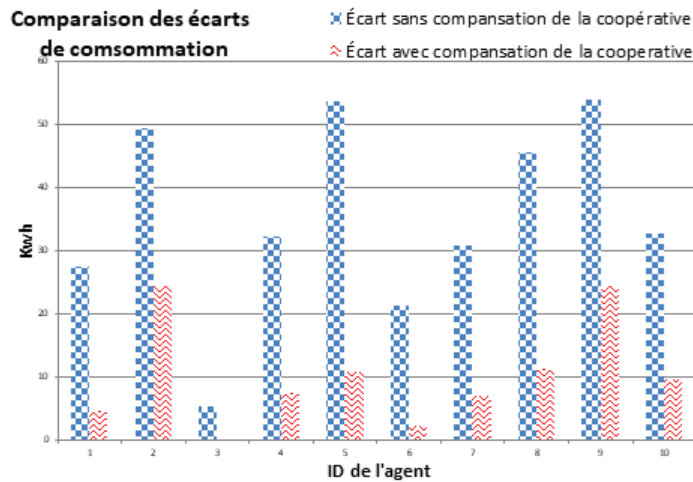


Fig. 4.5: L'effet d'harmonisation des écarts au sein d'une coopérative

prosumer est tirée au hasard dans $[0, Q^{max}]$. Puis la consommation réelle est tirée au hasard suivant la loi $\mathcal{N}(q^{pred}, \sigma^b)$ ⁶. Ainsi, la consommation réelle peut être plus élevée que Q^{max} . La **Capacité de prédiction** σ^b est tirée au hasard entre 3,59% et 17,9% de Q^{max} , 3,59 représente de mauvais prédicateurs et 17,9 de bons prédicateurs dans [Vin+14]. σ^p est tirée au hasard entre 0% et 5% de P^{max} . Pour chaque intervalle, la **possibilité d'effacement** pour un intervalle donné est tirée aléatoirement entre 0% et 50% de la consommation prévue pour cet intervalle. Nous avons commencé par tester le modèle avec une coopérative, le **nombre d'agents** dans la coopérative étant fixé à 10. Pour les différents programmes linéaires, nous avons utilisé le **solveur** glpk [Bwo].

4.6.2 Le comportement d'une coopérative comportant 10 agents

La figure 4.5 montre l'effet d'harmonisation des écarts de chaque prosumer au sein d'une coopérative. On peut observer que l'écart est plus faible lorsque les agents sont dans une coopérative que lorsqu'ils sont seuls, l'effet d'harmonisation conduit à une réduction de 63% de l'écart, c'est-à-dire que la sous-consommation (ou la surconsommation) de certains agents est compensée à 63% par la surconsommation (ou sous-consommation) des autres. Ainsi, cela diminue le niveau des pénalités, et par extension, la volatilité du prix payé par les prosumers. Le mécanisme utilise la combinaison des capacités de stockage et des possibilités d'effacement. L'utilisation de cette combinaison permet de déplacer la demande de la coopérative vers des intervalles où les tarifs sont bas.

Comme le montre la figure 4.4a à l'intervalle 8, on peut observer un pic de demande de la coopérative. Au même intervalle sur la figure 4.4b, on peut observer que ce pic de demande est en partie dû à un déplacement de celle-ci. Les agents déplacent leurs consommations effaçables et stockent de l'énergie sur cet intervalle. Sur la figure 4.4c, on peut noter qu'à l'intervalle 8, le tarif ne s'écarte pas tellement du prix moyen (81,7 pour une moyenne de

6. Loi normale de paramètres q^{pred}, σ^b

84,17). De manière plus globale, les figures 4.4a et 4.4b montrent des flux d'énergie assez élevés. La demande de la coopérative varie entre 50 et 200 kWh/intervalle sur la journée. Du côté des effacements, ils évoluent de 30 à -90 kWh/intervalle dans la journée (-90 indique que la consommation est planifiée plus tôt que prévue dans la journée). Contrairement à cela, la figure 4.4c montre que la fourchette de prix est assez faible, passant de 81,7 à 86,7 par intervalle. La volatilité du prix dans la journée (Figure 4.4c) est de 1,92 (écart-type) avec une moyenne de 84,17. À titre de comparaison, en 2014, un rapport⁷ indique une volatilité de 11,51 entre le début de l'année 2009 et la fin de l'année 2012.

4.6.3 L'effet du taux d'erreur de prédiction et du nombre d'agents dans une coopérative sur la volatilité

Dans cette section, nous présentons les tests sur l'évolution de la volatilité et du montant de la pénalité en fonction de l'erreur de prédiction de la consommation, et de la production des prosumers ainsi que le nombre d'agents dans la coopérative. L'objectif est d'appréhender le comportement du modèle avec une augmentation du nombre d'agents dans la coopérative et une augmentation de l'erreur de prédiction de la consommation et de la production.

Sur la figure 4.6 nous montrons l'évolution de la volatilité. Nous pouvons voir qu'une

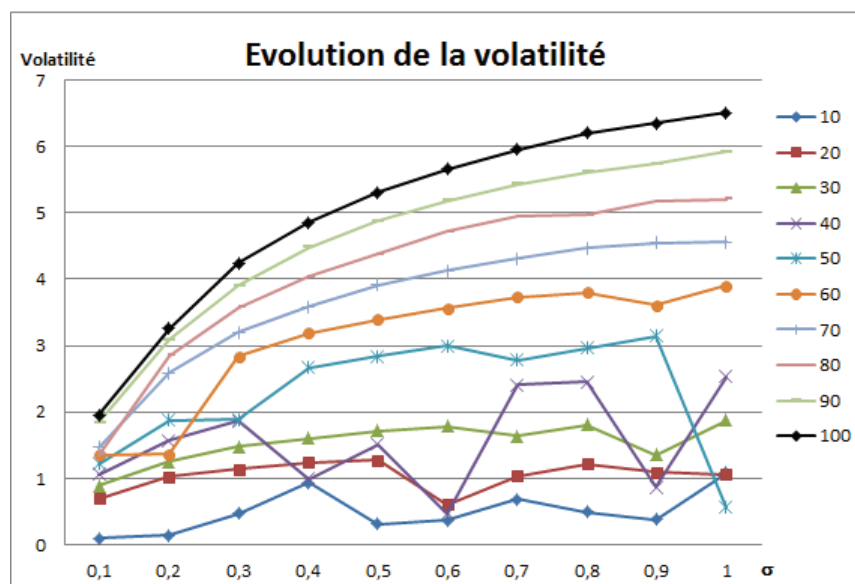


Fig. 4.6: Chaque point sur cette figure est la moyenne de 100 simulations. Il indique la valeur de la volatilité pour un σ donné et un nombre donné d'agents dans la coopérative. σ est testé de 0,1 à 1 par pas de 0,1 et le nombre d'agents dans la coopérative est testé de 10 à 100 par pas de 10 agents.

augmentation de σ implique une augmentation de l'erreur de prévision et du prix payé par la coopérative, en particulier lorsque la coopérative comprend 70 agents et plus, nous pouvons remarquer une augmentation logarithmique de la volatilité. Cela peut être expliqué par le nombre de contrats directs entre prosumers et fournisseurs. Cela correspond à la règle

7. <http://www.wec-france.org/DocumentsPDF/RECHERCHE/79rapportfinal.pdf>

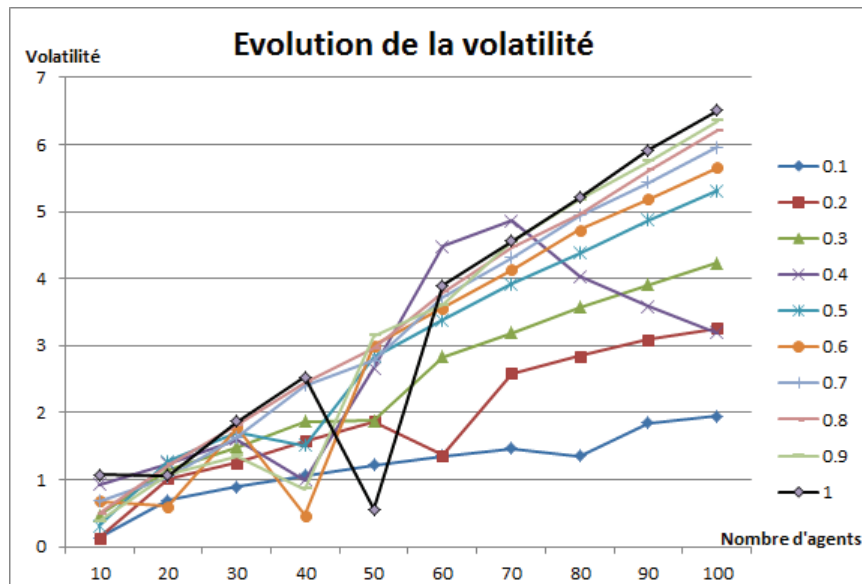


Fig. 4.7: Chaque point sur cette figure est la moyenne de 100 simulations. Il indique la valeur de la volatilité pour un σ donné et un nombre donné d'agents dans la coopérative. σ est testé de 0,1 à 1 par pas de 0,1 et le nombre d'agents dans la coopérative est testé de 10 à 100 par pas de 10 agents.

imposée dans notre modèle à savoir que, lorsqu'un consommateur a besoin de plus d'énergie que ce que sa borne supérieure lui permet au sein de la coopérative, il doit passer un contrat directement avec les fournisseurs pour recevoir la différence entre la borne supérieure et ses besoins. Ainsi, plus l'erreur de prédiction est élevée, plus la probabilité d'augmenter ponctuellement la demande sur le marché augmente, et plus la volatilité augmente.

Sur la figure 4.7, nous exposons les mêmes données mais selon le point de vue du nombre d'agents au sein de la coopérative. Ce faisant, il est plus facile de voir que la volatilité augmente avec le nombre d'agents dans la coopérative allant de 10 à 30 agents, mais se stabilise pour 40 à 100 agents. Avec l'augmentation de la volatilité, l'accroissement du nombre d'agents accentue la probabilité d'avoir un agent dont les besoins seront plus élevés que sa borne supérieure. La demande se voit ainsi ponctuellement augmentée et par extension, la volatilité.

Sur la Figure 4.9, nous montrons l'évolution de la pénalité par rapport à l'augmentation de l'erreur de prédiction de la production et de la consommation. Nous pouvons remarquer que, comme prévu, le montant de la pénalité augmente avec σ , pour chaque nombre d'agents testé. Le montant de la pénalité augmente avec le nombre d'agents. Ainsi, sur la figure 4.8, nous présentons la pénalité moyenne payée par agent. On observe que le montant de la pénalité par agent diminue lorsque la taille de la coopérative est comprise entre 10 et 30 agents, se stabilise pour des coopératives de 30 à 70 agents et augmente ensuite pour des coopératives de 80 à 100 agents. En raison de l'effet d'harmonisation au sein d'une coopérative, le nombre d'agents n'a qu'un effet marginal sur la pénalité moyenne payée par un agent.

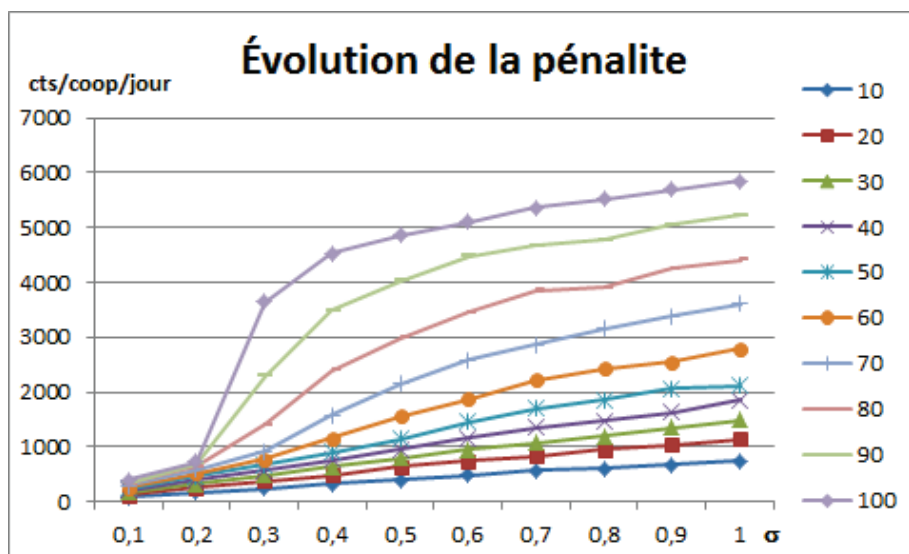


Fig. 4.8: Chaque point de la figure est la moyenne de 100 simulations et correspond à la pénalité moyenne payée par un agent, au sein d'une coopérative, en cts/jour selon un σ donné et un nombre donné d'agents dans la coopérative. σ est testé de 0,1 à 1 par pas de 0,1 et le nombre d'agents dans la coopérative est testé de 10 à 100 par pas de 10 agents.

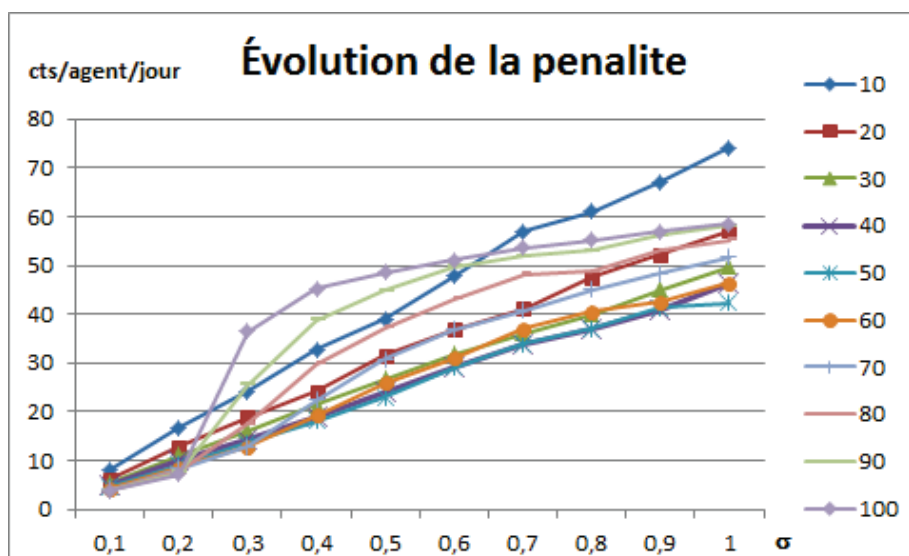


Fig. 4.9: Chaque point de la figure est la moyenne de 100 simulations et correspond au montant total moyen payé (en cts) par une coopérative, selon une valeur de σ donnée et un nombre donné d'agents dans la coopérative. Les σ sont testés de 0,1 à 1 par pas de 0,1 et le nombre d'agents dans la coopérative est testé de 10 à 100 par pas de 10 agents.

0h-1h	45,58	71,29	72	69,28	68,41	48,73	45,76	60,56	50,96	50	49,25
1h-2h	42,2	61,72	65,8	66,6	59,36	44,41	43,5	50	50	49,1	47,08
2h-3h	40,08	52,79	59,99	62,48	51	42,37	42	50,5	49,36	46,35	44,99
3h-4h	36,99	49,96	50,69	55,73	49,09	36,35	37,6	48	47,18	44,3	44,06
4h-5h	37,02	48,72	52,58	55,23	48,72	34,58	36,7	45,87	46,71	41,2	41,84
5h-6h	40,08	65,87	65,05	61,19	49,09	35,38	44,25	50,83	49,38	44,98	44,99
6h-7h	61,9	93,36	80,4	69,65	50	36,52	53	61,91	59,58	49,96	50
7h-8h	69,24	149,6	200	82,46	53	40,67	66,57	77,65	69,94	57,71	60,37
8h-9h	71,71	134,18	197,61	92,97	58,41	42,37	77,78	80,09	70	59,2	62,51
9h-10h	70,64	143,56	152,22	84,07	62,2	44,25	80	76	69,08	57,71	62,48
10h-11h	70	130,05	107,64	78,64	66,57	46,77	75	70,29	68,33	57,22	60,7
11h-12h	69,98	100,48	109,12	71	59,58	48	66,57	69	66,05	55,06	58,23
12h-13h	67,7	78,57	87,31	67,44	60,23	48,1	65,02	65,61	65	52,86	55,34
13h-14h	67,5	74,63	82,93	67,78	53,06	35,14	63,2	65,42	64,99	52,2	55,04
14h-15h	68,55	72,96	87,75	66,7	50,05	34,2	63,67	66,1	64,1	51,03	55,07
15h-16h	70,06	74,25	89,61	67,83	50,33	35,68	66	66,9	63,1	50,14	55,98
16h-17h	72	79,29	86,8	78,68	52	44	67,63	72,97	65,08	51,63	56,35
17h-18h	87,2	94,5	110,37	88,12	64,6	50,1	81,97	89,25	69,46	60	66
18h-19h	200,07	196,94	266,9	85	67,08	53,01	84,5	82,71	71,01	68,0	68,33
19h-20h	122,56	114,93	124,41	82,97	68,33	53,01	81,08	75,84	70	66,55	66
20h-21h	81,14	81,86	103,72	71,4	61,23	52,3	70,15	70,21	68,22	63,03	59,6
21h-22h	64,84	66,89	72,9	65	54,81	44	65,76	66	58,64	58,12	53
22h-23h	64,08	69,99	73,1	63,98	53	48,81	63,69	65,26	58,98	55,95	53,71
23h-00h	63,96	69,32	73	62,18	50,1	45,14	62,42	62,1	56,79	51,54	52,95
Vol.	33,38	36,74	52,61	10,26	6,83	6,21	14,48	11,35	8,31	6,76	7,38

Tab. 4.4: Prix pour chacun des 24 intervalles sur le marché EPEXSPOT du 29-11-2016 au 09-12-2016

4.6.4 La comparaison de la volatilité avec celle du marché EPEXSPOT

Nous avons confronté les résultats de notre évaluation expérimentale aux données du marché EPEXSPOT. Le tableau ?? présente ces données. Nous pouvons remarquer que la volatilité passe de 6,21 pour le minimum, à 52,61 pour le maximum. Notre mécanisme a sa volatilité maximale à 6,5 quand il y a 100 prosumers dans la coopérative, avec une erreur $\sigma_b = 1$, ce qui signifie que les prosumers peuvent prévoir leurs besoins et leur production avec une erreur de 100%, c'est-à-dire que leur consommation réelle peut atteindre, au maximum, un niveau deux fois plus important que leur consommation prédite. Cela correspond à peu près à la volatilité minimale sur le marché EPEXSPOT.

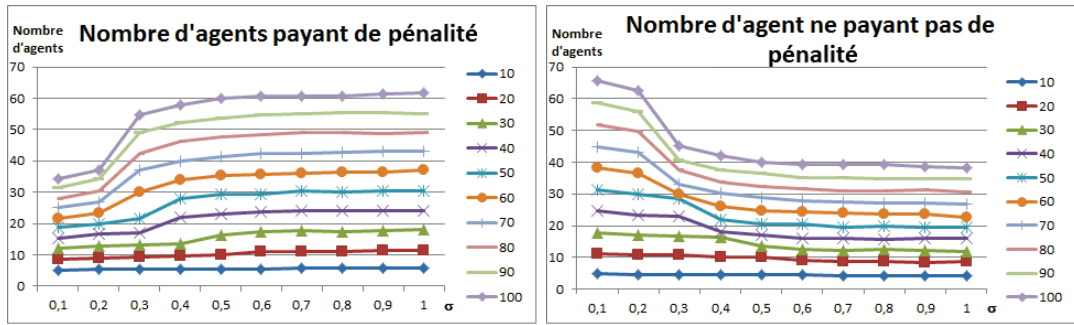


Fig. 4.10: Chaque point est la moyenne de 100 simulations et correspond au nombre moyen d'agents dans la coopérative payant ou non des pénalités selon un σ donné et un nombre donné d'agents dans la coopérative. σ est testé de 0,1 à 1 par pas de 0,1 et le nombre d'agents dans la coopérative est testé de 10 à 100 par pas de 10 agents.

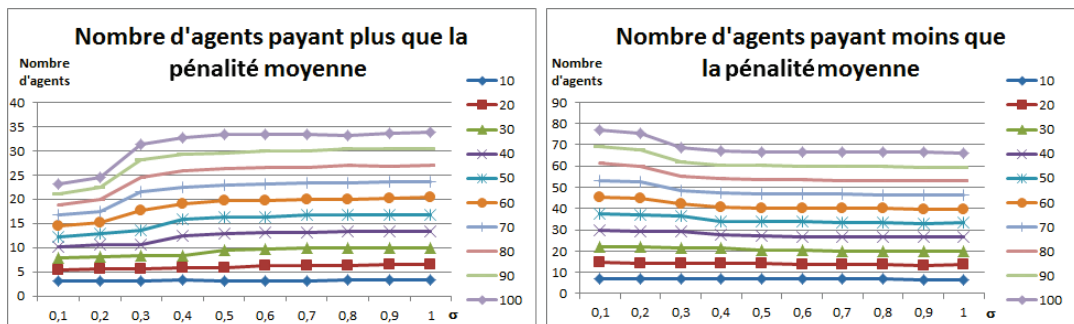


Fig. 4.11: Chaque point de ces figures est la moyenne de 100 simulations et correspond au nombre moyen d'agents dans la coopérative payant plus ou moins que la pénalité moyenne payée par agent, selon un σ donné et un nombre donné d'agents dans la coopérative. σ est testé de 0,1 à 1 par pas de 0,1 et le nombre d'agents dans la coopérative est testé de 10 à 100 par pas de 10 agents.

4.6.5 La répartition des agents au sein d'une coopérative

Dans la Figure 4.10, nous indiquons le nombre d'agents qui paient/ne paient pas de pénalités. Nous pouvons observer que plus il y a d'erreur dans la prédiction plus il y a d'agents qui paient des pénalités, spécifiquement de $\sigma = 0,1$ à $0,5$. Puis, de $\sigma = 0,6$ à 1 , le nombre d'agents payant une pénalité est identique. Dans la Figure 4.11, on peut observer le nombre d'agents qui paient plus ou moins que la moyenne payée par les prosumers à l'intérieur de la coopérative. On peut relever que de $\sigma = 0,1$ à $0,4$, le nombre d'agents payant moins augmente et se stabilise pour atteindre 80% des agents qui paient moins que la pénalité moyenne. Dans la figure 4.12, on peut visualiser la pénalité moyenne minimale et maximale payée par un agent. Pour la pénalité moyenne payée, comme prévu, la pénalité minimale moyenne est égale à 0 (ou très proche), en raison de l'effet de compensation. Inversement, la pénalité maximale moyenne augmente linéairement à mesure que le nombre d'agents dans la coopérative augmente et que l'erreur de prédiction augmente.

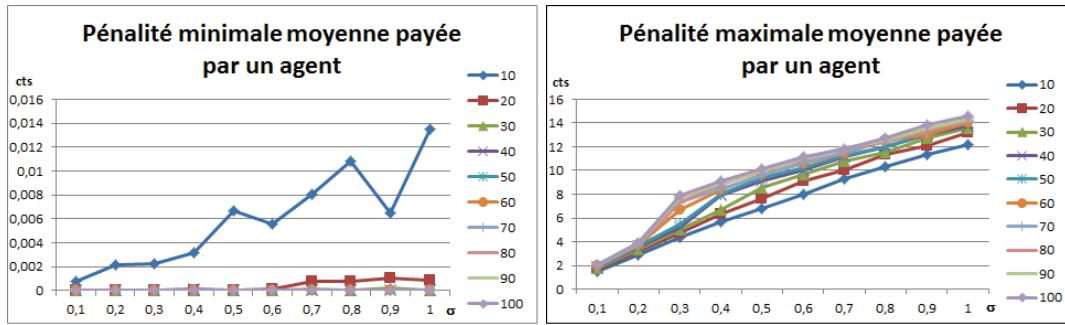


Fig. 4.12: Chaque point de ces figures est la moyenne de 100 simulations et correspond à la pénalité moyenne max et min payée par un agent dans la coopérative selon un σ donné et un nombre donné d'agents dans la coopérative. σ est testé de 0,1 à 1 par pas de 0,1 et le nombre d'agents dans la coopérative est testé de 10 à 100 par pas de 10 agents.

4.7 La conclusion de ces travaux

Dans ce premier travail, nous avons proposé un mécanisme viable pour limiter la volatilité des prix dans les marchés de l'énergie des réseaux intelligents futurs, où beaucoup d'agents seront capables d'acheter et de vendre de l'énergie. Le mécanisme que nous avons présenté s'étend sur trois échelles de temps. Au premier niveau, les négociations fournissent des solutions Pareto-optimales où des fourchettes de demande d'énergie et des fourchettes tarifaires sont définies. Nous avons introduit une nouvelle méthode de tarification qui s'établit aux deux niveaux les plus bas (quotidien et horaire), afin que les agents soient incités à prédire leur consommation et leur production, mais aussi à respecter la quantité d'énergie qu'ils requièrent. Nous avons proposé un algorithme pour les agents prosumers qui permet de minimiser leurs coûts dans un contexte de prix et de demandes bornées. Nous montrons que notre mécanisme conserve certaines propriétés du mécanisme tarifaire POU (rationalité individuelle et monotonie sur le coût de la consommation) et réduit la volatilité des prix. Enfin, nous avons présenté une évaluation expérimentale qui montre que le prix de l'électricité est contenu dans une étroite fenêtre.

La technologie "*Blockchain*" et son utilisation dans les smartgrids

Dans ce chapitre, nous allons détailler le fonctionnement de la technologie Blockchain et préciser l'intérêt qu'elle représente pour les futurs réseaux énergétiques intelligents. La première section de ce chapitre se concentre sur le fonctionnement de la technologie tandis que la seconde section porte sur son utilisation dans le cadre des smartgrids.

