



HAL
open science

L'impact de la tarification des réseaux et des politiques de soutien sur le développement de l'autoconsommation photovoltaïque

Olivier Rebenaque

► **To cite this version:**

Olivier Rebenaque. L'impact de la tarification des réseaux et des politiques de soutien sur le développement de l'autoconsommation photovoltaïque. Economies et finances. Université Grenoble Alpes [2020-..], 2020. Français. NNT : 2020GRALE003 . tel-02975581

HAL Id: tel-02975581

<https://theses.hal.science/tel-02975581>

Submitted on 22 Oct 2020

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

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

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ GRENOBLE ALPES

Spécialité : **Sciences Economiques**

Arrêté ministériel : 25 mai 2016

Présentée par

Olivier Rebenaque

Thèse dirigée par **Cédric Clastres, Maître de conférences HDR, Université Grenoble Alpes**

préparée au sein du **Laboratoire GAEL (Grenoble Applied Economics Lab)**

dans **l'École Doctorale de Sciences Economiques**

L'impact de la tarification des réseaux et des politiques de soutien sur le développement de l'autoconsommation photovoltaïque

Thèse soutenue publiquement le **06 juillet 2020**,
devant le jury composé de :

M. Patrice GEOFFRON

Professeur des Universités, Université Paris-Dauphine (Rapporteur)

M. Daniel LLERENA

Professeur des Universités, Université Grenoble Alpes (Examineur)

M. Jacques PERCEBOIS

Professeur Emérite, Université Montpellier (Examineur)

M. Yannick PEREZ

Professeur des Universités, CentraleSupélec, Université Paris-Saclay
(Président de Jury)

M. Boris SOLIER

Maître de conférences, Université Montpellier (Examineur)

Mme Carine STAROPOLI

Maître de conférences HDR, Université Paris I, Panthéon-Sorbonne
(Rapporteur)



L'université et la faculté n'entendent donner ni approbation, ni improbation aux opinions émises dans cette thèse. Ces opinions doivent être considérées comme propres à leur auteur.

Remerciements

Je souhaite tout d'abord exprimer ma sincère reconnaissance envers les membres du jury et notamment aux rapporteurs qui ont accepté de lire ce manuscrit et d'en évaluer le contenu. Je remercie également Jacques Percebois, Yannick Perez et Boris Solier qui ont suivi mon travail depuis le début. Leurs conseils ont été précieux et ils ont toujours été présents lorsque j'avais des doutes et des interrogations sur mes travaux. Je souhaite exprimer toute ma gratitude à Cédric Clastres pour ces séances de travail très enrichissantes, son professionnalisme, ses conseils et surtout, son soutien inconditionnel du début jusqu'à la fin de la thèse.

Je souhaite également remercier la Chaire Economie du Climat sans qui la thèse n'aurait pas été possible. Mes remerciements vont également aux membres de la Chaire avec qui j'ai travaillé. Je remercie Anna Creti et Christian de Perthuis pour leur engagement et la confiance qu'ils m'ont accordée. Travailler au sein de cette Chaire a été très enrichissant tant par les discussions que j'ai eues avec les autres doctorants que par les conférences auxquelles j'ai pu participer.

Je ne pourrais jamais assez remercier mes parents pour m'avoir fait confiance et soutenu pendant ces 10 ans d'étude. Je n'aurais rien pu accomplir sans leur aide que ce soit d'ordre psychologique, financier ou toutes les petites attentions qui m'ont permis d'avancer plus sereinement. Merci également pour la relecture fastidieuse qui a dû demander beaucoup d'effort.

Un grand merci pour le personnel de l'UGA. Je n'oublie pas le travail et la bonne humeur qu'ont fait preuve Céline et Gwen pour me soulager de mes soucis administratifs. Mes pensées vont également vers Guillaume pour ces moments passés au labo. Surtout, un grand merci à Anna et Valentin qui m'ont accueilli lors de mes passages à Grenoble. Leur porte était toujours ouverte même si je les prévenais 2 jours avant ma venue. Je n'oublierai jamais l'accueil chaleureux dont ils ont fait preuve.

Enfin, ces remerciements auraient été incomplets si je n'avais pas cité tous les amis qui m'ont apporté un soutien moral pendant les moments difficiles : Mille Petrozza pour ses moments d'échange, docteur Lulu pour sa gaieté et enfin, aux doctorants Thomas V et Thomas H qui m'ont apporté leur expertise.

Résumé

Depuis une dizaine d'années, les pouvoirs publics ont soutenu la filière photovoltaïque pour répondre à des objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre. Les politiques de soutien mises en place se sont traduites par un développement sans précédent de cette filière entraînant une baisse significative des coûts de production. La baisse a été telle que, dans de nombreux pays, les coûts de production photovoltaïque sont inférieurs au prix de détail de l'électricité. Les ménages sont désormais incités à investir dans une centrale photovoltaïque pour autoconsommer une partie de leur consommation. Ce phénomène que l'on nomme autoconsommation dépend en grande partie de la structure du tarif de réseau. Actuellement, ce tarif est basé principalement sur l'énergie soutirée sans différenciation temporelle. Or, ce type de tarif ne reflète pas les coûts des gestionnaires de réseaux électriques qui sont essentiellement fixes à court et moyen terme. La baisse des recettes induit par l'autoconsommation engendre un déficit pour les gestionnaires de réseau qui doit être recouvert par une hausse du tarif réseau. Cet effet entraîne des subventions croisées des consommateurs standards vers les autoconsommateurs.

L'objectif de cette thèse est de répondre à cette problématique et elle se compose de 4 chapitres. Dans le premier chapitre, une analyse des politiques de soutien à l'autoconsommation a été réalisée pour les pays suivants : l'Allemagne, le Royaume-Uni, le Danemark, l'Espagne et la France. Cette étude repose sur un travail de recherche bibliographique et documentaire afin d'identifier les forces et les faiblesses de ces politiques. Dans le 2^e chapitre, on étudie les coûts indirects du développement de l'autoconsommation pour les consommateurs. Pour cela, une estimation des subventions croisées en France entre 2017 et 2021 est proposée. Cette estimation repose sur le calcul des volumes d'autoconsommation agrégés à la maille nationale à partir de la reconstitution des courbes de charge de différents profils de consommateurs et d'entreprises. Dans le chapitre 3, le mécanisme de soutien actuel est évalué selon 2 critères qui sont les revenus générés par l'autoconsommation et les coûts de soutien pour la collectivité. Un modèle de simulation a été développé pour déterminer la rentabilité d'une installation photovoltaïque couplée avec une batterie sous différents tarifs réseaux. Dans le chapitre 4, une estimation des gains liés à l'effacement de consommation est réalisée. Un modèle d'optimisation de la charge de la batterie a été développé dont l'objectif est la maximisation des revenus issus de l'effacement pour l'autoconsommateur.

La thèse montre que les politiques de soutien à l'autoconsommation ont négligé les coûts indirects liés à la tarification des réseaux. Il est nécessaire de modifier la structure du tarif réseau pour, d'une part, limiter les subventions croisées et, d'autre part, pour profiter des bénéfices que peut apporter l'autoconsommation pour le réseau ou pour le système électrique en général. Des signaux tarifaires sont nécessaires pour augmenter la valeur de l'autoconsommation mais cela n'est possible que par la modification du schéma actuel de subvention qui n'encourage pas à l'adoption de batteries. Les résultats montrent qu'une prime à l'investissement de la batterie serait moins coûteux pour la collectivité mais limiterait le développement de l'autoconsommation.

Mots clés : Autoconsommation, Tarification des réseaux, Subventions Croisées, Régulation, Rentabilité Investissement Photovoltaïque

Abstract

Over the past ten years, the public authorities have supported the photovoltaic industry to meet greenhouse gas emission reduction targets. The support policies have resulted in unprecedented development of this sector, leading to a significant reduction in production costs. This trend combined with the increase of the retail rates enabled to reach the grid parity in some European countries. Households are now encouraged to invest in a photovoltaic power plant in order to consume a part of their consumption. These households are called prosumers. The photovoltaic investment depends mainly on the grid pricing. This tariff is based mainly on the energy withdrawal from the grid. However, this kind of tariff does not reflect the costs of the electricity grid operators, which are mainly fixed in the short and medium term. The drop in revenue due to self-consumption leads to a deficit for the grid operators, which must be covered by an increase in the grid tariff. This situation leads to cross-subsidies from standard consumers to self-consumers.

The objective of this thesis is to answer this problem and it consists of 4 chapters. In the first chapter, an analysis of policies supporting self-consumption was carried out for the following countries: Germany, the United Kingdom, Denmark, Spain and France. This study is based on bibliographical and documentary research to identify the strengths and weaknesses of these policies. In the second chapter, we study the indirect costs of the self-consumption development for the consumers. For this purpose, an estimate of cross-subsidies in France between 2017 and 2021 is proposed. This estimate is based on the calculation of the volumes of self-consumption aggregated at the national level by modelling the load curves of different consumers and company profiles. In Chapter 3, the current support mechanism is evaluated according to two criteria, namely the revenue generated by self-consumption and the support costs for the ratepayers. A simulation model has been developed to determine the profitability of a photovoltaic installation coupled with a battery under different grid tariffs. In chapter 4, an estimation of the profits related to the self-supply is made. A battery charge optimisation model has been developed with the objective of maximising the revenue from the consumption savings for the prosumer.

The thesis shows that self-consumption support policies have neglected the indirect costs related to network pricing. It is necessary to modify the grid pricing in order, on the one hand, to limit cross-subsidies and, on the other hand, to take advantage of the benefits that self-consumption can bring to the network. Signals need to be sent in order to increase the value of self-consumption. Nevertheless, this is only possible by changing the current subsidy scheme, which does not encourage battery adoption. The results show that a premium for battery investment would limit the cross-subsidies but would limit the development of self-consumption.

Keywords: Self-consumption, grid pricing, Cross-subsidies, Regulation, Photovoltaic investment profitability

Liste des abréviations et acronymes

CRE : Commission de régulation de l'énergie

DSM : Demand Side Management

ELD : Entreprise Locale de Distribution

EnR : Energie Renouvelable

GRE : Gestionnaires de Réseaux d'Electricité

kWh : Kilowattheure

LCF : Levy Control Framework

LCOE : Levelized Cost of Electricity

NEBEF : Notification d'Echanges de Bloc d'Effacement

PMP : Prix Moyen Pondéré

PPP : Programmation Pluriannuelle de l'Energie

PSO : Public Service Obligation

PV : Photovoltaïque

RE : Responsable d'Equilibre

TURPE : Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité

VE : Véhicules Electriques

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE 1 - MECANISMES D'INCITATION AU DEVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION ET DE L'AUTOCONSOMMATION PHOTOVOLTAÏQUE	10
1. LES DIFFERENTS MECANISMES DE SOUTIEN AU DEVELOPPEMENT DES CAPACITES PHOTOVOLTAÏQUES	11
2. AUTOCONSOMMATION ET COMPETITIVITE DE LA PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE	18
3. REVUE DES DIFFERENTES POLITIQUES D'AUTOCONSOMMATION MISES EN PLACE EN EUROPE	24
CONCLUSION	48
CHAPITRE 2 - IMPACTS DE L'AUTOCONSOMMATION PHOTOVOLTAÏQUE SUR LA TARIFICATION DES RESEAUX ELECTRIQUES	50
1. LA TARIFICATION DES RESEAUX.....	51
2. PROBLEMATIQUE DE L'AUTOCONSOMMATION POUR LA TARIFICATION DES RESEAUX	55
3. METHODOLOGIE D'ESTIMATION DES SUBVENTIONS CROISEES EN FRANCE	60
4. RESULTATS ET DISCUSSION	68
CONCLUSION	75
CHAPITRE 3 - POLITIQUES DE SOUTIEN A L'AUTOCONSOMMATION PV	77
1. LES BATTERIES COMME MOYEN DE STOCKAGE DE L'ELECTRICITE	78
2. RENTABILITE DES SYSTEMES PV COUPLES AVEC UNE BATTERIE	83
3. METHODOLOGIE	87
4. ETUDE DE CAS	93
5. RENTABILITE DES INSTALLATIONS PV-BATTERIE	98
CONCLUSION	113
CHAPITRE 4 – REMUNERATION DE L'EFFACEMENT DE CONSOMMATION VIA UNE BATTERIE STATIONNAIRE	114
1. EFFACEMENT DE CONSOMMATION	115
2. METHODOLOGIE	125
3. CAS D'ETUDE : MARCHE NEBEF ET DE CAPACITE	132
4. RESULTATS	136
CONCLUSION	144
CONCLUSION GENERALE	146
BIBLIOGRAPHIE	151
LISTE DES ANNEXES	163
LISTE DES TABLEAUX	165
LISTE DES FIGURES	167
TABLES DES MATIERES	169

Introduction Générale

Développement de l'autoconsommation photovoltaïque

La politique énergétique européenne est fondée sur un triptyque dont les trois objectifs sont la sécurité d'approvisionnement, la lutte contre le changement climatique et l'approvisionnement à moindre coût pour les consommateurs. L'atteinte de ces objectifs a mis en lumière la nécessité de développer des sources de production renouvelables notamment la production photovoltaïque (PV). En effet, le rayonnement solaire est une ressource disponible sur tout le globe en quantité illimitée et neutre en gaz à effet de serre. La technologie PV permet de convertir cette ressource illimitée en électricité. Dès lors, cette technologie est considérée comme centrale, notamment en Europe pour atteindre l'objectif de neutralité carbone de nos économies (Breyer et al., 2017). Historiquement, cette source de production était moins compétitive que les sources de production fossiles et le coût relatif entre ces différences sources a été le principal frein au développement de la technologie PV. C'est pourquoi, les pays développés ont soutenu cette filière à partir des années 2000 principalement par des mécanismes de soutien du côté de la demande. Ces politiques ont été très efficaces en termes de capacité installées. Celles-ci sont de 580 GW en 2019 dans le monde contre 1 GW en 2000 (IRENA, 2020). Le développement de cette filière s'est aussi bien fait via de grandes centrales de production que de petites centrales installées sur le toit des ménages ou des entreprises.

La hausse rapide et soutenue des installations PV a engendré une baisse importante des coûts de production. Le prix des modules photovoltaïques a été divisé par 4 entre le début des années 2000 et le début de la décennie 2010 (Mir-Artigues and del Río, 2016). La baisse des coûts a été telle que, dans de nombreux pays, le coût de production est actuellement inférieur au prix d'approvisionnement de l'électricité pour les ménages (Hagerman et al., 2016; Munoz et al., 2014a). Ces derniers sont désormais incités à substituer une partie de leur fourniture d'électricité par une centrale PV installée sur leur toit. Les ménages ne sont plus de simples producteurs mais des autoconsommateurs. Cette situation a fait écho à de nombreux commentaires de la part d'acteurs et d'experts dans le milieu énergétique comme étant une révolution qui redessinera les modes de production et de consommation de l'énergie. La littérature a associé un néologisme pour caractériser ce nouveau type de ménages qu'on appelle « Prosumer » qui fait référence au fait qu'ils sont à la fois producteurs et consommateurs (**Producer-consumer**) (Schill et al., 2017). Les ménages sont désormais en mesure d'accéder à une source de production quasi neutre en gaz à effet de serre pour leurs besoins personnels. L'attrait pour ce nouveau mode de consommation a été double. Pour les consommateurs finals, l'autoconsommation est concomitante avec la volonté des consommateurs de consommer de manière locale (Schaffer and Brun, 2015). De plus, face à la crainte d'une hausse ininterrompue des coûts de fourniture de l'électricité, l'autoconsommation photovoltaïque garantit une source d'approvisionnement à coût stable à long terme. Pour les pouvoirs publics, la compétitivité de la filière PV est synonyme d'une baisse des montants de soutien pour cette filière et donc, d'une baisse de la contribution à la transition électrique pour les contribuables.

Cependant, de nombreuses voix se sont élevées tant au niveau institutionnel qu'au niveau académique pour prévenir d'effets néfastes que pourrait engendrer le développement de l'autoconsommation (Eurelectric, 2013). Pourquoi cette source d'approvisionnement qui remplit le triptyque de la politique énergétique européenne a fait naître un débat intense entre les différents acteurs du milieu énergétique ?

Tarification des réseaux électriques

Affirmer que l'autoconsommation photovoltaïque n'a plus besoin de soutien pour assurer son développement est une vision partielle de la situation et omet des mécanismes de soutien indirects. On peut en mentionner deux qui sont l'exonération de la contribution au financement de la transition énergétique sur les kilowattheures autoconsommés et la structure du tarif rémunérant les gestionnaires de réseau. Exonérer les autoconsommateurs du soutien à la transition énergétique est un choix discutable et ne relève pas d'un arbitrage économique. Cette problématique ne sera pas traitée dans cette thèse. En revanche, la structure du tarif réseau résulte, en partie, d'un arbitrage économique et peut représenter un mode de soutien indirect pour l'autoconsommation.

Traditionnellement, la structure du tarif réseau était composé d'un prix uniforme basé sur la quantité d'électricité soutirée. Des auteurs tels que BOITEUX (1956) et SCHWEPPE *et al.* (1988) ont montré que cette structure tarifaire ne reflétait pas les coûts pour le système électrique et n'envoyait aucun signal aux consommateurs pour assurer une allocation optimale des infrastructures. Néanmoins, les préconisations apportées par le milieu académique ne se sont pas traduites en action concrètes pour deux raisons principales. La première est liée à la structure de marché de l'électricité. Après la 2^e guerre mondiale, un seul acteur était en charge de la production et de l'acheminement de l'électricité aux consommateurs finals sur un territoire donné. Le marché était constitué d'une entreprise verticalement intégrée qui facturait ses clients selon un tarif qui ne permettait pas de distinguer les services fournis. La 2^e raison est d'ordre technologique puisque les compteurs n'étaient pas assez sophistiqués pour fournir des signaux précis quant aux coûts des différentes industries composant la chaîne de valeur électrique.

La libéralisation opérée à partir de 1997 en Europe, a permis le décloisonnement des différents métiers de la production à la fourniture de l'électricité. Désormais, la gestion des réseaux électriques est réalisée par un acteur distinct rémunérée par un tarif que l'on nommera simplement par tarif réseau, fixé par un régulateur. Dans la plupart des pays européens, ce tarif est toujours basé principalement sur les kilowattheures soutirés sans différenciation temporelle (European Commission, 2015a). Or, les coûts des gestionnaires de réseau sont principalement fixes et dépendent essentiellement du nombre de consommateurs et de la pointe de consommation (Joskow, 2008). Les usagers du réseau contribuent au recouvrement des coûts par le volume de leur consommation annuelle et non par leur contribution aux coûts qu'ils engendrent entraînant des subventions croisées entre usagers des réseaux. Il n'existe pas une définition économique précise des subventions croisées mais deux approches peuvent être identifiées (Heald, 1996). La première considère que les subventions croisées résultent d'une modification des coûts d'allocation d'un bien commun par rapport à un benchmark. Pour la deuxième approche, les subventions croisées sont issues d'une allocation des coûts qui dévie de l'allocation optimale au sens du bien-être collectif. La première approche sera favorisée ici car nous ne nous focaliserons pas sur la détermination d'un tarif réseau dont l'allocation des coûts serait optimale.

Le développement de l'autoconsommation peut engendrer des subventions croisées si la baisse de la contribution au recouvrement des coûts du réseau ne se traduit pas par une baisse semblable des coûts induits par les usagers autoconsommateurs. En effet, si les gestionnaires de réseau font face à un déficit du fait de la baisse des soutirages sur le réseau sans que cela ne se traduise par une baisse des coûts, ils devront augmenter le tarif pour chaque utilisateur afin d'équilibrer leur compte financier.

Dans ce cas, il y a un transfert des coûts supportés des autoconsommateurs vers les consommateurs standards. Les subventions croisées ne sont pas le fait exclusif de l'autoconsommation mais la structure tarifaire a subi peu de modification notamment à cause de barrières technologiques. Le déploiement de compteurs intelligents en Europe permet une mesure plus fine de la consommation et une communication bidirectionnelle entre les consommateurs finals et les acteurs de marché. Ce type d'outil facilitera le développement de tarifications innovantes permettant d'envoyer des signaux quant aux coûts des gestionnaires de réseau. Cela est d'autant plus nécessaire puisque la transition électrique nécessitera des investissements colossaux pour les réseaux surtout si la production et la consommation ne sont pas gérées de manière efficiente (MIT ENERGY INITIATIVE, 2016 ; CEER, 2017).

Malgré la nécessité d'évoluer dans la manière de tarifier les services apportés par les différents acteurs de marché, certains acteurs et notamment ceux de l'énergie solaire sont réfractaires à l'idée d'une tarification qui serait davantage assise sur une part fixe ou sur différentes plages temporelles. La raison est que ce type de tarification entrainerait, dans la majorité des cas, une baisse des économies réalisées et donc, limiterait le développement de l'autoconsommation.

Problématique et objectifs

Un dilemme se présente entre le développement d'une technologie permettant d'assurer un mix électrique neutre en carbone et un approvisionnement compétitif de l'électricité pour les consommateurs. Si la structure tarifaire de réseau ne permet pas de réduire les subventions croisées, les consommateurs standards verront leurs coûts d'approvisionnement augmenter et cela pourrait compromettre l'acceptabilité de la filière photovoltaïque.

Comment maintenir le développement de l'autoconsommation tout en limitant les subventions croisées de consommateurs standards vers les autoconsommateurs ?

La question des subventions croisées et de la rentabilité de l'autoconsommation sont des sujets qui ont suscité un attrait dans la littérature académique. On peut diviser la littérature en 3 catégories :

- 1) L'évaluation des politiques de soutien à la filière photovoltaïque
- 2) La quantification des subventions croisées liées au développement de l'autoconsommation
- 3) L'impact des tarifs réseaux sur la rentabilité de l'autoconsommation

Depuis la mise en place des différents mécanismes de soutien à la filière PV au niveau résidentiel, de nombreuses études ont estimé l'impact de ces mécanismes sur la rentabilité de l'investissement PV. Certains auteurs comme SARASA-MAESTRO *et al.* (2013) ont effectué des comparaisons internationales et ont montré que les mécanismes de subvention jouent bien un rôle important pour la diffusion de la technologie PV mais d'autres facteurs ont un impact tels que l'ensoleillement et le taux de retour sur investissement. Selon DE BOECK *et al.* (2016), il est important de prendre en compte la dynamique des coûts des technologies puisqu'ils varient de manière importante d'une année à l'autre. Dès lors, les études statiques comme celles mentionnées précédemment ne peuvent pas servir de base de réflexion sur la rentabilité des installations PV. De plus, ces études se focalisent sur les mécanismes de type Feed-in tariffs et Net-metering. Le premier garanti un tarif fixe de revente de la production et le deuxième permet de compenser la consommation par la production même si celles-ci ne sont pas synchronisées. CAMPOCCIA *et al.* (2014) ont également réalisé une comparaison internationale mais en considérant des pays qui ont favorisé l'autoconsommation. Selon eux, les pays où la rentabilité est la

plus élevée sont ceux qui ont favorisé le Net-metering et l'autoconsommation. Ils suggèrent que le développement futur de la filière PV sera lié à une incitation accrue de l'autoconsommation. Ce constat sera confirmé par DUSONCHET & TELARETTI (2015).

Evaluer les politiques sur leur capacité à favoriser le développement de la filière PV est important mais il ne faut pas oublier de prendre en compte les coûts afin de pouvoir dresser un bilan de l'efficacité de ces politiques. A ce sujet, AVRIL *et al.* (2012) évaluent l'efficacité des politiques en développant 4 indicateurs qui sont : les dépenses annuelles comparées aux capacités installées sur la même année ; le coût moyen des capacités installées ; le coût moyen de l'énergie produite ; et l'écart entre le coût complet de production et le tarif de détail. Ils montrent que le coût moyen dépensé par kilowatt installé est élevé en France par rapport aux autres pays étudiés. Il est de 2,6€/kW contre 1,1€/kW en Allemagne et 1€/kW au Japon. Ils avancent que les politiques de soutien doivent suivre deux étapes. Dans un premier temps, les subventions doivent être fléchées pour la recherche et développement afin de diminuer les coûts de production. Puis, il faut mettre en place des mécanismes de soutien de la demande tels que les Feed-in tariffs ou les primes à l'investissement.

Suivant l'idée de DE BOECK *et al.* (2016) selon laquelle la dynamique des coûts est un facteur important à prendre en compte pour évaluer la rentabilité des investissements PV, des auteurs tels que LEEPA & UNFRIED (2013) ont montré qu'une baisse soudaine des Feed-in tariffs a pour conséquence de miner le développement des capacités PV car cela engendre une défiance vis-à-vis des pouvoirs publics et les acteurs craignent une baisse des soutiens à court terme. Ce constat rejoint celui formulé par LÜTHI (2010) qui montra l'importance du caractère incertain des politiques mais également que des procédures administratives lourdes constituaient des barrières au développement de la filière PV. Il est donc important d'anticiper les conséquences de la politique sur le développement de la filière et sur les coûts du soutien. Si le design de ces politiques fait défaut, cela peut se traduire par une hausse importante de la contribution au financement de la transition énergétique supportée par les contribuables et peut à terme diminuer l'acceptabilité des citoyens.

Ces différentes études se sont principalement focalisées sur les mécanismes de type Feed-in tariffs ou Net-metering mais leurs conclusions s'appliquent également dans le cas du développement de l'autoconsommation. En effet, une politique mal adaptée peut engendrer des surcoûts pour les contribuables à travers les subventions croisées notamment. Certains auteurs ont avancé l'idée que la tarification des réseaux actuelle couplée avec une baisse des coûts de production PV entraînerait un phénomène de *death spiral* (Costello and Hemphill, 2014; Felder and Athawale, 2014). Ces auteurs décrivent ce phénomène par le processus suivant. La baisse des coûts de production entraîne une hausse de la diffusion de l'autoconsommation. Une tarification des réseaux basée sur l'énergie soutirée entraîne une diminution des recettes pour les gestionnaires de réseau. Etant donné que les coûts sont fixes à court et moyen terme, ces derniers font face à un déséquilibre financier. Pour financer les infrastructures, les gestionnaires de réseau doivent augmenter les tarifs pour tous les usagers. Cela accroît l'attrait pour l'autoconsommation puisque les économies de facture sont plus importantes, ce qui exacerbe le déséquilibre financier des gestionnaires de réseau. Cette boucle de rétroaction prendrait fin lorsque les coûts seraient recouverts par une petite partie des usagers et aurait pour conséquence la faillite de cette industrie.

De nombreux auteurs ont cherché à estimer ces subventions croisées pour déterminer si le phénomène de *death spiral* était réalisable. Les différentes estimations conduites dans la littérature

académique ont montré que cela était hautement improbable (Castaneda et al., 2017; Kubli, 2018; Muaafa et al., 2017; Prata and Carvalho, 2018). Il conviendrait qu'une partie significative de la population fasse le choix d'investir dans une centrale de production PV pour autoconsommer ce qui n'est pas le cas à moyen terme au vu des coûts de production de la filière. Néanmoins, ces auteurs comme d'autres, affirment que les subventions croisées ne sont pas souhaitables puisque des tarifs ne reflétant pas les coûts du système électrique sont inefficients. Certains auteurs ont proposé d'introduire une part fixe dans la tarification des réseaux pour que les autoconsommateurs contribuent au recouvrement des coûts réseaux mais sans justifier si cela constituait un signal efficient (Eid et al., 2014). En outre, introduire une part fixe pourrait diminuer la diffusion de l'autoconsommation, les économies sur le tarif réseau étant plus faibles mais cela dépend des niveaux de prix et des incitations des différents pays (Günther et al., 2019; Prata and Carvalho, 2018).

Certaines études ont montré que l'autoconsommation pouvait être bénéfique pour le système si elle était bien pilotée. Les bénéfices sont nombreux notamment pour la gestion des réseaux électriques. Par exemple, les coûts de long terme pourraient diminuer si les autoconsommateurs étaient incités à diminuer leurs soutirages pendant la pointe de consommation (Denholm et al., 2019; RTE, 2017a). Idem pour les coûts de congestion. Cela aurait pour effet d'éviter ou de différer des investissements réseaux. Cependant, il est difficile pour les autoconsommateurs de répondre à des signaux tarifaires s'ils ne sont pas capables de piloter la production PV. Un moyen efficace pour pallier ce problème est l'installation d'une unité de stockage soit via une batterie stationnaire, soit via un véhicule électrique. La littérature a montré que le stockage est une solution efficace pour répondre aux signaux envoyés par la tarification des réseaux (Talent and Du, 2018). D'autant plus que cela peut améliorer la rentabilité de l'investissement photovoltaïque couplé avec une batterie (Kaschub et al., 2016). Fournir des services aux réseaux pourrait donc être bénéfique au réseau tout en limitant le surcoût pour les consommateurs standards. Cette idée est très intéressante et mérite une attention particulière.

En ce sens, l'objectif de cette thèse est d'apporter un élément d'analyse sur la synergie positive entre les mécanismes de soutien à l'autoconsommation photovoltaïque et la tarification des réseaux. L'approche développée permet d'identifier des leviers d'actions pour les pouvoirs publics afin d'assurer le développement de l'autoconsommation et que celui-ci soit bénéfique pour le réseau et/ou le système électrique. Alors que la littérature s'est focalisée sur l'impact de mécanismes de soutien à l'autoconsommation sur la rentabilité des installations, les travaux présentés dans cette thèse permettent d'inclure le critère d'efficacité comme étant le coût pour la collectivité.