5.1 Le fonctionnement de la technologie "*Blockchain*"

Le terme « Blockchain » (ou chaîne de blocs en français) est souvent utilisé pour parler de choses différentes, ce qui peut être source de confusion. Parfois, il désigne la technologie des chaînes de blocs dans le cadre spécifique du Bitcoin, parfois celle mise en œuvre dans le projet Ethereum. Il peut également être mentionné pour faire référence aux autres monnaies virtuelles ou aux *smart-contracts*. Cependant, la plupart du temps il désigne le registre distribué (Decentralised ledger technology DLT), qui est un fichier ou une base de données contenant une liste de transactions qui est répliquée sur un certain nombre d'ordinateurs ou de nœuds du réseau, plutôt que d'être stockée sur un serveur central. Les propriétés communes que l'on retrouve dans les différentes définitions [@Blo] et versions de la Blockchain sont une base de données qui :

- Est répliquée sur un certain nombre de systèmes, quasiment en temps réel.
- Existe généralement sur un réseau pair-à-pair
- Utilise la cryptographie et les signatures numériques pour prouver l'identité, l'authenticité et faire respecter les droits d'accès en lecture / écriture.
- Peut être alimentée par certains participants (suivant que la blockchain soit privée ou publique voir section 5.3)
- Peut être lue par certains participants, potentiellement un public très large, et dispose de plusieurs mécanismes pour rendre difficile la corruption des données sauvegardées, ou du moins rendre toute tentative de corruption facile à détecter.

On peut se poser la question de savoir quelle est la différence entre la technologie blockchain et une base de données standard ? Expliquée simplement, une structure en chaîne de blocs est une structure qui contient une base de données plus un service qui permet d'ajouter des données, de s'assurer que ces nouvelles données se conforment à des règles pré-convenues, d'écouter et de diffuser de nouvelles données à ses pairs à travers le réseau ainsi que de

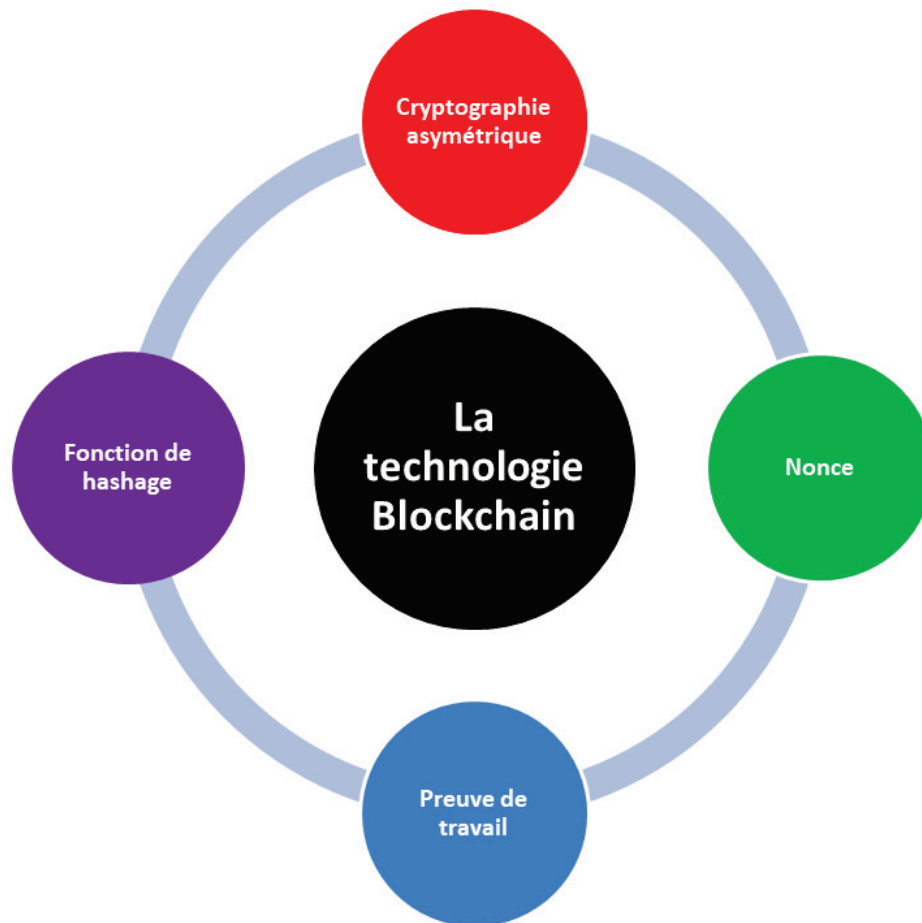


Fig. 5.1: Les technologies utilisées par la chaîne de blocs

s'assurer que les pairs du réseau possèdent tous les mêmes données dans leurs bases de données. Ces services s'appuient sur différentes technologies (voir Figure 5.1), qui apportent chacune une pierre permettant à l'édifice de garantir un système sécurisé, stable, anonyme et transparent pour tous les utilisateurs (pairs).

Dans ce chapitre, nous allons tout d'abord exposer les différentes technologies, et expliquer leur fonctionnement. Ensuite, nous montrerons la différence entre une blockchain privée et une blockchain publique. Enfin, nous expliquerons en détail le fonctionnement de la blockchain en pratique.

5.2 La chaîne de blocs : un concentré de technologies

La technologie des chaînes de blocs repose sur des technologies et concepts tels que la preuve de travail, la cryptographie asymétrique et la signature électronique, ainsi que les fonctions de hachages et le nonce (cryptographique). Nous allons d'abord définir ces concepts puis nous allons expliquer comment ils s'articulent entre eux au sein de la chaîne de blocs. Afin d'explicitier son fonctionnement, nous prendrons l'exemple de la désormais célèbre monnaie

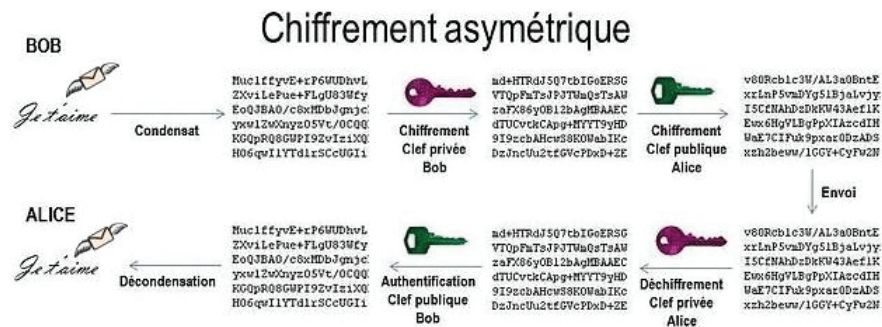


Fig. 5.2: Le chiffrement asymétrique

décentralisée, Bitcoin, qui repose sur cette technologie de chaîne de blocs.

Lorsque des transactions sont effectuées en bitcoin, elles sont transmises à tous les nœuds du réseau pour être ajoutées à la base de données. Afin de garantir la sécurité des transactions, celles-ci sont cryptées dans le but d'en assurer la provenance. Cela permet de s'assurer que la transaction initiée provient bien des comptes qui seront débités et crédités et non d'un éventuel pirate informatique. La méthode de cryptage utilisée se base sur la cryptographie asymétrique. Dans cette méthode, deux clés de chiffrement (qui permettent de transformer un message en clair en un message codé) sont utilisées. Une clé de chiffrement publique que tout le monde peut connaître, qui sert à chiffrer un message, et une clé de chiffrement privé, que seule la personne ayant générée la clé publique connaît. Grâce à la clé privée, on peut retrouver le message d'origine codé avec la clé publique et seulement avec cette clé (voir Figure 5.2). On dit que cette méthode est asymétrique car on ne peut pas retrouver le message d'origine en appliquant l'inverse du code généré avec la clé publique. Il faut absolument connaître la clé privée. C'est comme avoir deux dictionnaires, par exemple, un dictionnaire anglais-français et un dictionnaire français-anglais. Si on code en anglais un message français, il faut avoir le dictionnaire anglais-français pour le décoder. Si cela garantit l'authentification de l'auteur, cela permet aussi d'avoir une trace difficilement falsifiable de la transaction qui ne pourra pas être révoquée, c'est-à-dire que l'auteur de la transaction ne pourra pas nier l'avoir faite et en être l'auteur.

Le principe de la signature électronique est exactement l'inverse de ce que l'on vient de décrire. Celui qui veut inscrire une transaction dans la base de données, chiffre avec sa clé privée (que lui seul connaît) la transaction. Ensuite n'importe qui pourra décoder le message (la transaction) avec la clé publique, envoyée à tout le monde (voir Figure 5.3). Ainsi, on est certain de l'auteur de la transaction puisque personne d'autre n'aurait pu ajouter une ligne dans la base de données qui soit lisible, s'il elle n'avait pas été codée avec la bonne clé privée. Dans le cadre du bitcoin, la chaîne de blocs est la base de données qui comporte toutes les transactions. Pour qu'une transaction soit ajoutée, elle doit d'abord être validée dans un bloc, qui sera ensuite ajouté à la chaîne. Mais pour que personne n'ajoute de bloc falsifié, il faut fournir une preuve de travail, qui correspond à la résolution d'un problème mathématique complexe. Cette preuve de travail va déterminer le nom du bloc à

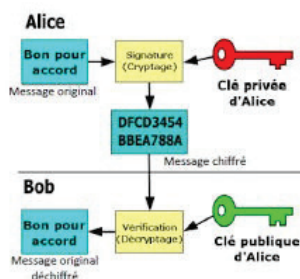


Fig. 5.3: La signature électronique

ajouter (son identifiant). Cet identifiant correspond au hash du bloc à ajouter à la chaîne. Le hash correspond à la sortie générée par une fonction de hachage. Une fonction de hachage transforme une chaîne de caractères de longueur variable en une chaîne de caractères de longueur fixe. Sa particularité vient du fait que changer un seul élément de la chaîne d'entrée provoque des modifications importantes dans la chaîne de sortie (voir Figure 5.4). On dit d'une telle fonction qu'elle est à sens unique car il est facile de calculer la sortie à partir de la source, mais impossible sur le plan pratique de retrouver la source à partir de la sortie. Une fonction de hachage cryptographique possède les quatre propriétés suivantes :

- La sortie de la fonction de hachage d'une source de données se calcule très rapidement.
- Il est, par définition, impossible pour une empreinte donnée de construire la source correspondant à cette valeur de hachage.
- Il est, par définition, impossible de modifier la source sans changer la sortie de hachage.
- Il est, par définition, impossible de trouver deux sources différentes ayant la même sortie de hachage.

Dans le système chaîne de blocs, chaque bloc contient une référence vers le bloc suivant, qui sera prise en compte dans le calcul du hash (la sortie de la fonction de hachage, appelée aussi empreinte). Ainsi, cela protège la base de données contre toutes modification des données, car chaque modification, même minimale, entraîne systématiquement une modification de l'empreinte. Or, comme celui-ci est utilisé dans le calcul du hash du bloc suivant, cela entraîne la modification en cascade des hachs. Malgré tout, il serait possible pour un pirate d'ajouter des blocs pour valider la fausse transaction qu'il a ajoutée ou modifiée dans un bloc. Pour éviter cela, on a ajouté de la difficulté dans la recherche de l'identifiant du bloc à ajouter à la chaîne, par l'ajout d'un nonce cryptographique (voir Figure 5.5) au fichier, contenant les données à ajouter et l'identifiant du bloc précédent. Ce nonce est un ajout de caractère dans la chaîne qui doit passer dans la fonction de hachage, qui complique le calcul et rend donc le système plus sûr, car beaucoup plus dur à pirater. En effet, les conditions que l'on impose sur le résultat obligent les personnes qui veulent ajouter un bloc de données dans la chaîne, à tester aléatoirement une grande quantité de nonces jusqu'à tomber sur le bon, comme si l'on cherchait à ouvrir une porte protégée par un digicode en tapant tous les digicodes existants un par un, jusqu'à tomber sur le bon. Si l'on trouve le bon nonce et donc

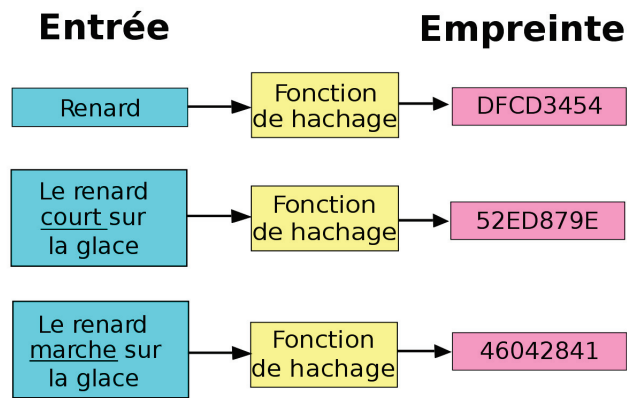


Fig. 5.4: La fonction de hachage assigne à une chaîne de caractères de taille variable une chaîne de caractère de taille fixe [@Fon]

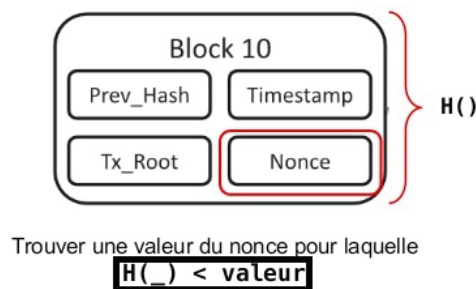


Fig. 5.5: Un nonce cryptographique est un nombre aléatoire que l'on ajoute pour augmenter le temps de calcul nécessaire pour trouver la chaîne de caractères correspondant à l'empreinte

l'identifiant du bloc à ajouter à la chaîne, alors on prouve au réseau tout entier que l'on a calculé et trouvé le nonce correspondant. C'est cette recherche du nonce correspondant qui constitue la preuve de travail.

5.3 Les chaînes de blocs privées et publiques

Il y a une différence non négligeable dans le choix d'utilisation d'une chaîne de blocs privée ou public [@Blo]. En effet, selon que le système souhaité permette à quiconque d'écrire ou non dans la chaîne de blocs, et que les personnes qui écrivent soient connues ou anonymes, on choisira plutôt une chaîne de blocs publique ou une chaîne de blocs privée.

5.3.1 La chaîne de blocs publique

Le registre, distribué sur tous les nœuds du réseau, peut être considéré public de deux manières.

- Lorsque toute personne, sans autorisation préalablement accordée par une quelconque autorité, peut **écrire** des données dans le registre.

- Lorsque toute personne, sans autorisation préalablement accordée par une quelconque autorité, peut **lire** des données dans le registre.

De manière générale, on considère qu'une chaîne de blocs est publique lorsque n'importe qui peut écrire des données dans le registre. Si l'on prend le cas d'utilisation de l'écosystème Bitcoin, celui-ci est conçu de manière à permettre à quiconque d'écrire dans le registre. Comme il n'y a pas d'autorité centrale pour arbitrer les éventuelles divergences qui peuvent subsister, la chaîne de blocs a besoin de mécanismes de défense contre les attaques (n'importe qui peut adopter un comportement nocif au système, avec une relative impunité, s'il y a une incitation financière à le faire). Introduire de la sécurité dans les chaînes de blocs publiques telles que celles du Bitcoin, implique d'avoir recours à une plus grande complexité pour la faire fonctionner.

5.3.2 La chaîne de blocs privée

À l'inverse, un réseau de chaîne de blocs privées correspond à un réseau dans lequel les participants sont connus et fiables : par exemple, un groupe industriel ou un groupe de sociétés appartenant à une société-mère. Beaucoup de mécanismes de sécurité ne sont, dans ce cas, plus nécessaires, ou plutôt ils sont remplacés par des contrats d'ordre juridiques (Vous vous comporterez bien parce que vous l'avez ratifié dans un contrat qui vous engage). Cela modifie les décisions d'ordre technique quant aux éléments utilisés pour construire la solution souhaitée.

5.4 La technologie chaîne de blocs en détail

Dans cette sous-section, nous allons expliquer plus en profondeur la nature et le fonctionnement de la chaîne de blocs. Nous allons ainsi montrer son utilité pour l'obtention de consensus distribués, dans le cadre d'un réseau pair-à-pair.

5.4.1 Un simple fichier

Une chaîne de blocs représente un type de structure de données. Autrement dit, elle définit une manière d'assembler et de stocker des données. D'autres types de structures de données sont, par exemple, les fichiers textes, les fichiers CSV (données séparées par des séparateurs types : points virgules, tabulations ou n'importe quel caractère spécifié), les bases de données organisées en lignes, en colonnes et en tables, etc. La structure de données des chaînes de blocs est parfois comparée à celle d'un livre (Figure 5.6) dont les blocs représentent les pages et les identifiants des blocs les numéros de pages. Le livre est une chaîne de pages qui, par exemple, raconte une histoire. Dans le cadre de l'écosystème Bitcoin, l'histoire stockée dans les blocs correspond à celle des transactions réalisées entre les utilisateurs de la monnaie décentralisée. Un livre contient également des métadonnées qui donnent des

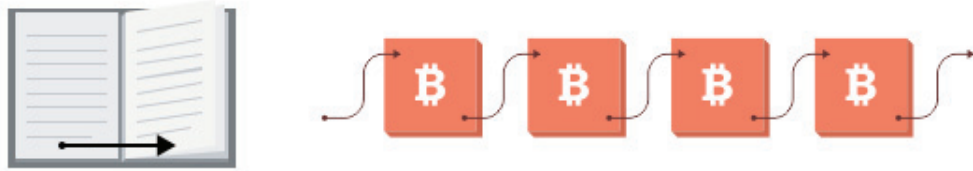


Fig. 5.6: Analogie entre la structure de données d'un livre et celle de la chaîne de blocs [@Blo]

informations sur lui-même. En haut de la page on trouve, généralement, le titre du livre et parfois le numéro ou le titre du chapitre. En bas de page on trouve, généralement, le numéro de la page qui indique au lecteur où il se situe dans le livre. Les blocs de la chaîne de blocs contiennent des données similaires incluses dans un *header* et une entête du bloc de données qui contient les données sur le bloc.

Dans l'écosystème Bitcoin, l'entête comprend quelques informations techniques sur le bloc, une référence (l'identifiant) au bloc précédent, et une empreinte digitale des données contenues dans ce bloc.

Ce hash est primordial pour ordonner les blocs entre eux. Avec les livres, les numéros de pages prévisibles facilitent la connaissance de l'ordre des pages. Si vous arrachez toutes les pages et que vous les mélangez, il est facile de les remettre dans le bon ordre, celui qui donne un sens à l'histoire. Dans la chaîne de blocs, chaque bloc fait référence au précédent, non pas par un « numéro de bloc », mais par le hash de ce dernier. Cette façon de faire est plus intelligente qu'un numéro de page, car le hash est déterminé par le contenu du bloc.

En utilisant une empreinte digitale au lieu d'un horodatage ou d'une séquence numérique, on valide les données d'une bien meilleure façon. Dans toute chaîne de blocs, on peut générer le hash de bloc soi-même en utilisant les algorithmes adéquats.

Si les empreintes digitales sont fonction des données, et que celles-ci se rejoignent dans une chaîne, alors on peut être sûr que la chaîne de blocs est cohérente en interne (voir Figure 5.7 pour un exemple avec Bitcoin). Si quelqu'un veut modifier l'une des données, il doit régénérer toutes les empreintes digitales à partir du bloc dans lequel la modification s'opère et la chaîne s'en trouvera différente. Cela signifie que s'il est difficile (ou lent) de créer une empreinte, il est par extension difficile de réécrire toute une chaîne de blocs. Ainsi, un pair qui voudra falsifier le registre (afin d'y inscrire des transactions à son avantage) devra disposer d'une énorme puissance de calcul pour pouvoir lutter contre la puissance de calcul du réseau, formée par l'ensemble des pairs dignes de confiance.

5.4.2 La gestion des données

Un modèle pair-à-pair est un moyen de distribuer des données dans un réseau. L'autre modèle, le plus utilisé et le plus connu, est le modèle client-serveur (voir Figure 5.8). On entend souvent parler de partage de fichiers pair-à-pair sur le réseau BitTorrent (ou d'autres plateformes) dans lequel les fichiers sont partagés entre les utilisateurs, sans qu'un serveur

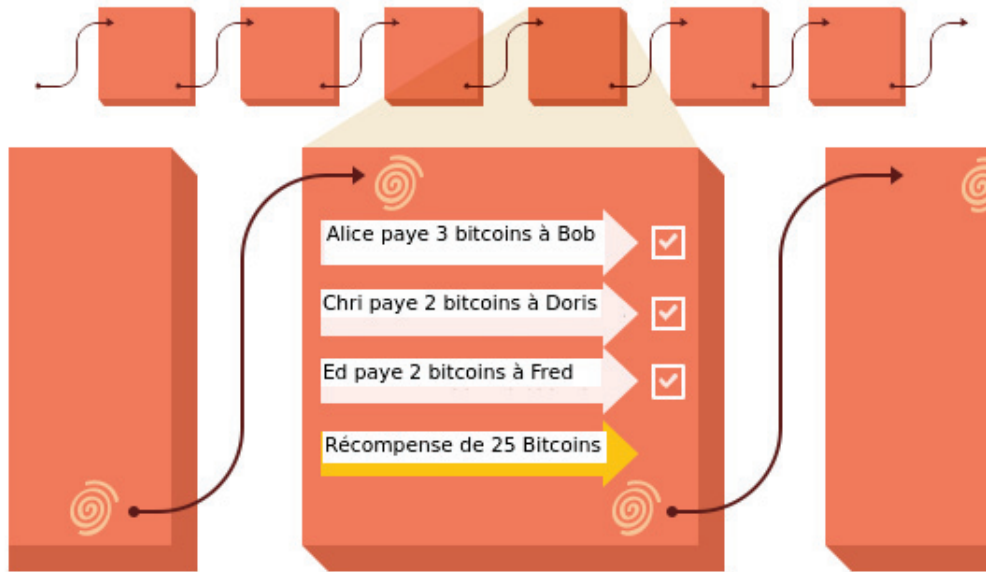


Fig. 5.7: Organisation des blocs dans la chaîne de l'écosystème Bitcoin [@Blo]

central ne contrôle les données. C'est une raison pour laquelle ce genre de plateforme est resté stable, en tant que réseau.

Dans les environnements de travail actuels, les données sont la plupart du temps stockées sur des serveurs, et partout où l'on peut se connecter au réseau, on peut accéder aux données. Le serveur détient 100% des données et les clients font confiance aux serveurs pour envoyer les données qu'ils réclament. La plupart des sites internet sont basés sur le modèle client-serveur, où le site web est géré par un serveur, et où l'on devient client quand on veut accéder au site. C'est un modèle très efficace, et traditionnel en informatique.

Dans les modèles pair-à-pair, les choses prennent plus la forme d'un réseau de discussion, où chaque pair possède 100% des données (ou à un niveau le plus proche que possible de 100%), et les mises à jour sont partagées entre les pairs. L'architecture pair-à-pair est, d'une certaine manière, moins efficace que le client-serveur, car les données sont répliquées plusieurs fois (une fois par pair), et chaque changement ou ajout de données implique un grand nombre d'échanges de messages entre les pairs. Cependant, chaque pair est plus indépendant et peut continuer à fonctionner, dans une certaine mesure, s'il perd la connexion avec le reste du réseau. De plus, les réseaux pair-à-pair sont plus robustes, car il n'existe pas de serveur central pouvant être contrôlé ou manipulé par un pair malfaisant, il est donc plus difficile de faire tomber les réseaux pair-à-pair. Avec les modèles pair-à-pair, même si tous les pairs sont « dignes de confiance », il peut y avoir un problème d'accord ou de consensus - si les pairs se mettent à jour à des vitesses différentes et à des états légèrement différents, comment déterminer si l'état des données correspond à un état réel (ou vrai) ou non ? Pire encore, dans un réseau pair-à-pair considéré non-fiable où l'on ne peut pas nécessairement faire confiance aux autres pairs, comment s'assurer que le système ne puisse pas être corrompu

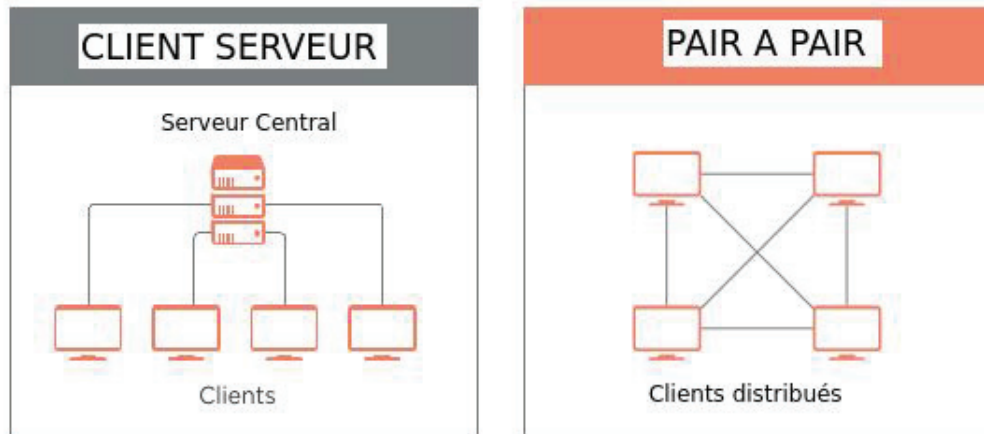


Fig. 5.8: Modèle client-serveur vs modèle pair-à-pair [@Blo]

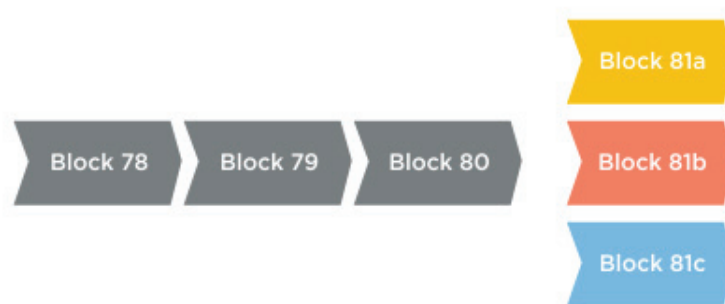


Fig. 5.9: Problématique du choix du bloc à ajouter à la chaîne [@Blo]

par des pairs malhonnêtes ? Nous allons montrer à la section 5.4.3 comment s’assurer du bon fonctionnement du mécanisme de consensus distribué.

5.4.3 La résolution des conflits pour arriver à un consensus

Un conflit apparaît lorsque plusieurs pairs créent des blocs à peu près au même moment. Comme les blocs prennent du temps à être partagés à travers le réseau, quel bloc doit être considéré comme le bloc légitime ?

Prenons un exemple [@Blo], supposons que tous les pairs du réseau ont synchronisé leurs chaînes de blocs, et qu’ils ont tous une chaîne se terminant par le bloc numéro 80. Si trois pairs créent le « bloc 81 » au même moment, quel « bloc 81 » devra être considéré comme valide (celui qui sera ajouté à la chaîne) ? Il faut garder à l’esprit que chaque « bloc 81 » sera légèrement différent : ils posséderont chacun une adresse de validation (celle du pair ajoutant le bloc à la chaîne) différente, et ils peuvent contenir un ensemble différent de données à ajouter. Si l’on prend l’exemple du Bitcoin, les transactions qui sont dans un bloc à valider peuvent varier d’un pair à l’autre. Appelons les différents blocs 81a, 81b et 81c (voir Figure 5.9). Pour résoudre ce problème, il faut fixer une règle qui permette de prendre



Fig. 5.10: Calcul du nouveau bloc à ajouter en se basant sur le bloc précédent [@Blo]

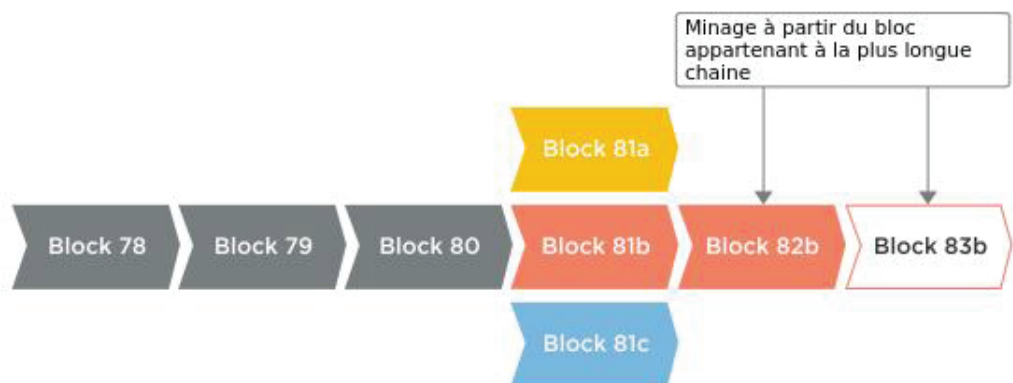


Fig. 5.11: Validation du block par rapport à la chaîne la plus longue [@Blo]

une décision commune. D'après la figure 5.9, on suppose que le 'Bloc 81a' est celui qui est validé. On suppose également que le bloc que reçoit le pair comme bloc à ajouter à la chaîne, est le bloc 81a. Le pair commence alors à construire le prochain bloc sur cette base, en essayant de créer le bloc 82a (voir Figure 5.10). Cependant, quelques secondes plus tard, le pair reçoit le bloc 81b. Le pair n'est donc plus certain que le bon bloc à prendre en compte dans la chaîne soit le 81a plutôt que le 81b. Tant que le doute subsiste, il garde les deux chaînes en mémoire, jusqu'à ce qu'un consensus se dégage. Si plus tard il reçoit le bloc 82b, la « règle de la chaîne la plus longue » indique que le bon bloc à considérer, pour se plier à la règle, est le bloc 81b, qui valide la chaîne (80, 81b, 82b - voir Figure 5.11) et ignore le bloc 81a qui fait partie d'une chaîne plus courte (... 80, 81a).

Dans ce cas, le pair arrête de calculer l'empreinte du bloc 82a. Au lieu de ça, il commence à calculer l'empreinte du bloc 83b. La « règle de la chaîne la plus longue » est la règle que l'écosystème bitcoin utilise pour résoudre ces conflits, qui sont communs dans les réseaux distribués. Cependant, avec un réseau de type chaîne de blocs centralisé ou n'inspirant pas confiance, on peut laisser ces décisions à un tiers validateur de confiance ou qui arbitre lorsque ces problèmes se présentent.

5.4.4 Comment changer les règles en cas de mise à jour du protocole ?

Considérant des communications via un réseau dans son ensemble, il faut convenir à l'avance du type de données qui est valable lorsqu'elles sont transmises, et de celui qui ne l'est pas. Dans l'écosystème Bitcoin, il existe des règles techniques et des formats de données à respecter pour les transactions (bien avoir rempli tous les champs de données requis, bon format, etc), ainsi que des règles financières (y a-t-il tentative de dépenser plus de bitcoins qu'en possède le pair ? Le pair tente-t-il de dépenser deux fois les mêmes bitcoins ?).

À mesure que ces règles évoluent au fil du temps, comment les pairs du réseau se mettent-ils d'accord sur les changements auxquels procéder ? Y aura-t-il une situation dans laquelle la moitié du réseau pense qu'une transaction est valide et l'autre moitié le contraire, en raison des différentes règles ou de logiques inscrites dans le protocole ?

Dans un réseau privé et contrôlé, dans lequel un pair de confiance contrôle les mises à jour, il s'agit d'un problème facile à résoudre. Par exemple, le pair qui gère les évolutions et les mises à jour diffuse un message du type : "Tout le monde doit passer à la nouvelle mise à jour d'ici le 31 juillet". Cependant, dans le cas d'un réseau public non contrôlé, le problème est bien plus complexe. Si l'on prend l'exemple de l'écosystème bitcoin, les mises à jour se déroulent en deux étapes :

1. Premièrement, on retrouve la phase de proposition, dans laquelle des améliorations sont proposées, discutées et rédigées et qu'on l'on nomme proposition « BIP » (Bitcoin Improvement Proposal). Si elle est écrite dans le code de la version Bitcoin de base hébergé sur Github, elle peut alors faire partie d'une mise à jour, celle de la prochaine version de "Bitcoin core" qui deviendra l'« implémentation de référence » du protocole.
2. La mise à jour peut être téléchargée par les pairs, qui prennent part au calcul des nouveaux blocs (que l'on nomme mineurs), et exécutée mais seulement s'ils le souhaitent.

Si la majorité des pairs du réseau (dans l'écosystème bitcoin la majorité est déterminée par la puissance de calcul) choisit d'exécuter la nouvelle version de la mise à jour, alors les blocs conformes à cette mise à jour seront créés plus rapidement que ceux (en minorité) qui rejettent la mise à jour, et la minorité sera donc obligée d'adhérer aux nouvelles règles de la mise à jour. Ainsi, les pairs (mineurs) disposant de beaucoup de puissance de calcul, ont un puissant pouvoir de décision sur ce qui est mis en œuvre. La stabilité du système repose sur le fait que la puissance de calcul est répartie entre beaucoup de pairs. Il est donc très difficile pour un pair de forcer la mise en place d'une nouvelle règle, si les autres n'y sont pas favorable.

5.4.5 Le contrôle du contenu de la chaîne de blocs

Si l'on reste sur l'exemple de l'écosystème bitcoin, théoriquement, n'importe qui peut télécharger ou concevoir un nouveau logiciel et commencer à valider des transactions, créer des blocs et les proposer comme nouveaux blocs à ajouter à la chaîne. Il suffit d'aller à l'adresse <https://bitcoin.org/fr/download> et d'exécuter le logiciel "Bitcoin core". Dans ce cas, on devient un pair du réseau, ce qui implique qu'on peut :

- se connecter au réseau de l'écosystème Bitcoin
- télécharger la chaîne de blocs en cours
- stocker cette chaîne
- prendre en compte les nouvelles transactions à valider
- valider les transactions
- effectuer des transactions valides
- prendre en compte les nouveaux blocs
- valider les nouveaux blocs

On pourra noter qu'il n'est absolument pas nécessaire de s'inscrire, de se connecter ou d'effectuer une quelconque candidature pour rejoindre le réseau.

On peut aussi utiliser la technologie chaîne de blocs dans un réseau privé de confiance si l'on ne souhaite pas publier toutes les règles qui permettent de valider une transaction ou un bloc. On peut vouloir contrôler la façon dont les règles du réseau sont modifiées. Il est plus facile de contrôler un réseau privé de confiance qu'un réseau non-approuvé, public et gratuit pour tous, comme celui de l'écosystème bitcoin.

5.4.6 Un système résistant aux attaques

Le problème avec un réseau sans autorisation ou ouvert, est qu'il est plus sujet aux attaques. Le système doit donc disposer d'un mécanisme qui rende le réseau dans son ensemble digne de confiance [@Blo], et cela même si certains pairs qui en font partie, ne le sont pas. Un pair malhonnête peut :

- Refuser de relayer des transactions valides vers d'autres nœuds du réseau
- Tenter de créer des blocs qui incluent ou excluent des transactions spécifiques de son choix
- Tenter de créer une « chaîne plus longue » de blocs, qui rende « orphelins » les blocs précédemment acceptés, car ils ne font plus partie de la chaîne principale

A contrario, il ne peut pas :

- Créer des bitcoins à partir de rien, qui soient acceptés par le réseau
- Voler des bitcoins

- Faire des achats au nom d'une autre personne ou se faire passer pour une autre personne

L'effet qu'un mineur malhonnête peut avoir est très limité. Si le reste du réseau est honnête, il rejettera toutes les transactions non valides venant de lui, et ils entendront parler des transactions valides via d'autres nœuds honnêtes, même si le pair malhonnête refuse de les transmettre. Avec le système de blocs, si le pair malhonnête a suffisamment de puissance de calcul pour créer des blocs, il peut retarder certaines transactions, en refusant de les inclure dans ces derniers. Cependant, ces transactions seront toujours connues par d'autres pairs honnêtes, comme une « transaction non confirmée » (ou transaction à valider), et ils l'incluront dans leurs blocs. La pire chose qui puisse arriver est qu'un pair malhonnête puisse créer et faire accepter une chaîne de longueur supérieure, lui permettant d'inclure les transactions de son choix. Nous allons voir un exemple qui montre comment cela peut se produire (voir Figure 5.12) :

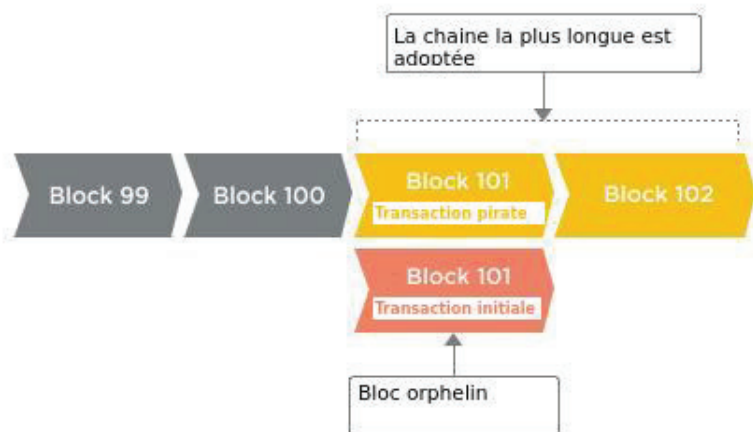
- Le pair crée deux paiements avec les mêmes bitcoins. Par exemple, un correspondant à un achat en ligne, et l'autre pour lui-même sur une autre adresse qu'il contrôle.
- Il diffuse seulement le paiement qui revient au site de commerce en ligne.
- Lorsque le paiement est confirmé et ajouté dans un bloc honnête, le marchand lui envoie la marchandise commandée.
- Le pair crée alors secrètement une chaîne plus longue de blocs, qui exclut le paiement au marchand, mais comprend le paiement à lui-même.
- Il publie alors la chaîne la plus longue. Si les autres pairs agissent selon la « règle de la chaîne la plus longue », ils ignoreront le bloc honnête avec le paiement du marchand et continueront de construire (ajouter de nouveaux blocs) sur la chaîne la plus longue créée par le pair malhonnête. Le bloc honnête est dit « orphelin » et n'existe plus dans la chaîne prise en compte par le réseau.

C'est ce que l'on appelle une attaque "double spent", parce que les mêmes bitcoins ont été dépensés deux fois. Le second paiement est celui qui est validé dans la chaîne, et le premier paiement est finalement rejeté. Mais c'est seulement un problème pour les registres dans lesquels les blocs sont conçus par des pairs non dignes de confiance. Il faut donc rendre difficile, ou coûteux, pour les pairs malhonnêtes d'ajouter des blocs. Dans l'écosystème bitcoin, cela se fait en rendant l'ajout de blocs coûteux en calcul. Cela signifie avoir besoin de beaucoup de puissance de calcul informatique et se traduit par un coût financier (comme les ordinateurs doivent être achetés et alimentés en électricité), comme nous l'avons expliqué dans la section 5.2, avec la preuve de travail. Une personne voulant falsifier les transactions enregistrées devra donc posséder plus de 50% de la puissance de calcul, ce qui paraît très compliqué et difficilement rentable.

La transaction incluant le paiement est mise dans le bloc



L'attaquant publie une chaîne plus longue qui inclue une transaction pirate



La transaction initiale n'est plus validée car la transaction pirate utilise les mêmes Bitcoins

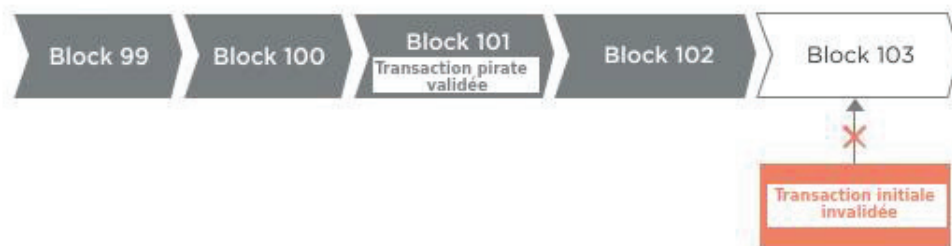


Fig. 5.12: Les différentes phases d'une attaque double-spent [@Blo]

5.4.7 Procédure de rémunération des mineurs qui valident les blocs

En théorie, la validation des transactions et des blocs par les mineurs est peu coûteuse et rapide, sauf si l'on choisit de la rendre lente et coûteuse, comme c'est le cas pour l'écosystème bitcoin, pour rendre difficile les attaques (par l'ajout de nonce notamment, voir Section 5.2). Si vous contrôlez les mineurs de votre propre réseau, ou si vous leur faites entièrement confiance, alors :

1. Vous n'avez pas besoin de rendre coûteux l'ajout de blocs.
2. Ce faisant, il est possible de réduire la récompense qui sert à les inciter à fournir la preuve de calcul.

En raison de la structure « publique » de l'écosystème bitcoin, il requiert un mécanisme de défense contre les pairs malhonnêtes qui se traduit par la nécessité de fournir une « preuve de travail », qui a pour but de rendre difficile le calcul de l'empreinte d'un bloc dans le processus de validation d'un bloc de transaction. Cela crée un coût (d'équipement et de fonctionnement) de validation et donc un besoin d'inciter les pairs à participer à cette validation. Tout comme le prix de l'or détermine la quantité d'équipement dans laquelle vous allez investir pour l'exploitation d'une mine d'or, le prix du bitcoin détermine la quantité de puissance requise pour sécuriser le réseau. Plus le prix est élevé, plus il y a de pairs prêts à participer à la validation des blocs, et plus un pair malhonnête devra dépenser pour pirater le réseau. Ainsi, les mineurs apportent beaucoup de puissance de calcul pour calculer les empreintes, augmentant ainsi la difficulté et réduisant les faiblesses contre les attaques du réseau. Ils sont récompensés en bitcoin selon un planning, et comme les récompenses se réduisent au fur et à mesure que la chaîne s'agrandit, les frais de transaction deviennent la source des récompenses des pairs qui prennent part à la validation des blocs.

5.4.8 Conclusion sur la technologie blockchain

Il est utile de comprendre les chaînes de blocs dans le contexte du bitcoin, mais il ne faut pas supposer que tous les écosystèmes de chaîne de blocs ont besoin des mécanismes mis en place dans cet écosystème. Bitcoin est la première tentative de maintien d'un système décentralisé public et sans contrôle formel ni gouvernance. Ethereum est la prochaine itération d'une technologie basée sur la chaîne de blocs, permettant la mise en place de contrats intelligents (smart contract).

D'autre part, les registres distribués et les chaînes de blocs peuvent être déployés pour résoudre d'autres types de problèmes. Comme toujours, il y a des compromis, des avantages et des inconvénients à chaque solution. Dans le cadre de cette thèse, nous avons modélisé des échanges d'énergie entre pairs, en basant notre modèle sur un registre distribué, évitant le recours à un tiers pour la gestion des flux d'énergie dans les réseaux de transports et de distribution.

5.5 L'état de l'art de la technologie blockchain dans le domaine énergétique

Dans cette section, nous allons tout d'abord présenter les travaux académiques relatifs à la technologie blockchain et à son utilisation dans la gestion de l'énergie. Puis, nous présenterons plusieurs projets qui visent à expérimenter la mise en place de cette solution dans des cas réels.

5.5.1 L'état de l'art des travaux académiques

La recherche portant sur les échanges entre prosumers comme base pour résoudre le problème de la gestion des flux d'énergie dans le réseau intelligent, est de plus en plus fournie [Kar11 ; Ili+12]. Le problème est de concilier efficacement les questions physiques et économiques. Les travaux existants résolvent le problème en introduisant une entité centrale (souvent l'opérateur de réseau de distribution) qui agit comme un tiers omniscient et qui garantit (implicitement ou non) le bon fonctionnement du réseau. Dans notre travail, nous cherchons à supprimer ce type d'entité dans le but de permettre une négociation décentralisée entre prosumers, sans avoir le besoin de recourir à des intermédiaires pour réussir à concilier les questions physiques et d'économiques. Nous nous sommes inspirés des registres distribués, développés dans la technologie Blockchain [Pil16] qui est une base de données distribuée de listes d'enregistrements sécurisés. Les projets principaux utilisant cette technologie sont : la monnaie distribuée Bitcoin [Nak08], le projet Ethereum [Woo14] qui propose un registre distribué de transaction généralisé et sécurisé, et Sidechain [Bac+14] qui permet de transférer des bitcoins et d'autres actifs inscrits dans d'autres registres, entre plusieurs blockchains.

[Kon16] présentent une analyse de la blockchain spécifiquement utilisée dans le cadre des micro-grids. Ils proposent d'utiliser la Blockchain pour enregistrer les mesures des quantités d'énergie produites et consommées, afin de connaître le niveau d'énergie disponible dans la micro-grid à un instant t . En premier lieu, ce travail ne tient pas compte de l'impact sur les pertes et les congestions impliquées par l'échange d'énergie entre prosumers. Deuxièmement, ils ont proposé un marché sous forme de place boursière (centralisée donc, contrairement à notre approche), et troisièmement notre mécanisme utilise un registre distribué afin d'enregistrer les nœuds de départ et d'arrivée, à partir desquels l'énergie ira, ainsi que le niveau d'énergie qui transitera, permettant une meilleure traçabilité de l'énergie.

Récemment, [AC16] ont proposé un système coopératif d'effacement de consommation entre prosumers, basé sur un mécanisme de crypto-monnaie distribuée. Chaque prosumer est récompensé s'il contribue à effacer une partie de sa consommation d'énergie lorsque le réseau en a besoin. La récompense est calculée selon une règle qui encourage les prosumers à prévoir leurs besoins et leur production et à ne pas s'en écarter, ce qui contribue à aplatir la

courbe de demande en électricité. Cependant, ce travail ne traite pas des échanges totalement décentralisés, puisque les coopératives interagissent avec le réseau et non pas avec des membres spécifiques de ce réseau.

Dans [Mih+14], les auteurs proposent une monnaie virtuelle appelée NRGcoin, pour l'échange d'énergie. Dans ce système, les prosumers qui veulent vendre de l'énergie sont payés avec NRGcoin. Ils peuvent par la suite échanger ces NRGcoins avec la monnaie fiduciaire (sur un marché) ou acheter de l'énergie quand ils en ont besoin. Le paiement est effectué par un DSO (Distribution System Operators), qui décide du prix du kWh injecté dans le réseau selon l'équilibre entre l'offre et la demande, et encourage les prosumers à atteindre l'équilibre. Ce travail diffère du nôtre car il ne propose pas de mécanisme de négociation pour gérer les interactions entre les prosumers, permettant les échanges d'énergie.

Les travaux présentés dans [Cer+15] sont les premiers à prendre en compte les aspects physiques et financiers des échanges d'énergie entre prosumers de manière décentralisée. Ce travail présente un nouveau type de marché qui permet aux prosumers de commercialiser de l'électricité, tout en satisfaisant les contraintes du réseau. La règle d'allocation de ce marché est mise en œuvre au moyen d'un algorithme de programmation dynamique efficace nommé RadPro, qui résout de manière optimale le problème d'allocation de l'énergie sur le réseau électrique. Leurs travaux se concentrent sur la rapidité de résolution de leur algorithme, fondée sur le passage de messages entre prosumers. Même si les capacités de transmission des lignes sont prises en compte dans ce modèle, ni les pertes, ni les congestions ne sont considérées. Le mécanisme que nous proposons permet de prendre en compte ces contraintes qui sont très importantes dans les échanges d'électricité, car ces phénomènes ont un impact direct sur la circulation de l'énergie dans le réseau.

Enfin, dans [Hua+15], les auteurs proposent un algorithme décentralisé de résolution des congestions, fondé sur l'optimisation convexe. Si les prix et les congestions sont pris en compte dans leur modélisation, les agrégateurs représentent toujours des entités centralisées. Les prosumers ne sont pas considérés dans la modélisation de même qu'aucune négociation n'a lieu entre les prosumers. Les agrégateurs optimisent leurs achats en fonction de la demande des consommateurs et des prix (dynamiques) fournis par le DSO. À la différence de leurs travaux, notre approche se base sur des échanges décentralisés entre prosumers qui négocient les prix de manière bilatérale.

5.5.2 Les projets d'intégration de la technologie Blockchain dans l'écosystème énergétique

Face à la démocratisation de la technologie blockchain, plusieurs projets ont vu le jour, dans l'optique de profiter des avantages de cette technologie pour améliorer les performances du réseau énergétique. En effet, cette technologie permet de résoudre des problèmes liés à l'arrivée des générateurs d'énergie distribuée, et des prosumers autonomes, notamment avec l'arrivée des batteries domestiques.

Le projet DAISEE

Ce projet [Tec16] part du constat qu'aujourd'hui, pour produire de grandes quantités d'énergie, on a construit de grosses centrales ayant recours à une matière première non renouvelable et peu coûteuse. Malgré cela, l'architecture du système énergétique change pour aller vers une production plus décentralisée et produite au plus proche du point de consommation. Cependant, l'énergie produite par les centrales de production locales est soumise à la loi qui oblige ces (petits) producteurs à la revendre à des producteurs (plus gros), des distributeurs ou pour de l'autoconsommation dans le cas de générateurs domestiques. Les participants au projet ont dégagé quatre problèmes majeurs :

- Les producteurs d'énergie et les distributeurs ne connaissent pas bien (voir pas du tout) le modèle de consommation en temps réel au niveau micro. Ce qui signifie qu'ils n'ont pas d'informations significatives sur la consommation d'énergie de leurs consommateurs, qui leur permettraient d'optimiser, en temps réel, l'équilibre entre l'offre et la demande.
- Dans les systèmes actuels, les pertes d'énergie sont très importantes (entre 7 et 12% de la production totale) en raison des pertes dans les lignes composant le réseau.
- Les systèmes actuels ne profitent pas pleinement des ressources locales (vent, soleil, chaleur, etc.). De plus, ils ne sont pas compatibles avec les systèmes des pays en développement concernant l'accessibilité à l'énergie, car ils ne sont pas suffisamment robustes.
- Les consommateurs ne sont pas en interaction réelle avec l'énergie, rendant difficile la sensibilisation sur la réduction de la consommation d'énergie. Les seules relations qui existent entre le consommateur et le fournisseur d'énergie sont la facture et le commutateur.

À partir de là, ils ont identifié quatre grandes problématiques :

- La complexité croissante du système et de l'organisation de l'énergie.
- Le coût d'un tiers de confiance (en particulier celui qui permet la distribution).
- La complexité et l'incohérence des contextes réglementaires régionaux.
- L'implication des consommateurs dans la gouvernance énergétique.

Pour résoudre ce problème, ils proposent la mise en place d'une organisation distribuée du système énergétique.

Les défis qu'ils ont à relever sont :

1. La sécurité des données énergétiques (relevé de consommation, de production, etc). Ils se basent sur des systèmes de surveillance comme Open Energy Monitor couplé à la blockchain Ethereum pour stocker les données des flux d'énergie. Ce qui permet de faciliter les transactions en permettant un accès facile à ces données.
2. La mise en place d'un réseau pair-à-pair au niveau local de la microgrid pour que l'énergie ne parcourt que de petites distances jusqu'au point de consommation.

3. La distribution de l'énergie, localement, à partir des sources renouvelables en renforçant la robustesse du système.
4. La démocratisation de la gestion de l'énergie en impliquant le consommateur en faisant en sorte qu'il devienne un prosumer.

Le projet a pour objectif de créer l'internet de l'énergie. Pour cela, des générateurs d'énergie autonomes et décentralisés vont être déployés, associés à des dispositifs de mesure de la consommation. Le projet se divise ainsi en trois parties.

- La mesure des flux énergétiques : Comment surveiller de façon sécurisée la consommation / production d'énergie avec un système basé sur des technologies open-source ?
- La communication entre appareils : Comment faire en sorte que des objets prennent des décisions de manière consensuelle, tout en traitant de "l'énergie-jeton", correspondant à des quantités discrétisées d'énergie.
- La confiance dans les transactions : Comment rendre possible des transactions énergétiques entre pairs au niveau d'un arrondissement / ville / territoire ?

Le projet sunchain

Sunchain [@Sun] repose sur l'autoconsommation mutualisée et délocalisée d'énergie solaire. Grâce aux technologies de la blockchain, l'ambition de Sunchain est de faire circuler l'énergie solaire sur les réseaux publics de distribution d'électricité. L'énergie peut ainsi être utilisée en un point de consommation différent du site de production. La vision de Sunchain s'oriente vers de nouveaux schémas de production et de consommation d'énergie, verts et intelligents. Le projet repose sur trois axes :

- L'autoconsommation en itinérance : L'utilisation délocalisée de sa propre énergie solaire. L'idée est de rendre possible la recharge des véhicules électriques à partir de toute borne inscrite dans la démarche (publique ou privée) en utilisant sa propre électricité.
- L'autoconsommation collective : Répartir l'énergie produite entre les occupants d'un immeuble, résidentiel ou tertiaire. L'électricité solaire est répartie sur les différents points de consommation. La blockchain certifie les échanges en se basant sur les mesures réelles de la production et des consommations.
- L'échange d'énergie d'un bâtiment à l'autre : L'autoconsommation est mutualisée sur plusieurs sites distants. Plutôt que de vendre l'excédent d'énergie produit par un bâtiment, il peut être judicieux de le transférer à un autre bâtiment. Ainsi, à l'échelle d'un éco-quartier par exemple, l'autoconsommation sera mutualisée, quel que soit le lieu d'implantation des capteurs solaires.