Méthodologie

Afin d'analyser l'efficacité des politiques de soutien à l'autoconsommation, une approche en 2 étapes a été réalisée pour, d'une part, analyser les forces et les faiblesses des politiques actuelles, et, d'autres part, proposer une politique alternative.

- Evaluation des politiques actuelles

En premier lieu, un travail de recherche bibliographique et documentaire a été effectué pour réaliser une revue des politiques de soutien à l'autoconsommation. Cinq pays européens ont été retenus : l'Allemagne, le Royaume-Uni, le Danemark, l'Espagne et la France. Ce travail de recherche consiste à présenter de manière précise l'évolution des règlements et des lois applicables à la filière PV. L'approche a pour objectif d'identifier les forces et les faiblesses des mécanismes de soutien mis en

place par chacun des pays. Pour chaque changement de cadre réglementaire, l'accent est mis sur les incitations qui en découlent, l'évolution des capacités installées et les coûts pour la collectivité. En procédant ainsi, on peut identifier les mesures qui ont favorisé ou freiné le développement de l'autoconsommation. Ce travail est nécessaire pour formuler une politique cohérente dans la continuité de celles menées actuellement.

Ce travail de recherche est complété par une estimation des subventions croisées des consommateurs vers les autoconsommateurs en France de 2017 à 2021. Cette période correspond à celle du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité actuellement en vigueur. Ces estimations sont basées sur une approche comptable conforme à la littérature sur ce sujet (Athawale and Felder, 2016). Dans une première étape, on estime les capacités PV en autoconsommation à l'horizon 2021. Pour cela, les valeurs historiques sont utilisées pour définir la trajectoire à court terme des capacités installées. Ensuite, une modélisation des courbes de charge des autoconsommateurs a été réalisée à partir des coefficients de profil agrégés à la maille nationale. Ces coefficients sont disponibles pour différents profils de consommateurs et également pour la production PV sur le territoire. A partir de la reconstitution de profils de ménages et d'entreprises agrégés au niveau national, les volumes d'autoconsommation sont estimés par croisement des courbes de consommation et de production. La baisse des recettes des gestionnaires de réseau est déduite par le produit de l'autoconsommation avec les plages tarifaires correspondantes. Les coûts des gestionnaires de réseau sont supposés fixes à court terme donc la baisse des recettes est synonyme de pertes financières. Ces pertes sont supposées être compensées soit par une hausse de la part variable du tarif réseau, soit par une hausse de la part fixe, calculée selon la puissance souscrite d'un usager. La hausse du tarif représente le montant des subventions croisées et donc les coûts implicites du développement de l'autoconsommation.

- Politique alternative

Pour analyser l'efficacité des mécanismes de soutien, une politique alternative à celle menée actuellement en France a été proposée afin de comparer laquelle serait la plus efficiente. Le critère d'efficacité retenu ici représente la rentabilité de l'investissement en autoconsommation pour les ménages et les coûts pour la collectivité, à savoir les coûts directs de soutien et les coûts indirects liés aux subventions croisées. La politique alternative proposée intègre une prime à l'investissement d'une batterie et la suppression des tarifs d'achat garantis pour le surplus de production. L'intuition derrière cette idée est que l'autoconsommateur doit être en mesure de répondre aux signaux envoyés par la tarification des réseaux. La batterie permet de stocker la production photovoltaïque lorsque le prix est faible et d'autoconsommer cette énergie lorsque le prix est élevé, reflétant une hausse des coûts pour les gestionnaires de réseau à cette période.

Un modèle de simulation a été développé pour simuler la charge et la décharge d'une batterie au niveau d'une installation domestique pour estimer les volumes d'autoconsommation au pas horaire. Trois stratégies de charge de la batterie ont été modélisées, chacune destinée à répondre à un signal tarifaire différent. Une première stratégie a pour objectif de maximiser le volume d'autoconsommation et donc de minimiser la facture d'électricité sous un tarif réseau variable et uniforme sur l'année. Une deuxième stratégie consiste à maximiser le volume d'autoconsommation pendant les périodes dites heures pleines. Cette stratégie est pertinente dans le cas d'un tarif horo-saisonnier. La troisième stratégie a pour but de diminuer la pointe de consommation annuelle de l'autoconsommateur pour minimiser la facture d'électricité lorsque le tarif réseau est facturé selon la

pointe de consommation (en €/kW). Ces différentes stratégies se démarquent de la littérature puisque la majorité des études sur le sujet utilisent un modèle d'optimisation (Dietrich and Weber, 2018; Truong et al., 2016). Ce type de modèle suppose que l'agent a une connaissance parfaite de sa courbe de consommation et de production et donc les gains sont surestimés. Le modèle de simulation développé dans ce travail représente une stratégie simple à mettre en place du point de vue technologique et permet une estimation plus réaliste des volumes d'autoconsommation. Il existe quelques études dont l'objectif a été de développer des modèles de simulation pour des objectifs bien précis. Par exemple, MOSHÖVEL *et al.* (2015) ont développé une stratégie de charge permettant de limiter la pointe d'injection PV.

Une fois les volumes d'autoconsommation obtenus à chaque pas horaire, il faut évaluer la rentabilité de l'investissement. Pour l'investissement PV-batterie, l'approche de la Valeur Actuelle Nette a été retenue. Cette méthode largement utilisée dans la sphère économique et permet d'obtenir les revenus en valeurs absolues d'un investissement. D'autres indicateurs issus de la littérature académique ont été utilisés pour déterminer les seuils de rentabilité qui sont la parité réseau et la parité stockage. Le premier compare le coût d'investissement photovoltaïque par kilowattheure produit avec le tarif de détail. Lorsque ce dernier est plus élevé que le coût de production, l'autoconsommation est rentable. C'est un indicateur intéressant car il permet de définir le taux d'autoconsommation à partir duquel le seuil de rentabilité est atteint. Pour déterminer la parité stockage, deux indicateurs économiques sont comparés : le coût complet de stockage ou « Levelized Cost of Electricity » (LCOS) et le « Levelized Value of Storage » (LVOS) mesurant la valeur déstockée actualisée. Lorsque le LVOS est inférieur au LCOS, la valeur de l'énergie déstockée est supérieure au coût de celle stockée et donc, il est incitatif d'installer une batterie. La parité stockage sera l'indicateur utilisé pour définir le montant de la prime à la batterie.

En complément de cette analyse de rentabilité, une étude a été réalisée pour déterminer quels services la batterie pouvait apporter au système. Le service identifié dans cette étude est celui de l'effacement lors des périodes où le système électrique est tendu. L'effacement correspond à une baisse ponctuelle de la consommation suite à un signal tarifaire (European Commission, 2013; IEA, 2003). L'effacement dans ce cas, représente un service rendu pour le système électrique faisant l'objet d'une rémunération. Pour évaluer cette source de revenu complémentaire, un modèle d'optimisation a été développé. La fonction objectif de l'agent est composée, d'une part, des économies réalisées sur la facture d'électricité et, d'autre part, de l'effacement valorisé sur deux marchés. Le premier étant le marché NEBEF (Notification d'Echanges de Bloc d'Effacement) où l'effacement est valorisé directement sur le marché de l'électricité au prix spot. Le deuxième marché étant le marché de capacité où les fournisseurs rémunèrent des effacements de consommation si cela diminue leurs obligations de détention de capacité. Sur ces marchés, un signal est envoyé à l'agent à J-1 et celui-ci propose un volume d'effacement dont la rémunération est connue à l'avance.

Le modèle d'optimisation a pour objectif de maximiser les revenus issus de l'effacement en modifiant la stratégie de charge de la batterie. Dans un premier temps, on suppose que l'agent a une connaissance parfaite de sa courbe de consommation et de production. Dans un deuxième temps, on introduit de l'incertitude sur la courbe de consommation de l'agent. Au moment de recevoir le signal en J-1, il propose un effacement selon ses anticipations quant à la consommation qu'il pourra effacer au temps réel. Dans le cas où il y a un déséquilibre, i.e. l'effacement proposé est supérieur au réalisé,

l'agent reçoit une pénalité pour couvrir les coûts de déséquilibre. Dans le modèle stochastique, le gain et la pénalité espérés dépendent de scénarios.

Ces scénarios sont définis selon la méthode du K-means. Il s'agit d'une méthode de clustering qui minimise la somme des carrés de la distance d'un point par rapport à son cluster. Cette méthode a été utilisée pour définir des groupes de consommateurs ou de consommation avec des caractéristiques similaires (Iria and Soares, 2019). Dans cette étude, c'est la consommation qui est segmentée via des clusters selon des observations passées. Chaque scénario représente le barycentre d'un cluster de consommation et la probabilité associée correspond au nombre d'observations présentes dans le cluster par rapport au nombre total d'observations. Selon la probabilité d'atteindre chaque niveau de consommation, l'agent maximise son revenu espéré comme étant le gain obtenu par l'effacement réalisé moins la pénalité reçue en cas de déséquilibre.

Ces études économiques permettent de déterminer la rentabilité globale d'une installation PV couplée avec une batterie. Cela constitue la première partie de l'évaluation d'une politique efficiente. Pour évaluer les coûts de celle-ci, les coûts directs sont déterminés via les primes et les aides directes octroyées dans chacun des cas. Puis, les subventions croisées ne sont plus calculées directement car l'impact de l'autoconsommation sur les coûts de long terme sont difficiles à chiffrer. Néanmoins, on peut comparer la monotone des puissances appelées avec et sans batterie. Cette méthode est un proxy permettant d'analyser les effets potentiels de la batterie sur les coûts de long terme des réseaux (Günther et al., 2019).

Présentation du plan et des principales conclusions

Dans le premier chapitre, une présentation des différents mécanismes de soutien à la filière PV sont présentés en se focalisant sur la formalisation de la recette pour le producteur, ainsi que le mode d'application de ces mécanismes. Ensuite, la notion d'autoconsommation photovoltaïque sera définie et les déterminants du développement de ce phénomène seront explicités avec comme point central l'approche économique. Pour cela, les conditions de la rentabilité d'une installation PV en autoconsommation seront examinées. Puis, une revue d'expérience des pays qui ont encouragé le développement de l'autoconsommation sera présentée. Pour chaque pays, on reviendra sur les premières incitations à l'investissement photovoltaïque en se focalisant principalement sur le secteur résidentiel. Cette revue montre que le développement des capacités installées a connu des phases de rapides expansions suivies de phase de faibles expansions. Généralement, cela est dû à des niveaux de soutien généreux comparés au coût de production PV. Pour diminuer le surcoût que cela engendrait pour les contribuables, les pouvoirs publics ont modifié ou diminué de manière importante le niveau de soutien. Cela a eu pour conséquence un net repli de l'évolution des capacités installées. Le même constat peut être observé dans certains pays pour l'autoconsommation. Celle-ci a été favorisée sans penser aux coûts indirects liés à la tarification des réseaux. Lorsque le développement de l'autoconsommation a été soutenue, les pouvoirs publics ont été contraint de modifier la régulation pour réduire les subventions croisées.

Le deuxième chapitre a pour objectif d'estimer les subventions croisées des consommateurs vers les autoconsommateurs à l'horizon 2021. Les principes et le mode de calcul du tarif réseau en France seront présentés dans un premier temps. Ensuite, les résultats présentés dans ce chapitre sont en accord avec ceux de la littérature, à savoir que les subventions croisées sont faibles et la réalisation d'une *death spiral* est hautement improbable. Le recouvrement des subventions croisées par une

hausse de la part énergie ou de la part fixe n'a pas le même impact selon le profil de consommateur. Une hausse de la part énergie entraîne une hausse de la facture plus importante pour ceux dont la facture réseau dépend principalement de la part puissance et inversement.

Le troisième chapitre présente une étude de rentabilité d'un investissement PV couplée avec une batterie sous la politique de soutien actuelle et alternative. Ce chapitre se focalisera dans un premier temps sur une présentation générale des technologies de stockage et du cadre réglementaire en France pour cette technologie. Ensuite, la rationalité économique d'un investissement batterie sera présentée, ainsi qu'une revue de littérature sur ce sujet. Les résultats des simulations montrent que la politique actuelle offre une meilleure rentabilité quel que soit le tarif considéré. Cela est dû au tarif d'achat garanti pour le surplus de production qui n'incite pas à l'investissement PV puisque le coût d'opportunité lié à la vente du surplus de production est très élevé. En revanche, les coûts de la politique alternative sont plus faibles et l'installation d'une batterie permet de répondre aux signaux envoyés par le tarif réseau. La monotone des puissances appelées montre que les pointes de consommation diminuent sur un nombre significatif d'heures mais pas la pointe annuelle entraînant de faibles économies sur la part réseau du tarif.

Dans le 4^e chapitre, une analyse des revenus générés par l'effacement est réalisée. Pour cela, la définition, ainsi que le cadre de régulation sont présentés dans un premier temps. Puis, une analyse fine des marchés où les autoconsommateurs peuvent valoriser leurs effacements est effectuée. Les revenus générés sur ces marchés dépendent du scénario considéré. Introduire l'incertitude sur la consommation a pour effet de diminuer les gains de manière significative. De plus, si la valorisation est opérée par un acteur tiers, l'autoconsommateur doit compenser le fournisseur dont les soutirages sur son périmètre ont été réduits. Cette compensation a pour effet de diminuer également les gains de manière importante. Il est donc nécessaire de favoriser un contrat entre l'autoconsommateur et son fournisseur pour maximiser les gains.

Chapitre 1 - Mécanismes d'incitation au développement de la production et de l'autoconsommation photovoltaïque

La technologie de production photovoltaïque a reçu de nombreux soutiens publics depuis les années 2000. Le manque de compétitivité de cette technologie et la nécessité de décarboner le mix électrique des pays développés a justifié l'intervention des pouvoirs publics pour soutenir cette filière. Les différents mécanismes mis en place ont été efficaces pour développer cette technologie. Alors qu'en 2000, les installations photovoltaïques cumulées représentaient moins de 1 GW ; en 2015, les capacités installées s'élevaient à 230 GW dans le monde (IEA PVPS, 2016a). Le développement sans précédent de cette filière a considérablement diminué les coûts de production passant de 4\$/W dans les années 2000 à environ 1\$/W actuellement en Europe (Mir-Artigues and del Río, 2016).

Le développement de cette technologie ne s'est pas fait de manière linéaire. Le design des politiques et leurs évolutions ont eu des impacts très contrastés. Dans certains pays, les mécanismes de subvention ont permis un développement contrôlé des capacités photovoltaïques, ainsi que des coûts de soutien. Pour d'autres, les politiques ont entraîné un dérapage incontrôlé des coûts de soutien menant à des changements brutaux de politiques. Ceci peut être dommageable pour l'acceptabilité sociale étant donné que dans la majorité des cas, ce sont les consommateurs finals d'énergie qui supportent les coûts de soutien.

La hausse du coût d'approvisionnement de l'électricité et la baisse des coûts de production ont été telle que, dans de nombreux pays développés, l'autoconsommation photovoltaïque est devenue compétitive par rapport à l'achat d'électricité sur le marché de fourniture. Pour beaucoup de ménages, un nouveau mode de consommation s'est offert à eux puisqu'ils peuvent désormais produire leur propre électricité. Le développement de l'autoconsommation photovoltaïque est un signe positif de la rentabilité de la filière photovoltaïque et donc, un signe d'une baisse, voire d'un arrêt des coûts de soutien.

Néanmoins, l'autoconsommation est toujours subventionnée puisque dans la majorité des pays développés, les périodes de production ne correspondent pas aux périodes de consommation. La rentabilité d'un investissement dépend donc en grande partie de la valorisation de la production non autoconsommée. Elle dépend également d'autres facteurs tels que la structure des tarifs de détails et en particulier celle des réseaux de transport et de distribution. Les politiques de soutien mises en place par les différents pays ont un impact non négligeable sur les décisions d'investissement.

Les différentes politiques économiques de soutien au développement de la filière photovoltaïque sont étudiées dans la section 1. La section 2 présente les déterminants économiques de l'autoconsommation photovoltaïque. Cette analyse rendra compte de l'impact des politiques sur la rentabilité de cette filière. Enfin, une revue d'expérience des pays qui ont soutenu la production photovoltaïque et l'autoconsommation sera présentée dans la section 3. Ce chapitre permettra de s'accorder sur la nécessité d'adapter les politiques de soutien à l'autoconsommation et de modifier la structure des tarifs de réseau pour éviter des transferts des autoconsommateurs vers les consommateurs finals d'énergie.

1. Les différents mécanismes de soutien au développement des capacités photovoltaïques

Il existe deux principaux types de politique de soutien. Le premier concerne les politiques de soutien à l'innovation par l'affectation d'un budget dédié à la recherche et au développement. Le deuxième type de soutien se rapporte aux politiques de diffusion dont le but est d'inciter à l'investissement et celles-ci ont été largement dominantes pour développer la filière PV (Zachmann et al., 2015). Il est très complexe d'établir une liste exhaustive des politiques de diffusion. Le Groupe d'Expert Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat propose 3 catégories (IPCC, 2011) : les incitations fiscales telles que les crédits d'impôt, le financement public qui vise en général à financer directement l'investissement et la réglementation. Cette partie se focalisera particulièrement sur les mécanismes de soutien basés sur des financements directs : les certificats verts, les enchères, les Feed-in Tariffs, les Feed-in Premiums et le net-metering.

1.1. Certificats verts

Dans le système des certificats verts, les producteurs d'électricité renouvelable vendent des certificats en sus de leur production (Figure 1-1). L'achat et la vente de l'électricité sur le marché spot sont représentés par les flèches rouges. Les certificats sont échangés sur un marché spécifique (flèches vertes), différent du marché physique de l'électricité (Schaeffer et al., 2010). Il peut exister plusieurs étalons pour définir les certificats : selon la production¹ ou selon la quantité de CO2 évitée. Dans ce système, les fournisseurs d'électricité sont contraints de fournir un pourcentage de production renouvelable pour leurs clients (Jaccard, 2005). Cette contrainte est définie par le régulateur sous la forme d'un quota pour une période donnée. A la fin de la période, les fournisseurs transmettent les certificats qu'ils ont acheté au régulateur qui va ensuite les transférer aux producteurs renouvelables pour la période suivante. Si un fournisseur ne possède pas les quantités de quotas demandées à la fin de la période, il recevra une pénalité supérieure au prix du certificat².

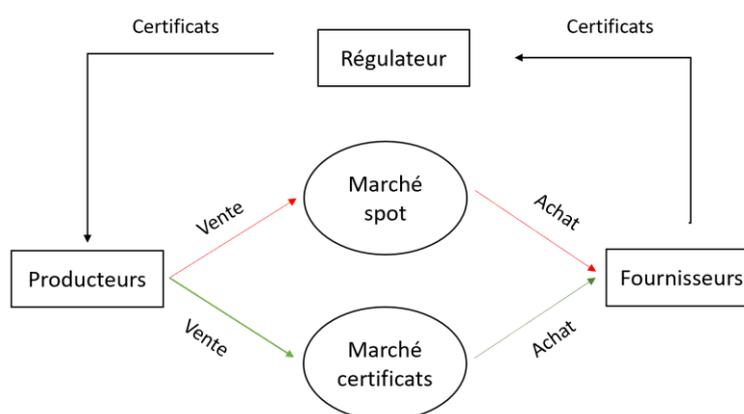


Figure 1-1 : Fonctionnement du marché de certificats verts

Supposons que le quota de certificats verts que les fournisseurs doivent présenter au régulateur est égal à GC^* . Si le fournisseur i déteint des certificats tels que $GC_i < CG^*$ alors il est doit acheter des certificats verts au prix p^{GC} . Si un autre fournisseur est dans la situation inverse telle que $GC_i > GC^*$,

¹ En Flandres, un certificat vert correspond à une production renouvelable d'1 MWh

² Dans le cas de la Flandres, les ressources issues des pénalités sont utilisées comme subventions aux producteurs renouvelables.

alors il peut vendre ces quotas en excédent à un autre fournisseur (si on suppose que les fournisseurs n'ont pas la possibilité de garder des certificats pour la période suivante). Il y a ainsi création d'un marché qui permet de faire émerger un prix du kilowattheure (kWh) d'électricité renouvelable. Le but à terme est d'augmenter le niveau d'obligation et donc, d'augmenter la concurrence entre les fournisseurs pour obtenir ces certificats. Une concurrence accrue fait tendre le prix du certificat à la hausse ce qui incite les acteurs à l'investissement dans des capacités de production renouvelables (Mir-Artigues and del Río, 2016). Les recettes pour les producteurs PV pour une période donnée peuvent être formalisées comme suit :

$$R = (q^{PV} \cdot p^{ws}) + (GC \cdot p^{GC}) - (\Delta GC \cdot p^{lty}) \quad (1.1)$$

Avec :

- $\Delta GC = GC^* - GC$ avec $\Delta GC \geq 0$
- q^{PV} la quantité produite
- p^{ws} le prix sur le marché spot
- p^{lty} la pénalité

Ce système a d'abord été implanté dans l'état de l'Iowa en 1983 et s'est développé à la fin des années 1990 et début 2000 en Italie, au Royaume-Uni, en Suède et en Belgique (Jaccard, 2005; Jacobsson et al., 2009). En 2015, 3,9% des capacités PV cumulées ont bénéficié de ce mécanisme (IEA PVPS, 2016a). Le principal avantage de ce système est la possibilité de fixer la capacité de production renouvelable à atteindre. En revanche, les pouvoirs publics ne connaissent pas les coûts ex ante de la politique puisque le prix émergera suite à la mise en place du marché de certificats. Pour corriger cet effet, le régulateur peut décider de retirer ou d'ajouter des certificats en circulation à la période suivante.

1.2. Appels d'offres avec enchères

Le système d'appel d'offres avec enchères est également un mécanisme permettant de contrôler le développement des capacités PV. Pour cela, les pouvoirs publics fixent un objectif de puissance d'électricité renouvelable à atteindre. Ensuite, ils déterminent les acteurs éligibles à l'appel d'offres, ainsi que les modalités pour y répondre et la méthode de fixation du prix garanti. Puis, les acteurs qui participent à l'enchère fournissent une offre pour une certaine capacité avec un prix par unité de production PV³. Une fois que l'échéance de dépôts des dossiers est terminée, les pouvoirs publics classent par ordre croissant les offres en fonction du prix proposé jusqu'à que la puissance totale souhaitée ait été atteinte. Enfin, des règles sont établies pour assurer la mise en œuvre des projets. Le but de ce mécanisme est de sélectionner les producteurs dont le coût de production est le plus faible. L'élément essentiel dans le design de l'enchère est la méthode pour allouer le prix perçu par les vainqueurs de l'enchère (IRENA and CEM, 2015).

a) Les enchères du type *pay-as-bid*

Dans une enchère du type *pay-as-bid*, les producteurs reçoivent un prix garanti égal au prix qu'ils ont proposé dans leurs offres. Ce système incite les producteurs à proposer des prix plus élevés que le coût de production en raison du principe de la malédiction du vainqueur (Capen et al., 71). Il s'agit d'une situation dans laquelle le vainqueur de l'enchère propose et reçoit un prix nettement inférieur aux autres offreurs. Si tous les agents anticipent cette situation, ils vont revoir leurs prix à la hausse pour obtenir un gain supérieur mais en augmentant la probabilité de n'être pas retenu. Cette situation est

³ D'autres éléments peuvent être demandés dans l'appel d'offres comme le type de financement (privé, participatif...).

inefficace car les participants transmettent des coûts de production différents de la réalité et donc, il y a une asymétrie d'information. Pour éviter ce problème, les pouvoirs publics peuvent opter pour l'enchère à « prix-limite ».

b) Les enchères à « prix-limite » ou tarification marginale

Dans ce système, les producteurs retenus reçoivent le même prix. Ce prix est déterminé par la dernière offre retenue, ou en d'autres termes, l'offre marginale. Les pouvoirs publics se réservent le droit de ne pas retenir toutes les offres si les prix proposés sont excessifs au regard des coûts engendrés (Percebois, 2014). Etant donné que les producteurs reçoivent le même prix, ils ont intérêt à proposer un prix qui reflète leurs coûts de production. Pour illustrer ce propos, prenons l'exemple suivant : un appel d'offres avec enchères pour une capacité de 100 MW et le prix de la dernière offre retenue est de 35€/MWh. Les producteurs ont intérêt à proposer un prix révélant leurs coûts de production car s'ils sont retenus, ils captent une rente égale à l'écart entre la droite rouge et la bleue (Figure 1-2). Ceci permet aux pouvoirs publics d'avoir une information sur les coûts de production des différents producteurs mais ils bénéficient d'une rente différentielle. Ce type d'enchère entraîne donc un surcoût de financement lié, d'une part, à la différence entre le coût de production des offres retenues et le prix spot de l'électricité et, d'autres parts, à la rente perçue par les producteurs (Percebois, 2014).

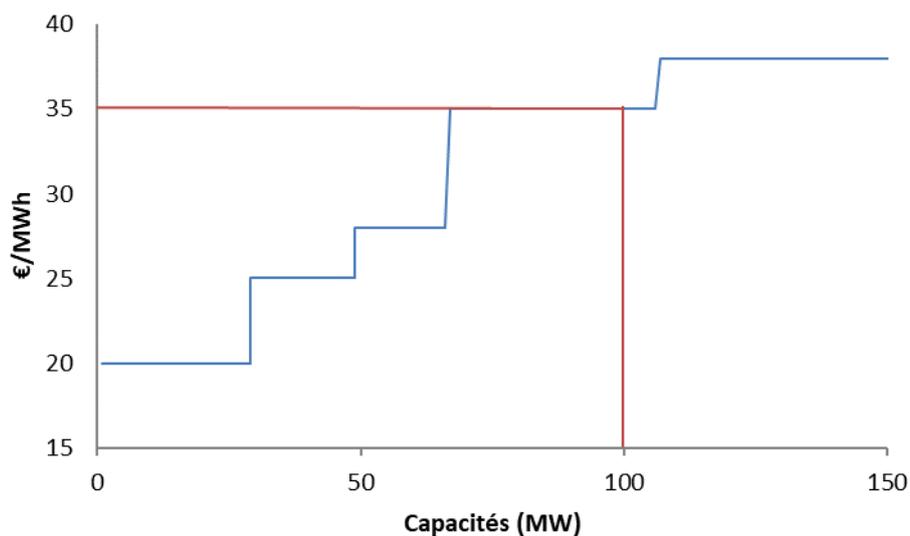


Figure 1-2: Formation du prix perçu par les producteurs pour une enchère de type "prix-limite"

Les appels d'offres avec enchères sont avant tout destinés aux installations de grandes capacités. En effet, les coûts de transaction liés aux procédures administratives sont élevés pour les petits producteurs. La Commission Européenne propose d'utiliser ce mécanisme pour les installations supérieures à 1 MW (Commission Européenne, 2014). En 2015, ce mécanisme a été mis en place par 60 pays pour soutenir le développement des énergies renouvelables (IEA PVPS, 2016b) et 32% des centrales au sol ont été installées grâce à ce système en 2018 (IEA PVPS, 2019a).

1.3. Tarif d'achat ou Feed-in tariffs

Le mécanisme de Feed-in tariff (FIT) garantit, sur une période donnée, un prix préférentiel pour chaque kWh injecté dans le réseau. Le revenu pour les producteurs (R_t) ne dépend pas du prix sur le marché de gros ou du prix de détail. Il dépend uniquement de la production (q_t^{PV}) et du tarif d'achat (p^{FIT}) :

$$R_t = \sum_{t=1}^T q_t^{PV} \cdot p^{FIT} \quad (1.2)$$

Ce mécanisme présente deux principaux avantages. Premièrement, il fournit une très bonne visibilité des revenus futurs pour les investisseurs. De ce fait, les banques accordent des prêts aisément avec des taux d'intérêt bas (Lüthi, 2010; Polo and Haas, 2014). Deuxièmement, c'est un instrument facile à mettre en œuvre. La difficulté d'un tel mécanisme réside dans la fixation du niveau du tarif d'achat afin d'éviter, d'une part, des dépenses publiques excessives dans le cas de FIT trop élevés et, d'autre part, un faible investissement lié à des FIT trop bas. Il existe trois principales méthodes pour calculer le montant du tarif d'achat (Couture et al., 2010; Klein et al., 2008; Verbruggen, 2004). La première méthode, qui est la plus utilisée, est basée sur les coûts de production. La deuxième approche considère, en plus des coûts de production, les bénéfices apportés à la société par la production PV. Ces bénéfices incluent les émissions de gaz à effet de serre évitées, la baisse des pertes d'acheminement et la sécurité d'approvisionnement (NREL, 2015). La troisième méthode est celle des enchères (cf. Section 1.2). Une autre difficulté concerne le choix entre la fixation d'un prix unique sur tout le territoire ou selon l'ensoleillement. Dans le premier cas, il y a un risque de concentration des centrales PV dans les zones les plus ensoleillées ce qui peut engendrer des dommages environnementaux. Dans le deuxième cas, on favorise l'implantation de centrales dans des zones non optimales (Mir-Artigues and del Río, 2016).