Sunchain a conçu sa propre blockchain privée, une base de données distribuée répliquant l'historique des échanges d'énergie dans chaque nœud qui compose le réseau. Après un

processus automatique de validation, les mesures sont certifiées, cryptées et sécurisées dans la blockchain. La blockchain permet ainsi de mettre en œuvre plusieurs réseaux virtuels sur le réseau public d'électricité.

Le projet Brooklyn Microgrid (BMG)

Brooklyn Microgrid¹ est actuellement en train de développer une microgrid communautaire dans les quartiers Gowanus et Park Slope de Brooklyn. Les microgrids communautaires présentent une nouvelle approche des opérations de réseau qui permet d'assurer un système énergétique durable, sécurisé et rentable, en offrant une sécurité énergétique à long terme, au sein d'une collectivité.

Les principaux objectifs du projet Brooklyn Microgrid sont :

- D'augmenter la quantité d'énergie, propre et renouvelable, générée au sein de la communauté et par les membres de la communauté.
- De développer un réseau connecté de ressources énergétiques distribuées, qui améliore la robustesse et l'efficacité du réseau électrique.
- D'être capable de gérer ces ressources énergétiques distribuées pendant les pannes de courant et les urgences, pour protéger la communauté et l'économie locale.
- De créer des incitations financières et des business models qui encouragent les investissements communautaires dans leur avenir énergétique, afin de créer de l'énergie et des emplois, qui stimulent l'économie locale.

BMG est structuré comme une société bénéficiaire, qui est définie comme une entité à but lucratif qui peut avoir un impact positif sur la société, les travailleurs, la communauté et l'environnement. BMG est, actuellement, détenue par LO3 Energy. Une fois BMG pleinement développée, LO3 envisage de vendre ou d'offrir des actions de BMG aux organisations locales et aux personnes vivants dans la communauté de Brooklyn. En fin de compte, le système de microgrid sera véritablement détenu et géré par la communauté.

Le projet Grid Singularity

Le projet Grid Singularity² est en train de développer une plateforme décentralisée d'échange de données énergétiques, avec l'ambition d'héberger une gamme d'applications facilitant différents objectifs tels que :

- L'analyse comparative des données énergétiques.
- La gestion de réseaux énergétiques intelligents.

1. <http://brooklynmicrogrid.com>

2. <http://gridsingularity.com/>

- Le négoce de titres d'énergie verte.
- Les décisions d'investissements.
- La validation des transactions d'énergie.

La solution Grid Singularity sert de catalyseur clé pour un passage durable d'un modèle traditionnel vers un modèle distribué du marché de l'énergie qui repose sur quatre blocs.

1. L'interopérabilité conduit à des économies : la solution technique standard requiert une intégration verticale totalement indépendante pour chaque opération au sein du marché énergétique. La solution de Grid Singularity offre une interopérabilité complète.
2. La blockchain assure la validité des données : les données sont enregistrées en temps réel dans la blockchain. Cela permet de faciliter les décisions d'investissement et l'arbitrage des transactions énergétiques.
3. Un stockage décentralisé pour une protection des données : Cela permet de s'assurer que le générateur des données a un accès exclusif à ses propres données, et de garder le contrôle sur qui peut voir ces données et la possibilité de les négocier.
4. Utiliser ou créer des applications : de nombreuses applications exploitant les données seront disponibles et gratuites. Il sera possible de souscrire à des applications additionnelles ou de créer sa propre application en se basant sur la plateforme de Grid Singularity.

Le projet Solar Coin-ElectriCChain

L'élément déclencheur de ce projet [@Sol] est le fait que le soleil produise plus d'énergie en une heure que n'en consomme le monde en une année. Partant de ce constat, les fondateurs du projet ont eu l'idée de donner un Solarcoin à tous ceux qui, en échange, injectent un MW sur le réseau. SolarCoin est une nouvelle monnaie environnementale couplée à la production de panneaux solaires photovoltaïques. Cette monnaie est distribuée gratuitement pour inciter à la production d'énergie renouvelable. Ce projet repose sur quatre constats :

- L'énergie solaire a atteint un seuil de parité : les panneaux solaires peuvent livrer de l'énergie à un prix concurrentiel par rapport aux énergies fossiles traditionnelles.
- Le stockage énergétique permet d'utiliser l'énergie ultérieurement. Plusieurs technologies entrent, actuellement, en production industrielle (batterie Lithium).
- La mise en place de Smartgrid est une réalité.
- L'implémentation de ces projets crée des millions d'emplois à travers le monde.

Pour participer à la communauté SolarCoin, il faut :

- Enregistrer son installation et produire de l'électricité.
- Accepter les SolarCoins dans ses transactions énergétiques.

— Échanger ses SolarCoins contre des Bitcoins ou des Euros.

Le projet ElectricChain [@Ele] s'associe au projet Solar Coin. Le but de ce projet est d'envoyer les données des panneaux solaires, qui fonctionnent 24h/24h et 7j/7j, dans une blockchain dont les données sont facilement exploitables par les scientifiques et les chercheurs. Cela permet de favoriser des avancées dans le domaine du climat, des microclimats et de la pollution, mais aussi de l'affichage dynamique de la production solaire en direct et des données d'utilisation sur une seule chaîne de blocs en tant que protocole de communication standard, pour l'industrie solaire. Ce projet aide ainsi les scientifiques, les investisseurs et les prosumers à fournir une énergie solaire bon marché et propre.

Le projet Power Ledger

Power Ledger [@Pow] permet aux propriétaires d'actifs d'énergie renouvelable (générateurs d'énergie ou énergie stockée dans une batterie) de décider à qui ils veulent vendre leur surplus d'énergie et à quel prix. En utilisant la technologie blockchain, Power Ledger offre un mécanisme de négociation et de compensation transparent et automatisé au profit des producteurs et des consommateurs. Cette technologie permet la vente de l'énergie renouvelable excédentaire générée dans les immeubles résidentiels et commerciaux et dans les maisons et les entreprises connectées aux réseaux existants de distribution d'électricité, ou dans les microgrids. Power Ledger met le pouvoir de gérer l'économie énergétique entre les mains des consommateurs tout en maintenant la valeur des réseaux de distribution existants.

Power Ledger permet de suivre chaque unité d'électricité, qui est générée au sein du bâtiment, du point de production jusqu'au point de consommation, ou lorsqu'elle est vendue à d'autres consommateurs, en utilisant le réseau local de distribution d'électricité. La technologie de Blockchain associe une transaction énergétique suivie d'une transaction financière, ce qui rend le processus de réalisation de la valeur des investissements en énergie renouvelable simple et sécurisé. Cela permet aux investisseurs et aux propriétaires d'actifs de technologies de production d'énergie renouvelable intégrés, de monétiser le surplus de production d'énergie et de maximiser les investissements individuels dans les technologies de production d'énergie renouvelable. Power Ledger permet aux consommateurs d'énergie de participer à un nouveau marché de l'énergie, même à ceux qui ne peuvent pas se permettre des engagements initiaux coûteux, dans un générateur ou une capacité de stockage.

Conclusion des travaux existants

L'état de l'art que nous avons proposé dans ce chapitre montre que de nombreux projets cherchent à démocratiser les échanges d'énergie directement entre prosumers. Grâce à la chaîne de blocs et au partage de données sécurisées qu'elle permet, le prosumer peut gérer

la vente et l'achat d'énergie sans avoir à passer par un tiers. Les travaux que nous allons présenter sont proches de ces projets et particulièrement du projet power ledger. Notre travail formalise, précisément, le protocole à adopter par les prosumers, ce qui permet de garantir certaines propriétés et notamment la diminution des pertes et des congestions dans le réseau, tout en se passant d'un gestionnaire de réseau.

Les négociations pair-à-pair dans les réseaux énergétiques du futur

Les récentes avancées en matière de technologies énergétiques permettent aux consommateurs de produire et de stocker de l'énergie pour leurs propres besoins. Ces nouveaux acteurs, appelés prosumers, pourraient échanger de l'énergie entre eux sans passer par une entité centrale, tels que les fournisseurs comme c'est le cas actuellement. Aujourd'hui, plusieurs projets cherchent à donner la possibilité aux prosumers d'effectuer des transactions locales avec leurs voisins, en utilisant l'infrastructure existante. Le modus operandi de ces projets est basé sur deux couches. Une couche matérielle composée de compteurs intelligents et une couche logicielle utilisant la blockchain. Ce genre de système a besoin d'un protocole pair-à-pair, qui tient compte d'abord des échanges financiers entre acheteurs et vendeurs, et d'autre part de l'impact du flux énergétique sur le réseau physique induit par la négociation d'un échange d'énergie entre deux prosumers. À cette fin, nous avons développé un mécanisme de négociation utilisant la technologie du registre distribué, afin de gérer en toute sécurité les flux d'énergie dans le réseau et de garantir des négociations cohérentes entre les prosumers. L'utilisation du registre distribué permet d'avoir une négociation parallèle multilatérale entre prosumers, tout en garantissant la terminaison, la traçabilité et la mise à l'échelle. Nous proposons, également, un algorithme basé sur la programmation linéaire, qui permet aux prosumers de choisir avec quels partenaires ils vont négocier. Nous prouvons que, dans ce contexte, que les négociations qui se tiennent dans le cadre de notre mécanisme donne une solution Pareto-optimale lors d'un accord entre deux prosumers. La section 6.1 présente la modélisation des prosumers. La section 6.2 expose le protocole de négociation. La section 6.3 explique les règles à suivre dans le cadre du protocole. La section 6.4 présente l'analyse théorique du protocole. La section 6.5 propose un scénario illustratif. La section 6.6 montre l'évaluation expérimentale du mécanisme, et la section 6.7 conclut ce travail.

6.1 Un modèle pair-à-pair

Dans cette section, nous présenterons d'abord la formalisation d'un prosumer, dans notre mécanisme de négociation pair-à-pair. Ensuite, nous décrirons le modèle du réseau et les hypothèses que nous avons retenues. Et pour finir, nous exposerons la formalisation de l'utilité des prosumers. Dans notre modèle, nous considérons qu'une journée est divisée en créneaux horaires (intervalle). Les négociations pour l'échange d'énergie entre ces prosumers se déroulent à chaque intervalle. Les décisions prises sont appliquées sur l'intervalle suivant.

Nous supposons que chaque prosumer $p \in P$ possède un état s , avec $s \in \{ \text{''acheteur''}, \text{''vendeur''} \}$ et P l'ensemble des prosumers dans le réseau. En tant qu'acheteur, noté p_b , ou vendeur, noté p_s , un prosumer a une quantité d'énergie e à échanger dans le réseau, et un ensemble de partenaires. L'ensemble des partenaires est formé de vendeurs, dénoté \mathcal{S} , si p est un acheteur, et est formé d'acheteurs dénoté \mathcal{B} , si p est un vendeur. e correspond à la production supplémentaire des vendeurs et aux besoins supplémentaires des acheteurs. De plus, le vendeur possède un tarif maximum tr_{max} , au-dessus duquel aucun acheteur n'est prêt à payer pour son énergie. Ce paramètre peut être calculé en fonction de l'historique des prix, par exemple, et selon une stratégie propre au vendeur. Plus le prix est élevé, plus le tarif final de l'accord sera élevé, mais moins l'acheteur sera prêt à négocier avec ce vendeur et prendre le risque de passer plus de temps à négocier, du fait de l'augmentation de la probabilité de payer un coût de congestion plus élevé.

Nous supposons que le réseau est composé de nœuds et d'arêtes, où les arêtes représentent les lignes de transmission du réseau, et les nœuds représentent les points de livraison de l'électricité (comme une habitation, par exemple). Dans ce réseau, le flux d'énergie est régi par les lois de *Kirchhoff*. Chaque ligne appartenant au réseau a un coefficient de perte l qui, en pourcentage, donne les pertes induites par un transfert sur la ligne. De plus, chaque ligne a une capacité c liée à l'échauffement thermique en raison de l'effet Joule. Quand deux prosumers s'accordent sur une transaction, la congestion causée par cet échange implique un coût de congestion tc , qui dépend de la capacité c de chaque ligne par laquelle l'énergie va passer, de la quantité d'énergie déjà négociée qui passe par cette ligne, et de l'énergie ajoutée par l'accord entre les deux prosumers (voir équation (6.4)).

L'objectif de chaque prosumer est de vendre (resp. d'acheter) son surplus de production (resp. ses besoins complémentaires) en maximisant (resp. minimisant) ses bénéfices (resp. coûts). L'utilité de chaque type de prosumer est affectée par les pertes induites par les échanges et le coût de la congestion. L'utilité des vendeurs est calculée comme suit :

$$U_{ps} = e^{-(q_s - q_b + q_l)} \cdot (tr - tc) \quad (6.1)$$

Avec q_s représentant l'énergie vendue par le vendeur, q_b représentant l'énergie demandée par l'acheteur et q_l représentant l'énergie perdue pendant le transfert, en raison de l'effet Joule, selon l . tr représente le tarif pour chaque kWh transféré du vendeur à l'acheteur et tc le coût de congestion induit. Ainsi, l'utilité du vendeur est élevée lorsque le tarif est élevé, lorsque le coût de la congestion et les pertes sont faibles et que l'énergie demandée est égale à son surplus. La forme exponentielle de cette fonction permet d'avoir une utilité toujours positive (tant que les propositions des prosumers contiennent des tarifs et des quantités d'énergie positives, ce qui est toujours le cas). On pourra noter que les utilités exponentielles ont également été utilisées dans d'autres travaux, comme [Vyt+10b] par exemple. L'utilité d'un acheteur est calculée par la formule (6.2) :

$$U_{pb} = \frac{e^{-(q_b - q_s)}}{tr + tc} \quad (6.2)$$

De cette manière, l'utilité de l'acheteur est élevée lorsque le tarif et le coût de congestion sont faibles, et que ses besoins sont égaux à l'énergie proposée par le vendeur. Si le vendeur ne peut pas fournir la totalité des besoins de l'acheteur, l'utilité de l'acheteur, pour la proposition du vendeur, diminue car il devra négocier avec les autres vendeurs, sans la certitude de pouvoir être pourvu en électricité comme il le souhaite. De la même manière que pour l'utilité du vendeur, celle de l'acheteur sera toujours positive.

6.2 Le protocole de négociation

Le protocole suivi par les prosumers (voir Algorithme 1) se déroule, à chaque intervalle, en quatre étapes (voir Figure 6.1) :

1. les prosumers déclarent leur état et créent leur liste de partenaires potentiels avec qui effectuer des transactions d'énergie.
2. chaque prosumer envoie une proposition à ses partenaires et consulte le registre décentralisé, afin de connaître les coûts de congestion engendrés par les propositions qui lui ont été faites.
3. chaque prosumer considère les propositions qu'il reçoit.
4. il envoie ensuite ses réponses selon la décision engendrée par la troisième étape.

Les étapes (2) à (4) se répètent jusqu'à ce que tous les acheteurs aient acheté leur énergie ou que tous les vendeurs aient vendu la leur.

Dans notre modèle, nous supposons qu'il n'existe pas de latence en termes d'échanges de messages entre les prosumers. L'échange d'énergie dans le réseau dépend de la quantité demandée par les acheteurs et de la quantité proposée par les vendeurs. Nous formulons deux hypothèses :

1. nous considérons qu'il n'existe pas d'erreurs de prédiction de la production et de la consommation pour l'intervalle considéré dans les négociations. Ainsi, nous ne nous focalisons pas sur la gestion de l'énergie en cours d'intervalle, car tout ce qui est acté dans les contrats se réalise nécessairement.
2. nous considérons qu'il y a toujours plus d'énergie proposée par les vendeurs que demandée par les acheteurs. Nous pouvons soutenir cette hypothèse par le fait que plusieurs nœuds peuvent être représentés par des producteurs purs (par exemple une centrale éolienne détenue par une entreprise). De plus, selon les résultats obtenus dans les techniques de prédiction de la production et de la demande de l'énergie renouvelable, on peut obtenir une précision très fine de la prédiction, avec un niveau inférieur à 2 % d'erreur absolue en moyenne [Jai+14 ; Tay10], et ainsi supposer que les prosumers peuvent gérer les erreurs de prédiction en se basant sur leurs capacités de stockage.

Dans ce travail, nous supposons que la production renouvelable et la prévision de la demande sont précises à 100 % (c'est-à-dire sans erreur). L'utilisation du registre distribué permet à

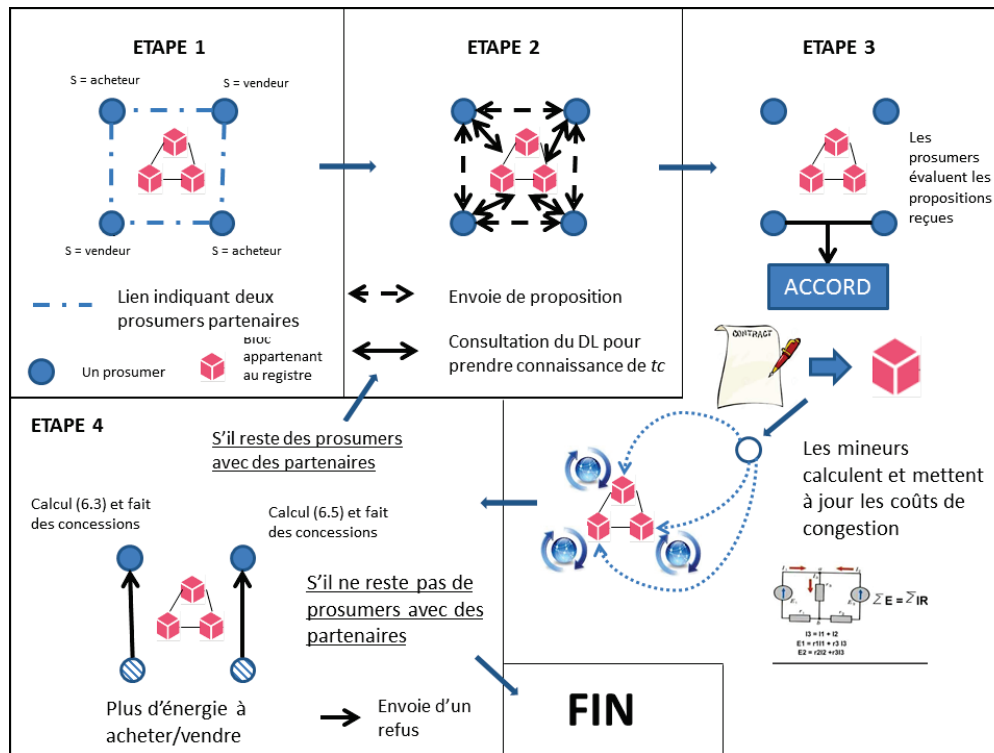


Fig. 6.1: Schéma des quatre étapes du mécanisme

chaque consommateur d'être conscient du coût de congestion lié à l'échange qu'il négocie. Cela implique que, lorsqu'un accord est conclu entre deux prosumers du réseau :

1. Les prosumers informent le réseau de la transaction et, plus précisément, de la quantité d'énergie qui passera par le réseau et à partir de quel nœud l'énergie sera déversée et à quel nœud elle sera consommée,
2. les mineurs utilisent ces données pour calculer la congestion sur chaque ligne du réseau (ce qui implique que ces entités connaissent le réseau), de la même manière que les mineurs calculent le bon fonctionnement de la transaction dans le système Bitcoin,
3. les prosumers ont toujours accès à cette information au cours de leur négociation.

Dans notre cas, nous supposons que ces trois phases sont faites instantanément. Après avoir établi les hypothèses du modèle, nous détaillons maintenant les différentes phases de notre protocole.

6.2.1 La phase de déclaration

À la première étape, les prosumers estiment leur état s (acheteur ou vendeur), en fonction de la prévision de leur production et de leurs besoins, pour l'intervalle de temps à venir. Dans les deux cas, les prosumers notent leur état dans le registre distribué et sélectionnent les partenaires potentiels avec qui ils vont négocier. Le choix de leurs partenaires est fondé sur les pertes induites par un échange entre le prosumer et son partenaire. Par exemple, si un

vendeur doit déverser 10 % d'énergie en plus pour garantir que la demande d'un acheteur soit pourvue, le vendeur ne va probablement pas sélectionner ces prosumers dans sa liste de partenaires. Les prosumers ne négocient pas si les pertes sont supérieures au surplus d'énergie des vendeurs (c'est-à-dire si $q_l \geq e$) car, dans ce cas, aucune énergie ne pourra parvenir aux acheteurs.

6.2.2 La phase de proposition

À la deuxième étape, chaque prosumer envoie ses propositions à chaque partenaire de sa liste. Une proposition est formalisée par le tuple : $\{q, tr\}$, avec q la quantité d'énergie proposée ou requise par le prosumer et tr le tarif par kWh de la transaction. Dans le cadre de notre mécanisme, nous considérons que la première proposition faite par un prosumer est celle qui lui est la plus profitable. Ainsi, la première proposition d'un acheteur est toujours $\{q_b, 0\}$, alors que la première proposition d'un vendeur est toujours $\{q_s, tr_s^{max}\}$. Les premières propositions ne sont pas destinées à être acceptées directement au premier tour de la négociation. Leur objectif est de fixer une fourchette de prix acceptable. Donc, le prix minimal est 0, dans le sens où aucun vendeur n'acceptera un prix négatif pour son électricité. Le paramètre tr_s^{max} permet de différencier les vendeurs entre eux, afin d'avoir soit des accords rapides en affichant un petit tr_s^{max} (par rapport aux autres), soit tenter d'obtenir une meilleure rémunération, et dans ce cas, c'est un compromis que doit faire le vendeur.

6.2.3 La phase de décision

À la troisième étape, les prosumers examinent les propositions qu'ils reçoivent. Cela conduit à trois options : Accord, Concession ou Refus.

Un accord est conclu lorsque, $u_b(x_b) \leq u_s(x_b)$, ou $u_s(x_s) \leq u_b(x_s)$, avec x_b la proposition de l'acheteur, x_s la proposition du vendeur, u_b la fonction d'utilité de l'acheteur et u_s la fonction d'utilité du vendeur. En l'absence d'accord, le prosumer ajoute la proposition de son partenaire dans sa liste de partenaires potentiels avec lesquels il peut faire des concessions. Un prosumer fait des concessions sur les propositions, de ses partenaires, qui lui sont le plus profitables. Pour sélectionner les partenaires avec lesquels il est plus profitable de faire des concessions, chaque prosumer exécute son programme linéaire (6.3) :

$$\min \sum_{s \in \mathcal{S}} q_s \cdot (tr_s + tc_s) \quad (6.3)$$

$$\chi : \sum_{s \in \mathcal{S}} q_s = q_b$$

Avec tr_s , qui représente le tarif par kWh pour la transaction, avec s et tc_s le coût de congestion dans le cas d'un accord avec s . On considère que tc est calculé selon la formule

(6.4) :

$$tc = \sum_{l \in \mathcal{N}^{b \rightarrow s}} \frac{flow_l}{c_l} \quad (6.4)$$

Avec $\mathcal{N}^{b \rightarrow s}$ l'ensemble des lignes reliant le prosumer b au prosumer s , et $flow_l$ le flux d'énergie sur la ligne. La contrainte garantit que la quantité totale d'énergie achetée par l'acheteur (en cas d'accord) est égale à ses besoins. Le vendeur exécute le programme linéaire (6.5) :

$$\max \sum_{b \in \mathcal{B}} q_b \cdot (tr_b + tc_b) \quad (6.5)$$

$$\psi_0 : \sum_{b \in \mathcal{B}} (1 + l_b) \cdot q_b \leq q_s$$

$$\psi_1 q_b < c$$

Avec tr_b représentant le tarif par kWh pour la transaction avec le prosumer b , et tc_b qui représente le coût de congestion en cas d'accord avec lui. l_b représente le coefficient de perte des lignes reliant p_s à p_b . La première contrainte garantit que la quantité d'énergie déversée sur le réseau par le vendeur sera suffisamment élevée pour atteindre le niveau d'énergie requis par l'acheteur et compenser les pertes de transfert. c représente la capacité restante des lignes par lesquelles l'énergie transite. La deuxième contrainte garantit que l'énergie demandée par l'acheteur peut circuler dans le réseau de p_s à p_b .

Une fois que le prosumer a sélectionné les partenaires avec lesquels il convient de faire des concessions, il calcule l'indice de Zeuthen. La stratégie de Zeuthen [Ros94] permet de désigner l'agent qui doit faire une concession au cours du prochain tour de la négociation, en calculant l'indice de Zeuthen Z_{ij} .

$Z_{ij} = \frac{u_i(x_i) - u_i(x_j)}{u_i(x_i)}$, avec i, j deux agents, u_i (resp. u_j) l'utilité de l'agent i (resp. j) et x_i (resp. x_j) la proposition de l'agent i (resp. j).

L'agent avec le plus petit indice de Zeuthen doit faire la prochaine concession. Pour un producteur, une concession signifie une réduction du tarif alors que pour un consommateur une concession signifie une augmentation du tarif. La stratégie de concession pour le vendeur est :

$$tr(t+1) = tr(t) - z_{sb} \quad (6.6)$$

De cette façon, le vendeur diminue le tarif auquel il vend son énergie de z_{sb} , avec z_{sb} représentant le montant à perdre en cas de conflit pour le vendeur (c.-à-d. n'aboutissant pas à un accord) à ce tour. Plus le vendeur a fait de concessions, moins il est susceptible de faire la prochaine. La stratégie de concession pour l'acheteur est donc :

$$tr(t+1) = tr(t) + z_{bs} \quad (6.7)$$

Ainsi, l'agent augmente le tarif auquel il est prêt à acheter son énergie par z_{bs} . z_{bs} qui représente, pour l'acheteur, combien il a à perdre en entrant en conflit à ce tour de la négociation. Après avoir fait une concession, l'indice de Zeuthen d'un prosumer ne peut pas néces-

sairement diminué suffisamment, pour être inférieur à celui de ses partenaires. Ainsi, le prosumer fait d'autres concessions jusqu'à ce que son indice de Zeuthen soit inférieur à celui de son partenaire. Une fois leurs concessions faites, chaque prosumer envoie sa nouvelle proposition avec le nouveau tarif, à son partenaire.