Le niveau des FIT pour les nouvelles installations doit également varier dans le temps pour prendre en compte l'évolution des coûts de production. Différentes méthodes ont été appliquées à ce propos (COUTURE *et al.*, 2010). Une première méthode consiste à indexer les tarifs selon une variable de référence comme l'évolution du prix de détail mais cette variable peut être imprédictible. Une deuxième méthode possible consiste à déterminer une évolution prévisible des FIT qu'elle soit constante ou non (en fonction d'un taux de pourcentage par exemple). Une autre possibilité est de mettre en place une dégressivité des tarifs en fonction de l'atteinte d'objectifs fixés en matière de capacités PV installées. Dans le dernier cas, les tarifs diminuent plus rapidement si les objectifs sont atteints et inversement. Pour résumer, l'évolution des FIT (Δp^{FIT}) varie selon deux paramètres :

$$\Delta p^{FIT} = (1 - \varepsilon) - \gamma \quad (1.3)$$

- Un paramètre ε correspondant à la révision du montant des FIT à chaque période. Ce terme peut être constant ou dépendre de la variable de référence (prix de détail...).
- Un paramètre γ qui s'applique en fonction des capacités installées durant une période *ex ante* et de l'objectif fixé par les pouvoirs publics. Si l'objectif n'est pas atteint, γ sera nul ou négatif et inversement si les capacités installées dépassent l'objectif.

La méthode et l'évolution des FIT sont des déterminants cruciaux pour le développement des capacités installées (Avril et al., 2012; Leepa and Unfried, 2013; Lüthi, 2010; Polo and Haas, 2014). En effet, des révisions fréquentes des tarifs peuvent entraîner de l'incertitude pour les investisseurs puisqu'ils n'ont pas une vision précise de leurs revenus (Kreycik et al., 2011). De ce fait, contrairement aux mécanismes dit de quantité, il est difficile d'anticiper l'évolution des capacités PV. Néanmoins, la mise en place d'un plafond au-delà duquel les subventions sont réduites voire supprimées, permet de contrôler l'évolution des capacités installées et cela tend vers un déploiement plus efficient de la technologie (Mir-Artigues and del Río, 2016). En outre, appliquer une dégressivité flexible pour les FIT permet de

contrôler les coûts de la politique. Il y a donc un compromis à faire entre la vitesse de déploiement des capacités installées et l'évolution des coûts de la politique de soutien.

La technologie PV a été majoritairement développée par les FIT. Historiquement, ils sont à l'origine de 67,2% des capacités PV installées cumulées depuis 2018 (IEA PVPS, 2019a). Ce système a été appliqué pour la première fois en 1991 en Allemagne. Ce dispositif est notamment efficace lorsque la filière n'est pas assez mature mais c'est de moins en moins le cas actuellement. Un autre mécanisme est désormais majoritairement appliqué pour les grandes capacités, celui des Feed-in Premium.

1.4. Feed-in Premium (FIP)

Dans ce système, les producteurs renouvelables vendent leur production sur le marché de gros mais ils reçoivent une prime complémentaire. Il existe deux méthodes pour déterminer le niveau de la prime. Elle peut être fixe de telle manière à garantir un revenu supplémentaire constant (Figure 1-3). Les revenus du producteur sont égaux à :

$$R_t = \sum_{t=1}^T q_t^{PV} (p_t^{ws} + p^{FIP}) \quad (1.4)$$

Où p^{FIP} représente la prime.

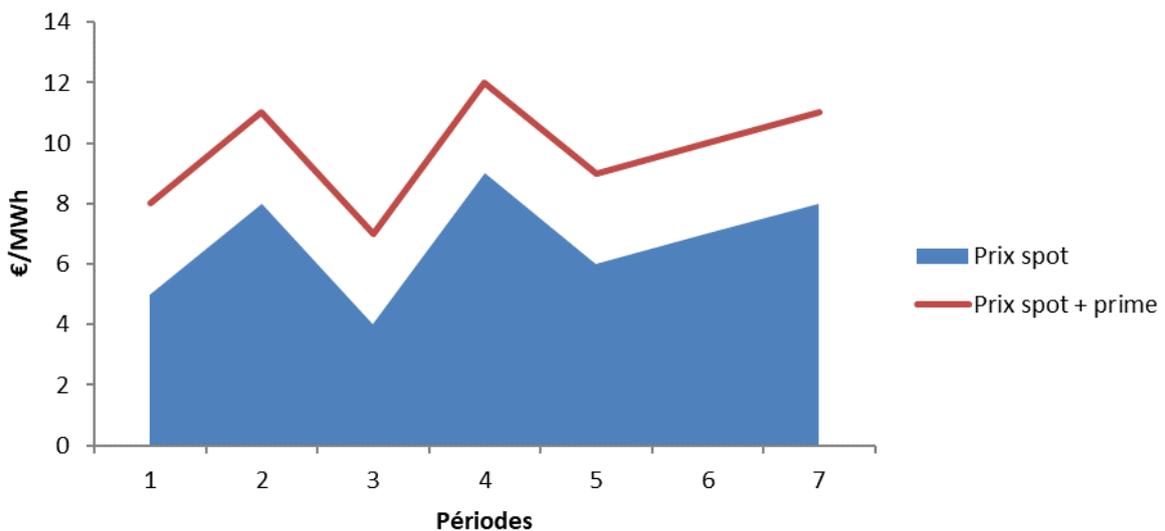


Figure 1-3 : Prix perçu par un producteur avec une prime fixe

Ce mécanisme permet d'intégrer les producteurs renouvelables au marché spot tout en bénéficiant d'un revenu supplémentaire. Les incertitudes concernant l'évolution des revenus peuvent entraîner une hausse des taux d'intérêts ce qui tend à augmenter le coût marginal de la production renouvelable (Couture et al., 2010). Pour remédier à ce problème, une deuxième méthode consiste à faire varier la prime à la hausse lorsque le prix spot baisse et inversement. Pour appliquer cette méthode, les pouvoirs publics peuvent décider de fixer un prix plafond et plancher. En 2007, le gouvernement espagnol a mis en place une prime égale à 30€/MWh (uniquement pour l'énergie éolien). Cette prime variait si le prix perçu par le producteur ($p^{FIP} + p^{ws}$) dépassait le plafond de 87,79€/MWh ou franchissait le plancher fixé à 73,66€/MWh. Dans ce schéma, le tarif préférentiel dépend de quatre situations (Figure 1-4) :

- Si $p^{FIP} + p^{ws} < 73,66$ alors : $p^{FIP} = 73,66 - p^{ws}$. Le producteur percevra un tarif total égal à 73,66€/MWh (périodes 1 à 2). La prime augmente à mesure que le prix spot diminue.
- Si $73,66 < p^{FIP} + p^{ws} < 87,79$ alors : $p^{FIP} = 30$ (périodes 3 à 5).
- Si $p^{FIP} + p^{ws} > 87,79$ alors : $p^{FIP} = 87,79 - p^{ws}$. La prime diminue à mesure que le prix spot augmente (périodes 6 à 11).
- Si $p^{ws} > 87,79$ alors : $p^{FIP} = 0$. Dans ce cas, la prime est nulle et le producteur reçoit que le prix spot (périodes 12 à 14).

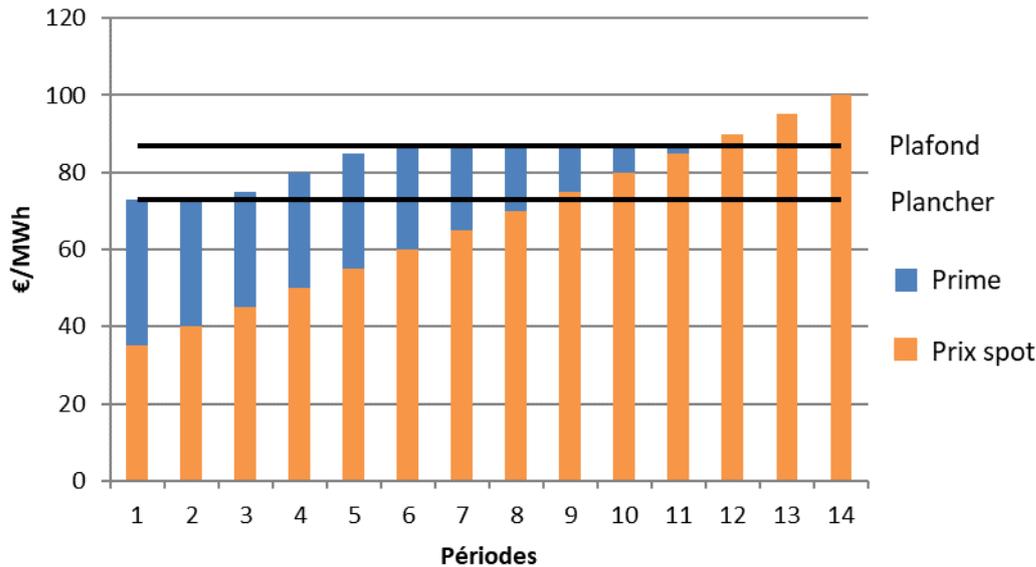


Figure 1-4 : Prix obtenu par le producteur éolien en fonction du prix spot (adapté de COUTURE *et al.*, 2010)

Une alternative possible à la méthode présentée ci-dessus consiste à fixer un corridor autour du tarif total perçu par le producteur. En gardant l'exemple présent sur la Figure 1-4, cela signifie que le producteur ne peut pas recevoir un prix supérieur au plafond comme c'est le cas pour les périodes 12 à 14. Ce système a été mis en place entre 2003 et 2004 au Danemark pour la production éolienne (Couture et al., 2010).

Les mécanismes de FIT et de FIP sont basés uniquement sur la production d'électricité. Ils concernent donc tous les types d'installations. Il existe deux systèmes qui prennent également en considération la consommation sur le site bénéficiant donc à des installations résidentielles, commerciales, industrielles ou agricoles.

1.5. Net Metering et Net-Billing

Selon la Direction Générale de l'Énergie et du Climat, le mécanisme de Net Metering « consiste à déduire la quantité d'électricité injectée sur le réseau de la quantité soutirée du réseau pour la consommation » (DGEC, 2014). Le réseau sert de back up lorsque l'installation PV ne permet pas de satisfaire la consommation du site. Le mécanisme de net-metering et de net-billing suivent la même logique à une différence près. Dans le système de net metering, il y a un seul compteur bidirectionnel mesurant l'énergie importée du réseau moins l'énergie exportée. On dit que l'installation est « behind-the meter ». Le compteur tourne à l'envers lorsque le volume de la production est supérieur à la

consommation à un instant t et ralentit lorsque le volume de la consommation est supérieur à la production. Bien entendu, le compteur tourne à « l'endroit » si la production PV est nulle. Sur une période de facturation donnée, différents cas existent si la production totale est supérieure à la consommation totale. L'autoprodacteur peut ne recevoir aucune rémunération. Dans ce cas, il n'est pas incité à dimensionner son installation de telle sorte que la production totale soit supérieure à la consommation totale. Il peut recevoir un paiement égal au prix de détail pour tous les kWh injectés dans le réseau. Il peut également recevoir des crédits qu'il peut utiliser lors de la prochaine période de facturation.

Dans le système de net billing, il y a deux compteurs (ou un seul mais avec deux dispositifs de mesure indépendant) qui mesurent l'énergie importée et exportée séparément. La compensation ne se fait plus en termes d'énergie mais en termes monétaires car on considère que l'électricité injectée et soutirée n'ont pas la même valeur (Mir-Artigues, 2013). Les recettes d'un autoprodacteur dépendent de la production autoconsommée (q^{AC}) valorisée au prix de détail (p^{RR}) et de la production excédentaire (q^{ex}) valorisée au prix p^{ex} :

$$R = (p^{RR} \cdot q^{AC}) + (p^{ex} \cdot q^{ex}) \quad (1.5)$$

Avec :

- $p^{ex} < p^{RR}$
- $q^{ex} = q^{PV} - q^{AC}$
- q^{PV} : production totale

Ces mécanismes de soutien ont été mis en place aux Etats-Unis dans les années 1980 et 1% des capacités PV cumulées en 2015 dans le monde ont été installées grâce à cet instrument (IEA PVPS, 2016a). Cela est peu mais seules les installations résidentielles et commerciales sont concernées par ces mécanismes. Ces systèmes sont différents des mécanismes de FIT et de FIP au sens où on ne considère pas uniquement la production PV mais également les économies de factures.

Conclusion

Parmi les politiques de soutien à la filière photovoltaïque, il y a des mécanismes basés sur les prix et sur les quantités. On a vu que les mécanismes basés sur les prix permettent de déterminer les prix ex ante mais il est difficile d'estimer l'évolution des capacités installées et inversement pour les mécanismes basés sur les capacités. Dans les deux cas, on peut effectuer des ajustements pour contrôler le développement des capacités PV. L'arbitrage entre les différents mécanismes dépend des choix politiques entre l'atteinte d'un objectif donné et la maîtrise des coûts de soutien. D'un point de vue économique, si les coûts marginaux des producteurs sont caractérisés par une pente plate, le mécanisme avec une approche basée sur les quantités est préférable et inversement (Menanteau et al., 2003). Globalement, les mécanismes de subvention ont permis un essor considérable des capacités photovoltaïques cumulées; de quelques GW en 2000 à environ 230 GW en 2015 dans le monde (Solar Power Europe, 2016). Une telle évolution a entraîné une baisse des coûts des modules photovoltaïques de 99% par rapport à 1976 et de 80% par rapport à 2008. A chaque fois qu'il y a un doublement des capacités installées, le prix des modules diminue de 24,3% selon Bloomberg New Energy Finance (2016). La baisse est telle que la production photovoltaïque est actuellement compétitive dans certains pays par rapport au coût d'approvisionnement.

2. Autoconsommation et compétitivité de la production photovoltaïque

2.1. Parité réseau

Au niveau mondial, les capacités PV ont cru de manière exponentielle à partir de 2007 (Figure 1-5). Cette évolution a engendré une baisse très importante du prix des modules PV, de l'ordre de 2% par an entre 1988 et 2008 (Figure 1-6). A partir de 2009, on observe une chute nette des prix correspondant à la hausse des capacités installées au niveau mondial. En Chine et aux Etats-Unis, le prix est actuellement en dessous de 1\$/Watt et aux alentours d'1\$/Watt en Europe (Mir-Artigues and del Río, 2016). La baisse des coûts de production PV a été telle que certains pays ont atteint la parité réseau à partir des années 2010. La parité réseau correspond à la situation dans laquelle le coût de production PV est égal au coût d'achat de l'électricité auprès d'un fournisseur. Dans ce cas de figure, l'individu est indifférent entre installer des panneaux PV pour consommer toute sa production ou acheter la totalité de sa consommation auprès d'un fournisseur. La notion de parité réseau a été largement développée pour l'industrie PV pour déterminer la rentabilité de cette filière (Munoz et al., 2014b).

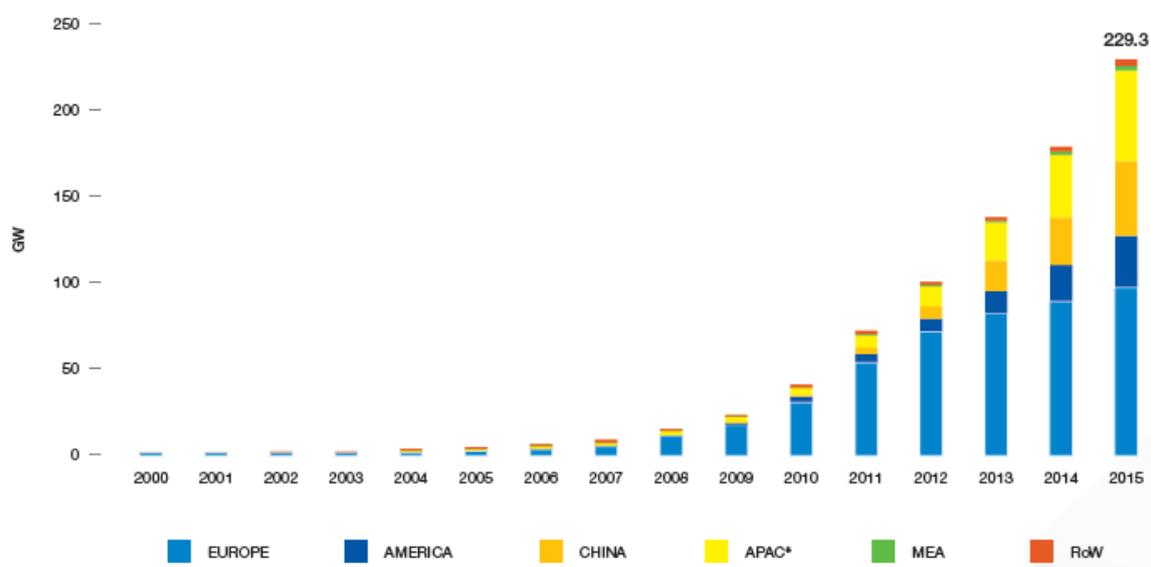


Figure 1-5: Evolution des capacités installées dans le monde (IEA PVPS, 2016b)

Certains pays ont atteint la parité réseau mais l'autoconsommation représente actuellement une part négligeable de la production d'électricité (Figure 1-7). De plus, les coûts de production sont encore loin d'atteindre la « parité marché » laquelle supposerait un coût du kWh proche du prix spot moyen. Seul 1,3% du marché PV mondial s'est développé sans subvention en 2015 (Solar Power Europe, 2016). L'évolution des capacités PV est encore largement dépendante des politiques publiques (IEA PVPS, 2016a).

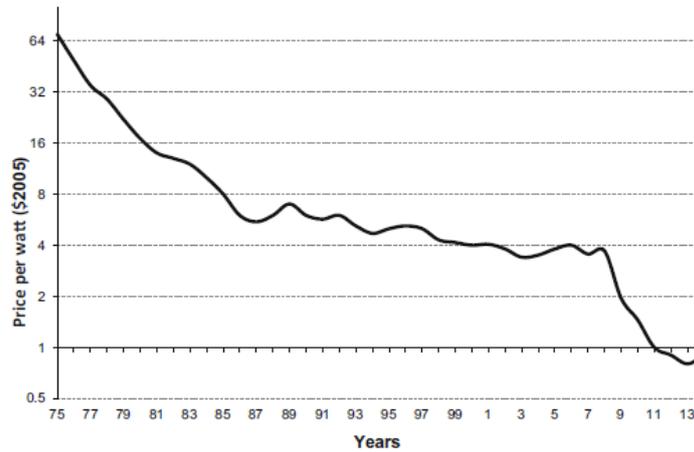


Figure 1-6 : Evolution des prix des modules de 1975 à 2015 exprimé en dollar constant par rapport à 2005⁴ (Mir-Artigues and del Río, 2016)

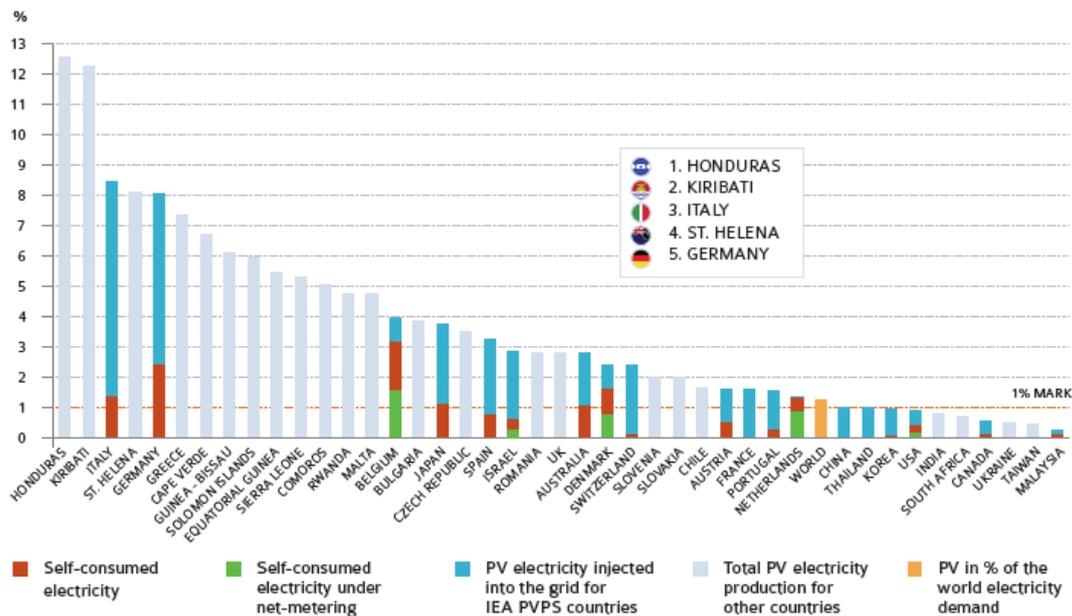


Figure 1-7: Part de la production et de l'autoconsommation PV dans la demande finale d'électricité en 2015 (Solar Power Europe, 2016)

La parité réseau dépend de deux variables : le « Levelized Cost of Electricity » (LCOE) et le prix de l'électricité. Le LCOE est le coût complet de production de l'électricité correspondant au « ratio de l'ensemble des coûts actualisés de l'installation de production (lors de l'investissement et en opération), divisé par l'ensemble de la valeur de l'énergie produite lors de sa durée de vie, actualisée au même taux » (ADEME, 2015, p.87) :

⁴ Avant les années 1970, les panneaux photovoltaïques étaient utilisés essentiellement dans l'industrie spatiale nécessitant du silicium très pur et un design adapté à l'industrie. Lorsque cette technologie a été utilisée à des fins commerciales, le silicium employé était moins pur avec un design moins performant. Ces deux facteurs ont fait tendre le prix à la baisse (Mir-Artigues and del Río, 2016).

$$LCOE_{PV} = \frac{I^{PV} + \sum_{n=1}^N \frac{CV_n}{(1+d)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{q_n^{PV}}{(1+d)^n}} \quad (1.6)$$

Avec :

- I^{PV} : l'investissement PV
- CV_n : les coûts variables
- d : taux d'actualisation
- q_n^{PV} : la production PV
- n : année

Les coûts de la technologie PV peuvent être regroupés en quatre catégories. Il y a d'abord les modules PV qui convertissent le rayonnement solaire en courant continu et la structure porteuse ou de fixation. Il y a également les coûts des composants électroniques (onduleur, compteur...). A cela s'ajoute les dépenses d'installation (main d'œuvre). Enfin, il faut ajouter les coûts de raccordement des panneaux photovoltaïques au réseau. La production est égale au produit de la capacité nominale de l'installation photovoltaïque (PV) par le facteur de charge (FC) :

$$q^{PV} = PV \cdot FC \quad (1.7)$$

Le facteur de charge est le rapport entre l'énergie produite sur une période donnée par rapport à l'énergie qu'elle aurait produite si la centrale de production avait produit l'équivalent de sa puissance nominale. Pour la technologie PV, le facteur de charge dépend uniquement du taux d'ensoleillement, c'est-à-dire, du nombre d'heures d'ensoleillement par rapport à une période donnée. En France, le facteur de charge moyen est de 13% (RTE, 2017a).

2.2. Définition de l'autoconsommation

L'autoconsommation correspond à une situation où le producteur, dit autoproducteur ou autoconsommateur, consomme tout ou une partie de sa production (Figure 1-8). Certains pays étendent la définition en intégrant l'autoconsommation collective où la production est consommée par différents points de livraison. Pour spécifier les termes mentionnés, nous utiliserons le terme autoconsommateur pour désigner un agent qui possède une installation PV et réduit sa facture d'électricité en autoconsommant une partie de sa production. Un autoproducteur est un agent qui lui aussi possède une installation PV proche de son lieu de consommation mais la production n'est pas destinée à diminuer sa facture ou n'est pas autoconsommée physiquement. C'est le cas pour les schémas de type FIT garanti sur la totalité de la production ou net-metering avec une durée de compensation longue.

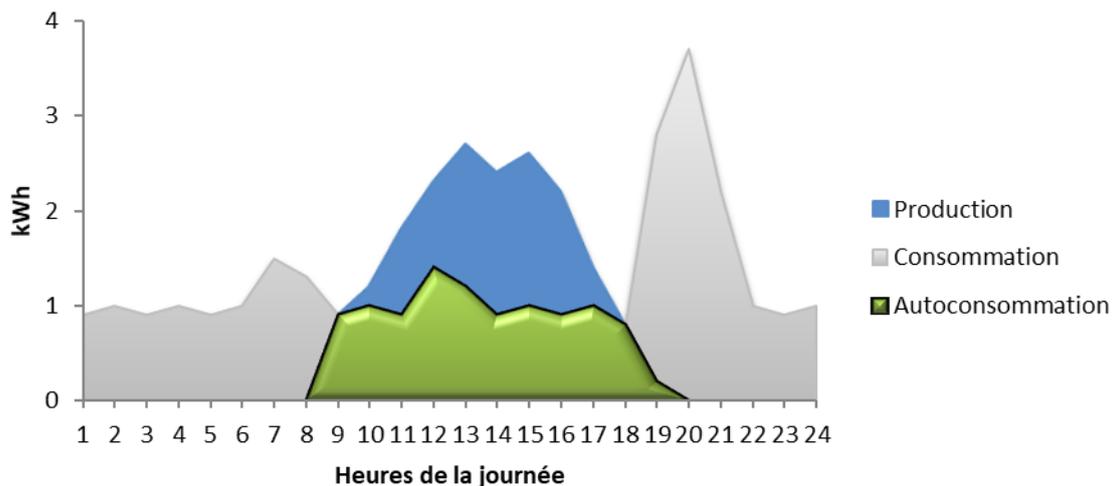


Figure 1-8: Profil de consommation et de production d'un ménage

Il y a deux possibilités pour calculer le volume d'autoconsommation (q^{AC}) d'un site (Luthander et al., 2015). On peut le calculer avec le taux d'autoconsommation (α) qui correspond à la part de la production d'électricité qui est consommée sur le site où elle est produite (surface verte / surface bleue) :

$$q^{AC} = \alpha \cdot q^{PV} \quad (1.8)$$

A cela s'ajoute la notion de taux d'autoconsommation spontané pour lequel il n'y a pas de modification de comportement de consommation après l'installation des panneaux photovoltaïques. En effet, une fois l'installation effectuée, les autoconsommateurs sont incités à modifier leur profil de consommation pour le faire correspondre avec leur profil de production.

Le taux d'autoproduction (β) est une autre méthode de calcul qui correspond à la part de la consommation d'électricité qui n'est pas soutirée du réseau et produite sur le site de consommation (surface verte / surface grise) :

$$q^{AC} = \beta \cdot L \quad (1.9)$$

Les deux notions sont différentes car maximiser le taux d'autoconsommation se traduit par une diminution des injections dans le réseau en sous-dimensionnant l'installation PV (afin de diminuer la production) ou en déplaçant la consommation d'électricité pendant la période de production. En ce sens, maximiser le taux d'autoconsommation n'incite pas tant à diminuer la consommation totale d'énergie mais à la déplacer pendant les périodes de production. A l'inverse, maximiser le taux d'autoproduction peut se traduire par une diminution de la consommation totale. Les deux notions traduisent des relations inverses où le taux d'autoconsommation diminue à mesure que la puissance de l'installation est plus élevée (pour un volume de consommation inchangée) alors que le taux d'autoproduction augmente (Figure 1-9). Le taux de couverture quant à lui, mesure le volume d'électricité consommée par rapport à la production du site.

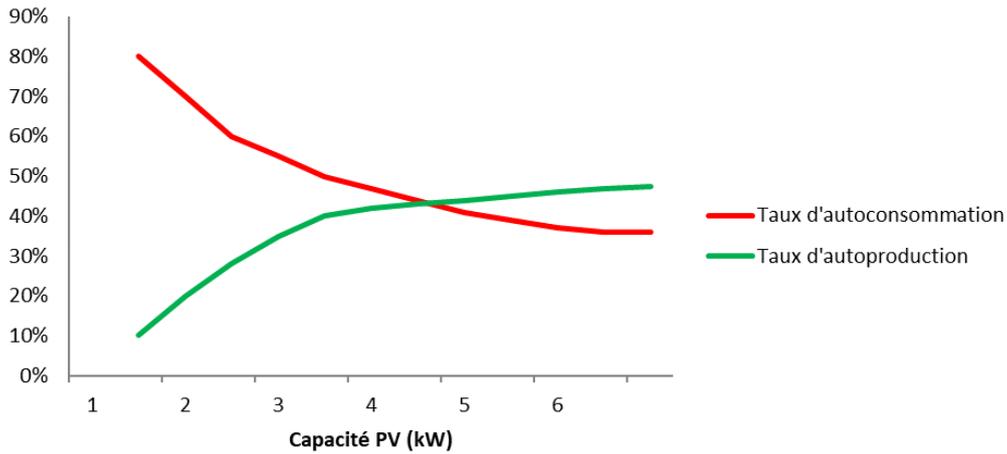


Figure 1-9: Evolution du taux d'autoconsommation et du taux d'autoproduction en fonction de la capacité PV (consommation identique)

La rentabilité d'une installation sous autoconsommation dépend de plusieurs facteurs. En premier lieu, il y a le niveau et la structure du prix de détail. Celles-ci peuvent être décomposée en 3 composantes : la part énergie correspondant au coût d'approvisionnement rémunérant les fournisseurs, la part réseau correspondant au coût d'acheminement due aux gestionnaires de réseau d'électricité (GRE) et les taxes. La structure du tarif de réseau influe sur le niveau des recettes puisqu'il y a une partie variable qui dépend de la consommation et une partie fixe liée à la puissance souscrite (ou à la pointe de consommation), aux frais de gestion et de comptage. La rentabilité d'une installation en autoconsommation dépend de 3 termes. Le premier est lié aux économies de facture correspondant à la production autoconsommée (q_t^{AC}) multipliée par la part variable du tarif de détail (p_t^{VR}). Le deuxième terme est lié à la baisse de la consommation de pointe ($\Delta \bar{L}$) multipliée par la composante tarifaire de pointe (p^{pt}). Le dernier terme représente les recettes issues de la vente du surplus de production (q_t^{ex}) au prix p_t^{ex} :

$$R = \sum_{t=1}^T (p_t^{VR} \cdot q_t^{AC}) + (p^{pt} \cdot \Delta \bar{L}) + (p_t^{ex} \cdot q_t^{ex}) \quad (1.10)$$

Le tarif p_t^{ex} sera nommé tarif à l'injection dans la suite de la thèse. Nous utiliserons le terme Feed-in tariffs (FIT) lorsque ce tarif sera garanti par un mécanisme de soutien. La valorisation du surplus injecté dans le réseau est déterminante pour les installations domestiques puisque les taux d'autoconsommation, en l'absence de batteries, y sont assez faibles (Lang et al., 2016). En France, des données provenant de compteurs Linky installés dans l'ouest lyonnais chez 107 ménages particuliers disposant d'une installation PV sur toiture ont permis d'analyser leurs courbes de charge pendant 1 an avec des données relevées au pas de temps de 10 minutes (PV-Net, 2016). Les taux d'autoconsommation spontanés sont de 45% pour un ménage⁵ avec un tarif constant toute l'année et de 48% pour un ménage⁶ avec un tarif heures pleines, heures creuses. Il s'agit bien entendu d'un taux moyen sur l'année qui est différent d'une saison à l'autre. En Europe, le taux d'autoconsommation moyen spontané généralement observé est de 30% dans le secteur résidentiel (Jäger-Waldau, 2013). En revanche, il est très difficile de comparer les taux d'autoconsommation tant les situations sont

⁵ La consommation et la production annuelles moyennes sont respectivement de 4 260 kWh et 2 515 kWh.

⁶ La consommation et la production annuelles moyennes sont respectivement de 13 365 kWh et 2 980 kWh.

différentes : ensoleillement, profil de consommation, part du chauffage électrique, développement de la climatisation, types d'appareils, taille des ménages, taille des installations etc. (Luthander et al., 2015). Néanmoins, les taux d'autoconsommation moyens spontanés ne dépassent pas 50% sauf en Suède (Thygesen and Karlsson, 2014; Widén, 2014).

Plusieurs possibilités s'offrent aux ménages pour augmenter le taux d'autoconsommation telles que l'inclinaison et le dimensionnement des panneaux photovoltaïques. Une fois les panneaux installés, il y a deux principales méthodes pour augmenter le taux d'autoconsommation. La première appelée *demand side management* (DSM) consiste à déplacer les consommations d'électricité pendant les heures de production PV soit par l'action humaine ou grâce à des appareils intelligents. En France, le décalage de la consommation électrique nocturne par la mise en service d'un ballon d'eau chaude, peut accroître le taux d'autoconsommation de 34% en moyenne d'avril à octobre et de 13% le reste du temps (PV-NET, 2016). Le stockage est une deuxième méthode en stockant le surplus de production la journée pour la consommer le soir. Différentes études menées en Europe sur des programmes pilotes ou sur des données réelles ont montré que la gestion de la consommation permettait d'augmenter le taux d'autoconsommation de 2 à 15 points de pourcentage et de 10 à 24 points de pourcentage pour une batterie (Luthander et al., 2015).

Dans le secteur tertiaire et industriel, il y a une bonne synchronisation des profils de consommation et de production PV (DGEC, 2014). En effet, la consommation coïncide généralement avec les heures de production et le taux de pénétration de l'énergie solaire est assez faible puisqu'en général, la surface du toit n'est pas assez grande pour installer de grandes capacités de production (Ong et al., 2012). En Italie, la moyenne des taux d'autoconsommation observés est de 48% dans le tertiaire, de 58% dans l'industrie et de 42% dans l'agriculture (GSE, 2015). Cela paraît faible mais lorsque les entreprises sont incitées à maximiser le taux d'autoconsommation, il peut être très élevé comme le montre le résultat des appels d'offres lancé en France pour les installations PV en autoconsommation. Les entreprises ou les bâtiments publics retenus affichent des taux d'autoconsommation de 97% en moyenne⁷.

2.3. Déterminants du développement de l'autoconsommation

La décision d'investissement dépend de nombreux facteurs sur lesquels les pouvoirs publics ont un moyen d'action. Tout d'abord, il y a le coût initial de l'installation qui dissuade les ménages les plus modestes à investir même si l'investissement est rentable sur le long terme (Bondio et al., 2018). La charge de financement peut être allégée grâce à des taux d'emprunt faibles ou des crédits d'impôts. Puis, le niveau des tarifs d'électricité influe sur la décision d'investissement car des tarifs trop élevés dans le temps suscitent l'envie de diminuer sa facture d'électricité. Le prix peut être directement influencé par les pouvoirs publics en fixant le niveau des taxes. Un élément décisif dans le développement de l'autoconsommation est la structure tarifaire des réseaux partagée pour une large part entre une composante fixe et une composante variable. Plus la part variable sera élevée, plus il sera intéressant d'autoconsommer.

Parallèlement à cela, certains déterminants non économiques relatifs aux comportements sont à prendre en compte pour expliquer l'adoption de l'autoconsommation. Ils sont liés aux valeurs environnementales, au besoin de contrôler les usages énergétiques, l'autosuffisance, la sécurité et la

⁷<https://www.actu-environnement.com/ae/news/appel-offres-autoconsommation-soixante-deux-laureats-retenus-33217.php4>

fiabilité (essentiellement pour les pays en voie de développement), le prestige par la perception d'être en avance technologique par rapport aux autres consommateurs ou simplement l'intérêt pour les nouvelles technologies (Boughen et al., 2013; Bremdal, 2011; Farhar and Buhrmann, 1998). A l'inverse, le manque de connaissance, de confiance et des performances économiques entrave l'adoption de cette technologie. Certaines spécificités nationales et géographiques impactent le développement de l'autoconsommation comme le taux de propriétaires et la densité de population (Schaffer and Brun, 2015). Néanmoins, les profils socio-économiques des autoconsommateurs sont hétérogènes et il n'y a pas de différence significative avec les non autoconsommateurs (Klingler and Schuhmacher, 2018). Il n'y aurait pas non plus de différence en termes de comportement de consommation. Par contre, les autoconsommateurs sont caractérisés par un taux d'équipement plus efficaces en énergie (Oberst et al., 2019). Certains auteurs (Klingler, 2017) ont montré que les autoconsommateurs étaient caractérisés par une consommation annuelle élevée comparée au reste des ménages mais cela n'a pas été validé par OBERST *et al.* (2019).

3. Revue des différentes politiques d'autoconsommation mises en place en Europe

Historiquement, la production PV n'était pas compétitive par rapport aux sources conventionnelles de production. Les différentes politiques de diffusion ont permis un développement sans précédent de la filière PV, si bien que l'autoconsommation s'est développée dans certains pays. Afin d'identifier les enjeux concernant les modes de soutien à la production PV et au développement de l'autoconsommation, nous allons étudier le retour d'expérience des pays qui l'ont soutenue. Les pays étudiés sont ceux pour lesquels, il y a une incitation à autoconsommer dans le sens où, pour un individu rationnel, il choisira de maximiser son taux d'autoconsommation. Le système de net-metering avec une durée de compensation longue (supérieure à 1 jour) ne sera donc pas étudié. Les pays retenus sont, l'Allemagne, le Royaume-Uni, le Danemark, l'Espagne et la France.

3.1. Allemagne

Le 1^{er} janvier 1991, l'Allemagne vota une loi « Electricity Feed-In Law » qui promut le développement des énergies renouvelables à travers un mécanisme de FIT. Ce système était peu incitatif pour la technologie PV car le niveau des FIT était le même pour chaque technologie alors que les coûts de production PV étaient plus élevés (Gründinger, 2017). Pour accélérer le développement des EnR et notamment la production PV, le gouvernement vota une nouvelle législation « Renewable Energy Sources Act » (ou « Erneuerbare-Energien-Gesetz » (EEG) en Allemand) qui entra en vigueur le 1^{er} avril 2000.

a) EEG 2000

L'EEG est très volontariste à l'égard du développement de la production renouvelable comparée à la loi précédente. En effet, les tarifs d'achat pour la production PV étaient de 50,6 cts€/kWh en 2000 contre 8,77 cts€/kWh en 1999 et ils sont garantis pendant 20 ans (Gründinger, 2017). Une dégression annuelle de 5% était appliquée chaque année pour les nouvelles installations. Parallèlement au tarif d'achat, un dispositif mis en place en janvier 1999 appelé « 100 000 rooftops » accordait des taux d'intérêts faibles pour les installations en toiture avec pour objectif d'installer 300 MW de capacités. Les subventions sont supportées par les consommateurs finals à travers une contribution dans la facture d'électricité (les entreprises électro-intensives sont exemptées en partie de cette

contribution⁸) et les coûts sont mutualisés sur tout le territoire. La production renouvelable est vendue sur le marché de gros et les charges liées aux FIT correspondent à la différence entre le niveau des tarifs d'achat et le prix spot du marché. Pour limiter les coûts de soutien, le gouvernement a fixé un plafond annuel de 350 MW au-delà duquel, l'obligation d'achat de la production PV à un tarif préférentiel pour les nouvelles installations prend fin. Ce plafond est relevé à 1 000 MW en 2002.

Concernant l'accès aux réseaux, les gestionnaires doivent raccorder en priorité les installations EnR et de manière efficiente en termes de coûts et de localisation. Ils ont l'obligation d'acheter et d'acheminer l'électricité renouvelable tout en accordant un accès prioritaire au réseau. Dans le cas où ils ne respectent pas ces obligations, le producteur EnR peut demander une compensation pour les dommages causés. Les coûts de renforcement et d'extension du réseau sont à la charge des GRE et ils sont intégrés dans le calcul du tarif réseau. Les coûts liés au raccordement de la centrale au réseau électrique sont à la charge du producteur EnR⁹.

Le 1^{er} août 2004, un amendement de l'EEG entra en vigueur. La régulation ne change pas dans la globalité mais le gouvernement veut accélérer le développement des capacités PV en augmentant les FIT de 13,4% pour les capacités inférieures à 30 kW. De plus, le plafond en dehors duquel aucune subvention n'est accordée est supprimé (Bonnet, 2014). Cet amendement a eu l'effet escompté puisque, selon un rapport du ministère fédéral de l'environnement, de la protection de la nature, de la construction et de la sûreté nucléaire (BMU), les capacités PV ont augmenté de 178%¹⁰ entre 2004 et 2006 (Figure 1-10).

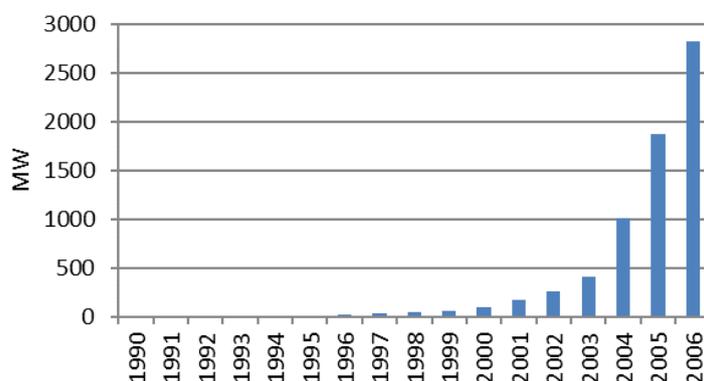


Figure 1-10: Evolution des capacités installées cumulées en Allemagne de 1990 à 2006 (BMU, 2007)

En 2007, l'Allemagne est devenue le marché le plus important du monde. Toujours selon ce rapport, les coûts de production entre 1999 et 2003 ont chuté de 25 points de pourcentage (BMU, 2007). Globalement, la part des énergies renouvelables dans la consommation d'électricité est passée de 6,3% en 2000 à 11,6% en 2006 et les estimations du rapport ont conclu qu'en 2007, l'Allemagne atteindrait ses objectifs fixés pour 2010. Parallèlement, l'augmentation de la production PV a engendré un coût croissant égal à 1,2 milliard d'euros en 2006 lié aux FIT. Les politiques de soutien ont entraîné une augmentation de 13% du prix de l'électricité entre 2002 et 2006 pour les ménages. Cette hausse

⁸ L'amendement du 16 juin 2003 exempte de toute hausse de financement de l'EEG pour les entreprises avec une consommation supérieure à 100 GWh à l'année, dont les dépenses d'électricité représentent plus de 20% de la valeur ajoutée.

⁹ Si le gestionnaire de réseau définit un point de connexion non optimal, il doit payer les coûts additionnels.

¹⁰ Cela représente environ 200 000 installations en 2006 et 90% des sites sont des installations toitures.

des prix est également due à l'extension de l'exemption¹¹ pour les entreprises électro-intensives dont la consommation d'électricité est supérieure à 10 GWh et dont les dépenses d'électricité représentent au moins 15% de la valeur ajoutée. En 2006, 327 entreprises ont bénéficié des exemptions pour le paiement de l'EEG, ce qui s'est traduit par un manque à gagner égal à 420 millions d'euros transférés aux autres consommateurs finals (BMU, 2007).

b) EEG 2009

En 2009, les pouvoirs publics introduisent un nouvel amendement dont l'objectif est de limiter l'évolution des coûts de soutien au développement des EnR dont la filière PV et de réduire les coûts pour les gestionnaires de réseau à travers différents mécanismes (Gründinger, 2017). Afin de maîtriser l'évolution des capacités PV, les tarifs de soutien connaissent de nombreux changements. Les FIT diminuent de 8% à 9% en 2010 et 2011 par rapport à 2008. Toutes les capacités PV sont concernées par cette baisse. Le gouvernement segmente les tarifs d'achat en introduisant une nouvelle tranche de puissance supérieure à 1 MW bénéficiant de FIT plus faibles. Pour intégrer la baisse des coûts de production PV dans l'évolution des FIT, un taux supplémentaire est appliqué en fonction de l'atteinte de l'objectif fixé par le gouvernement compris entre 1 MW et 1,5 MW en 2010. Si les capacités installées se situent au-dessus de l'objectif, les tarifs d'achat diminuent de 1 point de pourcentage et inversement si l'objectif n'est pas atteint :

$$p_n^{FIT} = p_{n-1}^{FIT} \cdot [(1 - \varepsilon) - \gamma] \quad (1.11)$$

Avec :

- $\varepsilon = 0,08$ pour les installations toitures inférieures à 100 kW et $\varepsilon = 0,1$ pour les autres ;
- $\gamma = 0,01$ si les capacités installées dépassent le plafond fixé ;
- $\gamma = -0,01$ si les capacités installées se situent en dessous du plancher fixé.

Malgré ces amendements, la révision des FIT ne permet pas de maîtriser l'évolution des capacités installées représentant 3,8 GW fin 2009 soit quatre fois plus qu'en 2006. Cet essor sans précédent qui se poursuit au début de l'année 2010 conduit les pouvoirs publics à effectuer une révision supplémentaire des FIT. Ils diminuent de 13% pour les sites PV en toiture installés après le 30 juin 2010 et de 3% supplémentaire pour ceux installés après le 30 septembre 2010. Pour les autres installations, une baisse de 12%, puis de 3% est appliquée. La nouvelle régulation prévoit un nouveau corridor compris entre 2,5 GW et 3,5 GW en dehors duquel, un taux de dégressivité additionnelle s'applique (Figure 1-11).

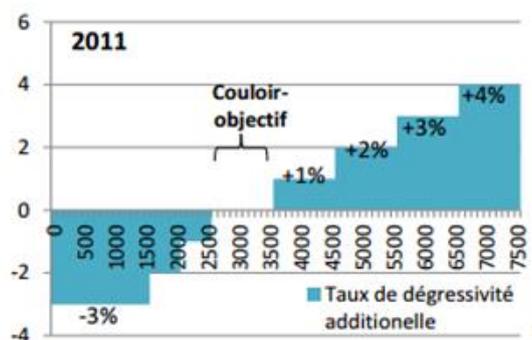


Figure 1-11: Taux de dégressivité additionnelle en fonction des capacités installées (Bonnet, 2014)

¹¹ A travers cette exemption, le gouvernement souhaitait préserver la compétitivité des entreprises fortement consommatrices d'électricité (Gründinger, 2017).

Le gouvernement veut également limiter les coûts pour les gestionnaires de réseau liés au développement des EnR. La réforme de 2009 prévoit à cet effet un instrument de court terme pour gérer cette problématique avec l'introduction de la clause « feed-in management » dans laquelle les GRE peuvent restreindre l'injection de la production renouvelable dans le réseau lors d'une congestion mais uniquement si c'est la seule solution possible pour stabiliser le réseau (Loi EEG 2009, §11). Cette mesure va à l'encontre du principe de la priorité d'injection pour les EnR mais les producteurs reçoivent une compensation financière (hardship clause) que les GRE peuvent intégrer dans l'évolution des tarifs de réseau. De telles mesures sont également prévues dans la loi sur l'énergie si la demande est très faible par rapport à l'offre de production et que les réserves tertiaires n'ont pas été suffisantes pour équilibrer les flux électriques (mais la régulation doit se faire en priorité par les centrales conventionnelles). Dans ce cadre, les producteurs renouvelables ne reçoivent pas de compensation (Loi Energy Industry Act, §13 (2)).

La réforme appliquée en 2009 prévoit également un mécanisme incitatif pour réduire les injections PV dans le réseau. Une prime pour la production autoconsommée égale à 25,01 cts€/kWh est introduite. Le surplus injecté dans le réseau est valorisé selon le montant des FIT en vigueur. Seules les installations avec une capacité maximale de 30 kW sont éligibles en 2009 mais à partir de 2010, les installations inférieures ou égales à 500 kW peuvent en bénéficier. La prime variait en fonction de la puissance de l'installation et du taux d'autoconsommation (Tableau 1-1).

Capacités PV	100 à 500 kW		30 à 100 kW		≤ 30 kW	
	≤ 30%	> 30%	≤ 30%	> 30%	≤ 30%	> 30%
Taux autoconsommation						
2009	0	0	0	0	25,01	25,01
Janvier 2010	0	0	0	0	22,76	22,76
Juillet 2010	14,27	18,65	16,01	20,39	17,67	22,05
Octobre 2010	13,35	17,73	15,04	19,42	16,65	21,03
Janvier 2011	9,48	13,86	10,95	15,33	12,36	16,74
Janvier 2012	8,63	12,61	9,96	13,95	11,25	15,23
Janvier 2013	7,85	11,48	9,06	12,69	10,24	13,86
Janvier 2014	7,14	10,44	8,25	11,55	9,31	12,61

Tableau 1-1: Montants des primes (cts€/kWh) à l'autoconsommation en Allemagne (Sarasa-Maestro et al., 2013)

Les autoconsommateurs étaient exemptés du paiement des taxes et du tarif d'acheminement sur les kWh autoconsommés (OFATE, 2012). Suite à la mise en place de ces primes, l'autoconsommation s'est développée significativement au détriment des installations vendant l'intégralité de leur production. (Tableau 1-2). En effet, les gains liés à l'autoconsommation (prix de détail + prime) étaient supérieurs à ceux des FIT (Figure 1-12).

Capacités	2009	2010	2011	2012	2013	2014
< 10 kW	7%	23%	69%	85%	95%	95%
10 – 40 kW	3%	10%	44%	70%	85%	85%
40 – 1 000 kW	0%	2%	15%	40%	70%	70%
> 1 000 kW	0%	0%	1%	1%	2%	2%

Tableau 1-2 : Part des installations qui autoconsomment en Allemagne (OFATE, 2013).

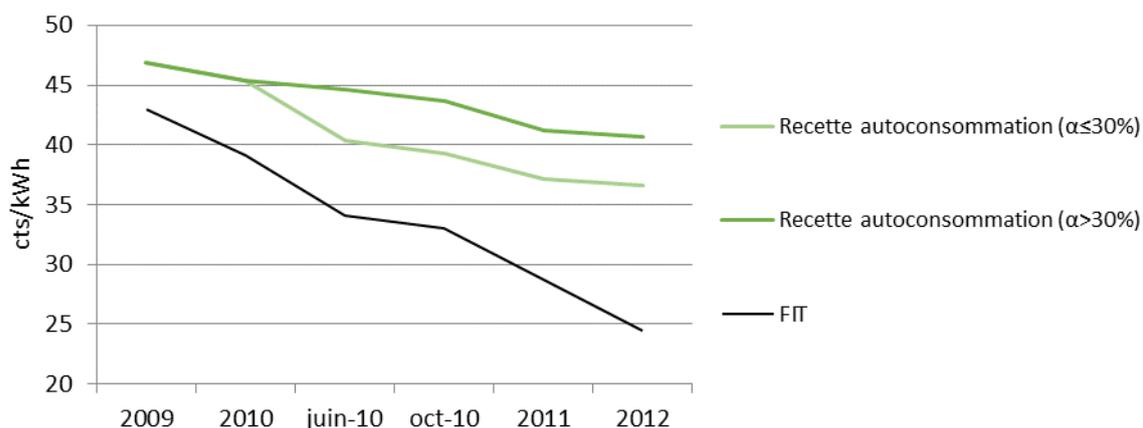


Figure 1-12: Recettes liées à l'autoconsommation d'un kWh pour un ménage selon le taux d'autoconsommation (α) et aux FIT (Données : Eurostat et BMU)

L'autoconsommation est plus incitative en 2011 et 2012 pour plusieurs raisons. Entre 2010 et 2011, l'évolution des FIT et de la prime à l'autoconsommation sont similaires alors que le prix de l'électricité augmente de 6%. En revanche, le prix stagne entre 2011 et 2012 mais la baisse du montant des FIT est nettement plus forte que pour la prime à l'autoconsommation. Malgré le nombre croissant d'autoconsommateurs parmi les installations PV dans le secteur résidentiel, le taux d'autoconsommation moyen reste relativement faible (Tableau 1-3). Il ne dépasse pas 30% malgré des tarifs plus incitatifs.

Capacités	2009	2010	2011	2012	2013	2014
< 10 kW	23%	24%	27%	27%	27%	27%
10 – 40 kW	21%	24%	27%	27%	27%	27%
40 – 1 000 kW	10%	38%	41%	38%	38%	38%
> 1 000 kW	0%	0%	20%	20%	20%	20%

Tableau 1-3: Taux d'autoconsommation moyen selon la capacité de l'installation en Allemagne (OFATE, 2013).

L'effet incitatif de la prime sur l'autoconsommation dans le secteur commercial et industriel a été plus faible (Tableau 1-2) alors que les recettes liées à l'autoconsommation sont supérieures à celui des FIT (Figure 1-13).

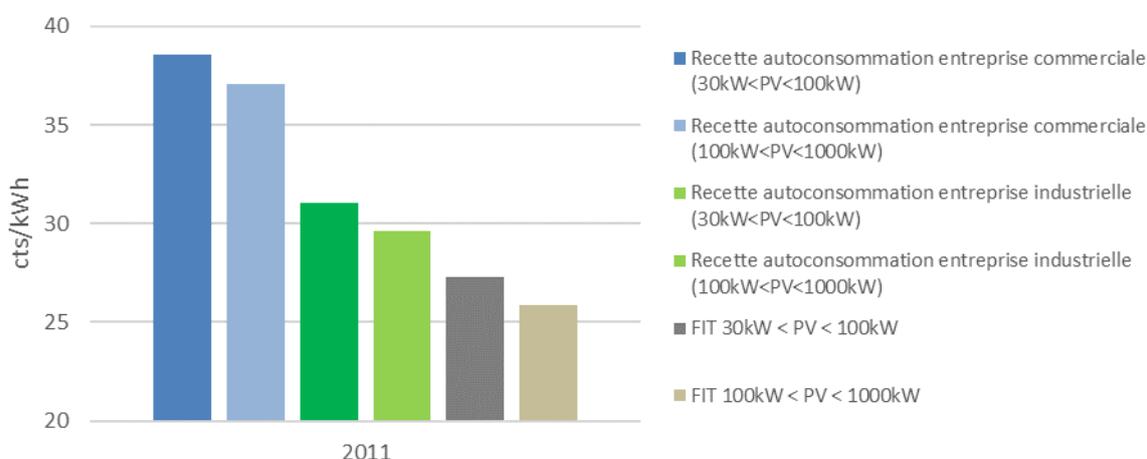


Figure 1-13: Recettes liées à la vente d'un kWh de production PV et recettes liées à l'autoconsommation d'un kWh PV avec un taux d'autoconsommation supérieure à 30% (Données : Eurostat et BMU).

En 2012, 734 GWh d'électricité autoconsommée ont bénéficié de la prime à l'autoconsommation pour un coût de 102 millions d'euro (Tableau 1-4).

	2009	2010	2011	2012	2013
Nombre de GWh bénéficiant de la prime	5	46	259	734	821
Coûts de la prime (millions)	1	11	45	102	111

Tableau 1-4: Evolution du coût et du montant de la production bénéficiant de la prime à l'autoconsommation (BMU, 2019)

Malgré les amendements pour maîtriser le développement des PV, environ 7,4 GW de capacités PV ont été installées en 2010 soit le double de la trajectoire prévue par le plan d'action national des énergies renouvelables. La tendance s'est poursuivie en 2011 avec 7,5 GW de capacités installées. Les coûts ont cru de manière significative et les coûts pour le soutien au développement PV représentent la moitié du montant de l'EEG en 2012 (Tableau 1-5).

	2009	2010	2011	2012
EEG cts€/kWh	1,32	2,34	3,20	4,10
Part soutien PV	51%	47%	52%	49%

Tableau 1-5: Evolution de la contribution EEG pour les consommateurs finals (BMU, 2019)

c) EEG 2012

L'évolution exponentielle des capacités installées couplée avec la hausse croissante des coûts de la politique, incite les pouvoirs publics à modifier encore une fois l'EEG afin de faire converger l'évolution des capacités installées avec la trajectoire du plan d'action national (3,5 GW par an). La réforme de l'EEG entrera en vigueur au 1er janvier 2012 et un deuxième amendement concernant la filière PV est appliqué le 29 juin. Plusieurs changements interviennent avec cet amendement. Tout d'abord, le gouvernement a fixé un seuil de 52 GW de capacités installées au-delà duquel aucune subvention ne sera accordée mais la production PV continuera d'avoir un accès prioritaire au réseau. Les FIT diminuent de 20% à 26% en fonction de la capacité de l'installation. Les tarifs d'achat peuvent diminuer au maximum de 29% contre 24% initialement et les installations avec une capacité supérieure à 10 MW ne sont plus éligibles au FIT. La prime appliquée pour les kWh autoconsommés est supprimée. C'est une décision qui fait suite à l'atteinte de la parité réseau en 2012 dans le segment résidentiel (Fraunhofer ISE, 2017; Fulton and Capalino, 2012). Malgré un taux d'ensoleillement assez faible, le prix de détail a quasiment doublé entre 2009 et 2012 pour atteindre 26,06 cts€/kWh principalement dû à l'augmentation de l'EEG qui a été multipliée par trois entre 2009 et 2012 (Figure 1-14) dont 56,5% pour le soutien à la production solaire. De plus, les coûts de production PV ont diminué de 47% entre le début de l'année 2009 et la fin de l'année 2011 (IEA PVPS, 2012).

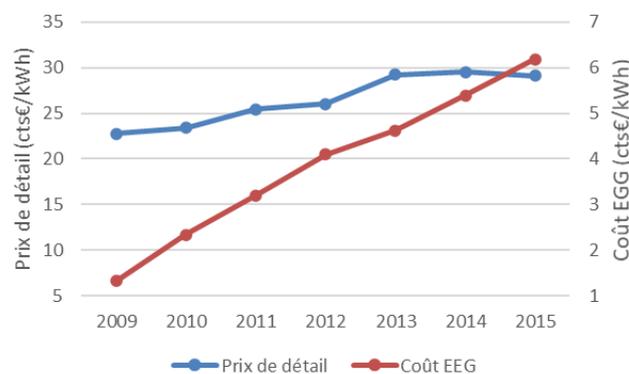


Figure 1-14: Evolution du prix de détail et du montant de l'EEG (BMU, 2019)

La réforme de 2012 prévoit deux schémas de commercialisation de la production PV alternatifs aux FIT mais facultatifs. Dans un schéma nommé « livraison directe », l'exploitant de la centrale PV vend sa production à un tiers sans que celle-ci passe par le réseau public de distribution. La tierce personne qui achète l'électricité bénéficie d'une réduction de 2 cts€/kWh sur le prélevement de la contribution EEG, et de nombreuses exemptions telles que la redevance réseau, la taxe sur l'électricité¹², la redevance de concession, la contribution à l'éolien offshore et à la cogénération¹³ (OFATE, 2013). Un deuxième schéma nommé « commercialisation directe » est semblable au précédent à la différence que la production transite par le réseau de distribution. L'exploitant peut vendre sa production sur le marché avec une prime ou alors vendre directement à un client final. Dans ce cas, le client bénéficie seulement de l'exemption de la taxe sur l'électricité (uniquement pour les installations inférieures à 2 MW). Pour que ces deux schémas de commercialisation soient incitatifs, il faut que le prix de vente de l'autoprodacteur plus les différentes contributions soient plus faibles que le prix de détail. Or ce n'est pas le cas sauf pour le schéma de commercialisation directe mais le gain est de 2 cts€/kWh (Figure 1-15). Le développement de ces deux schémas de valorisation dépend donc de deux paramètres, les montants des FIT qui décroissent de période en période et le prix de l'électricité qui tend à augmenter.