Quand un prosumer n'a plus d'énergie à vendre ou à acheter, il envoie un refus à ses autres partenaires, et les informe alors qu'il n'a plus d'énergie à négocier. La deuxième raison pour laquelle un prosumer refuse une proposition, est d'avoir une ligne congestionnée sur le trajet entre son partenaire et lui, et aucun autre moyen pour l'énergie d'arriver au partenaire.

```

1 Algorithme 2 : Les différents états du protocole pour un prosumer
2 Déclaration de l'état du prosumer sur le réseau ;
3 Établissement de la liste des partenaires de négociation ;
4 while le prosumer à encore de l'énergie à acheter ou à vendre et qu'il reste des prosumers
  dans sa liste de partenaires do
5   for Chaque proposition reçue do
6     Accepter si  $u_b(x_b) \leq u_s(x_b)$ , ou  $u_s(x_s) \leq u_b(x_s)$  ;
7     if Il y a des accords incompatibles then
8       Sélectionner la proposition avec la plus grande utilité ;
9     end
10  end
11  Évaluer les fonctions (6.5) ou (6.3) en fonction de son état ;
12  Faire des concessions en fonction des retours d'évaluation des fonctions (6.7) ou (6.6) ;
13  Envoi des nouvelles propositions ;
14 end
15 Répondre avec un refus à tous les partenaires qui ont envoyé une proposition ;
16 Fin de la négociation pour le prosumer. ;

```

6.3 Les règles du protocole

Dans cette section, nous présentons les règles que les prosumers doivent suivre tout au long de la négociation. Ces règles garantissent le bon déroulement du mécanisme, en posant un cadre dans l'utilisation des performatives.

Première règle (r_1) :

Lors de la négociation entre deux prosumers, le niveau d'énergie demandé par l'acheteur ou proposé par le vendeur ne peut que diminuer. Au premier tour de la négociation, le niveau $e = \min(q_s, q_b)$.

Si p_s ou p_b conclut un accord avec un autre prosumer tel que $\min(q'_s, q'_b) < e$ (avec $q'_s \leq q_s$, $q'_b \leq q_b$) alors $q' = \min(q'_s, q'_b)$.

Deuxième règle (r_2) :

Si une ligne est congestionnée, c'est-à-dire que le flux traversant la ligne est égal à sa capacité c , alors les prosumers ne négocient plus ensemble, sauf s'il y a une autre façon pour l'énergie de circuler entre ces deux prosumers.

Troisième règle (r_3) :

Dans le cas d'un prosumer recevant deux accords durant le même tour de négociation, le prosumer choisit la proposition qui a la meilleure utilité pour lui-même. S'il n'a plus d'énergie à échanger, il envoie un refus à son partenaire, sinon il calcule son indice de Zeuthen pour une nouvelle proposition, en considérant son nouveau niveau d'énergie à négocier. Si son indice de Zeuthen est inférieur à celui de son partenaire, il effectue des concessions sur le tarif jusqu'à ce que son indice de Zeuthen devienne plus élevé, sinon il envoie sa nouvelle proposition en attendant la (ou les) concession (s) de son partenaire.

Quatrième règle (r_4) :

Quand deux prosumers parviennent à un accord, ils doivent l'enregistrer dans le registre. Nous pouvons considérer que les prosumers sont incités à déclarer leurs accords. Ce faisant, ils augmentent le coût de congestion pour les autres prosumers qui pourraient parvenir à des accords impliquant un ajout d'énergie sur les lignes qu'ils utilisent. Ainsi, cela diminue la probabilité d'autres échanges impliquant les mêmes lignes et leur garantit de bonnes conditions (c'est-à-dire aucune congestion) pour leur propre échange.

Cinquième règle (r_5) :

Quand un prosumer arrive à un accord, s'il a encore de l'énergie à négocier, chaque négociation avec ses autres partenaires recommence dès le début (c'est-à-dire que la proposition du vendeur est $\{q_s, tr_s^{max}\}$ et la proposition de l'acheteur est $\{q_b, 0\}$). Cette règle est une règle forte, car il n'y a pas d'incitation pour un prosumer qui vient de conclure un accord, à recommencer la négociation dès le début, avec tous ses autres partenaires.

Considérons un court exemple pour expliquer cette règle. Soit p_s , un prosumer qui vend 10 kWh et p_{b1}, p_{b2} , deux prosumers qui requièrent tous les deux 5 kWh. Considérons que p_s conclut un accord avec p_{b1} . L'utilité de p_s en négociation avec p_{b2} qui était $e^{-(10-5+q_1)} \cdot (tr - tc)$, avant l'accord avec p_{b1} , devient $e^{-(5-5+q_1)} \cdot (tr - tc) = e^{-q_1} \cdot (tr - tc) > e^{-(5+q_1)} \cdot (tr - tc)$ après. On voit donc le problème apparaître par cette inégalité, qui est que l'utilité de p_s augmente (sans concession du partenaire, ici p_{b1}) de telle sorte qu'il peut en venir à accepter une proposition qu'il refuserait dans d'autres conditions. Cette règle permet de garantir que cela n'ait pas lieu. De plus, comme les accords sont stockés dans le registre distribué, il est facile de consulter le registre afin de vérifier si cette règle est suivie par les prosumers.

6.4 L'analyse théorique du modèle

Dans cette section, nous exposons certaines propriétés résultant du mécanisme présenté dans la section précédente.

Traçabilité et mise à l'échelle

Selon r_4 , chaque accord doit être enregistré dans le registre distribué. Cela garantit une facilité de traçabilité pour les transactions. Cette règle permet à chaque nouveau venu dans le réseau d'être au courant de tous les échanges effectués dans celui-ci. Cela permet une "mise à jour à la volée" dans notre protocole, c'est-à-dire que les prosumers peuvent se connecter ou se déconnecter du réseau lorsqu'ils le souhaitent. De plus, si l'on considère qu'un prosumer a un ensemble de partenaires $|\mathcal{S}| = n$ (ou $|\mathcal{B}| = n$) et que chaque négociation mène à m messages, le nombre de messages envoyés dans un intervalle de négociation pour un prosumer possède une complexité en $\mathcal{O}(nm)$.

Négociation simultanée un à plusieurs

Notre mécanisme permet une négociation simultanée un à plusieurs, dans le sens où un vendeur peut, simultanément, envoyer des propositions (ou contre-propositions) à de nombreux acheteurs. De même, un acheteur peut envoyer, simultanément, des propositions (ou contre-propositions) à de possibles vendeurs. Par conséquent, lors d'un tour de négociation, plusieurs prosumers envoient des propositions à plusieurs autres qui répondent à de nombreux prosumers.

Robustesse contre les pannes des prosumers

Chaque prosumer qui veut échanger de l'énergie sur le réseau choisit un ensemble de partenaires avec lesquels il négociera (voir Section 6.2.1). Si l'agent représentant le prosumer tombe en panne, il n'enverra plus d'acceptation, de refus ou de proposition / contre-proposition. Si nous supposons un délai de réponse dans le système, à partir duquel le partenaire est considéré comme non-opérant, le prosumer ne le retire pas de sa liste de partenaires. Mais, cela n'empêche pas les autres prosumers de négocier. De plus, l'historique de la négociation peut être sauvegardé et utilisé dans le cas d'un retour de l'agent, afin de poursuivre la négociation avec le coût de la congestion mis-à-jour et le niveau d'énergie mis-à-jour, de ses partenaires sélectionnés.

Terminaison

Pour chaque prosumer, la négociation se termine quand, i) il ne reste aucun partenaire avec lequel négocier, ou ii) les prosumers ont acheté (resp. vendu) tous leurs besoins supplémentaires (resp. productions). À chaque tour de négociation, un prosumer accepte ou fait des

concessions. Un prosumer refuse seulement si un accord est conclu avec un autre prosumer. Selon r_1 , le niveau d'énergie requis par l'acheteur ou proposé par le vendeur, ne peut que diminuer. Selon le *monotonic concession protocol*; tant qu'il y aura des agents disposés à émettre et à accepter des propositions, des accords d'échange auront lieu et le besoin cumulé d'accords d'échange d'énergie va en diminuant [End06]. Cette réduction, à l'instar de la réduction de l'utilité dans le MCP, garantit la terminaison.

Tarif constant et bien-être égalitaire

Le bien-être égalitaire [Har55] est optimal si les utilités de deux agents, qui ont conclu un accord, sont égales en raison de la propriété de multiplication¹. Dans notre cas, cela revient à avoir $U_{ps} = U_{pb}$. Nous cherchons donc la valeur de tr pour $e_s = e_b$.

$$\begin{aligned}
 e^{-(q_s - q_b + q_l)} \cdot (tr - tc) &= \frac{e^{-(q_b - q_s)}}{tr + tc} \\
 e^{-q_l} \cdot (tr - tc) &= \frac{1}{tr + tc} \quad \text{comme } q_s = q_b \\
 (tr - tc) \cdot (tr + tc) &= \frac{1}{e^{-q_l}} \\
 tr^2 - tc^2 &= e^{q_l} \\
 tr &= \sqrt{e^{q_l} + tc^2}
 \end{aligned}$$

Ce résultat est intéressant car il montre que le bien-être est optimal lorsque $tr = \sqrt{e^{q_l} + tc^2}$, c'est-à-dire que le tarif dépend des pertes et des coûts de congestion, induits par les échanges d'énergie entre deux prosumers. Ainsi, cela garantit que plus deux prosumers sont éloignés l'un de l'autre, moins ils ont d'incitations à parvenir à un accord. Cela encourage les prosumers à parvenir à un accord impliquant moins de pertes et de congestion.

Théorème 2. *Un accord entre deux prosumers se conclut toujours par une solution Pareto-optimale.*

Démonstration. Pour montrer cette propriété, nous démontrons que, i) les fonctions d'utilité sont symétriques ii) les fonctions d'utilité sont monotones et décroissantes. Deux fonctions d'utilité sont symétriques si quand $u_i(\mathcal{X}_1) = u_i(\mathcal{X}_2)$ alors $u_j(\mathcal{X}_1) = u_j(\mathcal{X}_2)$, avec \mathcal{X}_1 et \mathcal{X}_2 deux propositions distinctes, et i, j , deux agents négociant l'un avec l'autre. Tout d'abord, lors de la négociation entre deux prosumers, la quantité d'énergie négociée est fixe, selon r_5 . Les pertes q_l sont fixes. Le coût de congestion est identique pour les deux agents. Seul le paramètre tr évolue au cours de la négociation, donc les fonctions d'utilité sont symétriques. Deuxièmement, d'après les équations (6.6) et (6.7), $tr^t \leq tr^{t+1} \quad \forall t$ pour le vendeur et $tr^t \geq tr^{t+1} \quad \forall t$ pour l'acheteur, ce qui donne $z_{sb} > 0$ et $z_{bs} > 0 \quad \forall t$ [Ros94]. $tc^t \leq tc^{t+1}$

1. $n \times n > (n - k) \times (n + k)$

comme le niveau de congestion ne peut pas diminuer sur les lignes du réseau lorsque les négociations avancent. Donc, si tr est monotone décroissant, tc monotone croissant, q_l , q_s , q_b sont fixes, alors le produit $e^{-(q_s - q_b + q_l)} \times (tr - tc)$, est monotone décroissant. De la même manière, si tr est monotone croissant, tc monotone croissant, q_s , q_b sont fixes, alors $\frac{e^{-(q_b - q_s)}}{tr + tc}$ est monotone décroissant. Comme on a (i) des fonctions d'utilité symétriques qui suivent un comportement monotone (selon les fonctions de concession), (ii) l'utilisation de l'indice de Zeuthen et (iii) le contexte du MCP, alors la négociation va converger vers une solution Pareto-optimale. \square

6.5 Un scénario illustratif

Dans cette section, nous allons dérouler un exemple qui explicite le fonctionnement de notre mécanisme. Nous commençons par détailler les paramètres des prosumers qui vont interagir dans l'exemple, puis nous montrons l'évolution des négociations qui se tiennent entre eux.

6.5.1 Les données de départ

L'exemple que nous allons exposer prend en compte quatre prosumers (voir Tableau 6.1) au sein d'un même réseau de distribution (voir Figure 6.2). Chaque prosumers possède initialement, un état (vendeur ou acheteur), une quantité d'énergie à échanger et un tarif maximum dans le cas des vendeurs. De plus, chaque prosumers connaît le chemin parcouru par l'énergie, en cas d'échange, avec n'importe lequel de ses partenaires. Les lignes de

	État	e	tr^{MAX}
p_1	Vendeur	2.31	1.19
p_2	Acheteur	1.04	-
p_3	Vendeur	3.15	4.44
p_4	Acheteur	2.44	-

Tab. 6.1: Les caractéristiques des différents prosumers

transmission possèdent toutes les mêmes paramètres, c'est-à-dire, un coefficient de perte de 1% de l'énergie qui circule sur la ligne et une capacité de 7 kW.

6.5.2 Le déroulement du scénario

Chaque agent, qu'il soit acheteur ou vendeur, inscrit dans le registre sont état, puis sélectionne ceux avec qui il va négocier, composant ainsi sa liste de partenaires. Ce faisant, p_1 forme une liste de partenaires correspondant à $\{p_2, p_4\}$, tout comme pour p_3 et la liste de p_2 est $\{p_1, p_3\}$, tout comme pour p_4 . Les prosumers vont ensuite envoyer leur proposition à

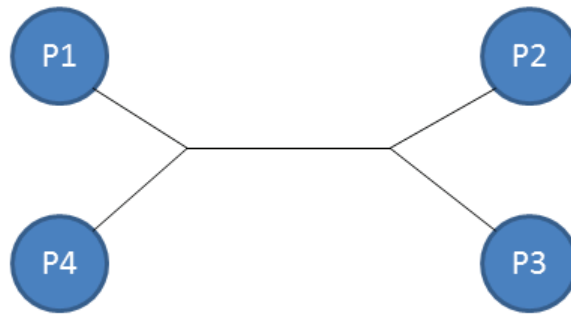


Fig. 6.2: La topologie du réseau.

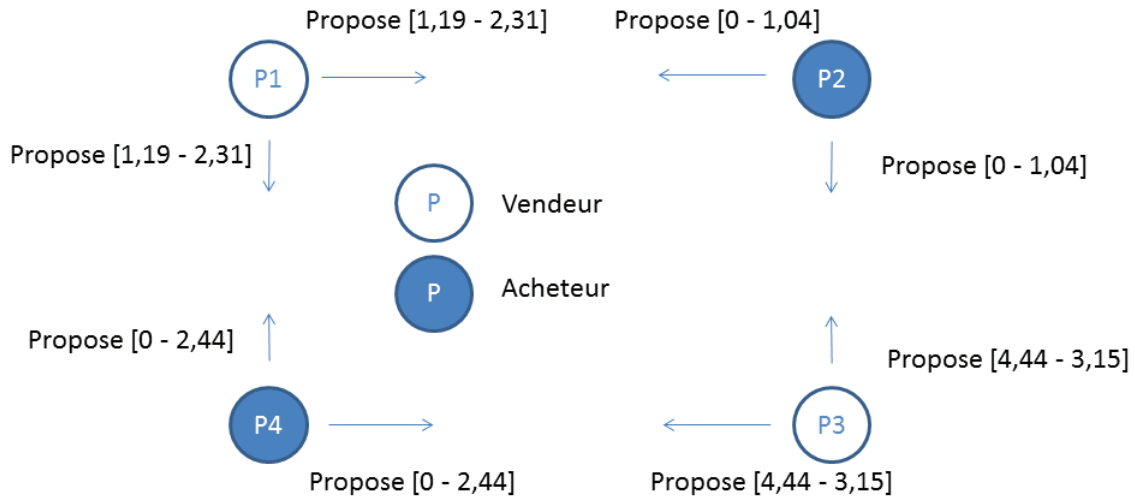


Fig. 6.3: Envoi des premières propositions

leurs partenaires (voir Figure 6.3). Une fois les propositions reçues, les prosumers calculent l'utilité de chacune des propositions et les comparent avec la leur.

- $\mathcal{U}_1([0 - 1, 04]) = 0, 0283$ et $\mathcal{U}_1([1, 19 - 2, 31]) = 1, 294$, comme $0, 0283 < 1, 294$, p_1 n'accepte pas la proposition de p_2
- De la même manière, après calcul, on obtient : $\mathcal{U}_1([0 - 2, 44]) < \mathcal{U}_1([1, 19 - 2, 31])$.
 $\mathcal{U}_2([1, 19 - 2, 31]) < \mathcal{U}_2([0 - 1, 04])$ et $\mathcal{U}_2([4, 44 - 3, 15]) < \mathcal{U}_2([0 - 1, 04])$.
 $\mathcal{U}_3([0 - 1, 04]) < \mathcal{U}_3([4, 44 - 3, 15])$ et $\mathcal{U}_3([0 - 2, 44]) < \mathcal{U}_3([4, 44 - 3, 15])$.
 $\mathcal{U}_4([1, 19 - 2, 31]) < \mathcal{U}_4([0 - 2, 44])$ et $\mathcal{U}_4([4, 44 - 3, 15]) < \mathcal{U}_4([0 - 2, 44])$

Ainsi, aucune proposition ne se solde par un accord. Chaque agent acheteur va donc évaluer la fonction (6.3) et chaque vendeur va évaluer la fonction (6.5), avec les données correspondantes. Cela permet à chaque agent de sélectionner le ou les partenaires qui maximisent son utilité. Une fois les partenaires sélectionnés, le prosumer va réaliser une concession si son indice de Zeuthen est inférieur à celui de son partenaire de négociation. Si l'on prend l'exemple de p_2 , le résultat de l'évaluation de la fonction (6.3) donne :

- $Qs[1] : 1,04$
- $Qs[2] : 0,0$

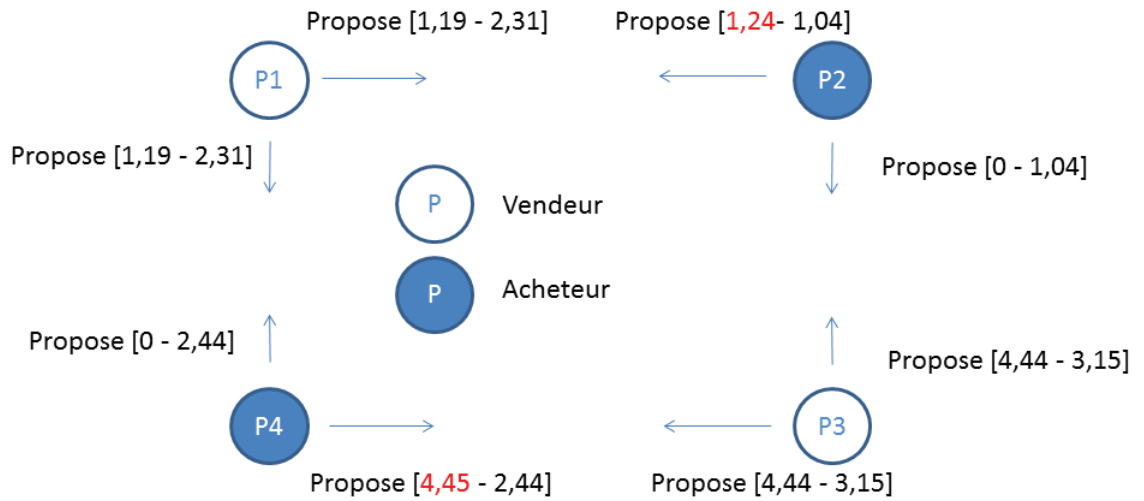


Fig. 6.4: Envoi des propositions comprenant les concessions

i représente le numéro du partenaire dans la liste du prosumer et Q_s représente la quantité d'énergie allouée selon la fonction (6.3). Cela veut dire que, pour maximiser son utilité, p_2 doit négocier 1.04 kWh avec son premier partenaire (p_1) et 0 kWh avec son deuxième partenaire (p_3). Sachant cela, il faut à présent déterminer qui d'entre p_1 et p_2 doit faire une concession. Si l'on regarde les indices de Zeuthen on a :

$$\begin{aligned} \text{--- } Z_{12} &= \frac{\mathcal{U}_1([1,19-2,31])-\mathcal{U}_1([0-1,04])}{\mathcal{U}_1([1,19-2,31])} = \frac{1,294-0,0283}{1,294} = 0,9781 \\ \text{--- } Z_{21} &= \frac{\mathcal{U}_2([0-1,04])-\mathcal{U}_2([1,19-2,31])}{\mathcal{U}_2([0-1,04])} = \frac{32,05-0,8189}{32,05} = 0,9744 \\ \text{--- } Z_{12} &> Z_{21} \end{aligned}$$

Z_{21} étant plus faible, c'est donc à p_2 de faire une concession sur le prix, respectant le niveau indiqué par l'évaluation de la fonction (6.7). Les trois autres agents suivent la même démarche et il se trouve que p_4 doit faire une concession pour sa proposition faite à p_3 . On pourra remarquer que les deux agents qui doivent faire une concession sont les acheteurs, ce qui est logique puisque leur proposition de départ fixe un prix nul, qui ne pourrait être accepté directement par un vendeur. On obtient donc :

- Une nouvelle proposition de p_2 envers p_1 avec un tarif proposé de 1.24 obtenu après deux concessions (c'est-à-dire qu'il a fallu faire deux utilisations successives de la (6.7) pour arriver à avoir $Z_{12} < Z_{21}$)
- Une nouvelle proposition de p_4 envers p_3 avec un tarif proposé de 4.45, obtenu après dix concessions (c'est-à-dire qu'il a fallu dix utilisations successives de la fonction (6.7) pour arriver à avoir $Z_{34} < Z_{43}$)

p_2 et p_3 envoient donc leurs nouvelles propositions (Figure 6.4). Le nouveau calcul des utilités pour les nouvelles propositions reçues par p_1 et p_3 donne : $\mathcal{U}_1([1,24 - 1,04]) > \mathcal{U}_1([1,19 - 2,31])$ et $\mathcal{U}_3([4,45 - 2,44]) > \mathcal{U}_3([4,44 - 3,15])$. Donc p_1 accepte la proposition de p_2 et p_3 accepte la proposition de p_4 . Ils inscrivent alors dans le registre le contrat qui spécifie qu'au prochain intervalle p_1 injectera 1,04 kWh et que p_3 les consommera. De même pour le contrat entre p_2 et p_4 , ils indiquent que p_3 injectera 2,44 kWh et que p_4 les

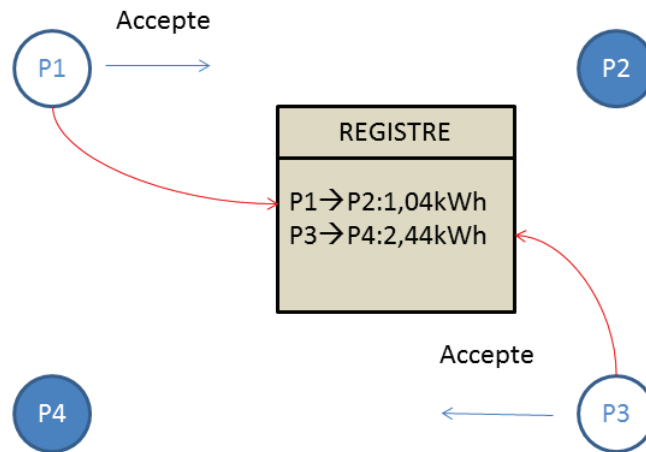


Fig. 6.5: Envoi des propositions comprenant les concessions

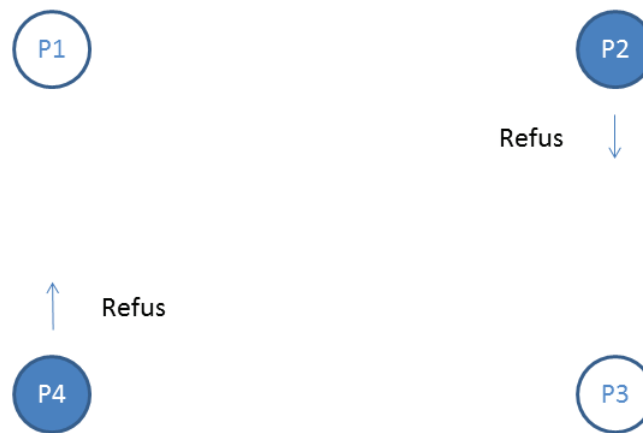


Fig. 6.6: Les agents dont les besoins sont satisfaits indiquent qu'ils mettent fin aux négociations avec leurs partenaires restants

consommera (Figure 6.5). Les prosumers p_2 et p_4 ont acheté toute l'énergie dont ils avaient besoin. Ils envoient donc un refus à chacun de leur partenaire restant (Figure 6.6). Ce faisant, il ne reste plus d'acheteurs sur le marché, et les listes de partenaires de p_2 et p_4 sont vides, mettant fin aux négociations.

6.6 L'évaluation expérimentale

Dans cette section, nous décrivons dans un premier temps l'initialisation de nos données. Ensuite, nous présenterons et discuterons les résultats de notre évaluation. Dans ces expériences, nous avons considéré que les négociations se déroulent sur un intervalle de temps et dans le cadre d'un échange d'énergie négocié entre prosumers, au sein d'une microgrid. Nous avons montré dans l'analyse théorique (Section 6.4) que le tarif d'équilibre amenant à la maximisation des utilités dépendait des pertes induites par les échanges. Les évaluations que nous avons menées se penchent donc sur le niveau de ces pertes.

6.6.1 L'ensemble des données

Les générateurs : Nous avons considéré que chaque prosumer est équipé d'un générateur avec une production maximale tirée au hasard dans l'intervalle [2; 10], 10 KW étant la puissance maximale délivrée par une éolienne domestique² ou des panneaux solaires domestiques.

Les consommations : Nous avons considéré que les niveaux de consommation sont tirés au hasard, suivant une loi uniforme, dans $[Q^{min}; 2 \times Q^{min}]$ (resp. $[6, 5; 11, 5]$), avec Q^{min} la consommation minimale du prosumer. Comme notre mécanisme est conçu pour une exécution sur chaque intervalle, et que notre évaluation ne porte que sur la simulation des négociations sur un seul intervalle, nous n'avons pas nécessairement besoin d'utiliser des données réelles (qui ne sont réellement utiles que pour avoir une évolution réaliste de la demande sur la journée, et pour un profil de consommation concret). Pour cette raison, nous suivons le modèle proposé par [Vei+13].

L'état : L'état est défini en fonction de la différence entre l'énergie générée et la consommation des prosumers. Le prosumer est un acheteur si sa consommation est plus élevée que l'énergie qu'il a générée. Inversement, le prosumer est un vendeur si sa consommation est inférieure à l'énergie qu'il a générée.

Le nombre d'agents : Nous avons commencé par tester le modèle avec 6 prosumers au sein de la microgrid. Nous avons choisi de commencer par tester avec peu de prosumers, afin de s'assurer du bon fonctionnement du mécanisme et de comparer facilement les résultats obtenus avec une méthode centralisée. Ensuite, nous avons augmenté le nombre d'agents dans le système en testant le mécanisme avec 6, 12, 24 et 100 prosumers.

Le coût de congestion : Nous ajoutons λ , le coefficient du coût de congestion qui nous permet de tester différents niveaux de coûts, dans la formule de congestion (6.4) comme suit :

$$tc = \sum_{l \in \mathcal{N}^{b \rightarrow s}} \lambda \times \frac{flow_l}{c_l}$$

Les pertes : Nous avons placé le niveau de pertes à 1% de l'énergie qui parcourt la ligne.

Le réseau : Nous avons testé notre mécanisme sur quatre tailles de réseau (voir Figure 6.7 pour les trois plus petits), en fonction du nombre de prosumers dans le système. Nous avons choisi de mener nos tests sur une topologie arborescente, car c'est la topologie la plus utilisée sur le réseau de distribution basse tension. Les capacités des lignes sont données dans le tableau 6.2.

LP Solver : À notre connaissance, aucun travail de la littérature ne s'attaque à la conception d'un mécanisme entièrement décentralisé d'échange d'énergie entre prosumers. Nous avons donc décidé de comparer notre modèle à un algorithme basé sur la programmation linéaire qui calcule la meilleure répartition des échanges, minimisant les pertes dans le réseau. Pour les différents programmes linéaires nous avons utilisé le solver glpk[Bwo]. Les détails de

2. <http://windenergyfoundation.org/wind-at-work/wind-consumers/wind-power-your-home/>

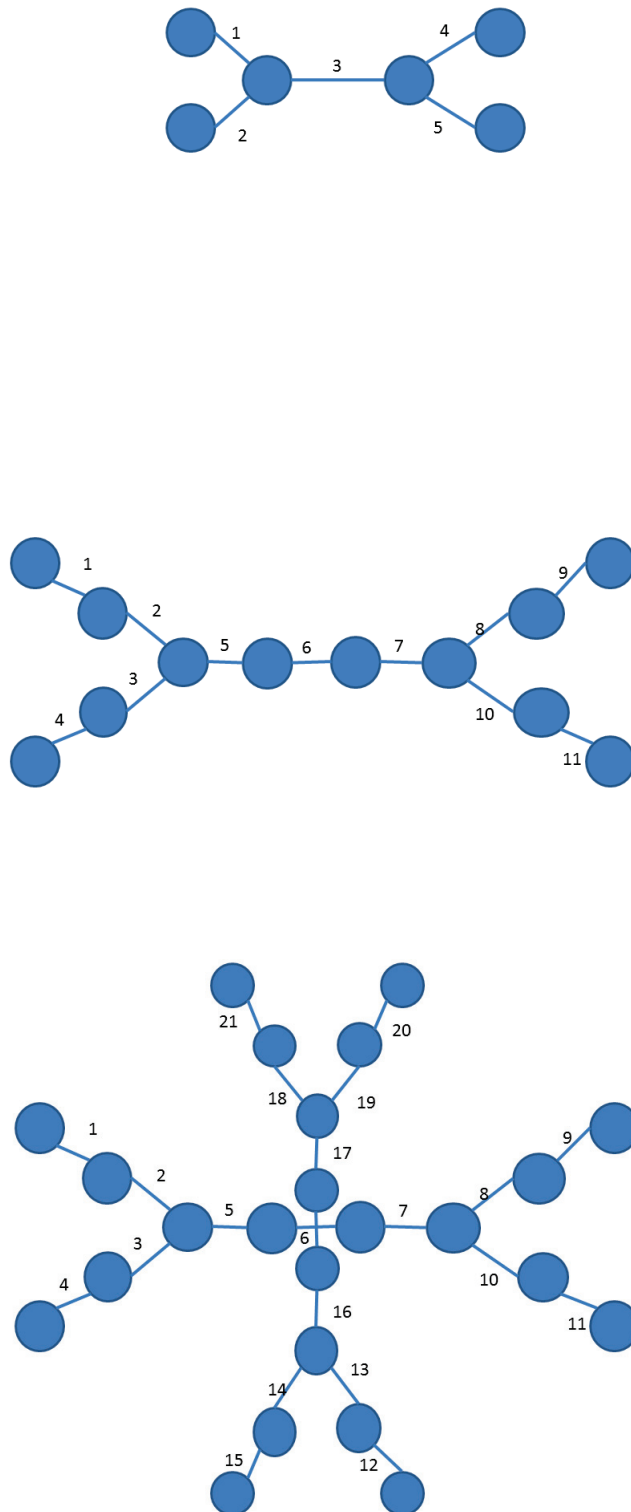


Fig. 6.7: Topologie des réseaux testés avec 6, 12 et 24 prosumers (on ne montre pas, ici, la topologie pour 100 prosumers pour des raisons évidentes de taille, mais elle suit la même logique que celles présentées)

<i>ligne</i> #prosumers	1-4	2	3	5	6	7	8-10	9-11	12-15-20-21	13-14-18-19	16-17
6	10	10	40	10	-	-	-	-	-	-	-
12	10	20	20	50	60	50	20	10	-	-	-
24	10	20	20	70	140	70	20	10	10	20	70

Tab. 6.2: Capacité des lignes en fonction du réseau de prosumer pour les expériences avec 6, 12 et 24 prosumers (voir Figure 6.7). Encore une fois, en raison de la taille du tableau, il serait inutile d'exposer les capacités des liens pour la topologie à 100 prosumers

l'algorithmes sont les suivants :

$$f : \min \sum_{b \in B} \sum_{s \in S} l_b^s \quad (6.8)$$

Les contraintes sont :

$$\begin{aligned} \omega_0 : \sum_{s \in S} q_b^s &= q_b \\ \omega_1 : \sum_{b \in B} \sum_{s \in S} q_b^s &= \sum_{b \in B} q_b \\ \omega_2 : \sum_{b \in B} q_b^s + l_b^s &\leq q_b \\ \omega_3 : q_b^s &\leq \min(q_b, q_s) \end{aligned}$$

Avec q_b^s la quantité d'énergie échangée entre le prosumer b et le prosumer s . l_b^s représente les pertes induites par cet échange. Nous nommons les échanges calculés par (6.8) : *échanges optimaux*.

6.6.2 L'analyse des résultats

L'objectif de notre travail est de fournir un mécanisme décentralisé qui minimise les pertes afin d'augmenter l'excédent d'énergie des prosumers. Moins il y a d'énergie perdue dans le réseau, plus il en restera pour satisfaire les besoins exprimés, permettant un niveau d'offre accru. De plus, moins il y a d'énergie perdue dans le réseau, plus la quantité d'énergie rémunératrice pour les vendeurs est importante (comme le niveau des pertes est à la charge des vendeurs). Comme le montre la propriété 6.4, le tarif d'équilibre du bien-être égalitaire, tc , est impliqué dans le prix final. Ainsi, nous avons testé différentes valeurs pour cette caractéristique, en calculant 50 essais sur trois ensembles de prosumers de tailles différentes, pour chaque valeur de cette caractéristique. Nous expliquons leur impact sur les pertes du réseau dans cette section.

L'impact des coûts de congestion

Nous testons l'impact du coefficient de congestion λ pour différentes valeurs (voir Figure 6.8a-6.9d). Pour les trois tailles d'ensembles de prosumers testés, on constate que le niveau des pertes est très proche du niveau de celles calculées par la méthode centralisée (équation (6.8)), même si elles sont toujours supérieures. Sur les Figures 6.9b et 6.9c, on peut remarquer que pour 12 et 24 prosumers les pertes représentent 3% à 4% de l'énergie échangée. Nous pouvons comparer ce résultat avec les pertes admises dans le réseau de distribution comprises dans une fourchette de 6 à 8%³. Sur la Figure 6.9a, on peut noter que pour $\lambda = 0.5$, les pertes sont légèrement plus élevées que 9%, alors que pour $\lambda = 1$, $\lambda = 2$ et $\lambda = 5$ les pertes (décentralisées) sont comprises entre 1 et 2%. Cela peut s'expliquer par le fait qu'avec un faible coût de congestion, qui facilite les accords entre deux prosumers distants, on obtient des pertes plus élevées. Pour un ensemble de 6 prosumers, si seulement un accord non-optimal est trouvé entre deux prosumers distants (ce qui correspond à un tiers de tous les prosumers), nous avons la somme des pertes qui augmente. Avec 12 et 24 prosumers ces "accords distants" sont contrebalancés par l'ensemble des "accords optimaux". Au final, on peut remarquer que notre mécanisme décentralisé induit des pertes proches de celles induites par un système centralisé, optimisant les échanges dans le but de minimiser les pertes. Malgré tout, on peut noter que plus le nombre d'agents augmente, plus l'écart entre les pertes induites par le système de résolution centralisé et notre mécanisme augmente.

6.7 Conclusion

Dans ce travail, nous avons proposé un mécanisme de négociation pair à pair pour l'échange d'énergie entre prosumers dans le futur réseau intelligent. Nous avons utilisé les avancées fournies par la technologie Blockchain, afin de stocker toutes les transactions énergétiques dans un registre distribué. Cela permet à tous les prosumers du réseau de connaître le coût de congestion impliqué dans un échange avec chacun des autres prosumers du réseau. Nous avons proposé un protocole qui prend en compte les aspects physiques et financiers des échanges d'énergie entre prosumers. Deuxièmement, nous avons proposé un algorithme basé sur la programmation linéaire permettant aux prosumers de sélectionner les meilleurs partenaires avec qui négocier, et nous avons théoriquement prouvé qu'avec l'utilisation de notre mécanisme, les prosumers s'accordent sur une solution Pareto-optimale.

3. <https://www.nema.org/Products/Documents/TDEnergyEff.pdf>

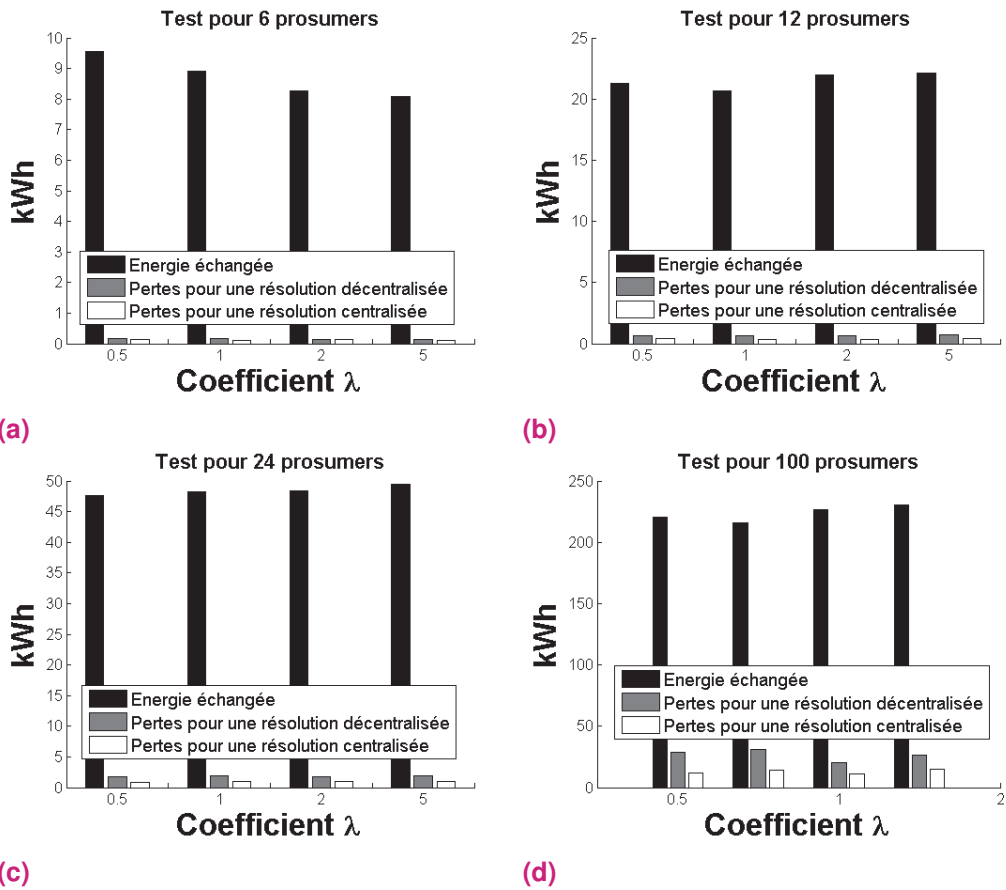


Fig. 6.8: Les barres noires représentent le niveau d'énergie moyen échangé dans la simulation, sur 50 essais pour les différentes valeurs de λ . Les barres grises représentent la moyenne des pertes d'énergie sur les 50 essais, pour la négociation décentralisée, suivant notre protocole. Les barres blanches représentent la moyenne des pertes d'énergie pour la résolution centralisée en utilisant le système d'équations (6.8).

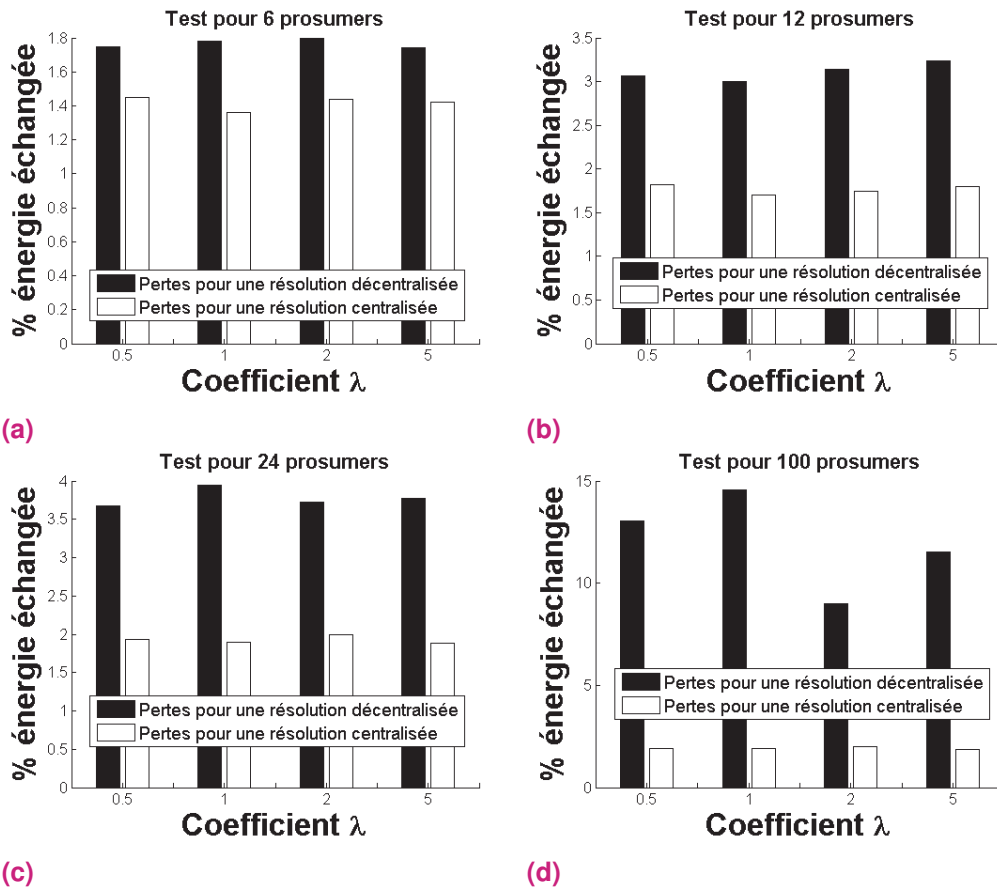


Fig. 6.9: Les barres noires représentent le niveau d'énergie perdue lors des échanges entre prosumers, sous la forme de chaleur (effet Joule), en pourcentage d'énergie échangée, en utilisant les négociations décentralisées. Les barres blanches représentent le niveau d'énergie perdue lors des échanges entre prosumers, sous la forme de chaleur, en pourcentage d'énergie échangée, en utilisant le système d'équations (6.8).

Conclusion et perspectives

7.1 Le contexte

Nous disposons, aujourd'hui, d'un réseau énergétique qui ne pourra pas assurer une réponse valide face aux menaces environnementales qui se présentent. L'augmentation de la concentration en CO₂ dans l'atmosphère, ainsi que l'augmentation de la demande en énergie (notamment en énergie verte) requièrent une transformation du système électrique pour garantir sa flexibilité, sa robustesse et son efficacité. Le système actuel, basé sur une architecture centralisée, ne peut répondre de manière efficace aux défis à venir, tout en garantissant les propriétés nécessaires et recherchées dans les réseaux du futur. En effet, si l'on veut concilier l'augmentation de la production et la diminution de l'utilisation des énergies fossiles, il est nécessaire d'avoir recours massivement aux énergies renouvelables. De plus, en parallèle de cette intégration massive d'énergie verte, il faudra induire chez les consommateurs des comportements plus intelligents, afin de permettre la transition d'un système centralisé, géré par des monopoles, à un système décentralisé, géré par les utilisateurs eux-mêmes. Le renouveau du système électrique est impératif si l'on se réfère au déclin des infrastructures actuelles. Si l'exploitation d'un système totalement décentralisé paraît tout à fait plausible, la transition du premier système vers le second soulève un grand nombre de problématiques. Le passage des énergies fossiles aux énergies renouvelables implique le passage d'une économie basée sur le carbone à une économie décarbonée.

Pour répondre au défi de la décarbonisation, le réseau électrique actuel doit bénéficier d'une meilleure exploitation impliquant une meilleure efficacité énergétique. Pour cela, il est indispensable de renforcer le développement des réseaux intelligents. Cette intelligence doit permettre de compenser et d'améliorer les bénéfices de la centralisation présente dans le système actuel. En effet, les énergies renouvelables sont un mode de production décentralisé mais dont la production est intermittente.

Dans le système actuel, les producteurs génèrent de l'énergie via de grosses centrales. L'énergie ainsi produite est achetée sur les marchés par des négociants et des fournisseurs d'énergie, qui la revendent ensuite aux consommateurs finaux. L'énergie produite est déversée par les producteurs sur le réseau. La gestion des flux d'énergie est abandonnée au transporteur qui s'assure que l'énergie arrive sur le réseau de distribution. Le distributeur répartit ensuite l'énergie entre les consommateurs. Si l'on considère un système dans lequel l'énergie est produite et injectée directement dans le réseau de distribution, on comprend qu'il est essentiel que les modèles de production d'électricité évoluent, pour prendre en compte ce nouveau mode d'injection d'énergie. Et pour gérer cette production décentralisée,

les réseaux électriques doivent évoluer. Afin de faire face à une production plus erratique, il est essentiel que le consommateur se rende plus flexible. Plusieurs éléments peuvent contribuer à la flexibilité du consommateur. Premièrement, l'intégration des compteurs intelligents et des appareils de mesure intelligents sur le réseau et chez les consommateurs, leur permettra de gérer de manière plus fine leur consommation et d'être conscients de leur profil de consommation. Ensuite, la mise en place de programmes de réponse à la demande permettra au système d'adapter la consommation en fonction de la demande, en équilibrant le réseau en temps réel. Enfin, l'incorporation de capacités de stockage, par l'installation de batteries domestiques, directement dans l'habitat des particuliers ou par le branchement au réseau domestique de véhicules électriques, permet d'avoir plus de flexibilité, surtout dans le cadre d'une production d'énergie aléatoire.

Cette grande vision des évolutions du réseau énergétique du futur, propre (via des générateurs d'énergie renouvelable non polluante), robuste (via des capteurs mesurant en permanence l'état du réseau et une architecture décentralisée, permettant de détecter rapidement un éventuel problème et d'y remédier en temps réel), efficace (via des microgrids limitant le transfert d'énergie sur de longues distances et réduisant ainsi les pertes, limitant les congestions et favorisant la consommation d'énergie produite localement) et flexible (via des mécanismes d'incitation, notamment tarifaires, qui cherchent à équilibrer l'offre et la demande en temps réel) se confronte à l'état actuel du réseau électrique tant au niveau de son architecture que de son mode de fonctionnement.

Nous avons vu que ces problématiques touchent un grand nombre de domaines allant du profilage des consommations à la confidentialité des données en passant par des systèmes de communication plus performants et bien d'autres aspects (voir Figure 2.7). Notre contribution s'inscrit dans la catégorie "gestion des objectifs", et notamment la minimisation de la volatilité des prix ainsi que la minimisation des pertes et des congestions dans le cadre de négociation bilatérales. Notre contribution se base sur les systèmes multi-agents, qui se trouvent être une branche de l'intelligence artificielle parfaitement bien adaptée à l'étude des problématiques soulevées par les futurs réseaux énergétiques intelligents. En effet, ils permettent de modéliser finement les différentes entités en action dans les futurs réseaux intelligents (DSO, consommateurs, producteurs et fournisseurs entre autres), ainsi que leurs interactions, via les différentes négociations qui se tiennent entre les différentes entités présentes dans le système. Une grande quantité de travaux ont déjà utilisé les systèmes multi-agents pour s'attaquer à différentes problématiques telles que la minimisation de la facture du consommateur via la formation de coopératives ou de coalitions de consommateurs, la maximisation de la consommation d'énergie verte par des mécanismes d'incitation, la mise en place de centrales de production virtuelles, l'optimisation de l'utilisation des batteries, ou encore la mise en place de marchés de l'énergie ou les prosumers ayant des surplus vendent leur énergie à ceux qui en ont besoin tout en tenant compte des contraintes physiques.

7.2 Les contributions

L'intégration, en cours, des générateurs d'énergies renouvelables chez les particuliers permettra d'obtenir une production d'énergie propre et distribuée. De plus, au fur et à mesure que les compteurs intelligents sont déployés, les propriétaires peuvent prendre part au marché de l'énergie, non seulement en achetant et en stockant cette dernière, mais également en changeant leurs modes de consommation, en fonction des prix en temps réel, et en vendant leurs excédents. Cela engendra l'arrivée d'un grand nombre de petits acteurs sur un marché comportant des acteurs plus lourds manipulant de grandes quantités d'énergie. Les prix sur ces marchés, ouverts, auront tendance à fluctuer de manière imprévisible chaque fois que des écarts existent entre la demande et l'offre. Dans de telles circonstances, la complexité de faire face aux fluctuations des prix rendra encore plus difficile pour les consommateurs de gérer leur énergie et le budget qu'ils y accordent. En outre, la difficulté de prédire précisément le niveau de la demande, et le niveau de l'offre pourrait entraîner des déséquilibres qui pourraient causer des pannes électriques dommageables. Les travaux existants se sont penchés sur différentes problématiques telles que la minimisation de la facture du consommateur, l'intégration optimisée des énergies renouvelables, le stockage optimisé de l'énergie, etc. (voir Section 2), mais aucun ne s'est attaqué au problème de la volatilité des prix. La première contribution de cette thèse, que nous avons présenté, considère la mise en place de coopératives, parce qu'elles améliorent considérablement le pouvoir d'achat des petits prosumers. Pour gérer ces coopératives, les mettre en place et les diriger, des agrégateurs ont été modélisés. Ces agents agrégateurs recueillent les besoins des prosumers, en se fondant sur leurs prédictions de consommations et de productions. Ce faisant, ils achètent l'énergie nécessaire aux producteurs en sélectionnant les meilleurs tarifs. De plus, pour s'assurer que les prosumers sont incités à prédire leurs consommations et leurs productions avec précision, l'agrégateur pénalise les écarts par rapport à de telles prédictions. Nous proposons une approche qui utilise une nouvelle forme de tarification tout en cherchant à contrôler la haute volatilité des prix (quand un négociant prédit et spéculé) ou quand un déséquilibre entre l'offre et la demande sur le marché de l'énergie se manifeste. Pour résoudre ce problème, nous proposons un modèle fondé sur des contrats bilatéraux qui limite le prix de vente et encadre la demande.

- 1. Nous proposons un nouveau mécanisme pour gérer le marché de l'énergie par l'utilisation de contraintes sur les prix et la demande en énergie. Nous prouvons que la négociation du contrat annuel, entre producteurs et agrégateurs, mènent à des solutions Pareto-optimales.
- 2. Nous proposons une nouvelle forme de tarification qui incite les prosumers à (i) faire des prédictions pour connaître la quantité d'énergie dont ils auront besoin au cours de la journée à venir, et à (ii) éviter de dévier de leur prédiction horaire de consommation. Nous prouvons l'évolution monotone du prix en fonction de la consommation (c.-à-d. que les agents ne sont pas incités à surconsommer dans le but

d'éviter des pénalités de sous-consommation) et nous fournissons une formule pour calculer le paiement espéré des prosumers au sein d'une coopérative.

- 3. Nous avons développé un algorithme, qui permet aux agents de minimiser leurs coûts. Nous prouvons que, dans notre mécanisme, les agents qui utilisent notre algorithme sont incités à faire partie d'une coopérative.

Ensuite, au lieu de considérer des échanges dans un marché de l'énergie centralisé (par une place de marché notamment), il a déjà été proposé que, à l'avenir, de tels échanges d'énergie puissent être réalisés par des transactions bilatérales entre prosumers, dans une sorte de *réseau d'énergie pair à pair* [Ala+13], permettant la formation dynamique de microgrids qui peuvent être formées en cas de panne sur le réseau. L'une des principales hypothèses sous-jacentes à cette vision est qu'il sera possible de gérer les négociations des contrats d'échange d'électricité entre prosumers. En outre, ces négociations doivent être coordonnées avec la gestion de la congestion¹. Aujourd'hui, l'intégrité de la grille (c'est-à-dire la stabilité des flux d'énergie qui la traversent) est garantie par une entité centrale (souvent le DSO). Le DSO gère les congestions et vise à maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande, à chaque instant, en tenant compte de la capacité de chaque ligne. Dans un système d'échanges d'énergie entre prosumers, le DSO apparaît comme une entité centralisée inéluctable pour maintenir la stabilité de la grille. Cependant, de telles entités concentrent en un seul point la stabilité du système qui, s'il tombe en panne, entraînerait tout le système avec lui. Si certains travaux se sont intéressés à un échange distribué d'énergie entre prosumers, soit ils ont toujours considéré une entité centrale pour la résolution des impacts physiques des échanges sur le réseau soit ils ne les ont pas considérés. Dans ce contexte et dans ce qui constitue la deuxième contribution de cette thèse, nous proposons un mécanisme de négociation distribué pour gérer les flux financiers et les contraintes physiques de l'échange d'énergie entre prosumers. Nous proposons l'utilisation de la technologie des registres distribués (DLT) introduite dans la technologie *Blockchain* pour répertorier les différents échanges qui ont lieu dans le réseau et ainsi déterminer le niveau de congestion induit par ces échanges pendant la négociation, sans avoir à passer par un tiers (comme un DSO). Théoriquement, chaque prosumer peut échanger de l'énergie avec chaque autre prosumer, mais les pertes² induites par la distance impliquent des coûts de transfert élevés. Comme cette information est partagée, les prosumers sont encouragés à choisir des partenaires proches. Ainsi, notre travail contribue à faire avancer l'état de l'art comme suit :

- 1. Nous proposons un mécanisme pour des négociations un-à-plusieurs permettant de négocier en prenant en compte, i) l'aspect économique et ii) l'impact physique des accords. Cela permet de garantir la terminaison, la traçabilité et le passage à l'échelle, en se basant sur les registres distribués de la technologie *Blockchain*.