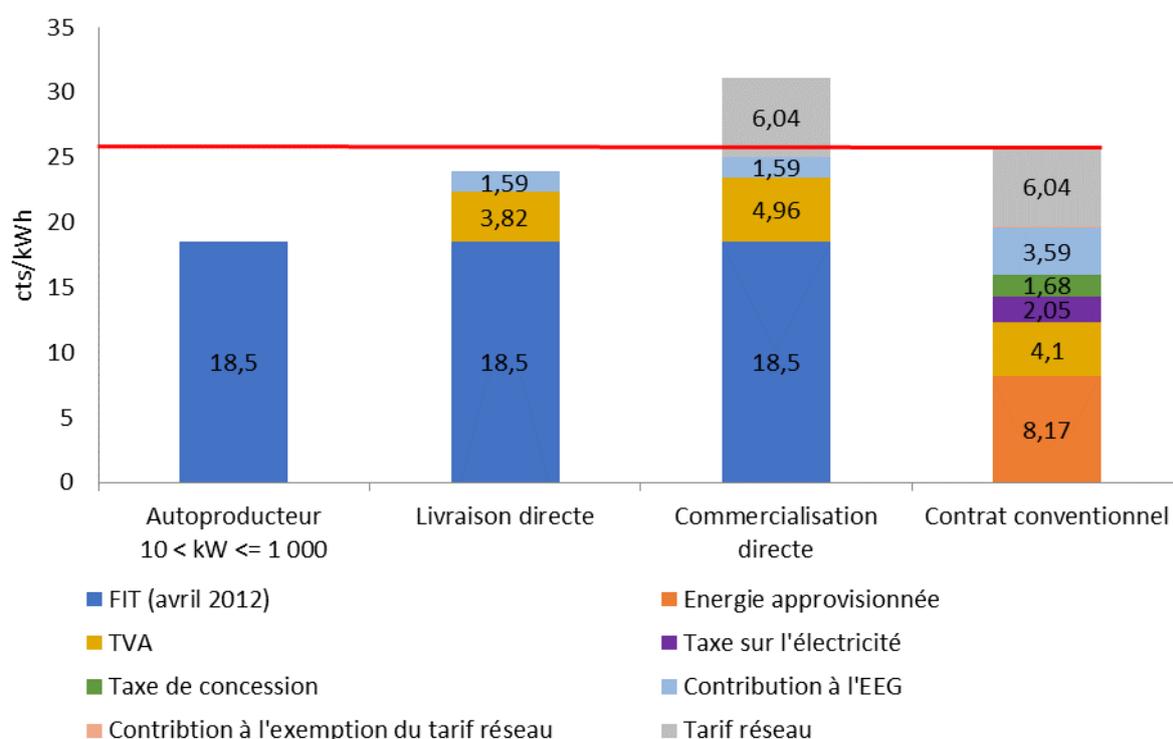


Figure 1-15: Schémas de valorisation de la production PV (avec une capacité comprise entre 10 kW et 40 kW) par rapport au coût d'achat de l'électricité pour un ménage en 2012 (OFATE, 2016a)

L'amendement de 2012 prévoit des dispositifs pour limiter l'impact de la production renouvelable sur le réseau. Les nouvelles installations avec une capacité supérieure à 30 kW doivent installer des dispositifs permettant aux gestionnaires de réseau de délester la production dans le cas où le réseau est congestionné selon la clause « feed-in management ». Pour les nouvelles installations avec une capacité inférieure à 30 kW, elles ont le choix d'installer le même dispositif ou de ne pas injecter dans

¹² Uniquement si l'électricité transite sur une ligne directe entre le site de consommation et de production.

¹³ Uniquement si l'électricité ne transite pas sur une ligne passant par une voie publique communale.

le réseau plus de 70% de la capacité nominale de la centrale (Loi EEG 2012, §6, 1, 2). Toutes les installations (anciennes et nouvelles) supérieures à 100 kW ou participant au mécanisme de FIP doivent également fournir des données en temps réel sur leurs productions. La compensation prévue (Hardship clause) pour les producteurs est précisée dans la réforme. Si l'électricité injectée par le producteur renouvelable est réduite en raison d'une congestion, l'opérateur de réseau doit compenser le producteur à hauteur de 95% des revenus perdus. Si les revenus perdus durant une année excèdent 1% de ses revenus annuels, les producteurs sont compensés à 100%. L'opérateur de réseau est autorisé à augmenter la charge de réseau à cause de ces difficultés s'il n'est pas responsable des congestions.

Toujours dans l'esprit de diminuer les injections PV dans le réseau, une prime à l'investissement d'une batterie est introduite en mai 2013. Ce dispositif est abondé à hauteur de 50 millions d'euros par an jusqu'en 2016. Cela est valable uniquement pour les installations PV inférieures à 30 kW. Les bénéficiaires peuvent recevoir jusqu'à 600€/kWh installé mais l'aide doit couvrir au maximum 30% des coûts de l'installation. Seule condition, la batterie doit diminuer la puissance d'injection à hauteur de 60% de l'installation PV. Entre 2013 et 2016, 17 000 batteries ont été subventionnées (IEA PVPS, 2019b).

Malgré le développement de l'autoconsommation et les différentes mesures pour maîtriser le développement des PV, les coûts de la politique de soutien ne cessent d'augmenter (Tableau 1-6) notamment à cause d'un effet paradoxal. Le surcharge du mécanisme de soutien correspond à la différence entre le niveau des FIT et le prix spot. Or, l'injection croissante de la production renouvelable entraîne une baisse des prix sur le marché de gros et donc une hausse de la charge supportée par les consommateurs finals (FRAUNHOFER ISE, 2017). En revanche, les montants remboursés aux producteurs renouvelables dans le cadre de la clause « feed-in management » concernent peu les producteurs PV. En 2014, 15,5% de l'électricité non injectée dans le réseau, soit 245 GWh proviennent de centrales PV (BMU, 2019). Le développement de l'autoconsommation entraîne, dans une moindre mesure, une augmentation des tarifs de réseau et des contributions liées au soutien des EnR pour l'ensemble des consommateurs finals. La baisse de la contribution de l'EEG due à l'autoconsommation représenterait 100 millions d'euros en 2012 et 300 millions entre 2013 et 2018 soit une hausse du tarif de détail de 0,55 cts€/kWh¹⁴ (OFATE, 2013).

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Charges totales (milliards €)	3,2	5	7,8	9,2	9,5	10,4	10,8

Tableau 1-6 : Montants des charges annuelles de la politique de soutien à la production PV (BMU, 2019)

d) EEG 2014-2017

Face à la progression des coûts pour le soutien de la production PV, les pouvoirs publics décident de réformer une nouvelle fois l'EEG le 1^{er} août 2014 (IEA PVPS, 2015). Le mécanisme de FIP est obligatoire pour les centrales installées avant le 1^{er} janvier 2016 avec une capacité supérieure à 500 kW, ainsi que les installations supérieures à 100 kW mises en service après le 31 décembre 2015. Ces capacités ne sont donc plus éligibles au schéma de vente en livraison directe. Pour les autres installations, le niveau des FIT évolue selon un objectif annuel de 2,5 GW contre 3,5 GW initialement. Les installations PV toitures supérieures à 10 kW bénéficient désormais des FIT sur 90% de la production. Les 10% restants

¹⁴ Pour un volume d'autoconsommation égale à 8,5 TWh en 2018.

doivent être autoconsommés ou vendus sur le marché de gros ou livrés au GRE pour une vente en bourse.

Afin de diminuer les transferts de charge entre les consommateurs standards et les autoconsommateurs, ces derniers doivent désormais verser 30% du montant de l'EEG sur les kWh autoconsommés soit 1,9 cts€/kWh. Cela s'applique du 1^{er} août 2014 au 1^{er} janvier 2016. Ensuite, la contribution augmente à 35% entre 2016 et 2017 à 40% après le 1^{er} janvier 2017 (loi EEG 2014, § 61, 1). En revanche, les installations inférieures à 10 kW avec une production annuelle maximale de 10 MWh sont encore totalement exemptées du financement de l'EEG sur les kWh autoconsommés, ainsi que des installations remplissant des critères spécifiques (loi EEG 2014, § 61, 2, 4, 5). C'est le cas également pour certaines entreprises du secteur de l'industrie et les entreprises fortement consommatrices d'électricité ouvertes à la concurrence internationale. Ces entreprises bénéficient de nombreuses exonérations sur leurs consommations d'électricité (loi EEG 2014, § 64). Ces exonérations représentent un manque à gagner d'environ 5,1 milliards d'euros en 2014¹⁵ (Fraunhofer ISE, 2017). L'EEG est désormais intégralement due sur la vente d'électricité dans le schéma de livraison directe.

En mars 2016, le gouvernement décide de diminuer la subvention pour l'achat d'une batterie stationnaire. Elle couvre désormais 25% du coût du système de stockage (contre 30% auparavant). Ce montant est dégressif et il représente 22% du coût de l'installation en juillet 2016, 19% en janvier 2017 et 10% en juillet 2018. En 2017, 7 000 installations ont bénéficié de ce système dont 92% représentaient des nouvelles installations PV. Au total, 80 000 installations PV avec batterie ont été installées avec ou sans prime (Bertsch et al., 2017) dont plus de la moitié sans subvention (Viertl, 2018).

A la fin du mois de juillet 2016, le gouvernement vota une loi relative à l'adoption du marché de l'électricité affectant la gestion des réseaux. Avant le vote de cette loi, le réseau de distribution devait être dimensionné en fonction de la pointe de demande mais également sur la base des pointes d'injection éoliennes ou solaires. Les gestionnaires de réseau de distribution peuvent désormais écrêter jusqu'à 3% de la production annuelle des centrales EnR. Cette décision vise à diminuer les coûts généraux du réseau de distribution qui sont passés de 14,6 milliards en 2011 à 17,7 milliards en 2016 (OFATE, 2017a).

La réforme de 2014 a permis de limiter le développement des capacités PV mais les capacités installées sont en dessous de la cible de 2,5 MW (Figure 1-16). Le 8 juillet 2016, une nouvelle réforme de l'EEG est votée et entra en vigueur le 1^{er} janvier 2017. Peu de changement est prévu sauf pour les installations supérieures à 750 kW. Le développement de ces capacités se fait désormais au travers d'enchères pour un volume de 600 MW par an (OFATE, 2016b).

¹⁵ Les entreprises exonérées partiellement de la contribution EEG représentent environ un cinquième de la consommation totale d'électricité de l'Allemagne.

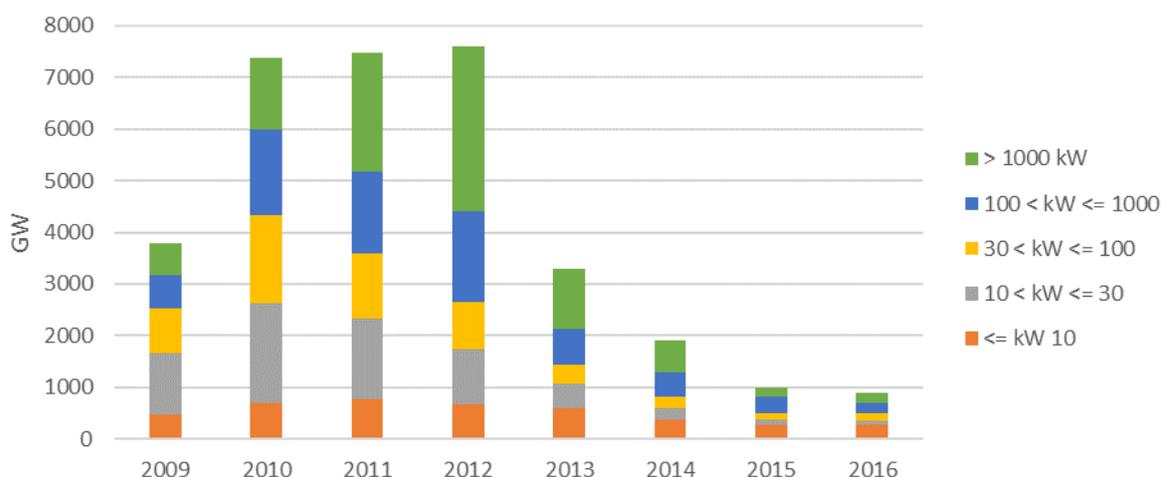


Figure 1-16: Evolution des capacités installées par tranche de puissance (Données BMU)

3.2. Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, les politiques de soutien au développement de la filière PV commencèrent en 2002 par le lancement de programmes de démonstration permettant d’alléger les coûts d’investissement pour tous types d’installation. En 2006, ces programmes ont été remplacés par un nouvel appelé « Low Carbon Buildings Programme » permettant de couvrir les coûts d’installation des panneaux PV pour les ménages. Néanmoins, ces programmes étaient peu incitatifs (Inderberg et al., 2018). En avril 2010, le gouvernement modifia le mode de soutien en instaurant un système de FIT pour les installations inférieures à 5 MW (Tableau 1-7). Le niveau des FIT sont définis par le département de l’énergie et du changement climatique (DECC) et ce système prendra fin en 2020. Les installations inférieures à 50 kW sont éligibles au mécanisme via l’accréditation par les fournisseurs d’électricité agréés par le gouvernement (Microgeneration Certificate Scheme) alors que les installations comprises entre 50 kW et 5 MW doivent demander l’accréditation directement au régulateur des marchés du gaz et de l’électricité (OFGEM) dans le cadre du mécanisme « ROOFIT ».

Pence/kWh	Installations toitures	Logements neufs	Logements existants
<= 4 kW		44,19	50,67
4 < kW <= 10	44,19		
10 < kW <= 100	38,50		
100 < kW <= 5 000	35,95		

Tableau 1-7: Montant des FIT (pence/kWh) appliqués au 01/04/2010 (OFGEM, 2011)

Les FIT s’appliquent pour la production totale du site, qu’elle soit injectée dans le réseau ou consommée sur place. Un tarif additionnel s’applique pour l’électricité exportée dans le réseau appelé « Export tariff » que nous nommerons tarif à l’export. Ce dernier est estimé sur la base du prix de gros plus le montant des coûts économisés pour le transport et la distribution de l’électricité moins les coûts de transaction. Le tarif à l’export est le même pour toutes les technologies et pour tous les segments de puissance et varie de 3 à 4,85p/kWh entre 2010 et 2016. Le tarif est indexé sur l’évolution du prix de détail de l’électricité. Quant aux FIT, ils sont garantis pendant 25 ans et ils ont été fixés de sorte à garantir un taux de retour sur investissement de l’ordre de 5% à 8% pour la plupart des technologies (DECC, 2015).

La recette (R) des autoconsommateurs dépend de 3 sources. La première correspond à l'économie de facture d'électricité liée à l'autoconsommation¹⁶ ($p^{VR} \cdot q^{AC}$). La deuxième est liée à la production totale du site rémunérée au tarif d'achat ($q^{PV} \cdot p^{FIT}$). La troisième correspond à la production d'électricité injectée dans le réseau ($q^{ex} \cdot p^{ex}$) :

$$R = (p^{VR} \cdot q^{AC}) + (q \cdot p^{FIT}) + (q^{ex} \cdot p^{ex}) \quad (1.12)$$

Dans ce cadre de rémunération, les ménages sont incités à autoconsommer puisque le tarif de détail variable (13,3p/kWh) est supérieur au FIT (3p/kWh) et c'est encore le cas actuellement. Les ménages sont exemptés de taxes sur les revenus générés par les FIT et le tarif à l'export. En revanche, les entreprises doivent déclarer ces gains qui font l'objet d'un prélèvement sur leurs revenus. La production renouvelable est achetée par les fournisseurs d'électricité qui répercutent le coût aux consommateurs finals. Ils ont également pour rôle d'enregistrer les installations éligibles au mécanisme de subvention et de fournir les données de production. Pour limiter l'impact de la charge qui incombe aux consommateurs finals, le gouvernement a mis en place un mécanisme « Levy control framework (LCF) » pour contrôler les dépenses liées au développement des EnR. Les gestionnaires de réseau raccordent les centrales au réseau de distribution selon le principe de non-discrimination donc les producteurs renouvelables n'ont pas la priorité par rapport à d'autres sources de production. C'est également le cas pour l'utilisation du réseau. Les coûts de raccordement au réseau sont à la charge des producteurs renouvelables.

L'introduction du mécanisme de FIT a entraîné un essor très important de la filière PV avec 594 MW de capacités installées en 2011 contre 26,5 MW en 2009. Face à ce constat et à la crainte d'une hausse rapide de la facture d'électricité pour les consommateurs finals, le gouvernement diminua le niveau des FIT pour les installations PV supérieures à 50 kW mises en service à partir du 1^{er} août 2011 (Fast-track review). Cependant, lorsque la politique des FIT a été mise en place, la DECC a estimé que les coûts de la politique atteindraient 80 millions de livres durant la deuxième année. Or, face au développement rapide des EnR et notamment de la production PV, la DECC a revu ses estimations à la hausse à hauteur de 94 millions de livres, soit une hausse de 18% par rapport à l'estimation initiale (DECC, 2011). Pour garantir que les dépenses liées au mécanisme de subvention soient bien en lien avec le LCF, le gouvernement réforme le mécanisme de FIT. Une première phase (Comprehensive phase 1) appliquée le 3 mars 2012 prévoit une baisse importante des tarifs d'achat. Ils sont divisés par deux environ pour les installations en toiture. Le niveau des tarifs est désormais différent en fonction de la performance énergétique du bâtiment (excepté pour les installations isolées du réseau et pour les capacités supérieures à 250 kW). Plus la performance énergétique est élevée, plus le tarif d'achat sera élevé. Les installations qui ne se situent pas sur le toit d'un logement ou les centrales au sol qui ne sont pas destinées à alimenter des personnes en électricité sont éligibles à un tarif différent. Pour éviter une bulle spéculative, une même personne morale qui reçoit des FIT sur plus de 25 installations, est éligible à un tarif spécifique, plus faible que ceux en vigueur. Une deuxième phase (phase 2A¹⁷) introduit une nouvelle réduction des FIT pour les sites installés après le 1^{er} août 2012 et ils sont garantis 20 ans contre 25 ans auparavant. De plus, le gouvernement fixe une méthodologie pour déterminer le taux de dégression des tarifs qui s'applique à partir du 1^{er} avril 2012. Leurs niveaux sont désormais

¹⁶ Pour les centrales qui ne possèdent pas de des systèmes de mesures intelligents pour enregistrer le volume d'électricité injectée dans le réseau, 50% de la production est supposée être injectée dans le réseau. Une régularisation est effectuée la période suivante.

¹⁷ La deuxième phase comprend également une phase « 2B » mais elle ne concerne pas la technologie PV.

actualisés chaque trimestre sur la base de deux indices. Le premier, « default degression », assure une baisse des tarifs en fonction de l'évolution des coûts de la production PV¹⁸. Ce taux est fixé à 3,5% mais il peut diminuer si le développement des capacités PV n'atteint pas un certain seuil (mais il ne peut pas diminuer plus de deux trimestres consécutifs). Le deuxième, « contingent degression », ajoute une dégressivité additionnelle si le développement des capacités PV dépasse les projections établies par la DECC (basées sur les le nombre de centrales installées durant les trois mois précédents). Les montants des FIT peuvent diminuer jusqu'à 28% d'un trimestre à l'autre (Tableau 1-8).

Corridor	Low	Default	High 1	High 2	High 3
PV <= 10 kW	0-100 MW	100-200 MW	200-250 MW	250-300 MW	> 300 MW
PV > 10 kW	0-50 MW	50-100 MW	100-150 MW	150-200 MW	> 200 MW
Taux de dégressivité	0%	3,5%	7%	14%	28%

Tableau 1-8: Taux de dégressivité en fonction des capacités installées (OFGEM, 2013)

En 2014, la DECC revoit à la hausse ces projections sur l'évolution des coûts de la politique par rapport à celle de 2010 et de 2011 qui étaient nettement inférieures aux coûts observés (Figure 1-17). Elle prévoit désormais une dépense cumulée d'environ 9,1 milliards de livres entre 2010 et 2021 (à prix constant de base 2011 et 2012) contre 8,6 milliards de livres en 2030 prévue initialement en 2010. La facture d'énergie des ménages a augmenté de 9 livres en 2014 et les estimations conduites par la DECC prévoient une augmentation de la facture de 14£ en 2020 (DECC, 2016). Cette hausse est bien supérieure à l'estimation conduite en 2010 où la DECC prévoyait une hausse de la facture égale à 8,5£ sur la période 2011 à 2030. Les mesures telles que la baisse des FIT et des mécanismes de « contingent degression » et de « default degression » permettant de réguler l'évolution des tarifs d'achat ne suffisent pas à endiguer l'évolution des capacités PV (Figure 1-18).

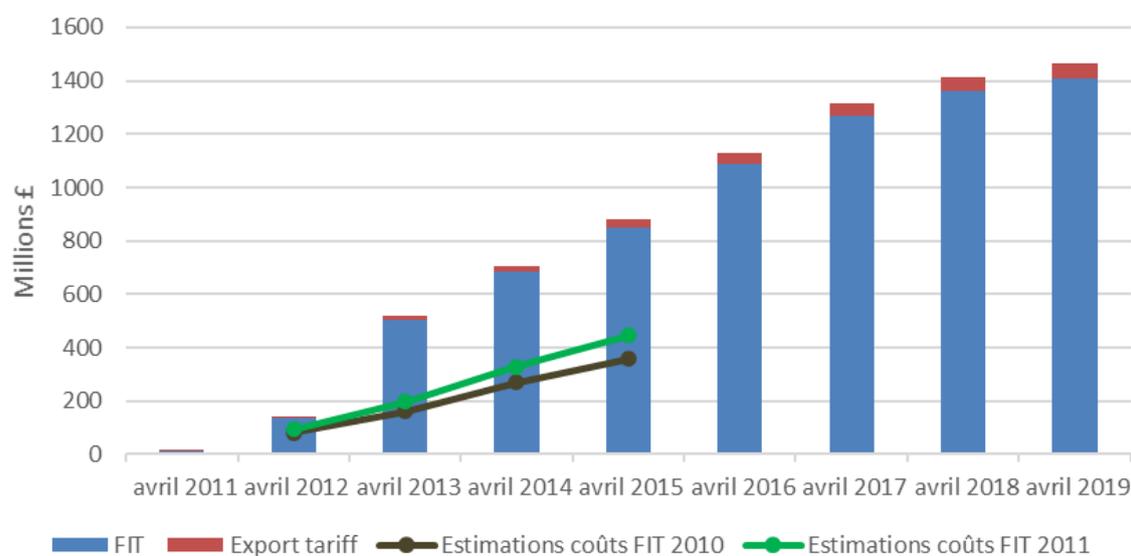


Figure 1-17: Evolution annuelle des coûts de soutien et estimations faites par la DECC en 2010 et 2011 (OFGEM, 2019)

¹⁸ L'évolution des coûts est déterminée à travers une enquête menée auprès des producteurs photovoltaïques.

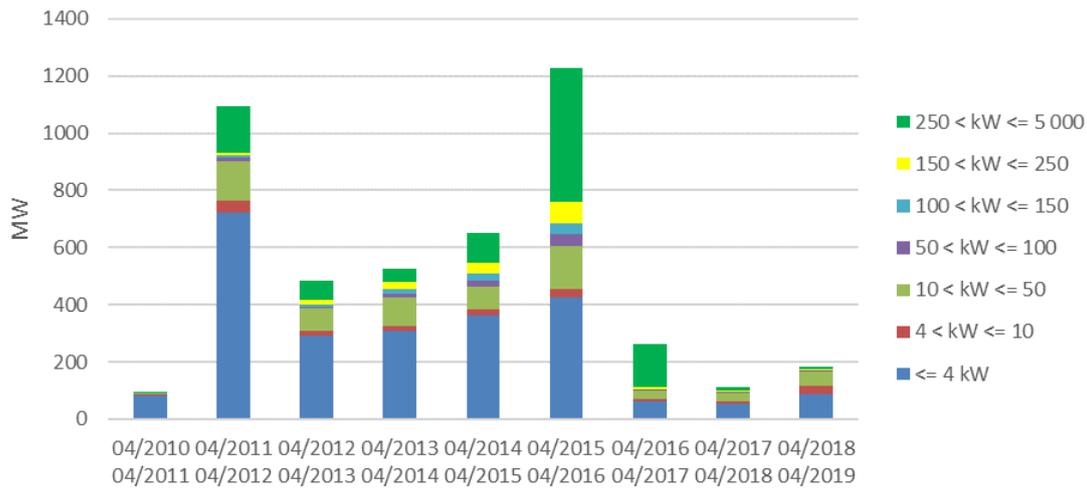


Figure 1-18: Evolution des capacités PV installées par tranche de puissance (OFGEM, 2019).

En 2010, la DECC a estimé que les FIT entraîneraient l'installation de 750 000 centrales renouvelables en 2020 alors qu'à la fin de l'année 2013, le Royaume-Uni dénombre environ 462 700 installations PV, soit plus de la moitié de la prévision faite en 2010¹⁹. Face à ce constat, les pouvoirs publics décident dans un premier temps d'encourager l'installation de centrales toitures plutôt que de centrales au sol. Pour cela, la dégressivité des tarifs d'achat pour les sites en toiture ne sera plus impactée lorsqu'il y a une évolution très importante des centrales au sol. Néanmoins, cela reste insuffisant et les coûts ne cessent d'augmenter (Figure 1-17). De ce fait, le gouvernement décida de suspendre l'octroi des FIT pour les nouvelles installations entre le 15 janvier et le 8 février en attendant de prendre des mesures pour limiter la hausse des coûts. En avril 2016, le gouvernement diminua le niveau des FIT de manière significative (Figure 1-19²⁰) fixés jusqu'en mars 2019. Puis, il établit un plafond trimestriel en dehors duquel les FIT diminuent d'un taux supplémentaire égal à 10%. Le cap a été fixé pour contenir les dépenses annuelles en dessous de 100 millions de livres. Ces mesures entraînèrent une chute importante des capacités installées (Figure 1-18).

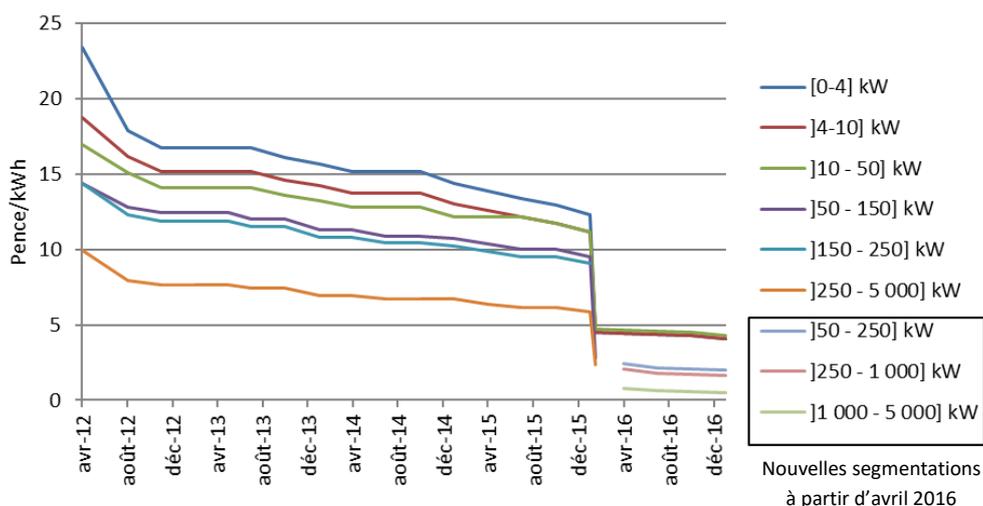


Figure 1-19: Evolution des FIT d'avril 2012 au 1er janvier 2017 (Source : OFGEM)

¹⁹ Le nombre d'installations dépasseront les estimations au cours de l'année 2016.

²⁰ Pour des raisons esthétiques, seuls les tarifs pour les bâtiments efficaces sont représentés.

Le gouvernement a également décidé de fournir aux GRE des informations concernant la localisation et la puissance de toutes les centrales qui ont déposé une demande d'éligibilité au mécanisme de soutien (data sharing agreement). Ces informations ont été demandées par les GRE afin de dimensionner le réseau de manière optimale.

Toujours en 2016, un projet pilote a été lancé dans la ville de Wadebridge afin de tester la mise en place d'une tarification avec différentes plages temporelles (Time-of-Use). L'objectif de ce projet est d'inciter les ménages à déplacer leurs consommations d'électricité pendant les heures où la production PV est très importante. Le tarif de détail est de 5 pence/kWh entre 10h et 16h et de 18 pence/kWh le reste du temps. L'intérêt est avant tout de gérer un afflux massif de production solaire lorsque la demande est faible. Ce projet a débuté le 1^{er} avril 2016 pour terminer le 30 septembre 2016. Cette ville a été choisie car la consommation d'électricité dans le comté de Cornwall est beaucoup plus importante le soir où les centrales PV ne produisent pas alors que la production PV représente environ 28% de la consommation annuelle du comté. A Wadebridge, 10% des maisons sont équipées de panneaux PV. Les résultats ont montré que 10% de la demande totale des participants a été déplacée pendant la période où les tarifs sont les plus bas dont 13% pour les ménages équipés d'appareils capables de modifier automatiquement les consommations des appareils électriques et de 5% pour les ménages effectuant eux-mêmes la modification de leurs profils (Western Power Distribution, 2017). Ce projet pilote montre que les ménages peuvent difficilement déplacer une grande partie de leurs consommations d'électricité pendant les périodes de production PV. En revanche, le gouvernement souhaite, à travers cette expérimentation, généraliser ce type de tarif à l'échelle du Royaume-Uni.

Pour les installations résidentielles, le mécanisme de FIT est supprimé le 31 mars 2020. Il est remplacé par un système appelé « smart export guarantee ». Les fournisseurs ont l'obligation d'acheter la production excédentaire des autoconsommateurs. Le prix est fixé par les fournisseurs mais il doit être supérieur à 0€/kWh.

3.3. Danemark

De 2006 à 2012, le Danemark a mis en place un système de net-metering pour inciter le développement de la filière PV sur son territoire (PA Energy A/S, 2007). Ce mécanisme permettait de compenser annuellement la consommation d'électricité avec la production PV. Le financement des EnR est supporté par les consommateurs finals d'électricité à travers une contribution « public service obligation » (PSO). Le coût du système de net metering est couvert et géré par le gestionnaire de réseau de transport danois de gaz et d'électricité (Energinet). Les coûts de raccordement au réseau sont supportés par les producteurs renouvelables mais la centrale est raccordée selon le principe de non-discrimination tandis que l'injection est prioritaire dans le réseau. Ce mécanisme a permis un essor important des capacités installées avec environ 400 MW raccordées en 2012 contre 13 MW en 2011 soit 70 000 installations environ pour un coût annuel de 65 millions d'euros (Kjær et al., 2013). Les installations PV étaient essentiellement des installations toitures sous net-metering pour une production totale estimée à 400 GWh (Sweco, 2019). Cet essor a été probablement dû à la hausse du tarif de 16% entre 2008 et 2012. En effet, le prix de détail a atteint environ 29 cts€/kWh en 2011 dont 37% de taxes et 7% pour le PSO (Kitzing et al., 2016).

La combinaison de la hausse des coûts du soutien avec l'atteinte de la parité réseau en 2012 (IEA PVPS, 2013) conduisit le gouvernement danois à réformer le système de subvention en novembre 2012 puis

en juin 2013. Les capacités subventionnées sont limitées à 20 MW par an entre 2013 et 2017. Le mécanisme de net metering est maintenu mais la période de compensation est modifiée passant d'un an à une heure. Cela signifie que la production PV consommée dans l'heure qui suit est considérée comme autoconsommée et ne fait l'objet d'aucune facturation. En revanche, la production injectée dans le réseau et non consommée dans l'heure qui suit est valorisée à travers un mécanisme de FIP garanti sur 10 ans qui varie selon les prix du marché de gros dont le montant maximum est inférieur au prix de détail. Pour les installations en autoconsommation d'une capacité maximum à 6 kW, la prime plus le prix de vente représente 17 cts€/kWh alors que le prix de détail en 2013 est de 30 cts/kWh. Il y a donc une incitation à maximiser l'autoconsommation. Les installations avec une capacité inférieure ou égale à 50 kW sont exemptées du PSO composées des subventions pour les EnR, des dépenses environnementales de recherche et développement et d'autres dépenses. En revanche, pour les installations supérieures à 50 kW, seule la contribution pour le financement des EnR est exemptée sur la production autoconsommée et le reste du PSO est dû.

Ces différents changements ont eu un impact très important sur le développement des capacités installées. Après 2012, l'évolution annuelle des installations PV a chuté de manière très nette (Figure 1-20). Les installations inférieures à 10 kW sont passées de 69 775 en 2012 à 1 374 en 2014. En revanche, le nombre d'installations supérieures à 10 kW a triplé entre 2012 et 2013 pour diminuer ensuite en 2014. Plusieurs facteurs autres que la modification du schéma de subvention ont contribué à cette chute (Danish Energy Agency, 2016). Après les pertes enregistrées par le gouvernement et le gestionnaire de réseau, la discussion portant sur la réforme du net-metering en 2012 et 2013 a d'abord été ambiguë, provoquant un sentiment de défiance de la part des investisseurs. De plus, la commission européenne a critiqué le mécanisme de financement des EnR considéré comme contraire au principe de non-discrimination puisque les producteurs danois bénéficiaient de montants plus élevés par rapport aux producteurs renouvelables étrangers. Cela a abouti à une incertitude politique sur l'évolution des incitations. Enfin, le gouvernement avait fixé un cap de 800 MW à atteindre en 2020 alors que la moitié de cet objectif a déjà été atteint à la fin de l'année 2012. En 2017, 690 MW de capacités en autoconsommation sont raccordées au réseau de distribution.

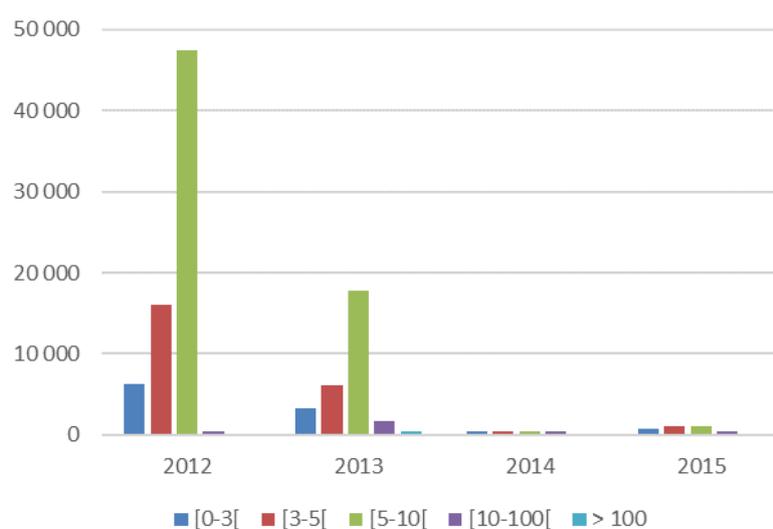


Figure 1-20: Evolution annuelle du nombre d'installation PV par segment au Danemark (IEA PVPS, 2016c)

3.4. Espagne

Les politiques incitatives pour le développement des panneaux photovoltaïques ont débuté en 1997 avec le vote d'une nouvelle loi sur le secteur électrique dans laquelle, les producteurs renouvelables bénéficiaient d'une garantie d'accès au réseau électrique. De plus, les centrales inférieures à 10 MW obtenaient une prime correspondant à 80% et 90% du prix moyen de l'électricité. En 1998, deux mécanismes de soutien entrèrent en vigueur après le vote du décret royal (DC) 2818/1998. Les producteurs pouvaient être rémunérés soit via des FIT ou soit via des FIP. Au départ, les charges étaient supportées par les consommateurs finals mais en 2002, les mécanismes de soutien sont financés par déficit du secteur électrique en vue de protéger les consommateurs d'une augmentation de la facture d'électricité (del Río and Mir-Artigues, 2014). La garantie des FIT n'a pas de date limite et ils sont constants pour une durée de quatre ans (Tableau 1-9). Ils évoluent ensuite selon l'évolution des prix de marché et des conséquences économiques mais aussi techniques de l'introduction des EnR dans le système électrique.

1999-2003	< 5 kW	> 5 kW
FIT (cts€/kWh)	39,6	21,6
FIP (cts€/kWh)	36	18

Tableau 1-9: Montants des FIT et FIP entre 1999 et 2003 (del Río González, 2008)

Les producteurs renouvelables doivent payer les taxes d'accès au réseau et les coûts de connexion. Les raccordements se font en priorité pour les centrales renouvelables mais elles n'ont pas la priorité d'accès au réseau et les GRE peuvent écarter la production s'il y a un risque majeur pour le réseau. Un décret royal voté en 2000 (DC 1995/2000) précise que si l'extension du réseau ne bénéficie qu'aux producteurs renouvelables, ceux-ci doivent payer les coûts qui en résultent. Les producteurs renouvelables ont fait valoir leurs critiques concernant la modification du mécanisme de révision des tarifs puisqu'elle était selon eux, floue et non transparente impliquant une prime de risque importante de la part des institutions de prêt (del Río González, 2008).

En 2004, le gouvernement décide donc de réformer le mécanisme avec un nouveau décret royal (DC 436/2004). Deux alternatives sont proposées aux producteurs renouvelables (del Río and Mir-Artigues, 2012). Ils peuvent vendre leurs productions à un prix régulé défini selon un pourcentage du tarif de gros ou alors vendre selon un mécanisme de FIP. Les prix sont garantis pendant 25 ans. Les montants des primes sont révisés tous les quatre ans (contre tous les ans initialement) et il n'y a pas de rétroaction possible. Afin de garantir la stabilité du réseau, les installations supérieures à 10 MW doivent fournir une estimation de la production injectée dans le réseau 30 heures avant le temps réel. Si le volume de l'injection dévie de 20% de l'estimation, les producteurs doivent payer 10% du prix moyen de l'électricité multiplié par la somme des déviations par rapport à l'estimation. Le mécanisme de calcul des FIT et des FIP a engendré une hausse des coûts du soutien puisque le prix moyen de l'électricité a augmenté de 4,5% entre 2005 et 2006 et le prix de gros a également été très élevé par rapport aux estimations du gouvernement (del Río González, 2008).

Pour limiter la hausse des coûts de soutien, un nouveau décret royal est voté en 2007 (DC 661/2007). Désormais, les installations PV ne sont plus éligibles au mécanisme de FIP et les montants des FIT sont différents selon les heures de la journée. Les pouvoirs publics ont décidé de lier l'évolution des FIT avec l'indice de prix à la consommation. Les montants des FIT ne changent pas par rapport à l'année 2006 sauf pour les installations comprises entre 100 kW et 10 000 kW pour lesquelles il est prévu une

augmentation de 82% (de 22,98 cts€/kWh à 41,75 cts€/kWh). Si les capacités installées atteignent 85% de l'objectif, la production des nouvelles installations durant les 12 mois suivants est rémunérée au prix de gros (uniquement pour les centrales inférieures à 100 kW). Les centrales renouvelables ont désormais un accès prioritaire au réseau mais les sites PV supérieurs à 10 MW doivent être connectés à un centre de contrôle. Désormais, il y a une restriction de l'injection PV dans le réseau si la production est au-dessus de 5% du montant de l'estimation mais ils peuvent corriger leurs estimations une heure avant l'ouverture des marchés. A partir de ce nouveau décret, les capacités PV ont cru de manière exponentielle (Figure 1-21).

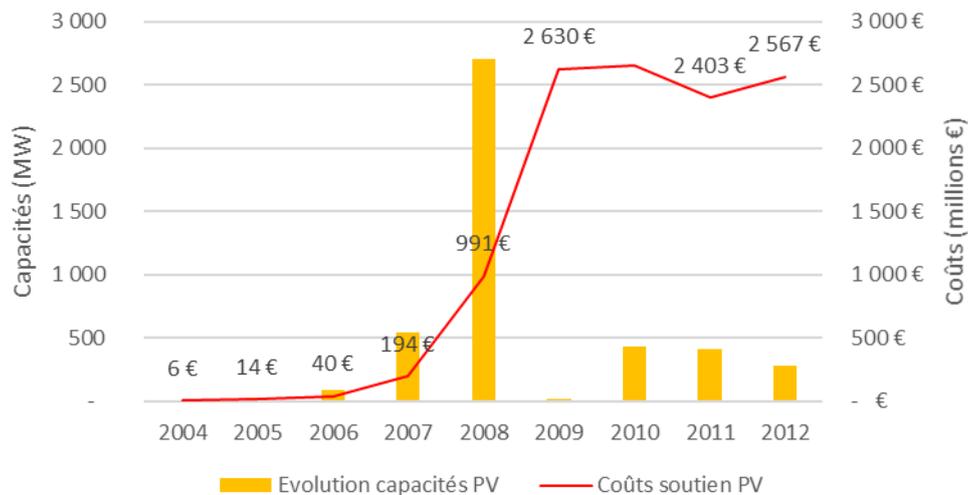


Figure 1-21: Evolution des capacités PV cumulées et des coûts annuels de la politique de soutien (del Río and Mir-Artigues, 2014)

Plusieurs facteurs expliquent ce phénomène (del Río and Mir-Artigues, 2014). Tout d'abord, les tarifs d'achat pour les capacités entre 100 kW et 10 000 kW ont cru de 82% en 2007. Pour profiter au maximum des avantages de cette décision, de nombreux investisseurs ont agrégé des installations moyennes plutôt que d'investir dans une grande centrale de production bénéficiant de tarifs plus faibles. Puis, la technologie PV est devenue plus efficace menant à une baisse des coûts par unité de production. Enfin, les investisseurs anticipèrent le changement de régulation lorsque l'objectif des capacités installées serait atteint. Le gouvernement avait annoncé qu'un nouveau décret royal serait voté dans l'année qui suit avec des tarifs d'achat plus faibles. En juin 2007, l'objectif a été atteint et le gouvernement a publié une ébauche du nouveau décret royal dans lequel les FIT étaient fortement réduits. De ce fait, il y a eu un nombre très important de demandes de raccordement entre avril et septembre 2008 (avant que le nouveau décret soit entré en vigueur le 28 septembre 2008). En 2007, 544 MW de capacités PV a été installées en Espagne alors qu'en 2008, avant le vote du décret royal, 2 700 MW de puissance ont été raccordées. Cet accroissement inattendu des capacités s'est traduit par une augmentation des coûts des subventions alors que la production PV représente une part faible de la production totale renouvelable de l'Espagne (Tableau 1-10).

	Coûts de soutien PV par rapport aux coûts de soutien des EnR	Part de la production PV dans le mix électrique
2004	0,93%	0,08%
2005	1,75%	0,15%
2006	3,53%	0,35%
2007	13,44%	1,36%
2008	40,88%	6,09%
2009	55,90%	11,72%
2010	49,66%	10,65%
2011	47,76%	10,46%
2012	47,28%	11,98%

Tableau 1-10: Part des coûts de la politique de soutien PV par rapport au mix de production renouvelable et au soutien des EnR (del Río and Mir-Artigues, 2014)

Le montant total des subventions payées pour les producteurs photovoltaïques s'est monté à 194 millions d'euros en 2007 à 990 millions en 2008 et 2,6 milliards en 2009 (Figure 1-21). Or, le gouvernement est tenu de combler le déficit du secteur électrique en 2013. Face à cette situation le gouvernement introduisit de profondes modifications du mécanisme de soutien dont le premier objectif est de contrôler les capacités installées à travers le décret royal 1578/2008 entré en vigueur le 1^{er} janvier 2009 (del Río and Mir-Artigues, 2012). Premièrement, le nouveau décret prévoit une nouvelle segmentation pour les installations PV. Les FIT augmentent de 57% pour les installations inférieures à 20 kW et une baisse de 36% pour les autres installations. Le gouvernement introduit un plafond trimestriel de puissance PV à installer pour chaque type de catégorie PV. Si moins de 75% du quota défini est atteint²¹, alors le niveau des FIT reste identique. Dans le cas contraire, les tarifs d'achat diminuent graduellement en fonction de l'atteinte du quota qui peut aller jusqu'à une baisse de 2,6%.

En 2010, un nouveau décret royal (DC 14/2010) renforce la volonté de réduire le déficit du secteur électrique. Pour cela, les producteurs renouvelables doivent payer une charge d'accès au réseau égale à 0,5 €/MWh à partir du 1^{er} janvier 2011. La même année, un autre décret royal (DC 1565/2010) prévoit une baisse supplémentaire des tarifs d'achat (appliquée au deuxième trimestre 2011) de 5% pour les installations toitures inférieures à 20 kW ; de 25% pour les installations toitures entre 20 kW et 2 000 kW et de 45% pour les centrales au sol. Le décret de 2010 prévoit une mesure de rétroaction par rapport au décret royal de 2007 (DC 661/2007). Les producteurs PV bénéficient des tarifs d'achat sur une période de 28 ans et non sur la durée de vie des panneaux PV. Après cette date, la production sera vendue au prix de gros. De plus, le décret voté en 2010 définit un nombre d'heures de production pour lequel la production PV est éligible au FIT. Cela s'applique aux installations raccordées sous le décret de 2007 (DC 661/2007) et pour celles raccordées sous le décret de 2008 (DC 1578/2008) mais avec une différenciation géographique afin de prendre en compte la différence d'ensoleillement entre les régions. En 2011, le gouvernement veut favoriser le développement des petites centrales PV au détriment des centrales au sol²² (DC 1699/2011). Pour cela, il facilite les procédures administratives, contractuelles, économiques et techniques de raccordement des centrales au réseau de distribution. De plus, un système de net metering est mis en place pour les ménages et les petites entreprises. Puis, la loi sur l'énergie 15/2012 prévoit une taxe de 7% sur la production injectée dans le réseau.

²¹ Un registre est créé à cet effet pour contrôler le volume de sites éligibles au mécanisme de soutien.

²² Seulement 4% des capacités installées sont raccordées dans le secteur résidentiel (EPIA, 2014)

Le 27 janvier 2012, le gouvernement vota un nouveau décret royal (DC 1/2012) qui suspend temporairement les mécanismes de soutien pour la production PV. Cette décision fait suite à l'atteinte des objectifs de l'Espagne concernant la part des EnR dans le mix électrique et elle devrait être étendue jusqu'au renflouement du déficit du secteur électrique (del Río and Mir-Artigues, 2014). Cette mesure n'est pas rétroactive, mais le gouvernement abolit le mécanisme de FIT le 14 juillet 2013 (DC 9/2013). Les nouvelles installations inférieures à 50 MW bénéficient d'une rémunération qui couvre tout juste leurs coûts. Les installations supérieures à 50 MW ne reçoivent aucune rémunération et elles doivent vendre la production au prix spot.

Le 1^{er} janvier 2014, une nouvelle loi entre en vigueur (loi 24/2013) qui remplace la loi 54/1997 mise en place initialement (Aragonés et al., 2016). Concernant les producteurs PV, ils sont enregistrés dans un nouveau registre afin de bénéficier du nouveau mécanisme de rémunération appliqué par le ministère de l'industrie, de l'énergie et du tourisme. Toutes les installations inscrites dans ce registre doivent payer une contribution « backup toll » pour tous les MWh produits et autoconsommés afin de contribuer aux coûts fixes du réseau (cela ne s'applique pas aux centrales déconnectées du réseau). Pour les centrales en autoconsommation, les bases administratives, techniques et économiques sont spécifiées sous le décret royal 900/2015, entré en vigueur le 10 octobre 2015. Ce décret spécifie deux modèles d'installations sous autoconsommation. Le premier concerne les installations inférieures à 100 kW dont la production d'électricité est destinée uniquement à l'autoconsommation et qui ne sont pas enregistrées comme centrale de production. Ce modèle considère les autoconsommateurs comme de simples consommateurs et la production excédentaire n'est pas valorisée. Le deuxième modèle correspond aux producteurs qui possèdent une seule centrale ou situées à un unique point de raccordement associées à plusieurs sources de production. Dans ce cas-là, la production excédentaire vendue est considérée comme un profit et fait l'objet d'une taxation. Le décret spécifie les montants de la contribution « backup toll ». Cette charge est composée d'une part fixe basée sur la capacité installée uniquement s'il y a un dispositif de stockage. Il y a également une charge variable basée sur les kWh autoconsommés. Les installations inférieures à 10 kW et situées dans les zones insulaires sont exemptées de cette charge. La capacité de l'installation ne doit pas excéder la puissance souscrite. Les gains liés à l'autoconsommation sont donc composés du tarif de détail moins la part variable de la « backup toll » ($p^{VR} - p^{toll}$). Le surplus est valorisé selon le prix de gros moins la charge d'accès au réseau ($p^{grid-access}$) et de la taxe appliquée sur la production ($Taxe^{ex}$). Enfin, une charge complémentaire est appliquée correspondant à la capacité de l'installation (PV) multiplié par la part fixe de la « backup toll » ($\overline{p^{toll}}$) :

$$R = q^{AC} \cdot (p^{VR} - p^{toll}) - (PV \cdot \overline{p^{toll}}) + q^{ex} \cdot [(p^{ex} - p^{grid-access}) \cdot (1 - Taxe^{ex})] \quad (1.13)$$

Avec :

Secteur	Résidentiel	Commercial	Industriel
p^{toll}	0,049 €/kWh	0,0194 €/kWh	0,0163 €/kWh
$p^{grid-access}$		0,5€/MWh	
$Taxe^{ex}$	0%	7%	7%
$\overline{p^{toll}}$	9€/kW		

Tableau 1-11 : Variables déterminantes de la rentabilité d'une installation en autoconsommation en 2016 (López Prol and Steininger, 2017)

En 2016, le taux de rentabilité interne était négatif pour les ménages même sans la « backup toll » et faible pour les entreprises (López Prol and Steininger, 2017). Malgré un ensoleillement élevé, le développement des petites installations est resté atone en raison des nombreuses charges qui incombent aux autoconsommateurs et le tarif réseau comprend une part fixe de 84% pour les ménages (European Commission, 2015a). Les gains liés à l’autoconsommation pour un ménage sont de 0,164€/kWh avec une installation inférieure à 10 kW et de 0,115€/kWh au-delà (Figure 1-22). Pour les entreprises commerciales et industrielles, les différentes taxes entraînent une baisse des économies de facture d’environ 2 cts€/kWh.

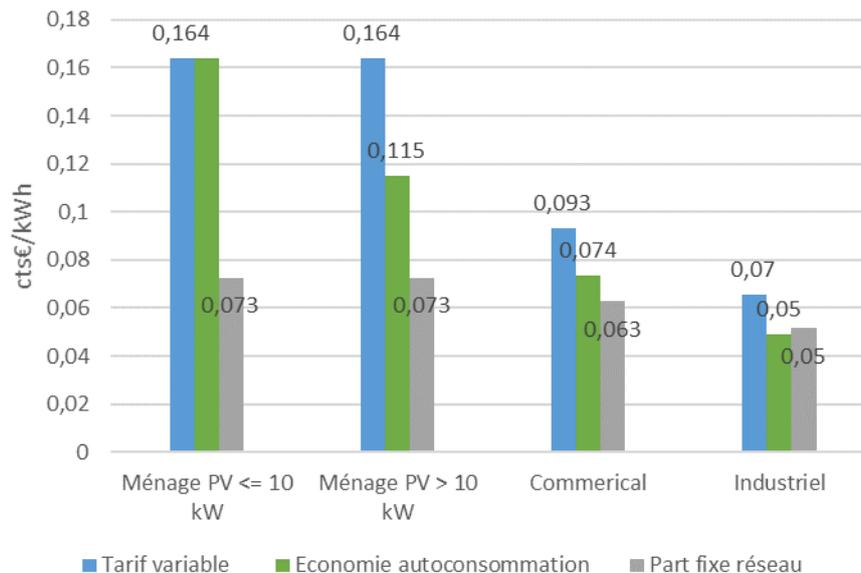


Figure 1-22: Economie par kWh autoconsommé en 2016 (López Prol and Steininger, 2017)

En 2018, le décret royal 15/2018 est voté et modifie en profondeur la régulation pour l’autoconsommation. Ce décret pose trois principales bases : le droit d’autoconsommer sans subir de charge, le droit d’autoconsommer collectivement et une simplification des procédures techniques et administratives (IEA PVPS, 2018). De ce fait, plus aucune charge ne s’applique pour les autoconsommateurs dont la « backup toll ». Pour les capacités inférieures ou égales à 100 kW, la production excédentaire est valorisée à 90% du prix spot. Puis, ces installations n’ont plus l’obligation de s’enregistrer auprès du ministère.

3.5. France

La loi n°2000-108 du 10 février 2010 relative à la modernisation du service public de l’électricité prévoit des FIT pour les installations PV inférieures à 12 MW. L’arrêté du 13 mars 2002 fixe le montant des FIT à hauteur de 15 cts€/kWh pour les départements continentaux et de 30,5 cts€/kWh pour les départements d’outre-mer (ADEME, 2003). Ils sont garantis 20 ans et décroissent de 5% par an. La production bénéficiant des FIT est plafonnée selon le produit de la puissance crête et une durée de 1200h en métropole et de 1500h dans les DROM. Au-delà, les FIT s’élèvent à 4,42 cts€/kWh en métropole et 5,34 cts€/kWh dans les DROM. Les coûts de la politique de soutien sont supportés par les consommateurs finals via la contribution au service public de l’électricité (CSPE)²³ due pour chaque

²³ Les recettes de la CSPE sont également destinées à la péréquation tarifaire pour les zones non interconnectées et les tarifs sociaux.

kWh consommé. En 2006, le gouvernement décida d'accélérer le développement de la production PV en augmentant les FIT à 30 cts€/kWh soit le double par rapport à 2002 et à 40 cts€/kWh dans les DROM (ADEME, 2007). Les panneaux photovoltaïques intégrés en toiture bénéficient d'une prime de 25 cts€/kWh, soit un tarif d'achat de 55 cts€/kWh. L'évolution des FIT est désormais indexée sur le taux d'inflation. Le plafond de production bénéficiant des FIT est relevé à 1500h en métropole et 1800h dans les DROM. Au-delà, le tarif d'achat est de 5 cts€/kWh.

Ces mesures engendrèrent une hausse très importante des capacités installées passant de 340 MW à 1 180 MW entre 2008 et 2009 (Figure 1-23). Afin de prévenir une dérive des coûts du soutien, le mécanisme des FIT est réformé deux fois en 2010 (ADEME, 2012). En janvier 2010, les FIT varient selon 4 critères : l'intégration au bâti, l'usage du bâtiment, la puissance de l'installation et la localisation²⁴. Seules les installations supérieures à 250 kW sont concernées par le critère de localisation. Les installations domestiques avec intégration au bâti bénéficient d'un tarif d'achat de 58 cts€/kWh et de 42 cts€/kWh pour celles avec une intégration simplifiée au bâti. Suite à la hausse importante continue des capacités PV, une deuxième réforme prévoit la diminution des FIT de 12% entre août et septembre 2010 pour toutes les catégories d'installation sauf pour les installations inférieures à 3 kW. De plus, un taux dégressif de 10% par an s'applique à partir de 2012. Ces mesures ne parviennent pas à freiner le rythme de développement des installations PV si bien que les coûts de financement des énergies renouvelables via la CSPE doublent entre 2010 et 2011 (Figure 1-23).

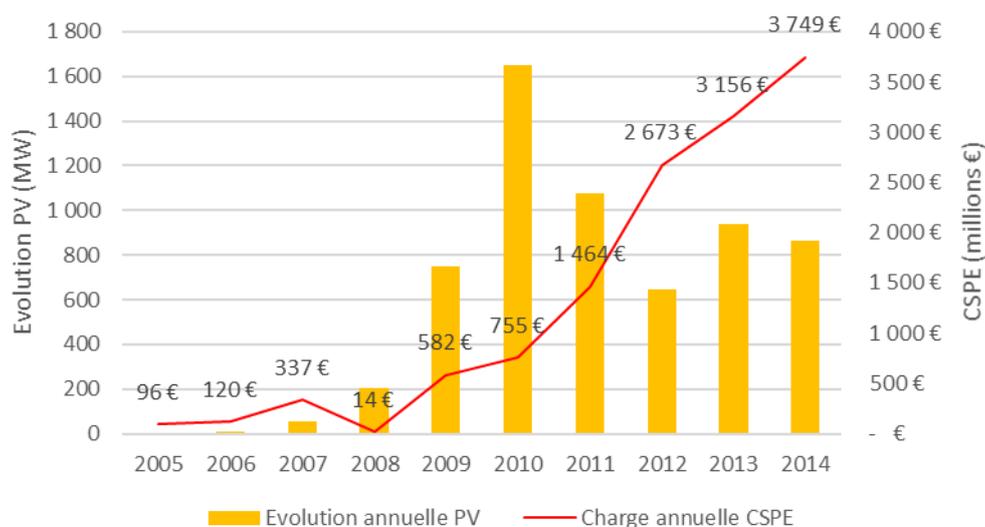


Figure 1-23: Evolution annuelle et cumulée des capacités PV (CGDD, 2019a; CRE, 2017a)

Les pouvoirs publics décidèrent de mettre en place un moratoire de décembre 2010 à mars 2011 pour suspendre le mécanisme des FIT (sauf pour les installations inférieures à 3 kW). Afin de contrôler le développement des PV, le gouvernement introduit un mécanisme d'enchères avec appel d'offres pour les installations toitures supérieures à 100 kW et pour les centrales au sol. Les installations toitures inférieures à 100 kW continuent de bénéficier des FIT mais leurs niveaux sont révisés trimestriellement. Si les installations résidentielles atteignent 50 MW et 200 MW pour les autres installations au cours d'un trimestre, les FIT diminuent de 2,6%, en plus d'une baisse annuelle de 10%. Malgré que la production PV ne représente que 10% des sources de production renouvelable, les coûts

²⁴ Lien vers l'arrêt pour voir tous les critères : http://www.photovoltaique.guidenr.fr/documents/arrete_du_12_janvier_2010_version_initiale.pdf

de soutien représentent 70% des coûts de soutien des EnR en 2012 (Figure 1-24). En 2014, les charges de la CSPE représentent 16,5€/MWh soit 13% de la facture d'électricité d'un client résidentiel moyen. En revanche, il existe 3 mécanismes d'exonération partielle de la CSPE pour les entreprises. La contribution est plafonnée à environ 598 000€ et ce plafond évolue dans le même sens que la CSPE dans la limite d'une hausse de 5%. De plus, la contribution est plafonnée à 0,5% de la valeur ajoutée pour les entreprises consommant 7 GWh par an. Enfin, les producteurs bénéficient également d'une exonération pour les kWh produits et autoconsommés car ces kWh ne donnent pas lieu à une facturation auprès d'un fournisseur. L'ensemble de ces exonérations représentent 90 TWh en 2013 (CRE, 2014).