1. La capacité des câbles de distribution d'électricité est limitée. Lorsque le seuil de la capacité est atteint, tout excès de débit entraînerait une atteinte de sa capacité thermique et sa défaillance.

2. Les pertes sont dues à l'effet Joule qui dit que la résistance d'une ligne électrique induit la perte d'énergie électrique convertie en énergie thermique.

- 2. Nous avons développé un algorithme qui permet aux prosumers de sélectionner les partenaires avec qui ils vont négocier. L'algorithme minimise le coût d'achat pour l'acheteur et maximise le prix de revient du vendeur pour son excédant.
- 3. Nous prouvons que, dans ce contexte, les accords entre deux prosumers aboutissent à une solution Pareto-optimale.

7.3 Les perspectives

Les perspectives que l'on pourrait qualifier de "court terme" sont la mise en œuvre d'îlots de prosumers autonomes via la connexion de ces îlots regroupant plusieurs structures de type bâtiments. La connexion entre les bâtiments permet un échange bidirectionnel de l'énergie. Ainsi, les bâtiments connectés forment un îlot qui peut se déconnecter du réseau principal, en cas de pannes ou de défaillances du système, afin d'éviter de subir un désagrément. Ce type d'îlot est actuellement en phase de test chez le promoteur immobilier Bouygues Construction. Chaque bâtiment de l'îlot est pourvu d'une batterie de stockage de l'énergie dont chaque locataire détient une partie. L'énergie peut donc être échangée en interne, comme un échange de droit sur l'utilisation de l'énergie contenue dans la batterie, ou en externe entre les bâtiments. Les appartements de ces bâtiments sont équipés de dispositifs intelligents pour que l'utilisateur soit conscient de l'état énergétique de son appartement et des conditions extérieures (météo, niveau d'énergie dans la batterie, etc.). Ces perspectives sont relativement proches des problématiques en rapport avec les formations de coalitions de prosumers ayant des intérêts compatibles. Le but est d'agir d'une seule voix pour avoir du poids dans les négociations.

Dans une perspective plus "moyen/long terme", la technologie blockchain paraît être une technologie prometteuse pour répondre au défi de la décentralisation du système énergétique. Comme on a pu le voir dans les différents projets présentés, cette technologie permet de donner, à tous les prosumers, l'accès aux informations nécessaires pour qu'ils puissent échanger de l'énergie localement, sans passer par un tiers. La partie la plus difficile dans cette optique d'échange pair-à-pair est de concilier les aspects économiques et physiques comme nous avons pu le montrer dans nos travaux. Nous avons montré qu'il était possible et viable d'utiliser les registres distribués pour favoriser les échanges locaux. Cependant, ces travaux doivent se poursuivre pour intégrer les smart-contracts. Ces smart-contracts permettront d'intégrer, dans la blockchain, les contrats qui déterminent les échanges entre les prosumers. Ainsi, les prosumers pourront gérer les incertitudes ainsi que les aléas de la production et de la consommation. De par un mécanisme similaire à celui utilisé par la coopérative de notre premier modèle, le surplus de production, ou la sous-consommation amenant un plus grand surplus, des uns (par rapport à la prédiction) compensera la sous-production ou la surconsommation des autres (toujours par rapport aux prédictions). Par un jeu de contrats, les prosumers pourront se protéger contre les pannes et les erreurs de

prédictions, comme les négociants le font actuellement sur les marchés en limitant le risque de leur portefeuille, par l'achat d'options³ leur permettant de limiter leurs pertes et de garantir la stabilité du réseau. Les prosumers pourront passer des contrats en cas d'excédent ou de besoins supplémentaires. Les contrats se déclencheront automatiquement (d'où le nom de smart-contract), si les conditions (de surplus ou de déficit) se concrétisent.

Dans ce cadre, nous pouvons encore aller plus loin et imaginer des systèmes dans lesquels des smart-contracts se mettent en place entre un grand nombre de prosumers pour décider des investissements à venir concernant les capacités de production ou le développement du réseau de transport ou de distribution. On peut imaginer que les prosumers qui ont un intérêt commun à la construction d'une éolienne, par exemple, s'engagent à verser une certaine somme d'argent pour la construction de ladite éolienne si l'augmentation de la consommation atteint un certain seuil (qui peut être différent pour chaque prosumer s'engageant dans le projet).

Nous pouvons ainsi imaginer un modèle similaire pour les lignes de distribution et de transport de l'énergie. La construction d'une éolienne devra certainement être suivie par l'ajout de lignes de transmission pour absorber l'énergie supplémentaire déversée dans le réseau.

De manière générale, les applications de la technologie blockchain dans le domaine de l'énergie n'en sont qu'à leurs débuts et l'exploration de toutes les possibilités et notamment les services, rendues possibles par l'accès aux données par tout le monde, laisse présager d'un important potentiel dans la transition de notre système actuel vers un système énergétique propre, fiable, efficace, robuste et sécurisé.

3. Une option est un contrat qui donne à son titulaire le droit (et non l'obligation) d'acheter ou de vendre un actif sous-jacent, comme de l'électricité, à un prix et à une date déterminés à l'avance.

Bibliographie

- [Aal+10] HA AALAMI, M Parsa MOGHADDAM et GR YOUSEFI. „Demand response modeling considering interruptible/curtailable loads and capacity market programs“. In : *Applied Energy* 87.1 (2010), p. 243–250 (cf. p. 56).
- [AC10] Andrew ARMENIA et Joe H CHOW. „A flexible phasor data concentrator design leveraging existing software technologies“. In : *IEEE Transactions on Smart Grid* 1.1 (2010), p. 73–81 (cf. p. 20).
- [AC13] Charilaos AKASIADIS et Georgios CHALKIADAKIS. „Agent Cooperatives for Effective Power Consumption Shifting.“ In : *AAAI*. 2013 (cf. p. 35).
- [AC16] Charilaos AKASIADIS et Georgios CHALKIADAKIS. „Decentralized Large-Scale Electricity Consumption Shifting by Prosumer Cooperatives“. In : *ECAI* (2016) (cf. p. 37, 110).
- [AES08] Mohamed H ALBADI et EF EL-SAADANY. „A summary of demand response in electricity markets“. In : *Electric Power Systems Research* 78.11 (2008), p. 1989–1996 (cf. p. 55).
- [Aky+10] B AKYOL, Harold KIRKHAM, S CLEMENTS et M HADLEY. „A survey of wireless communications for the electric power system“. In : *Prepared for the US Department of Energy* (2010) (cf. p. 22).
- [Ala+11] Muddasser ALAM, Alex ROGERS et Sarvapali D RAMCHURN. „A negotiation protocol for multiple interdependent issues negotiation over energy exchange“. In : *Proceedings of the AI for an Intelligent Planet*. ACM. 2011, p. 1 (cf. p. 39).
- [Ala+13] Muddasser ALAM, Sarvapali D RAMCHURN et Alex ROGERS. „Cooperative energy exchange for the efficient use of energy and resources in remote communities“. In : *Proceedings of the 2013 international conference on Autonomous agents and multi-agent systems*. International Foundation for Autonomous Agents et Multiagent Systems. 2013, p. 731–738 (cf. p. 36, 142).
- [Ala+14] Alper ALAN, Enrico COSTANZA, Joel FISCHER et al. „A field study of human-agent interaction for electricity tariff switching“. In : *Proceedings of the 2014 international conference on Autonomous agents and multi-agent systems*. International Foundation for Autonomous Agents et Multiagent Systems. 2014, p. 965–972 (cf. p. 38).
- [Ala+15] Alper T ALAN, Sarvapali D RAMCHURN, Tom RODDEN et al. „Managing energy tariffs with agents : a field study of a future smart energy system at home“. In : *Adjunct Proceedings of the 2015 ACM International Joint Conference on Pervasive and Ubiquitous Computing and Proceedings of the 2015 ACM International Symposium on Wearable Computers*. ACM. 2015, p. 1551–1558 (cf. p. 39).

- [ALO10] Angel A AQUINO-LUGO et Thomas OVERBYE. „Agent technologies for control applications in the power grid“. In : *System Sciences (HICSS), 2010 43rd Hawaii International Conference on*. IEEE. 2010, p. 1–10 (cf. p. 24).
- [Ami+13] E. AMIC, G. DARMOIS et J.P. FAVENNEC. *Les marchés de l'énergie : L'énergie à quel prix ?* IFP-Institut français du pétrole publications. Editions Technip, 2013 (cf. p. 41, 46, 48–53).
- [Amp+13] M AMPATZIS, Phuong H NGUYEN et Wil L KLING. „Introduction of storage integrated PV systems as an enabling technology for smart energy grids“. In : *Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE), 2013 4th IEEE/PES*. IEEE. 2013, p. 1–5 (cf. p. 37).
- [And+08] Peter B ANDERSEN, Bjarne POULSEN, Morten DECKER, Chresten TRÆHOLT et Jacob OSTERGAARD. „Evaluation of a generic virtual power plant framework using service oriented architecture“. In : *Power and Energy Conference, 2008. PCon 2008. IEEE 2nd International*. IEEE. 2008, p. 1212–1217 (cf. p. 18).
- [Atw+10] YM ATWA, EF EL-SAADANY, MMA SALAMA et R SEETHAPATHY. „Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization“. In : *IEEE Transactions on Power Systems* 25.1 (2010), p. 360–370 (cf. p. 24).
- [Bac+14] Adam BACK, Matt CORALLO, Luke DASHJR et al. „Enabling blockchain innovations with pegged sidechains“. In : *URL : <http://www.opensciencereview.com/papers/123/enablingblockchain-innovations-with-pegged-sidechains>* (2014) (cf. p. 110).
- [Bak+10] V BAKKER, MGC BOSMAN, A MOLDERINK, JL HURINK et GJM SMIT. „Demand side load management using a three step optimization methodology“. In : *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. IEEE. 2010, p. 431–436 (cf. p. 23).
- [Ban+16] Sambaran BANDHYOPADHYAY, Ramasuri NARAYANAM, Pratyush KUMAR et al. „An axiomatic framework for ex-ante dynamic pricing mechanisms in smart grid“. In : (2016) (cf. p. 58).
- [Bel+14] Céline BELLARD, Camille LECLERC et Franck COURCHAMP. „Impact of sea level rise on the 10 insular biodiversity hotspots“. In : *Global Ecology and Biogeography* 23.2 (2014), p. 203–212 (cf. p. 2).
- [Ber10] Boris BERSENEFF. „Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur“. Thèse de doct. Université de Grenoble, 2010 (cf. p. 47).
- [Bos10] Anjan BOSE. „Smart transmission grid applications and their supporting infrastructure“. In : *IEEE Transactions on Smart Grid* 1.1 (2010), p. 11–19 (cf. p. 18).
- [Bre+10] Nicola BRESSAN, Leonardo BAZZACO, Nicola BUI et al. „The deployment of a smart monitoring system using wireless sensor and actuator networks“. In : *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. IEEE. 2010, p. 49–54 (cf. p. 20).
- [Bu+11] Shengrong BU, F Richard YU et Peter X LIU. „Stochastic unit commitment in smart grid communications“. In : *Computer Communications Workshops (INFOCOM WKSHPS), 2011 IEEE Conference on*. IEEE. 2011, p. 307–312 (cf. p. 24).
- [Bwo] <http://www.gnu.org/software/glpk/glpk.html> (cf. p. 88, 133).

- [Cal+04] Roberto CALDON, A Rossi PATRIA et Roberto TURRI. „Optimal control of a distribution system with a virtual power plant“. In : *Bulk Power System Dynamics and Control, Cortina. d'Ampezzo, Italy* (2004) (cf. p. 18).
- [Cal+11] Vito CALDERARO, Christoforos N HADJICOSTIS, Antonio PICCOLO et Pierluigi SIANO. „Failure identification in smart grids based on petri net modeling“. In : *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 58.10 (2011), p. 4613–4623 (cf. p. 26).
- [Cer+15] Jesús CERQUIDES, Gauthier PICARD et Juan A RODRÍGUEZ-AGUILAR. „Designing a Marketplace for the Trading and Distribution of Energy in the Smart Grid“. In : *Proceedings of the 2015 International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems*. International Foundation for Autonomous Agents et Multiagent Systems. 2015, p. 1285–1293 (cf. p. 111).
- [CG10] Thomas E CARROLL et Daniel GROSU. „Formation of virtual organizations in grids : a game-theoretic approach“. In : *Concurrency and Computation : Practice and Experience* 22.14 (2010), p. 1972–1989 (cf. p. 36).
- [Che+10a] Lijun CHEN, Na LI, Steven H LOW et John C DOYLE. „Two market models for demand response in power networks“. In : *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. 2010, p. 397–402 (cf. p. 24).
- [Che+10b] Xian CHEN, Hieu DINH et Bing WANG. „Cascading failures in smart grid-benefits of distributed generation“. In : *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. IEEE. 2010, p. 73–78 (cf. p. 25).
- [Che+11] Michael CHERTKOV, Feng PAN et Mikhail G STEPANOV. „Predicting failures in power grids : The case of static overloads“. In : *IEEE Transactions on Smart Grid* 2.1 (2011), p. 162–172 (cf. p. 26).
- [Com+08] Federal Energy Regulatory COMMISSION et al. „Assessment of demand response and advanced metering“. In : (2008) (cf. p. 20).
- [Dee+09] Ujjwal Dahal DEEP, Brent R PETERSEN et Julian MENG. „A smart microcontroller-based iridium satellite-communication architecture for a remote renewable energy source“. In : *IEEE Transactions on Power Delivery* 24.4 (2009), p. 1869–1875 (cf. p. 22).
- [DLR+10] Jaime DE LA REE, Virgilio CENTENO, James S THORP et Arun G PHADKE. „Synchronized phasor measurement applications in power systems“. In : *IEEE Transactions on Smart Grid* 1.1 (2010), p. 20–27 (cf. p. 20).
- [End06] Ulle ENDRISS. „Monotonic concession protocols for multilateral negotiation“. In : *Proceedings of the fifth international joint conference on Autonomous agents and multiagent systems*. ACM. 2006, p. 392–399 (cf. p. 128).
- [Fan+11] Xi FANG, Dejun YANG et Guoliang XUE. „Online strategizing distributed renewable energy resource access in islanded microgrids“. In : *Global Telecommunications Conference (GLOBECOM 2011), 2011 IEEE*. IEEE. 2011, p. 1–6 (cf. p. 24).
- [Fan+12] Xi FANG, Satyajayant MISRA, Guoliang XUE et Dejun YANG. „Smart grid—The new and improved power grid : A survey“. In : *Communications Surveys & Tutorials, IEEE* 14.4 (2012), p. 944–980 (cf. p. 5, 17).
- [Far10] Hassan FARHANGI. „The path of the smart grid“. In : *IEEE power and energy magazine* 8.1 (2010) (cf. p. 19).

- [Fra02] Peter FRASER. „Distributed generation in liberalised electricity markets“. In : *International symposium on distributed generation : power system and market aspects*. 2002, 1G–12 (cf. p. 18).
- [Gal+10] Stefano GALLI, Anna SCAGLIONE et Zhifang WANG. „Power line communications and the smart grid“. In : *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. IEEE. 2010, p. 303–308 (cf. p. 22).
- [GH11] Hamid GHARAVI et Bin HU. „Multigate communication network for smart grid“. In : *Proceedings of the IEEE 99.6* (2011), p. 1028–1045 (cf. p. 21).
- [Gha+10] A GHASSEMI, S BAVARIAN et L LAMPE. „Cognitive radio for smart grid communications“. In : *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. IEEE. 2010, p. 297–302 (cf. p. 21).
- [Gho+10a] Soumyadip GHOSH, Jayant KALAGNANAM, Dmitriy KATZ et al. „Incentive design for lowest cost aggregate energy demand reduction“. In : *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 first IEEE international conference on*. IEEE. 2010, p. 519–524 (cf. p. 23).
- [Gho+10b] Steve Bou GHOSN, Prakash RANGANATHAN, Saeed SALEM et al. „Agent-oriented designs for a self healing smart grid“. In : *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. IEEE. 2010, p. 461–466 (cf. p. 25).
- [GL06] Vehbi C GUNGOR et Frank C LAMBERT. „A survey on communication networks for electric system automation“. In : *Computer Networks 50.7* (2006), p. 877–897 (cf. p. 20, 22).
- [Gor+10] Sedat GORMUS, Parag KULKARNI et Zhong FAN. „The power of networking : How networking can help power management“. In : *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. IEEE. 2010, p. 561–565 (cf. p. 24, 25).
- [Gun+10] Vehbi C GUNGOR, Bin LU et Gerhard P HANCKE. „Opportunities and challenges of wireless sensor networks in smart grid“. In : *IEEE transactions on industrial electronics 57.10* (2010), p. 3557–3564 (cf. p. 20).
- [Han+14] Jacob HANSEN, Jesper KNUDSEN, Arman KIANI, Anuradha ANNASWAMY et Jakob STOUSTRUP. „A dynamic market mechanism for markets with shiftable demand response“. In : *IFAC Proceedings Volumes 47.3* (2014), p. 1873–1878 (cf. p. 38).
- [Har55] John C HARSANYI. „Cardinal welfare, individualistic ethics, and interpersonal comparisons of utility“. In : *Journal of political economy 63.4* (1955), p. 309–321 (cf. p. 128).
- [Hau+99] John F HAUER, Jeff E DAGLE, Joseph ETO et al. „Consortium for Electric Reliability Technology Solutions Grid of the Future White Paper on Review of Recent Reliability Issues and System Events“. In : *Office of Power Technologies, Assistant Secretary for Energy Efficiency and Renewable Energy, US Department of Energy, Washington DC* (1999) (cf. p. 26).
- [Haz01] M. HAZEWINKEL. „Theory of errors“. In : *Encyclopedia of mathematics* (2001) (cf. p. 62).
- [Hoc+10] Clark HOCHGRAF, Rahul TRIPATHI et Spencer HERZBERG. „Smart grid charger for electric vehicles using existing cellular networks and SMS text messages“. In : *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. IEEE. 2010, p. 167–172 (cf. p. 21).

- [Hol+15] James C HOLYHEAD, Sarvapali D RAMCHURN et Alex ROGERS. „Consumer targeting in residential demand response programmes“. In : *Proceedings of the 2015 ACM Sixth International Conference on Future Energy Systems*. ACM. 2015, p. 7–16 (cf. p. 57).
- [HP08] Junqiao HAN et Mary Ann PIETTE. „Solutions for summer electric power shortages : Demand response and its applications in air conditioning and refrigerating systems“. In : *Lawrence Berkeley National Laboratory* (2008) (cf. p. 25, 55).
- [Hua+15] Shaojun HUANG, Qiuwei WU, Shmuel S OREN, Ruoyang LI et Zhaoxi LIU. „Distribution locational marginal pricing through quadratic programming for congestion management in distribution networks“. In : *IEEE Transactions on Power Systems* 30.4 (2015), p. 2170–2178 (cf. p. 111).
- [Hun+10] KS HUNG, WK LEE, VOK LI et al. „On wireless sensors communication for overhead transmission line monitoring in power delivery systems“. In : *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. IEEE. 2010, p. 309–314 (cf. p. 21).
- [HZ10] Miao HE et Junshan ZHANG. „Fault detection and localization in smart grid : A probabilistic dependence graph approach“. In : *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. IEEE. 2010, p. 43–48 (cf. p. 26).
- [Iba+10] Christian IBARS, Monica NAVARRO et Lorenza GIUPPONI. „Distributed demand management in smart grid with a congestion game“. In : *Smart grid communications (SmartGridComm), 2010 first IEEE international conference on*. IEEE. 2010, p. 495–500 (cf. p. 23).
- [Ili+12] Dejan ILIC, Per Goncalves DA SILVA, Stamatis KARNOUSKOS et Martin GRIESEMER. „An energy market for trading electricity in smart grid neighbourhoods“. In : *2012 6th IEEE International Conference on Digital Ecosystems and Technologies (DEST)*. IEEE. 2012, p. 1–6 (cf. p. 110).
- [Jai+14] Rishree K JAIN, Kevin M SMITH, Patricia J CULLIGAN et John E TAYLOR. „Forecasting energy consumption of multi-family residential buildings using support vector regression : Investigating the impact of temporal and spatial monitoring granularity on performance accuracy“. In : *Applied Energy* 123 (2014), p. 168–178 (cf. p. 121).
- [Jan+10] Bernhard JANSEN, Carl BINDING, Olle SUNDSTROM et Dieter GANTENBEIN. „Architecture and communication of an electric vehicle virtual power plant“. In : *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. IEEE. 2010, p. 149–154 (cf. p. 18).
- [KAFV87] Michael N. KATEHAKIS et Jr. ARTHUR F. VEINOTT. „The Multi-Armed Bandit Problem : Decomposition and Computation“. In : *Mathematics of Operations Research* 12.2 (1987), p. 262–268 (cf. p. 24).
- [Kal+10] Georgios KALOGRIDIS, Costas EFTHYMIU, Stojan Z DENIC, Tim A LEWIS et Rafael CEPEDA. „Privacy for smart meters : Towards undetectable appliance load signatures“. In : *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. IEEE. 2010, p. 232–237 (cf. p. 27).
- [Kar11] Stamatis KARNOUSKOS. „Demand side management via prosumer interactions in a smart city energy marketplace“. In : *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2011*. IEEE. 2011, p. 1–7 (cf. p. 110).

- [KH97] Brendan KIRBY et Eric HIRST. *Ancillary service details : Voltage control*. Oak Ridge National Laboratory Oak Ridge, 1997 (cf. p. 56, 57).
- [Khu+10] Himanshu KHURANA, Rakesh BOBBA, Tim YARDLEY, Pooja AGARWAL et Erich HEINE. „Design principles for power grid cyber-infrastructure authentication protocols“. In : *System Sciences (HICSS), 2010 43rd Hawaii International Conference on*. IEEE. 2010, p. 1–10 (cf. p. 28).
- [Kon16] OI KONASHEVYCH. „Advantages and Current Issues of Blockchain Use in Microgrids“. In : (2016) (cf. p. 110).
- [KS10] Shaline KISHORE et Lawrence V SNYDER. „Control mechanisms for residential electricity demand in smartgrids“. In : *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. IEEE. 2010, p. 443–448 (cf. p. 23).
- [Lam+10] Steffen LAMPARTER, Silvio BECHER et Jan-Gregor FISCHER. „An agent-based market platform for smart grids“. In : *Proceedings of the 9th international conference on autonomous agents and multiagent systems : industry track*. International Foundation for Autonomous Agents et Multiagent Systems. 2010, p. 1689–1696 (cf. p. 38).
- [Las11] Robert H LASSETER. „Smart distribution : Coupled microgrids“. In : *Proceedings of the IEEE 99.6* (2011), p. 1074–1082 (cf. p. 19).
- [Len+07] Ramn A LEN, Vijay VITTAL et G MANIMARAN. „Application of sensor network for secure electric energy infrastructure“. In : *IEEE Transactions on Power Delivery 22.2* (2007), p. 1021–1028 (cf. p. 20).
- [Li+10a] Fangxing LI, Wei QIAO, Hongbin SUN et al. „Smart transmission grid : Vision and framework“. In : *IEEE transactions on Smart Grid 1.2* (2010), p. 168–177 (cf. p. 18).
- [Li+10b] Fengjun LI, Bo LUO et Peng LIU. „Secure information aggregation for smart grids using homomorphic encryption“. In : *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. IEEE. 2010, p. 327–332 (cf. p. 27).
- [Li+10c] Husheng LI, Rukun MAO, Lifeng LAI et Robert C QIU. „Compressed meter reading for delay-sensitive and secure load report in smart grid“. In : *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. IEEE. 2010, p. 114–119 (cf. p. 27).
- [LL07] Jeremy LOVELL et May LONDON. „Climate change to make one billion refugees-agency“. In : *Reuters News Agency 13* (2007) (cf. p. 2).
- [Lob+09] Francisco LOBO, Alberto LOPEZ, Ana CABELLO et al. „How to design a communication network over distribution networks“. In : *Electricity Distribution-Part 1, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition on*. IET. 2009, p. 1–4 (cf. p. 22).
- [Lom+09] P LOMBARDI, M POWALKO et K RUDION. „Optimal operation of a virtual power plant“. In : *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. IEEE*. IEEE. 2009, p. 1–6 (cf. p. 18).
- [LP04] Robert H LASSETER et Paolo PAIGI. „Microgrid : A conceptual solution“. In : *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual*. T. 6. IEEE. 2004, p. 4285–4290 (cf. p. 19).
- [Lu+10] Zhuo LU, Xiang LU, Wenye WANG et Cliff WANG. „Review and evaluation of security threats on the communication networks in the smart grid“. In : *Military Communications Conference, 2010-MILCOM 2010*. IEEE. 2010, p. 1830–1835 (cf. p. 28).