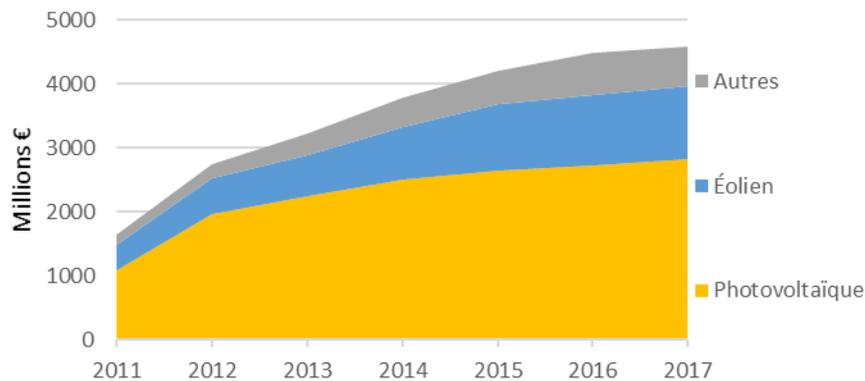


Figure 1-24: Evolution des coûts du soutien des énergies renouvelables en France (CGDD, 2019a)

Afin de faciliter et planifier le développement rapide des énergies renouvelables raccordées en moyenne et haute tension, le gouvernement vote la loi « Grenelle II » le 12 juillet 2010 qui introduit deux types de schémas. Les schémas régionaux du climat de l'air et de l'énergie (SRCAE) fixent des objectifs quantitatifs et qualitatifs de développement des EnR à l'horizon 2020 au niveau régional. A cela s'ajoute les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) qui définissent les travaux et les coûts à répartir entre les gestionnaires de réseau et les producteurs renouvelables.

En 2013, l'essentiel des installations PV (99%) bénéficient des FIT mais des programmes régionaux voient le jour pour développer l'autoconsommation. C'est le cas de l'Aquitaine qui a mis en place des appels à projets pour des installations PV avec une capacité comprise entre 10 kW et 250 kW. Seules conditions, ces installations ne doivent pas bénéficier des FIT et elles doivent afficher un taux d'autoconsommation de 67% au minimum. La région a relancé des appels à projets de ce type en 2014 pour des installations avec une capacité PV de 500 kW maximum et un taux d'autoconsommation minimum de 75%. Les projets retenus ont bénéficié d'aides financières à hauteur de 50% des coûts d'investissement (OFAEnR, 2014).

En 2016, la France a mis en place un cadre réglementaire pour l'autoconsommation PV et deux mécanismes de soutien au niveau national. Le premier est destiné aux installations inférieures à 100 kW. Celles-ci bénéficient d'une prime à l'investissement PV ainsi que d'une réduction de la TVA pour les installations inférieures ou égales à 3 kW. Les coûts de raccordement sont supportés par les gestionnaires de réseau et le surplus injecté dans le réseau est valorisé via un FIT garanti sur 20 ans (Tableau 1-12). Pour les installations inférieures à 3 kW, il est possible de bénéficier d'une réduction des coûts administratifs mais dans ce cas-là, le surplus est injecté gratuitement. Des coefficients de dégressivité s'appliquent sur la prime d'investissement en fonction de l'évolution des capacités

installées. Néanmoins, la prime est restée quasiment constante entre 2017 et 2020. Ce schéma incitatif cohabite avec celui des FIT appliqués sur toute la production. Dans ce cas-là, il n’y a pas de prime à l’investissement ni de réduction de TVA mais les FIT sont plus élevés. Actuellement, le schéma de l’autoconsommation avec vente du surplus au FIT est privilégié (Figure 1-25).

Capacités PV]0 - 3] kW]3 - 9] kW]9 - 36] kW]36 - 100] kW
Prime PV	400€/kW	300€/kW	190€/kW	90€/kW
TVA	10%	20%	20%	20%
FIT (surplus)	10 cts€/kWh		6 cts€/kWh	

Tableau 1-12: Subventions pour les installations en autoconsommation en 2019²⁵

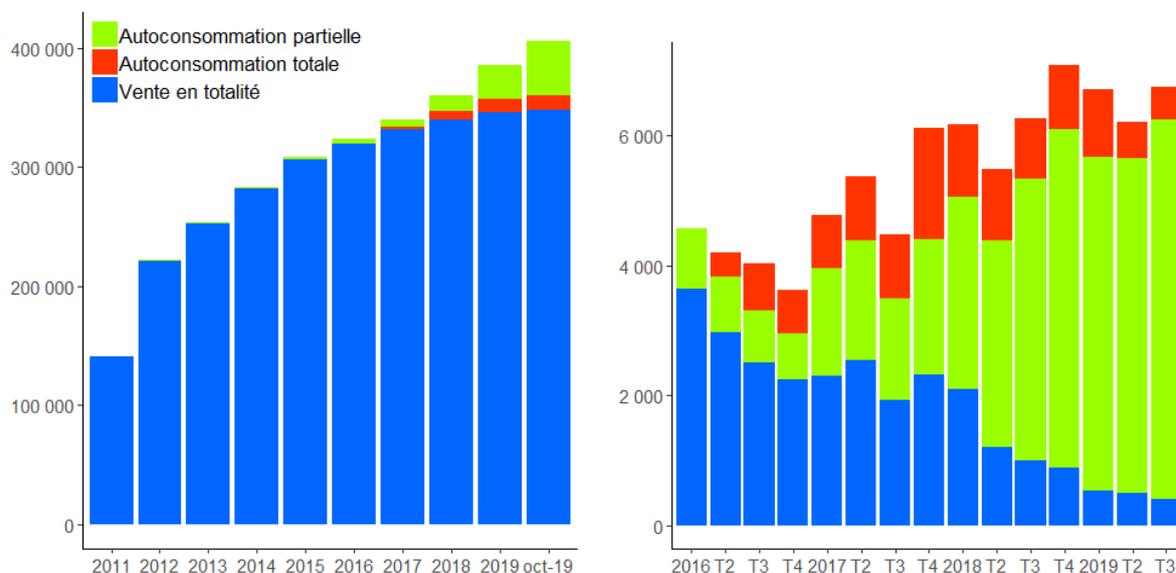


Figure 1-25: Evolution cumulée des installations PV inférieures à 36 kW (gauche) et évolution trimestrielle (droite) (Enedis, 2020)

En 2017, la définition de l’autoconsommation est étendue au niveau collectif si les participants à l’opération sont connectés sur la même antenne basse tension (Loi n° 2017-227 du 24 février 2017). Néanmoins, les taxes et le tarif réseau sont facturés même pour les kWh autoconsommés. De plus, aucun tarif d’achat n’est garanti pour le surplus injecté (CRE, 2018a). Concernant le tarif réseau, deux possibilités s’offrent aux autoconsommateurs. La première est de garder le même tarif mais celui-ci est dû même pour les kWh autoconsommés. La deuxième possibilité est d’opter pour un tarif spécifique à l’autoconsommation collective. Celui-ci est composé de 4 plages temporelles dont les prix sont en moyennes plus faibles comparés aux tarifs réseau standards pour les kWh autoconsommés mais en contrepartie, les prix sont plus élevés lors des périodes hors autoconsommation (CRE, 2018b). Ce tarif est donc intéressant pour des taux d’autoproduction élevés.

Le deuxième mécanisme d’incitation à l’autoconsommation est destiné aux installations supérieures à 100 kW. A la suite d’une réflexion sur l’impact de l’autoconsommation sur les réseaux électriques, les pouvoirs publics ont décidé de réguler le développement de l’autoconsommation de grandes capacités via des appels d’offres (DGEC, 2014). Le premier appel d’offres est lancé le 2 août 2016 pour des

²⁵ <https://www.economie.gouv.fr/particuliers/aides-installation-photovoltaiques>

installations²⁶ avec une capacité comprise entre 100 et 500 kW. L'appel d'offres est réparti en deux périodes portant sur 20 MW de puissance chacune. Pour être éligible, les candidats doivent garantir un taux d'autoconsommation supérieur à 50%. De plus, les installations doivent être implantées sur bâtiments ou ombrières et dont l'évaluation carbone simplifiée est inférieure à 750 kgCO₂/kWh. Les candidats retenus bénéficient d'un contrat de complément de rémunération. Une prime de 5€/MWh est prévue pour les projets bénéficiant d'un financement participatif. Les offres sont classées selon la formule suivante (CRE, 2017b):

$$Offre_i = 100 \cdot \frac{Prime_{max} - Prime_i}{Prime_{max} - Prime_{min}} \quad (1.14)$$

Avec :

- $Prime_{max} = 130\text{€/MWh}$
- $Prime_{min} = 0\text{€/MWh}$
- $Prime_i$: prime proposée par le candidat

Plus la prime de l'offre i est faible, plus l'offre sera bien classée. Si la prime proposée est au-dessus de 130€/MWh, sa note sera négative. Les candidats retenus bénéficient d'une rémunération sur la durée de vie de l'installation dans la limite d'une durée de 10 ans. Le complément de rémunération (CR) est garanti pendant 10 ans et dépend de 3 termes. Le premier terme représente les gains liés à l'autoconsommation (q^{AC}) valorisés selon la prime proposée par le candidat ($Prime_i$) plus une constante égale à 10. Le deuxième terme est égal au surplus (q^{ex}) valorisé selon $Prime_i$. Le troisième correspond à une pénalité qui dépend de la production totale (q^{PV}) et du rapport entre la puissance maximum injectée dans le réseau ($q^{ex(max)}$) et la puissance nominale de l'installation (PV) :

$$CR = [(Prime_i + 10) \cdot q^{AC}] + [Prime_i \cdot q^{ex}] - [12 \cdot q \cdot (q^{ex(max)} / PV)] \quad (1.15)$$

Les autoconsommateurs sont donc incités à maximiser l'autoconsommation car la constante 10 permet une meilleure rémunération que le surplus injecté dans le réseau. Plus la pointe d'injection sur une année donnée sera élevée, plus le complément de rémunération sera faible. A l'inverse, la pénalité est nulle pour un taux d'autoconsommation de 100%. Ce complément de rémunération, comme le nom l'indique, est une rémunération additionnelle aux gains liés à l'autoconsommation et au surplus vendu. Si le taux d'autoconsommation observé ex post est inférieur au taux minimal de 50%, la prime diminue de 2 points de pourcentage. De plus, le contrat peut être rompu à tout moment et les sommes perçues doivent être remboursées si les autoconsommateurs dérogent aux conditions d'éligibilités. Le 10 mars 2017, le gouvernement décida de reconduire ces appels d'offres en augmentant les objectifs fixés à 450 MW par an jusqu'en 2020 et la constante de 10 est abaissée à 5 pour la valorisation de l'autoconsommation. Malgré ces différentes mesures incitatives à l'autoconsommation, les capacités installées sont faibles en France (Figure 1-26). Elles représentent 258 MW au 1^{er} janvier 2020.

²⁶ L'appel d'offre concerne plusieurs types de technologies mais ce sont principalement des installations PV qui ont été retenues.

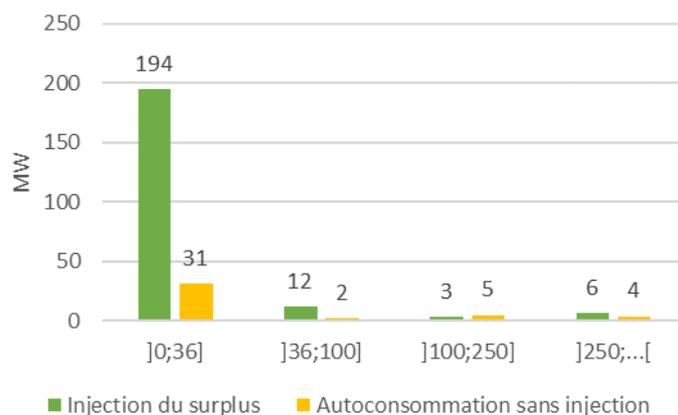


Figure 1-26: Installations PV en autoconsommation au 01/01/2020 selon la capacité en kW (Enedis, 2020)

Conclusion

Les mécanismes d'incitation mis en place par les pays étudiés ont été un puissant catalyseur du développement de la technologie photovoltaïque. Cependant, les politiques instaurées par les différents gouvernements ont mené à des coûts très importants pour les consommateurs finals d'électricité puisque les incitations étaient trop élevées comparées aux coûts de production. Cela a entraîné une évolution exponentielle des capacités sur une période de temps très courte suivi de profondes réformes pour limiter la hausse des capacités. La baisse des coûts de production combinée à la hausse du tarif de détail a permis à certains pays d'atteindre la parité réseau. Dès lors, les différents pouvoirs publics ont mis en place un cadre réglementaire favorisant l'autoconsommation. Pour autant, dans les différents pays étudiés, des subventions ont été mises places telles que des tarifs d'achat garanti pour le surplus injecté ou des primes à l'investissement. Malgré que l'autoconsommation permette de diminuer les besoins de soutenir la filière photovoltaïque, des transferts apparaissent dès lors que la production autoconsommée est exemptée du paiement de la contribution pour le financement du soutien des énergies renouvelables. En effet, la baisse des recettes est transférée vers les consommateurs standards. Certains pays ont donc cherché à limiter ces transferts en appliquant une contribution sur la production autoconsommée mais les centrales domestiques ont toujours été exemptées. Comme pour les mécanismes d'incitation initiaux, on retrouve un certain schéma dans lequel un retour en arrière est nécessaire pour éviter une dérive des coûts et des transferts trop importants entre les différents consommateurs.

De plus, à mesure que le développement des énergies renouvelables devenait important, des mesures ont été prises pour limiter l'impact de la production renouvelable sur le réseau. L'intermittence de la production renouvelable ont entraîné des coûts supplémentaires pour les gestionnaires de réseau et ont été couverts par une augmentation du tarif réseau pour tous les consommateurs. Cela pose la question d'un transfert additionnel des autoconsommateurs vers les autres consommateurs. En effet, le tarif réseau est majoritairement assis sur une part variable en Europe alors que les coûts réseau sont essentiellement fixe. Dès lors, si la facture réseau économisée via l'autoconsommation entraîne une baisse des recettes pour les gestionnaires de réseau qui doit être compensée. Le cadre de régulation de l'autoconsommation ne doit donc pas reproduire les mêmes erreurs que les politiques de soutien mises en place initialement. Il est nécessaire de prendre en compte tous les subventions implicites afin

d'éviter des transferts trop importants entre consommateurs. Dans ce sens, une estimation de ces transferts en France est conduite dans le chapitre 2.

Chapitre 2 - Impacts de l'autoconsommation photovoltaïque sur la tarification des réseaux électriques

La rentabilité de l'autoconsommation photovoltaïque dépend en grande partie de la structure du tarif réseau. Lorsque celle-ci est basée intégralement sur les kilowattheures soutirés, l'autoconsommateur est incité à maximiser son taux d'autoconsommation. Dans certains pays comme la France, la composante réseau est assise en partie selon la puissance souscrite. Dès lors, les gains liés à l'autoconsommation dépendent également de la capacité de l'agent à diminuer sa pointe de consommation via sa production photovoltaïque. En Europe, la structure du tarif réseau ne reflète pas nécessairement les coûts horaires des gestionnaires de réseau puisque ceux-ci sont essentiellement fixes et concentrés sur certaines heures de l'année alors que le tarif est majoritairement uniforme et basé sur les kilowattheures soutirés. Si les recettes des gestionnaires de réseau diminuent suite au développement de l'autoconsommation sans que cela se traduise par une baisse des coûts, une hausse des tarifs est nécessaire pour assurer l'équilibre financier. Cette situation entraîne des subventions croisées des consommateurs standards vers les autoconsommateurs ; les premiers finançant une plus grande partie des coûts pour l'acheminement de l'électricité.

Ce chapitre a pour objectif d'estimer les subventions croisées liées au développement de l'autoconsommation en France à l'horizon 2021. Lorsque l'autoconsommation a été soutenue, il n'y a pas eu de modification majeure de la structure du tarif réseau. Si cette situation perdure, les gestionnaires de réseau pourraient augmenter le tarif pour compenser la baisse des recettes. Cet effet aurait pour conséquences d'augmenter l'incitation à autoconsommer car les économies en seraient d'autant plus élevées et les coûts du réseau seraient à la charge d'un nombre réduit de consommateurs. C'est la raison pour laquelle la structure du tarif réseau a fait l'objet d'un intérêt croissant chez les régulateurs mais également dans la littérature économique pour deux raisons. La première est liée aux subventions croisées qui s'apparentent à des subventions indirectes alors que les consommateurs standards financent déjà les politiques de soutien directes à l'autoconsommation. La deuxième est liée à la rentabilité des installations photovoltaïques puisque les calculs de rentabilité ne prenaient pas en compte les changements de structure tarifaire. Cet aspect sera traité dans le chapitre 3.

Afin d'analyser la question des subventions croisées, les principes et la structure de la tarification des réseaux électriques seront présentés dans la section 1. Globalement, il n'y a pas de consensus sur la structure du tarif réseau puisque celle-ci revêt également des enjeux politiques. En revanche, un tarif uniquement variable est largement contesté dans la littérature économique. Les principes et la méthode de calculs des tarifs en France seront également présentés. La deuxième section étudiera les impacts de l'autoconsommation sur la tarification des réseaux. La production photovoltaïque, qu'elle soit autoconsommée ou non, engendre des coûts et des économies pour les gestionnaires de réseau qu'il faut prendre en compte dans la tarification. Nous verrons qu'un status quo peut amener à un phénomène dit de *death spiral* où les subventions croisées incitent les ménages à investir dans des panneaux photovoltaïques pour autoconsommer, ce qui entraîne de nouveaux transferts jusqu'à qu'un nombre très réduits de consommateurs finance les coûts réseau. La troisième section présentera la méthodologie pour estimer les subventions croisées en France, ainsi que les résultats. Nous nous focaliserons sur l'augmentation du tarif réseau induit par le développement de l'autoconsommation. Des propositions seront formulées pour limiter ces subventions croisées.

1. La tarification des réseaux

La tarification des réseaux est un champ spécifique lié à la régulation du monopole naturel. La nature complexe de cette question a nourri de nombreuses études et de travaux académiques concernant la tarification optimale des monopoles naturels. On s'efforcera ici, de développer les principes qui régissent la tarification des réseaux, ainsi que le processus permettant de définir la structure du tarif réseau.

1.1. Principes de la tarification des réseaux

Les principes de la tarification du monopole régulé ont été développées par Bronbright en 1961 (Bonbright, 1971). Elles doivent conduire à deux objectifs principaux qui sont, le recouvrement des coûts du monopole et la formation d'un signal économique envoyé aux consommateurs destiné à minimiser les coûts d'infrastructure. Ces deux objectifs peuvent se traduire en de multiples principes que nous allons spécifier pour la gestion des réseaux électriques (Sakhrani et Parsons, 2010). Tout d'abord, la tarification doit permettre aux gestionnaires de réseau d'électricité (GRE) de recouvrir leurs coûts. La somme des revenus obtenus via le paiement des utilisateurs du réseau constitue le revenu autorisé du GRE. Ce principe est très spécifique à cette industrie puisque l'activité de la distribution d'électricité est une mission de service publique (Armstrong and Sappington, 2006). Si les GRE n'ont pas les moyens nécessaires pour effectuer des investissements afin d'assurer la continuité d'approvisionnement de manière fiable, les coupures de courant pourraient entraîner d'importants problèmes sanitaires et économiques (Ter-Martirosyan and Kwoka, 2010). Puis, la tarification doit respecter un principe d'efficacité économique. Les services liés à l'activité des réseaux électriques doivent être fournis à moindre coût et les consommateurs doivent être facturés en fonction des services qui leur sont fournis. Ce principe est essentiel car l'activité des réseaux est constituée de monopoles naturels. Si le prix de ces services est élevé, les usagers ne peuvent pas changer d'opérateur car la concurrence est inexistante. Dès lors, ils peuvent être incités à se déconnecter du réseau ce qui peut mettre en péril l'activité des GRE (Graffy and Kihm, 2014). Le principe d'efficacité économique signifie également que les tarifs doivent refléter les coûts engendrés par les consommateurs et aucune discrimination ne doit être faite sur les usages finaux. Enfin, pour que les tarifs constituent de bons signaux pour les consommateurs, il est nécessaire que la tarification soit transparente, stable et prédictive. Si l'objectif des tarifs est de minimiser les coûts réseau, il faut que les usagers puissent anticiper et réagir face aux signaux envoyés. Cet objectif nécessite donc un impératif de simplicité dans la mise en œuvre de la structure tarifaire.

En théorie, la tarification doit respecter tous ces principes pour être optimale. Cependant, certains d'entre eux peuvent être en contradiction. Par exemple, pour déterminer un tarif efficient, il faut développer des méthodes complexes étant donné l'hétérogénéité des profils de consommation et de la structure des coûts du réseau. Or, plus la méthode est complexe, plus il sera difficile pour les consommateurs de la comprendre. De plus, il y a un arbitrage à effectuer entre, d'une part, les investissements nécessaires pour améliorer la qualité de l'électricité distribuée aux usagers et, d'autre part, le prix proposé aux consommateurs. La tarification des réseaux a longtemps omis la plupart de ces principes. De même qu'aujourd'hui, la plupart des tarifs ne prennent pas en compte les différents profils de consommation des usagers. En conséquence, les consommateurs ont un tarif identique alors que leurs usages engendrent des coûts hétérogènes (Picciariello et al., 2015). En France, une péréquation spatiale des tarifs a été appliquée afin d'encourager le développement des réseaux électriques dans les zones rurales. Néanmoins, les coûts de développement du réseau dépendent en partie des contraintes géographiques et donc, les coûts sont mutualisés entre les consommateurs. On

voit, à travers cet exemple, que le respect de tous les principes est difficile et certains sont privilégiés à d'autres.

1.2. Schéma de la tarification des réseaux

La mise en place d'une tarification des réseaux nécessite trois étapes principales : le calcul du revenu autorisé du gestionnaire de réseau, la détermination des différentes composantes tarifaires et l'allocation des coûts. Pour le gestionnaire de réseau, le revenu autorisé correspond aux coûts supportés pour réaliser ses activités constituées de coûts fixes et variables. Le capital investi représente les coûts fixes du GRE. Les actifs contenus dans la fonction de coût sont très nombreux : les câbles électriques, les postes de transformation de tension, les centres de contrôles, tous les équipements de contrôle de la tension, les coûts de raccordement... Il y a également certains coûts opérationnels comme les coûts des locaux, les coûts commerciaux liés au comptage de l'électricité soutirée des usagers et ceux liés à la facturation. Selon la régulation mise en place, le régulateur définit la valeur de base des actifs existants, ainsi qu'un taux de dépréciation et il détermine un taux de retour sur investissement pour les dépenses à venir (Cossent and Gómez, 2013). Historiquement, une régulation dite *cost plus* prévalait pour le calcul du revenu autorisé. La rémunération correspond aux coûts d'investissement engagés par le GRE afin d'inciter ce dernier à développer le réseau. Actuellement, il y a de plus en plus de régulations incitatives ayant pour objectif d'améliorer l'efficacité des GRE (Crouch, 2006; Joskow, 2008; Kopsakangas-Savolainen and Svento, 2010).

Les coûts opérationnels correspondent aux dépenses de fonctionnement des activités du GRE. Cela comprend les opérations de maintenance des équipements, les salaires, et les pertes en ligne. Il y a des pertes dites non-techniques liées aux fraudes ou aux erreurs de comptage et les pertes techniques liées à deux phénomènes : les pertes en ligne dues à l'effet Joule²⁷ et les pertes d'énergie dans les transformateurs de tension dites « pertes fer » (Stoft, 2002). Pour ENEDIS, qui gère 95% du réseau de distribution métropolitain, les pertes électriques représentent 20 TWh/an soit 6% de l'électricité acheminée dont 3,5% de pertes techniques (ERDF, 2009).

Une fois les coûts identifiés et le revenu autorisé calculé, il faut scinder les coûts réseaux en plusieurs catégories pour les intégrer dans la structure tarifaire. Elle peut être composée d'une part énergie facturée selon le volume d'électricité soutirée, une part puissance dépendant de la demande de pointe et une part fixe liée principalement au domaine de tension raccordé (Vogelsang, 2001). En théorie, la part des composantes tarifaires dans le tarif final doit correspondre à la part des coûts fixes et variables parmi les coûts totaux (Figure 2-1). En Europe, la part des différentes composantes est très variable (Figure 2-2) et ne reflète pas les coûts des GRE.

Enfin, les coûts doivent être alloués parmi les différents consommateurs. En théorie, le tarif doit refléter le coût marginal pour envoyer les bons signaux économiques aux usagers. Cependant, l'industrie des réseaux est caractérisée par des coûts moyens supérieurs aux coûts variables. Une tarification au coût marginal ne permettrait donc pas aux GRE de recouvrir intégralement leurs coûts (Boiteux, 1956). Il existe de nombreuses méthodes pour allouer les coûts aux consommateurs (Feldstein, 1972; Laffont, 2013; Pérez-Arriaga et al., 2013) mais cela ne constitue pas l'objectif de ce chapitre. En pratique, les différents pays ont mis en place des régulations différentes avec des tarifs

²⁷ L'effet Joule désigne le dégagement de chaleur correspondant au flux électrique transitant dans un matériau conducteur qui lui oppose une résistance.

basés principalement sur l'électricité soutirée. Cela n'a pas éveillé d'intérêt dans les pays développés dès lors que la consommation d'électricité était croissante et que les profils de consommation étaient homothétiques. Néanmoins, avec le développement de nouveaux usages électriques et le développement des centrales de production décentralisées, la question de la tarification des réseaux a suscité de nombreux débats aussi bien au niveau académique qu'au sein des régulateurs.

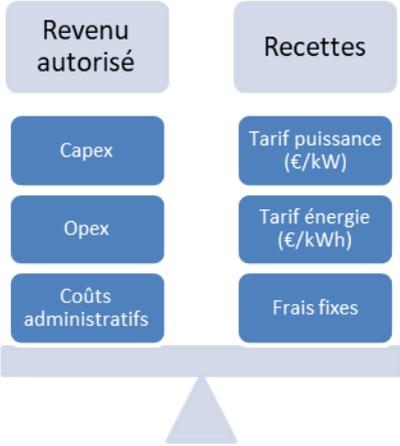


Figure 2-1: Les différentes composantes de la structure tarifaire et les différents coûts du GRE

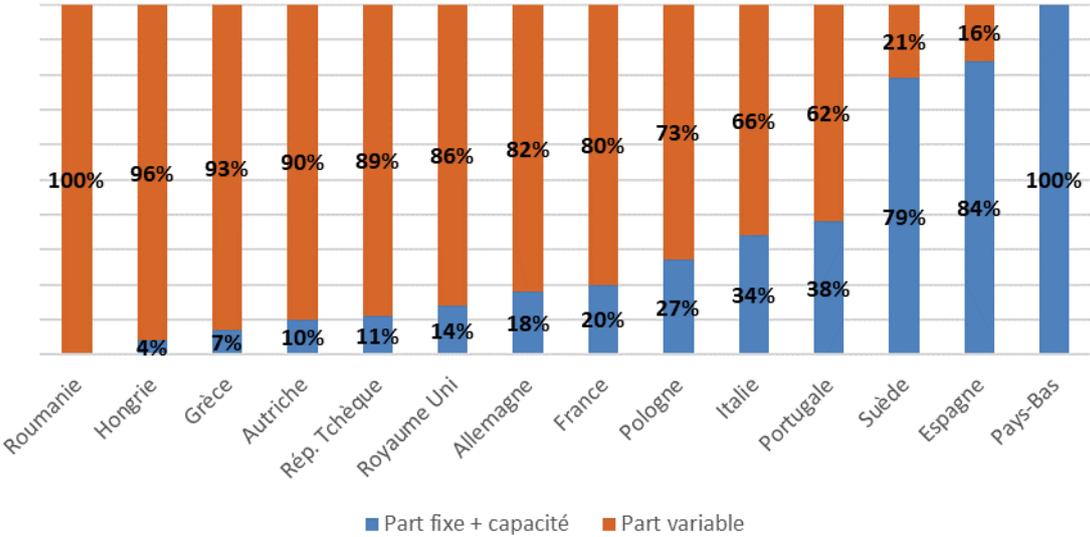


Figure 2-2: Part des composantes réseaux pour les ménages européen en 2013²⁸ (European Commission, 2015a)

1.3. La tarification des réseaux en France

A la suite de la directive européenne de 1996 sur l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité, EDF crée en juillet 2000 une direction autonome dédiée à la gestion du réseau de transport sur l'ensemble du territoire français, nommé Réseau de Transport électrique (RTE). Cette entité gère le réseau haute tension B qui correspond aux tensions électriques comprises entre 50 kV et 400 kV Puis, à la suite d'une 2^e directive européenne votée en juin 2003 imposant la séparation juridique des gestionnaires de transport et de distribution, EDF crée une autre filiale nommée ERDF en charge de la

²⁸ Pour un ménage avec une consommation annuelle de 3,5 MWh et une puissance souscrite de 6 kW.

distribution de l'électricité sur 95% du territoire métropolitain. Cette filiale est créée le 1 janvier 2008 et deviendra ENEDIS en 2016. Les 5% du territoire restant sont gérés par des entreprises locales de distribution (ELD). La distribution correspond au domaine de tension inférieur à 50 kV. La commission de régulation de l'énergie (CRE) est chargée de déterminer les tarifs des réseaux selon sa propre méthodologie de calcul. Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) sont définis sur une période de 4 ans et les tarifs actuels ont été mis en place en août 2017 et sont appliqués jusqu'en août 2021. Toutes les informations ci-dessous concernant la tarification des réseaux proviennent de la délibération de la CRE portant sur le TURPE (CRE, 2016). La tarification repose sur 4 principes. Le premier dit du « timbre-poste » assure que la tarification est indépendante de la distance parcourue par l'électricité. Le principe de péréquation tarifaire garantit que les tarifs d'accès au réseau sont identiques sur l'ensemble du territoire. Le principe de non-discrimination assure que les tarifs reflètent les coûts engendrés par chaque type de profil indépendamment de l'usage final qui est fait de l'électricité. Enfin, le principe d'horosaisonnalité incite les usagers à limiter la consommation aux périodes où la demande nationale est élevée. Parmi les principes cités en Section 1.1, la CRE construit les tarifs en conciliant plusieurs objectifs. Tout d'abord l'efficacité, entendue comme le reflet des coûts engendrés par chaque profil. Le signal envoyé permet de réduire les coûts de réseaux de long terme et assure « une coordination entre les investissements réalisés par le gestionnaire de réseaux et ceux réalisés par les utilisateurs » (CRE p.18, 2016). Les tarifs sont lisibles car regroupés en une ou plusieurs plages temporelles. Ils sont également cohérents dans le sens où un usager qui consomme majoritairement en période de pointe préférera un tarif à une plage temporelle plutôt qu'un tarif horosaisonnier où les prix sont plus élevés en période de pointe. En outre, les tarifs concilient également le critère de faisabilité permis par les nouveaux compteurs communicants « Linky » qui mesurent l'énergie sur un pas de temps fin. Enfin, la modification de la structure tarifaire ne doit pas conduire à une hausse excessive de la facture TURPE pour les usagers. L'évolution des tarifs se font donc de manière progressive.