- [Lua+14] Xi LUAN, Jianjun WU, Shubo REN et Haige XIANG. „Cooperative power consumption in the smart grid based on coalition formation game“. In : *Advanced Communication Technology (ICACT), 2014 16th International Conference on*. IEEE. 2014, p. 640–644 (cf. p. 37).
- [LX10] Xian LIU et Wilsun XU. „Minimum emission dispatch constrained by stochastic wind power availability and cost“. In : *IEEE Transactions on Power Systems* 25.3 (2010), p. 1705–1713 (cf. p. 24).
- [McL+09] Stephen MCLAUGHLIN, Dmitry PODKUIKO et Patrick MCDANIEL. „Energy theft in the advanced metering infrastructure“. In : *International Workshop on Critical Information Infrastructures Security*. Springer. 2009, p. 176–187 (cf. p. 27).
- [MG14] Lena MASHAYEKHY et Daniel GROSU. „A merge-and-split mechanism for dynamic virtual organization formation in grids“. In : *IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems* 25.3 (2014), p. 540–549 (cf. p. 37).
- [Mih+11] Radu-Casian MIHAILESCU, Matteo VASIRANI et Sascha OSSOWSKI. „Dynamic coalition formation and adaptation for virtual power stations in smart grids“. In : *Proc. of the 2nd Int. Workshop on Agent Technologies for Energy Systems*. 2011, p. 85–88 (cf. p. 36).
- [Mih+14] Mihail MIHAYLOV, Sergio JURADO, Narcís AVELLANA et al. „NRGcoin : Virtual currency for trading of renewable energy in smart grids“. In : *11th International Conference on the European Energy Market (EEM14)*. IEEE. 2014, p. 1–6 (cf. p. 111).
- [MK10] Khosrow MOSLEHI et Ranjit KUMAR. „A reliability perspective of the smart grid“. In : *IEEE Transactions on Smart Grid* 1.1 (2010), p. 57–64 (cf. p. 25).
- [MM13] Ayan MONDAL et Sudip MISRA. „Dynamic coalition formation in a smart grid : A game theoretic approach“. In : *Communications Workshops (ICC), 2013 IEEE International Conference on*. IEEE. 2013, p. 1067–1071 (cf. p. 36).
- [Moh+10] Salman MOHAGHEGHI, James STOUPIS, Zhenyuan WANG, Zhao LI et Hormoz KAZEMZADEH. „Demand response architecture : Integration into the distribution management system“. In : *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. IEEE. 2010, p. 501–506 (cf. p. 25).
- [Mol+10] Albert MOLDERINK, Vincent BAKKER, Maurice GC BOSMAN, Johann L HURINK et Gerard JM SMIT. „Management and control of domestic smart grid technology“. In : *IEEE transactions on Smart Grid* 1.2 (2010), p. 109–119 (cf. p. 18).
- [MRLG10] Amir-Hamed MOHSENIAN-RAD et Alberto LEON-GARCIA. „Optimal residential load control with price prediction in real-time electricity pricing environments“. In : *IEEE transactions on Smart Grid* 1.2 (2010), p. 120–133 (cf. p. 23).
- [MS97] Bridger M MITCHELL et Peter J SPINNEY. „Technological Change and the Electric Power Industry : Insights from Telecommunications“. In : *The Virtual Utility*. Springer, 1997, p. 275–295 (cf. p. 3).
- [Nak08] Satoshi NAKAMOTO. *Bitcoin : A peer-to-peer electronic cash system*. 2008 (cf. p. 110).
- [NL07] Hassan NIKKHAJOEI et Robert H LASSETER. „Microgrid protection“. In : *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*. IEEE. 2007, p. 1–6 (cf. p. 26).

- [O’N+10] Daniel O’NEILL, Marco LEVORATO, Andrea GOLDSMITH et Urbashi MITRA. „Residential demand response using reinforcement learning“. In : *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. IEEE. 2010, p. 409–414 (cf. p. 23, 24, 26).
- [OH11] Luis F OCHOA et Gareth P HARRISON. „Minimizing energy losses : Optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation“. In : *IEEE Transactions on Power Systems* 26.1 (2011), p. 198–205 (cf. p. 24).
- [PD11] Peter PALENSKY et Dietmar DIETRICH. „Demand side management : Demand response, intelligent energy systems, and smart loads“. In : *IEEE transactions on industrial informatics* 7.3 (2011), p. 381–388 (cf. p. 12).
- [Pil16] Marc PILKINGTON. „Blockchain technology : principles and applications“. In : *Research Handbook on Digital Transformations, edited by F. Xavier Olleros and Majlinda Zhegu. Edward Elgar* (2016) (cf. p. 110).
- [PS11] Dispersed Generation PHOTOVOLTAICS et E STORAGE. „Ieee guide for smart grid interoperability of energy technology and information technology operation with the electric power system (eps), end-use applications, and loads“. In : *IEEE Std* (2011), p. 2030–2011 (cf. p. 19, 20).
- [Ram+11] Sarvapali D RAMCHURN, Perukrishnen VYTELINGUM, Alex ROGERS et Nick JENNINGS. „Agent-based control for decentralised demand side management in the smart grid“. In : *The 10th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems-Volume 1*. International Foundation for Autonomous Agents et Multiagent Systems. 2011, p. 5–12 (cf. p. 38, 75).
- [Ram+13] Sarvapali D RAMCHURN, Michael OSBORNE, Oliver PARSON et al. „AgentSwitch : towards smart energy tariff selection“. In : *Proceedings of the 2013 international conference on Autonomous agents and multi-agent systems*. International Foundation for Autonomous Agents et Multiagent Systems. 2013, p. 981–988 (cf. p. 39).
- [Rob+12] Valentin ROBU, Ramachandra KOTA, Georgios CHALKIADAKIS, Alex ROGERS et Nicholas R JENNINGS. „Cooperative virtual power plant formation using scoring rules“. In : *Proceedings of the 11th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems-Volume 3*. International Foundation for Autonomous Agents et Multiagent Systems. 2012, p. 1165–1166 (cf. p. 35).
- [Rob+14] Valentin ROBU, Meritxell VINYALS, Alex ROGERS et Nicholas R JENNINGS. „Efficient buyer groups for prediction-of-use electricity tariffs“. In : *AAAI*. 2014 (cf. p. 36).
- [Rob06] Maryse ROBERT. „Impact de la tarification de l’électricité au prix du marché sur le secteur résidentiel : application à la province de Québec.“ In : (2006) (cf. p. 50).
- [Ros94] Jeffrey S ROSENSCHEIN. *Rules of encounter : designing conventions for automated negotiation among computers*. MIT press, 1994 (cf. p. 70, 74, 124, 128).
- [RV13] Prashant P REDDY et Manuela M VELOSO. „Negotiated learning for smart grid agents : Entity selection based on dynamic partially observable features“. In : *AAAI*. 2013 (cf. p. 38).
- [Sae+10] Javad SAEBI, Hamid TAHERI, Javad MOHAMMADI et Seyedeh Sara NAYER. „Demand bidding/buyback modeling and its impact on market clearing price“. In : *Energy Conference and Exhibition (EnergyCon), 2010 IEEE International*. IEEE. 2010, p. 791–796 (cf. p. 56).

- [Sah+12] Mir Mohammadreza SAHEBI, Esmail Abedini DUKI, Mohsen KIA, A SOROUDI et Mehdi EHSAN. „Simultaneous emergency demand response programming and unit commitment programming in comparison with interruptible load contracts“. In : *IET generation, transmission & distribution* 6.7 (2012), p. 605–611 (cf. p. 56).
- [Sal+09] Daniel SALOMONSSON, Lennart SODER et Ambra SANNINO. „Protection of low-voltage DC microgrids“. In : *IEEE Transactions on Power Delivery* 24.3 (2009), p. 1045–1053 (cf. p. 27).
- [San+10] Henrik SANDBERG, André TEIXEIRA et Karl H JOHANSSON. „On security indices for state estimators in power networks“. In : *First Workshop on Secure Control Systems (SCS), Stockholm, 2010*. 2010 (cf. p. 28).
- [Sor+10] Eric SORTOMME, SS VENKATA et Joydeep MITRA. „Microgrid protection using communication-assisted digital relays“. In : *IEEE Transactions on Power Delivery* 25.4 (2010), p. 2789–2796 (cf. p. 27).
- [Sou+10] Michael SOURYAL, Camillo GENTILE, David GRIFFITH, David CYPHER et Nada GOLMIE. „A methodology to evaluate wireless technologies for the smart grid“. In : *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. IEEE. 2010, p. 356–361 (cf. p. 21).
- [Sre+11] Ashwin Alur SREESHA, Shashank SOMAL et I-Tai LU. „Cognitive radio based wireless sensor network architecture for smart grid utility“. In : *Systems, Applications and Technology Conference (LISAT), 2011 IEEE Long Island*. IEEE. 2011, p. 1–7 (cf. p. 22).
- [Ste+16] Sebastian STEIN, Enrico H GERDING, Adrian NEDEA, Avi ROSENFELD et Nicholas R JENNINGS. „Bid2Charge : Market user interface design for electric vehicle charging“. In : *Proceedings of the 2016 International Conference on Autonomous Agents & Multiagent Systems*. International Foundation for Autonomous Agents et Multiagent Systems. 2016, p. 882–890 (cf. p. 18).
- [Swa] „Did residential electricity rates fall after retail competition ? A dynamic panel analysis“. In : *Energy Policy* 39.12 (2011), p. 7702–7711 (cf. p. 46).
- [Tak+10] Tsuguhiko TAKUNO, Megumi KOYAMA et Takashi HIKIHARA. „In-home power distribution systems by circuit switching and power packet dispatching“. In : *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. IEEE. 2010, p. 427–430 (cf. p. 19).
- [Tay10] James W TAYLOR. „Triple seasonal methods for short-term electricity demand forecasting“. In : *European Journal of Operational Research* 204.1 (2010), p. 139–152 (cf. p. 121).
- [TO08] Joseph Euzebe TATE et Thomas J OVERBYE. „Line outage detection using phasor angle measurements“. In : *IEEE Transactions on Power Systems* 23.4 (2008), p. 1644–1652 (cf. p. 26).
- [Tum+07] R TUMILTY, IM ELDERS, GM BURT et JR MCDONALD. „Coordinated protection, control and automation schemes for microgrids“. In : *International Journal of Distributed Energy Resources* 3.3 (2007), p. 225–242 (cf. p. 27).
- [Vai+10] Michael VAIMAN, Marianna VAIMAN, Slava MASLENNIKOV, Eugene LITVINOV et Xiaochuan LUO. „Calculation and visualization of power system stability margin based on PMU measurements“. In : *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*. IEEE. 2010, p. 31–36 (cf. p. 26).

- [Vei+13] Andreas VEIT, Ying XU, Ronghuo ZHENG, Nilanjan CHAKRABORTY et Katia P SYCARA. „Multiagent Coordination for Energy Consumption Scheduling in Consumer Cooperatives.“ In : *AAAI*. 2013 (cf. p. 36, 75, 86, 133).
- [VG10] David P VARODAYAN et Grace Xingxin GAO. „Redundant metering for integrity with information-theoretic confidentiality“. In : *Smart Grid Communications (SmartGrid-Comm), 2010 First IEEE International Conference on*. IEEE. 2010, p. 345–349 (cf. p. 27).
- [Vin+12a] Meritxell VINYALS, Filippo BISTAFFA, Alessandro FARINELLI et Alex ROGERS. „Coalitional energy purchasing in the smart grid“. In : *Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON), 2012 IEEE International*. IEEE. 2012, p. 848–853 (cf. p. 36).
- [Vin+12b] Meritxell VINYALS, Filippo BISTAFFA, Alessandro FARINELLI et Alex ROGERS. „Stable coalition formation among energy consumers in the smart grid“. In : *Proceedings of the 3rd International Workshop on Agent Technologies for Energy Systems (ATES 2012)*. 2012 (cf. p. 35).
- [Vin+14] Meritxell VINYALS, Valentin ROBU, Alex ROGERS et Nicholas R. JENNINGS. „Prediction-of-use games : a cooperative game theory approach to sustainable energy tariffs“. In : *Proceedings of the 13th Int. Conf. on Autonomous Agents and Multi-Agent Systems (AAMAS'14)*. ACM, 2014, p. 829–836 (cf. p. 36, 58, 88).
- [Voi+11] Thomas VOICE, Perukrishnen VYTELINGUM, Sarvapali RAMCHURN, Alex ROGERS et Nick JENNINGS. „Decentralised control of micro-storage in the smart grid“. In : (2011) (cf. p. 75).
- [Vyt+10a] Perukrishnen VYTELINGUM, Thomas D VOICE, Sarvapali D RAMCHURN, Alex ROGERS et Nicholas R JENNINGS. „Agent-based micro-storage management for the smart grid“. In : *Proceedings of the 9th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems : Volume 1-Volume 1*. International Foundation for Autonomous Agents et Multiagent Systems. 2010, p. 39–46 (cf. p. 39).
- [Vyt+10b] Perukrishnen VYTELINGUM, Sarvapali D RAMCHURN, Thomas D VOICE, Alex ROGERS et Nicholas R JENNINGS. „Trading agents for the smart electricity grid“. In : *Proceedings of the 9th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems : volume 1-Volume 1*. International Foundation for Autonomous Agents et Multiagent Systems. 2010, p. 897–904 (cf. p. 39, 120).
- [Vyt+11] Perukrishnen VYTELINGUM, Thomas D VOICE, Sarvapali D RAMCHURN, Alex ROGERS et Nicholas R JENNINGS. „Theoretical and practical foundations of large-scale agent-based micro-storage in the smart grid“. In : *Journal of Artificial Intelligence Research* 42 (2011), p. 765–813 (cf. p. 38).
- [WJ13] Paul D WILLIAMS et Manoj M JOSHI. „Intensification of winter transatlantic aviation turbulence in response to climate change“. In : *Nature Climate Change* 3.7 (2013), p. 644–648 (cf. p. 2).
- [Woo14] Gavin WOOD. „Ethereum : A secure decentralised generalised transaction ledger“. In : *Ethereum Project Yellow Paper* (2014) (cf. p. 110).
- [Xio+16] Yanhai XIONG, Jiarui GAN, Bo AN, Chunyan MIAO et Yeng Chai SOH. „Optimal Pricing for Efficient Electric Vehicle Charging Station Management“. In : *Proceedings of the 2016 International Conference on Autonomous Agents & Multiagent Systems*. International Foundation for Autonomous Agents et Multiagent Systems. 2016, p. 749–757 (cf. p. 18).

- [Yas13] Abdulsalam YASSINE. „Analysis of a cooperative and coalition formation game model among energy consumers in the smart grid“. In : *Communications and Information Technology (ICCIT), 2013 Third International Conference on*. IEEE. 2013, p. 152–156 (cf. p. 37).
- [You+09a] Shi YOU, Chresten TRÆHOLT et Bjarne POULSEN. „A market-based virtual power plant“. In : *Clean Electrical Power, 2009 International Conference on*. IEEE. 2009, p. 460–465 (cf. p. 18).
- [You+09b] Shi YOU, Chresten TRÆHOLT et Bjarne POULSEN. „Generic virtual power plants : Management of distributed energy resources under liberalized electricity market“. In : (2009) (cf. p. 18).
- [Yua+11] Yanling YUAN, Zuyi LI et Kui REN. „Modeling load redistribution attacks in power systems“. In : *IEEE Transactions on Smart Grid 2.2* (2011), p. 382–390 (cf. p. 28).
- [ZA10] Jun ZHU et Ali ABUR. „Improvements in network parameter error identification via synchronized phasors“. In : *IEEE Transactions on Power Systems 25.1* (2010), p. 44–50 (cf. p. 26).
- [Zhu+14] Lan ZHU, Zheng YAN, Wei-Jen LEE, Xiu YANG et Yang FU. „Direct load control in microgrid to enhance the performance of integrated resources planning“. In : *Industrial & Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS), 2014 IEEE/IAS 50th*. IEEE. 2014, p. 1–7 (cf. p. 55).

Sites Internet

- [@Blo] URL : <https://bitsonblocks.net/2015/09/09/a-gentle-introduction-to-blockchain-technology/> (cf. p. 95, 99, 101–104, 106, 108).
- [@Bun13] Marieke BUNTINX. *GreenLys, l'énergie intelligente du futur*. 2013. URL : http://www.smartgrids-cre.fr/media/documents/monde/greenlys_dp.pdf (cf. p. 34).
- [@Cor] URL : http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg1/WG1AR5_SummaryVolume_FINAL_FRENCH.pdf (cf. p. 2).
- [@Cpp] URL : <http://www.automatedbuildings.com/news/mar08/articles/1bl/figure2.gif> (cf. p. 58).
- [@Cze] *DEMO 5 IN VRCHLABI, CZECH REPUBLIC*. 2012-2015. URL : <http://www.grid4eu.eu/project-demonstrators/demonstrators/demo-5.aspx> (cf. p. 32).
- [@Ele] *ELECTRICCHAIN*. URL : <http://www.electricchain.org> (cf. p. 116).
- [@Ene] *DEMO 4 IN FORLI-CESENA, EMILIA ROMAGNA, ITALY*. 2012-2015. URL : <http://www.grid4eu.eu/project-demonstrators/demonstrators/demo-4.aspx> (cf. p. 31).
- [@Ent] URL : <http://energie.wallonie.be/servlet/Repository/acteurs-du-marche-de-l-energie.jpg?ID=32245> (cf. p. 43).

- [@Fon] URL : https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/8/8c/Hash_function_fr.svg/1200px-Hash_function_fr.svg.png (cf. p. 99).
- [@Gri] *Grid4EU*. URL : <http://www.grid4eu.eu> (cf. p. 28).
- [@Ibe] *DEMO 3 IN CASTELLON, SPAIN*. 2012-2015. URL : <http://www.grid4eu.eu/project-demonstrators/demonstrators/demo-3.aspx> (cf. p. 31).
- [@Kwk] URL : http://www.think-energy.net/KW_KWH_explanation.jpg (cf. p. 11).
- [@Mix] URL : <http://a406.idata.over-blog.com/2/46/39/29/Repartition-electricite2.png> (cf. p. 43).
- [@Nic] *DEMO 6 IN CARROS, FRANCE (NICE GRID)*. 2012-2014. URL : <http://www.grid4eu.eu/project-demonstrators/demonstrators/demo-6.aspx> (cf. p. 30).
- [@Pic] URL : <http://www.projet-modelec.fr/fileadmin/Metiers/Modelec/schema-maitrise-pointe-consommation.jpg> (cf. p. 14).
- [@Pow] *POWER + BLOCKCHAIN*. URL : <https://powerledger.io> (cf. p. 116).
- [@Res] URL : <http://www.solstyce.fr/files/2013/05/r\%C3%A9seau-intelligent.jpg> (cf. p. 16).
- [@Rtp] URL : http://www.citizensutilityboard.org/images/rtp_comed2.jpg (cf. p. 59).
- [@Rwe] *DEMO 1 IN REKEN, GERMANY*. 2012-2015. URL : <http://www.grid4eu.eu/project-demonstrators/demonstrators/demo-1.aspx> (cf. p. 33).
- [@Sma] URL : <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=smart-campus> (cf. p. 34).
- [@Sol] *SolarCoin*. URL : <https://solarcoin.org/fr/wallet-fr/> (cf. p. 115).
- [@Sun] *SunChain*. URL : <http://www.sunchain.fr> (cf. p. 113).
- [@Tec16] Rieul TECHER. *InternetS of Energy - Call me DAISEE - Decentralized Autonomous Inter-connected Systems for Energy Efficiency - A blockchain based energy DAO*. 2016. URL : <https://hackaday.io/project/10879-internets-of-energy-call-me-daisee> (cf. p. 112).
- [@Tou] URL : <http://www.ecoissues.ca> (cf. p. 58).
- [@Vat] *DEMO 2 IN UPPSALA, SWEDEN*. 2012-2015. URL : <http://www.grid4eu.eu/project-demonstrators/demonstrators/demo-2.aspx> (cf. p. 32).

Table des figures

2.1	Le lien entre W et kWh - [@Kwk]	11
2.2	Variation au cours du temps de la valeur d'indices exprimant une forte ou une faible volatilité	13
2.3	Topologies du réseau. Les points rouges représentent des points de génération d'énergie et les points bleus des points de consommation	13
2.4	Le transformateur est une interface entre deux réseaux qui permet le passage d'une tension élevée à une tension plus faible, de 13200V à 0-150V sur la figure.	13
2.5	Déplacement de la consommation pour lisser la demande [@Pic]	14
2.6	Principe du réseau intelligent fondé sur la communication entre les acteurs [@Res]	16
2.7	Les différents champs de recherche dans le domaine des smartgrids	29
2.8	Les différents démonstrateurs du programme Grid4EU	30
3.1	Les six entités du marché de l'énergie [@Ent]	43
3.2	Le mix mondial de production d'électricité [@Mix]	43
3.3	La formation d'un prix dans un marché	45
3.4	Architecture globale du marché de l'énergie	47
3.5	Classification de l'ensemble des systèmes de tarification et d'effacement	55
3.6	Représentation des prix sur une journée selon le système de tarification TOU [@Tou]	58
3.7	Représentation des prix sur une journée selon le système de tarification CPP [@Cpp]	58
3.8	Représentation des prix sur une journée selon le système de tarification RTP [@Rtp]	59
4.1	Évolution du tarif appliqué par le fournisseur en fonction de l'écart entre l'énergie produite et l'énergie demandée par les consommateurs	63
4.2	Les variables du modèle d'optimisation avec, qsp (resp. qsm) correspondant à la quantité d'énergie qui remplit (resp. quitte) les batteries pendant l'intervalle courant et efp (resp. efm) correspondant à une énergie excédentaire (resp. déficitaire) due aux effacements.	65
4.3	Modélisation des échanges entre les agents	78
4.4	Évolution de la demande d'une coopérative en fonction du prix associé	87
4.5	L'effet d'harmonisation des écarts au sein d'une coopérative	88

4.6	Chaque point sur cette figure est la moyenne de 100 simulations. Il indique la valeur de la volatilité pour un σ donné et un nombre donné d'agents dans la coopérative. σ est testé de 0,1 à 1 par pas de 0,1 et le nombre d'agents dans la coopérative est testé de 10 à 100 par pas de 10 agents.	89
4.7	Chaque point sur cette figure est la moyenne de 100 simulations. Il indique la valeur de la volatilité pour un σ donné et un nombre donné d'agents dans la coopérative. σ est testé de 0,1 à 1 par pas de 0,1 et le nombre d'agents dans la coopérative est testé de 10 à 100 par pas de 10 agents.	90
4.8	Chaque point de la figure est la moyenne de 100 simulations et correspond à la pénalité moyenne payée par un agent, au sein d'une coopérative, en cts/jour selon un σ donné et un nombre donné d'agents dans la coopérative. σ est testé de 0,1 à 1 par pas de 0,1 et le nombre d'agents dans la coopérative est testé de 10 à 100 par pas de 10 agents.	91
4.9	Chaque point de la figure est la moyenne de 100 simulations et correspond au montant total moyen payé (en cts) par une coopérative, selon une valeur de σ donnée et un nombre donné d'agents dans la coopérative. Les σ sont testés de 0,1 à 1 par pas de 0,1 et le nombre d'agents dans la coopérative est testé de 10 à 100 par pas de 10 agents.	91
4.10	Chaque point est la moyenne de 100 simulations et correspond au nombre moyen d'agents dans la coopérative payant ou non des pénalités selon un σ donné et un nombre donné d'agents dans la coopérative. σ est testé de 0,1 à 1 par pas de 0,1 et le nombre d'agents dans la coopérative est testé de 10 à 100 par pas de 10 agents.	93
4.11	Chaque point de ces figures est la moyenne de 100 simulations et correspond au nombre moyen d'agents dans la coopérative payant plus ou moins que la pénalité moyenne payée par agent, selon un σ donné et un nombre donné d'agents dans la coopérative. σ est testé de 0,1 à 1 par pas de 0,1 et le nombre d'agents dans la coopérative est testé de 10 à 100 par pas de 10 agents.	93
4.12	Chaque point de ces figures est la moyenne de 100 simulations et correspond à la pénalité moyenne max et min payée par un agent dans la coopérative selon un σ donné et un nombre donné d'agents dans la coopérative. σ est testé de 0,1 à 1 par pas de 0,1 et le nombre d'agents dans la coopérative est testé de 10 à 100 par pas de 10 agents.	94
5.1	Les technologies utilisées par la chaîne de blocs	96
5.2	Le chiffrement asymétrique	97
5.3	La signature électronique	98
5.4	La fonction de hachage assigne à une chaîne de caractères de taille variable une chaîne de caractère de taille fixe [@Fon]	99
5.5	Un nonce cryptographique est un nombre aléatoire que l'on ajoute pour augmenter le temps de calcul nécessaire pour trouver la chaîne de caractères correspondant à l'empreinte	99

5.6	Analogie entre la structure de données d'un livre et celle de la chaîne de blocs [@Blo]	101
5.7	Organisation des blocs dans la chaîne de l'écosystème Bitcoin [@Blo]	102
5.8	Modèle client-serveur vs modèle pair-à-pair [@Blo]	103
5.9	Problématique du choix du bloc à ajouter à la chaîne [@Blo]	103
5.10	Calcul du nouveau bloc à ajouter en se basant sur le bloc précédent [@Blo]	104
5.11	Validation du block par rapport à la chaîne la plus longue [@Blo]	104
5.12	Les différentes phases d'une attaque double-spent [@Blo]	108
6.1	Schéma des quatre étapes du mécanisme	122
6.2	La topologie du réseau.	130
6.3	Envoi des premières propositions	130
6.4	Envoi des propositions comprenant les concessions	131
6.5	Envoi des propositions comprenant les concessions	132
6.6	Les agents dont les besoins sont satisfaits indiquent qu'ils mettent fin aux négociations avec leurs partenaires restants	132
6.7	Topologie des réseaux testés avec 6, 12 et 24 prosumers (on ne montre pas, ici, la topologie pour 100 prosumers pour des raisons évidentes de taille, mais elle suit la même logique que celles présentées)	134
6.8	Les barres noires représentent le niveau d'énergie moyen échangé dans la simulation, sur 50 essais pour les différentes valeurs de λ . Les barres grises représentent la moyenne des pertes d'énergie sur les 50 essais, pour la négo- ciation décentralisée, suivant notre protocole. Les barres blanches représentent la moyenne des pertes d'énergie pour la résolution centralisée en utilisant le système d'équations (6.8).	137
6.9	Les barres noires représentent le niveau d'énergie perdue lors des échanges entre prosumers, sous la forme de chaleur (effet Joule), en pourcentage d'éner- gie échangée, en utilisant les négociations décentralisées. Les barres blanches représentent le niveau d'énergie perdue lors des échanges entre prosumers, sous la forme de chaleur, en pourcentage d'énergie échangée, en utilisant le système d'équations (6.8).	138

Liste des tableaux

4.1	Les caractéristiques des différents fournisseurs	80
4.2	Les caractéristiques des différents prosumers	80
4.3	Vecteur représentant les besoins, les capacités d’effacement et la production des trois prosumers pour quatre intervalles	80
4.4	Prix pour chacun des 24 intervalles sur le marché EPEXSPOT du 29-11-2016 au 09-12-2016	92
6.1	Les caractéristiques des différents prosumers	129
6.2	Capacité des lignes en fonction du réseau de prosumer pour les expériences avec 6, 12 et 24 prosumers (voir Figure 6.7). Encore une fois, en raison de la taille du tableau, il serait inutile d’exposer les capacités des liens pour la topologie à 100 prosumers	135