L'allocation des coûts entre les différents utilisateurs se fait en plusieurs étapes. Tout d'abord, la CRE établit une chronique de coûts unitaires horaires pour chaque domaine de tension composée des coûts d'infrastructure et des pertes. Etant donné que les coûts d'infrastructure sont fixes, il n'existe pas une fonction de coûts horaires. Pour remédier à ce problème, la CRE répartit les coûts associés à la demande minimale de manière homogène sur toutes les heures. Les coûts restants sont alloués de manière incrémentale pour chaque heure correspondant au ratio entre le coût total et la puissance maximale (Figure 2-3).

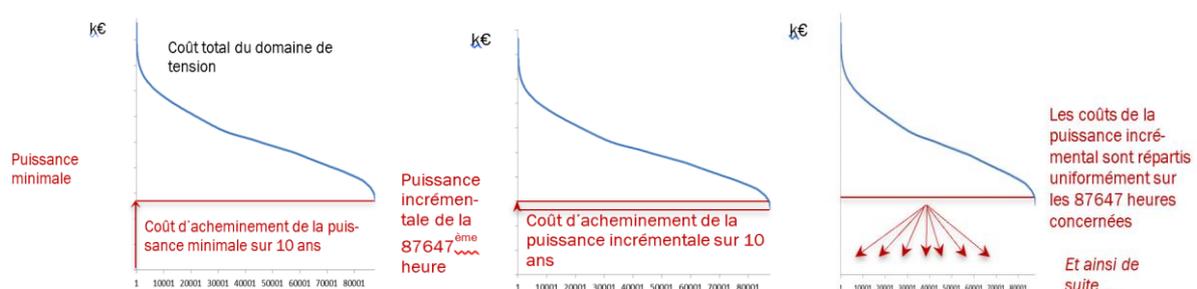


Figure 2-3 : Méthode d'allocation des coûts horaires du réseau (CRE, 2016)

Ensuite, les coûts unitaires horaires sont déterminés pour chaque domaine de tension correspondant aux coûts calculés précédemment pour le domaine de tension concerné et un pourcentage des coûts

unitaires des domaines de tension amonts. La part imputée aux domaines de tension amonts correspond au pourcentage des flux physiques transitant sur l'ensemble des réseaux amonts. Puis, les coûts sont répartis pour chaque profil selon le produit de la courbe de charge et des coûts unitaires horaires calculés précédemment. Pour chaque profil, différentes grilles tarifaires sont proposées. Le but est de trouver un équilibre entre une variété de tarifs permettant de refléter au mieux chaque profil de consommateurs et un critère de visibilité. Les coûts sont alloués selon trois composantes. La composante de gestion couvre, comme son nom l'indique, les coûts de gestion clientèle comportant : « les coûts liés à l'accueil des utilisateurs de réseaux, à la gestion des dossiers, à la facturation, au recouvrement et aux impayés²⁹ ». Cette composante est fixe et différente selon le domaine de tension de raccordement et le type de contrat d'accès au réseau de l'utilisateur. Il y a une composante dite de comptage qui couvre les coûts liés à la relève, au contrôle et à la transmission des données de facturation. Enfin il y a la composante de soutirage couvrant les charges d'exploitation et de capital liées aux infrastructures de réseau ainsi que le coût d'achat des pertes. Ces coûts constituent la majorité des frais encourus par les GRE. La composante soutirage est elle-même composée de deux composantes : une part énergie facturée selon le volume d'électricité soutirée et une part puissance facturée selon la puissance souscrite. Le tarif de la part énergie peut être différent selon la plage temporelle, ainsi que la part puissance mais uniquement pour les consommateurs raccordés en moyenne tension. La composante soutirage correspond à la majorité des recettes des GRE et le tarif final est réparti à 78% pour la distribution et 22% pour le transport en 2018 (Eurostat).

2. Problématique de l'autoconsommation pour la tarification des réseaux

Les gestionnaires de réseau font face à de nouveaux défis liés à la gestion de l'intermittence de la production PV. Cette source de production est essentiellement raccordée au réseau de distribution³⁰ et elle n'est pas sans conséquence sur les infrastructures réseaux. Pour que les tarifs reflètent au mieux les coûts engendrés par les différents usagers, il faut analyser l'impact de l'autoconsommation sur le réseau électrique. De plus, l'autoconsommation impacte la gestion des réseaux d'un point de vue financier. Une revue de littérature sur ce sujet sera présentée.

2.1. Impacts techniques de la production PV sur le réseau électrique

La production d'électricité s'est développée à travers un modèle centralisé où le flux d'électricité transitait par le réseau de transport, puis par le réseau de distribution pour être acheminé jusqu'aux consommateurs finals. Depuis les années 2000, le développement des EnR raccordées au réseau de distribution modifie cette vision centralisée (Cabrerá-Tobar et al., 2016) ce qui n'est pas sans conséquence pour le réseau électrique (Tobnaghi, 2016). Le développement de la production photovoltaïque nécessite de nombreux investissements réseau (CEER, 2017) et dans des cas extrêmes, les coûts pour les GRE pourraient doubler si la production PV couvre plus de 20% de la demande (MIT Energy Initiative, 2016).

Tout d'abord, les centrales de production PV se situent là où les ressources sont disponibles et non selon la localisation des consommateurs comme ce fut le cas pour les centrales conventionnelles (même si certaines conditions environnementales devaient être respectées). Cela nécessite des extensions de réseau ou de nouvelles infrastructures. La production PV étant une énergie fatale,

²⁹ <https://www.cre.fr/Electricite/Reseaux-d-electricite/Tarifs-d-acces>

³⁰ En France, 95% de la production renouvelable est absorbée par Enedis.

l'excès d'offre peut remonter dans le réseau amont et nécessite des aménagements techniques pour garantir la sécurité des lignes. On parle alors de refoulement. En outre, le réseau n'a pas été dimensionné selon la somme des puissances appelées au niveau local du fait du foisonnement alors que les centrales PV bénéficient de la même ressource au niveau local et donc, atteignent leur puissance maximale de production au même moment entraînant des besoins de renforcement (Cruciani, 2014).

Ces assertions doivent être néanmoins nuancées. En premier lieu, les mécanismes de subvention dédiés aux producteurs PV ont incité certains agents à investir même là où la ressource solaire est faible mais l'essentiel des investissements se situent où l'ensoleillement est élevé. Cette problématique dépend des conditions géographiques du territoire puisqu'il peut y avoir un taux d'ensoleillement semblable dans tout le pays. Puis, les centrales situées sur les toitures résidentielles ou des entreprises sont à proximité immédiate des centres de consommation. Pour ces centrales, le problème du refoulement se pose si les profils de consommation ne sont pas synchronisés avec les profils de production. La maximisation de l'autoconsommation PV permettrait d'éviter les besoins de renforcement si la pointe de production est toujours inférieure à la pointe de consommation. L'autoconsommation pourrait même différer les investissements réseau si cela permettait de diminuer la pointe annuelle de la demande (ROGEAU *et al.*, 2017). Cela est le cas pour les pays du sud de l'Europe mais pas pour les pays au nord (Pudjianto *et al.*, 2013). Enfin, certaines régulations prennent en compte les besoins de renforcement du réseau lors du raccordement des centrales renouvelables. Sous une allocation de coût dite « deep cost » les producteurs ou les autoproducteurs paient l'intégralité du raccordement et les coûts de renforcement du réseau contrairement au schéma dit de « shallow cost » où ils paient seulement les coûts de raccordement.

Les GRE ont des contraintes concernant la qualité du courant qui est acheminé aux usagers. Pour respecter ces contraintes, ils doivent en permanence stabiliser la fréquence et la tension. En conséquence, l'offre doit être en tout temps et en tout point égale à la demande. Pour ce faire, des réserves techniques et dispatchables sont mises à disposition pour ajuster la production. Cela est possible avec les centrales de production conventionnelles dont la production est ajustable en réglant le volume de combustibles utilisés. De plus, ce sont des réserves tournantes assurant la stabilité du système électrique (Hansen and Percebois, 2015). Comme on l'a dit précédemment, l'énergie photovoltaïque est une énergie fatale et donc, le gestionnaire de réseau ne peut pas intervenir sur le volume de production PV pour stabiliser la fréquence³¹. De plus, la production PV est intermittente et lorsque toutes les centrales PV localisées dans une même zone géographique produisent ou cessent de produire subitement, sous l'effet du passage d'un nuage par exemple, la variation de la production entraîne une variation de la tension que le gestionnaire de réseau doit gérer. Le réglage de la tension a un effet direct sur la qualité de l'électricité acheminée et une modification brusque de celle-ci peut engendrer un black-out (González *et al.*, 2011). Pour faire face à cette situation, les GRE disposent, à court terme, de sources de production dispatchables et de portefeuilles de clients qui s'effacent pour stabiliser la tension.

³¹ En revanche, certains projets pilotes sont en cours pour tester la variabilité de la production PV en modifiant l'inclinaison des panneaux.

La distribution de l'électricité entraîne des pertes dues à l'effet Joule. Les centrales installées en toitures à proximité des lieux de consommation permettent de diminuer ces pertes. Néanmoins, la réduction marginale des pertes décroît à mesure que la pénétration PV augmente car le niveau des pertes dépend du flux d'électricité. Or, plus le flux est faible dans le réseau, plus les pertes seront faibles. Les pertes peuvent même augmenter lorsque la pénétration PV est élevée, probablement sous l'effet du refoulement (Cohen and Callaway, 2016).

2.2. Death spiral

Hormis les aspects techniques décrits dans la partie précédente, une inquiétude croissante est apparue pour l'équilibre financier des GRE. En effet, les coûts réseau sont principalement fixes (Joskow, 2007; Reneses et al., 2013; Simshauser, 2016) alors que pour la majorité des pays européens, le tarif réseau est basé principalement sur la quantité d'électricité consommée (European Commission, 2015a; Schwartz et co, 2016). Les gestionnaires de réseau recouvrent donc leurs coûts fixes selon la quantité d'électricité acheminée mais le développement de l'autoconsommation entraîne une baisse de cette quantité et donc une diminution des revenus pour les GRE. Bien entendu, si l'autoconsommation PV permettait une diminution des coûts réseaux proportionnelle à la baisse des recettes pour le GRE, cela n'aurait aucun impact pour ce dernier. Néanmoins, le réseau est constitué principalement de coûts fixes et irrécupérables. Les actifs sont essentiellement constitués de lignes électriques et de transformateurs pour lesquels le temps d'amortissement est compris entre 40 ans et 70 ans (Pollitt, 2018). Une fois ces investissements engagés, ils doivent être financés par les utilisateurs. Or, si les autoconsommateurs consomment une partie de leur production sans diminuer les coûts du réseau, les GRE ne peuvent pas recouvrir l'ensemble de leurs coûts. Pour faire face à cette situation, la stratégie la plus commune consiste à augmenter les tarifs (Graffy and Kihm, 2014). Si la hausse des tarifs est appliquée à tous les consommateurs, il apparaît des subventions croisées des consommateurs vers les autoconsommateurs (Figure 2-4). La notion de subventions croisées revêt différentes définitions. Ici, nous la définissons comme la variation de l'allocation des coûts d'un bien commun par rapport à une situation de référence (Heald, 1996).

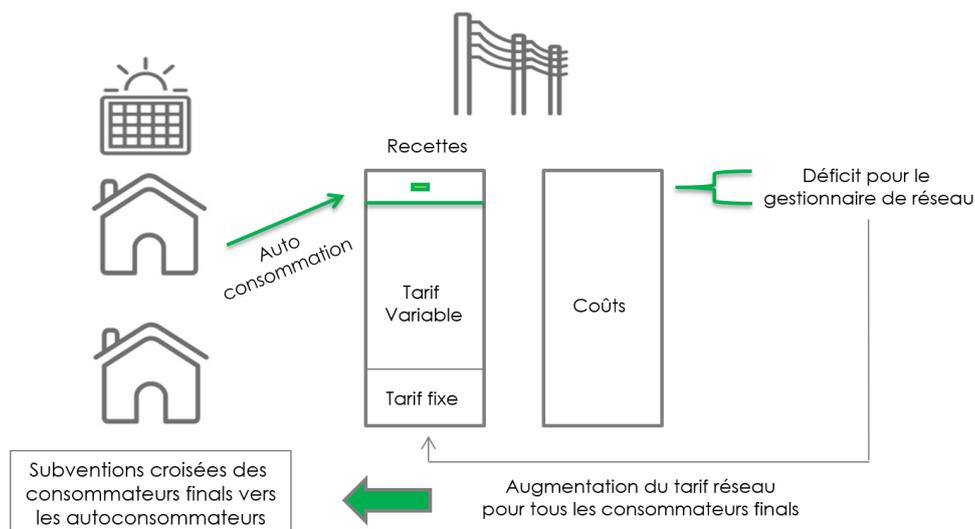


Figure 2-4 : Schéma des subventions croisées liées au développement de l'autoconsommation

Lorsque le déficit des gestionnaires de réseau est recouvert par l'augmentation de la composante variable du tarif réseau, un phénomène de *death spiral* peut se produire (FELDER & ATHAWALE, 2014 ;

COSTELLO & HEMPHILL, 2014). Cette notion est apparue après l'embargo sur le pétrole en 1973. Les entreprises de distribution ont craint qu'une baisse de la demande d'électricité combinée à une hausse des coûts de production entraînent une chute des profits (Hemphill and Costello, 1987). Dans le cas de l'autoconsommation, la notion de *death spiral* décrit une boucle de rétroaction dans laquelle une augmentation de la part variable du tarif réseau incite à investir dans des panneaux photovoltaïques pour autoconsommer ; étant entendu que la hausse du tarif de réseau augmente la rentabilité de cet investissement. On peut anticiper aisément la dynamique de cet effet. L'accroissement de l'autoconsommation résultant de la hausse du tarif variable du réseau incite de nouveaux consommateurs à investir dans une centrale de production PV en vue d'économiser une partie de leurs factures d'électricité. Cette dynamique se poursuit jusqu'à que certains utilisateurs paient la majeure partie des coûts du réseau ; ceux qui ne peuvent pas installer une centrale de production en autoconsommation faute de moyens financiers ou à cause de limites techniques.

De nombreuses études ont estimé les subventions croisées liées au développement de l'autoconsommation. Selon EID *et al.* (2014), le mécanisme de net-metering avec une compensation journalière diminue les revenus des GRE de 69% par autoconsommateur. Ils estiment que le tarif réseau augmenterait de 7,8% à 20% si le taux de pénétration PV était de 20%. SATCHWELL *et al.* (2014) ont conduit une étude similaire dans 2 états américains et estiment que l'augmentation du tarif de détail serait comprise entre 2,5% et 2,7% si la part des autoconsommateurs parmi la population totale était de 10%. La hausse du tarif réseau n'est pas précisée mais ils prennent en compte l'évolution des coûts du système liés au développement du net-metering. En Grande Bretagne, une hausse de la pénétration PV en autoconsommation de 5% entraînerait une augmentation du tarif réseau de 1% (Küfeoğlu and Pollitt, 2019). En revanche, cette étude suppose que les coûts réseaux restent constants.

Ces études ont été réalisées sur une année de référence. Certains auteurs ont considéré les effets dynamiques de long terme des subventions croisées sur l'équilibre financier du système électrique en prenant en compte l'effet de l'augmentation du tarif de détail sur le développement de l'autoconsommation. CAI *et al.* (2013) estiment l'impact de la hausse du tarif sur l'adoption PV en Californie. Ils trouvent que cet impact est faible mais élevé pour les coûts du système de net-metering dû principalement à la structure du tarif de détail. En effet, les consommateurs sont facturés selon un tarif en bloc dont le prix est croissant avec la consommation. Or, les ménages adoptant le système de net-metering ont une consommation initiale plus élevée par rapport au reste de la population. Il en résulte une compensation importante pour l'énergie autoproduite. Des résultats similaires sont apportés par JOHNSON *et al.* (2017) qui estime une augmentation du tarif de 2% si la production PV sous net-metering représente 5% du mix électrique. En prenant en compte les coûts induits par la production PV, la hausse du tarif de détail est du même ordre (Satchwell et al., 2015). En outre, les deux tiers de la hausse du tarif réseau en Californie entre 2003 et 2016 serait imputable au développement du net-metering (Wolak, 2018).

MUAAFA *et al.* (2017) estiment le développement de l'autoconsommation à Lancaster et à Cambridge à travers un modèle BASS. L'adoption PV dépend du temps de retour sur investissement de l'installation PV, ainsi qu'un facteur incluant les effets de proximité. Ils concluent que le développement de l'autoconsommation n'entraînera pas de *death spiral* car les volumes d'autoconsommation sont très faibles comparés à la consommation totale. La même conclusion a été obtenue par KUBLI (2018) pour la Suisse. Son modèle inclut notamment la possibilité pour les ménages d'investir dans un système de stockage pour augmenter l'autoconsommation PV. En revanche,

CASTANEDA *et al.* (2017) montrent qu'une *death spiral* peut se produire sous certaines conditions. Le modèle développé est similaire à celui dans MUAFA *et al.* (2017) mais appliqué dans le cas de la Colombie sur une période de 20 ans. Ils considèrent un tarif basé uniquement sur le volume d'électricité soutirée et les autoproducteurs PV bénéficient d'un mécanisme de net metering. Ils montrent qu'en 2035, les tarifs augmentent de manière exponentielle. Cependant, la *death spiral* n'intervient que dans la situation où les ménages installent des panneaux PV de 3 kW qui est un cas extrême compte tenu des conditions géographiques du pays.

Pour l'instant, seule l'Australie et particulièrement l'état du Queensland font états d'importantes subventions croisées puisque le tarif réseau a augmenté de 112% entre 2009 et 2015 (Simshauser, 2016) et cela pour plusieurs raisons. Tout d'abord la pointe de consommation a cru de manière importante. Entre 2002 et 2011, elle a augmenté de 4,1% soit le double de celle de la consommation principalement due au développement de la climatisation. De plus, les politiques liées au changement climatique ont également impliqué de nombreux investissements fixes pour les réseaux. (Quezada *et al.*, 2014). Par exemple, les coûts étaient de 7 milliards de dollars entre 2001 et 2005 dans la région de Queensland et de 30 milliards sur la période 2010 à 2014. En 2012, 25% du prix de détail finance les infrastructures permettant de couvrir la pointe sur seulement 40h de l'année (Simshauser and Nelson, 2013). La hausse du prix a provoqué une baisse de la demande pour 2 raisons. D'une part, les consommateurs avec de faibles revenus ont diminué leur consommation annuelle pour réduire leurs factures d'électricité. D'autre part, une part importante des ménages a profité des subventions accordées pour l'investissement de panneaux PV. Pour financer les infrastructures réseaux, le tarif réseau a augmenté pour compenser la baisse des recettes mais il est basé principalement sur une part variable en \$/kWh. Cette hausse supplémentaire a entraîné une baisse additionnelle de la demande et un très fort développement de l'autoconsommation. En 2009, les capacités PV installées étaient de 112 MW contre 1 013 MW en 2011. En Australie, 20% des ménages ont une installation PV et 30% dans l'état du Queensland (Passey *et al.*, 2017). On retrouve bien le phénomène de *death spiral* où la hausse du tarif recouvert principalement par une part variable incite les ménages à investir dans des panneaux PV pour faire face à la hausse des prix. Cette situation a engendré une hausse de la facture réseau de 36\$ en 2008 à 117\$ en 2013 dans l'état de Sydney due à la hausse des coûts du réseau de distribution (Figure 2-5).

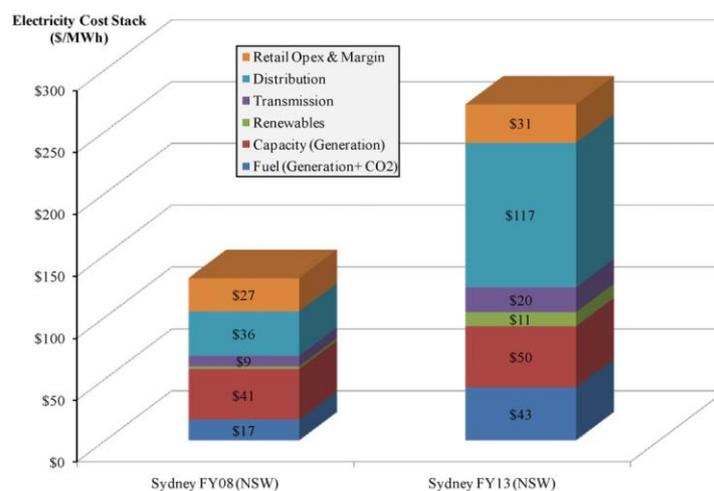


Figure 2-5 : Evolution de la facture de détail d'un ménage dans l'état de Sydney (Simshauser and Nelson, 2013)

Malgré une littérature abondante sur le phénomène de *death spiral* et l'estimation des subventions croisées liées au développement de l'autoconsommation, l'impact de la structure tarifaire et la prise en compte de multiples profils de consommateurs ont été peu étudiés. Dès lors, une estimation des subventions croisées en France à l'horizon 2021 selon différents profils de consommateurs et de structure tarifaires sera présentée par la suite.

3. Méthodologie d'estimation des subventions croisées en France

Pour réaliser une estimation des subventions croisées en France, les volumes d'autoconsommation seront calculés dans une première section. Pour cela, on définira des profils d'autoconsommateurs, ainsi que leurs courbes de charge. Le croisement des courbes de consommation et de production, nous permettra de calculer le volume d'autoconsommation par profil. Les volumes agrégés au niveau national seront estimés à partir de l'évolution des capacités PV en autoconsommation. Dans une deuxième section, le déficit pour les GRE sera calculé à partir des économies réalisées sur le tarif réseau par les différents profils agrégés. Cela nous permettra d'en déduire les subventions croisées résultantes. Le Figure 2-6 résume les différentes étapes de la méthodologie qui est similaire à FELDER & ATHAWALE (2014).

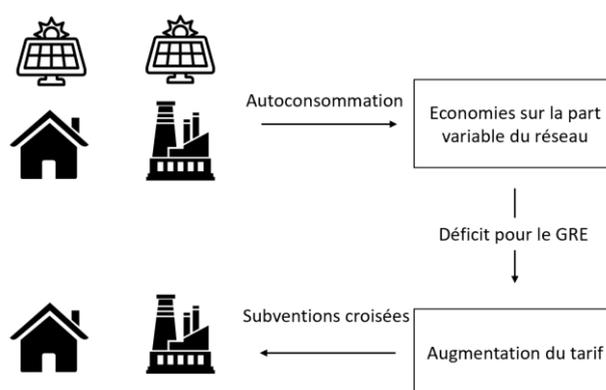


Figure 2-6: Méthodologie d'estimation des subventions croisées

3.1. Volume d'autoconsommation

a) Profils

Les profils de consommation sont très différents d'un consommateur à l'autre mais il est toujours possible de les segmenter en plusieurs groupes (Rodríguez Ortega et al., 2008). Pour refléter au mieux la réalité des profils de consommation, nous avons retenu ceux utilisés par la commission de régulation de l'énergie³². Les ménages sont regroupés selon deux profils différents. Le premier nommé RES1, correspond à des consommateurs ayant un tarif réseau principalement variable et uniforme toute l'année. Ces ménages sont généralement caractérisés par une consommation faible ou moyenne et sans chauffage électrique. Le deuxième profil nommé RES2, correspond à des consommateurs ayant un tarif avec des heures pleines (HP) et des heures creuses (HC). Ils disposent généralement d'un ballon d'eau chaude pilotable, actif pendant les HC. Selon l'échantillon fourni par la CRE pour calculer le TURPE, les profils RES1 et RES2 représentent respectivement 60% et 40% des ménages.

³² Ces profils sont utilisés par la CRE pour calculer le TURPE.

Concernant les entreprises, ENEDIS et la CRE établissent des profils différents pour chaque domaine de tension. Nous retenons 1 profil raccordé en basse tension supérieure (entre 36 kVa et 250 kVa) et un profil raccordé en moyenne tension. Cela correspond au schéma de subvention pour les grandes capacités en toiture. En effet, le niveau des subventions pour l'autoconsommation dépend de la capacité de l'installation PV. Il y a une segmentation pour les installations dont la capacité est comprise entre 36 kW et 100 kW ; puis, supérieure à 100 kW. Enedis et la CRE retiennent deux profils différents pour chaque domaine de tension. La différence entre les deux profils tient à l'écart entre la consommation moyenne et la puissance souscrite. Lorsque l'écart est élevé, le profil est dit de « courte utilisation » et « longue utilisation » dans le cas contraire. Etant donné que les entreprises avec une courte utilisation représentent 87% des entreprises en basse tension supérieure, nous supposons que les profils sont en courte utilisation. La nomenclature retenue par la CRE pour ces profils sont les suivants : ENT1 pour les profils raccordés en basse tension supérieur et ENT3 pour les profils raccordés en moyenne tension.

Le Tableau 2-1 présente la consommation de chaque profil selon la période tarifaire. Les deux types de ménage ont une puissance souscrite de 6 kW et la consommation de RES2 est plus importante que celle de RES1. Concernant les plages tarifaires, les profils RES2, ENT1 et ENT3 ont une plus forte consommation pendant les HP et notamment l'été pour les entreprises. Une fois les profils établis, il nous faut déterminer la puissance PV installée pour chaque profil. On suppose que les ménages RES1 et RES2 installent une centrale PV de 3 kW car cela correspond à la médiane de la puissance PV installée en France (Rebenaque, 2017). Concernant le profil ENT1, on suppose que la puissance PV correspond à la moyenne de la puissance souscrite soit 74 kW. Cela correspond à la capacité PV moyenne installée fin 2019 pour le segment 36-100kW (Enedis, 2020). Enfin, la puissance installée pour le profil ENT3 représente la puissance moyenne des lauréats du premier appel d'offres à savoir 300 kW. Pour rappel, nous avons vu dans le chapitre 1 que le développement des capacités supérieures à 100 kW se faisait via des appels d'offres.

		RES1	RES2	ENT1	ENT3
Consommation (kWh)	HP	3 000	3 260	Hiver HP	468 730
				Hiver HC	339 690
	HC		2 430	Eté HP	665 045
				Eté HC	540 480
Puissance souscrite (kW)		6	6	Hiver HP	495
				Hiver HC	435
				Eté HP	500
				Eté HC	445

Tableau 2-1 : Consommation et puissance souscrite moyennes pour les différents profils (CRE, 2017c)

b) Courbes de charge

Pour certains profils, le TURPE est horosaisonnier. Il est donc nécessaire d'avoir des courbes de charge sur un pas de temps fin pour calculer les montants économisés par plage temporelle. Pour ce faire, Enedis fournit des coefficients de profils pour chaque catégorie de consommateurs et pour chaque

période tarifaire. Ces coefficients sont déterminés en calculant la moyenne pondérée de la consommation de chaque usage au pas de temps de la demi-heure. Ils représentent donc la courbe de charge moyenne pour un profil type au niveau national (ERDF, 2015). Cela est pertinent d'utiliser ces coefficients puisqu'on estime les volumes d'autoconsommation au niveau macro. La somme des coefficients d'une année considérée est normalisée à 1. Pour le profil i , la consommation au pas de temps de la demi-heure ($L_{i,t}$) est calculée en multipliant la consommation annuelle moyenne (LM_i) par chaque coefficient ($Coef_conso_{i,t}$):

$$L_{i,t} = \sum_{t=1}^T Coef_conso_{i,t} \cdot LM_i \quad (2.1)$$

La même méthode est appliquée pour la production photovoltaïque. Afin de calculer la production annuelle moyenne pour chaque profil, on estime tout d'abord le facteur de charge moyen (FC) de la production PV :

$$FC = \frac{Q_t^{PV}}{PV_t * \sum \text{demi heures}} \quad (2.2)$$

Les différentes variables représentent les valeurs agrégées en France métropolitaine : Q_t^{PV} représentant la production totale et PV la capacité totale installée pour chaque année. A partir des données de l'open data d'Enedis³³, le facteur de charge est calculé chaque année de 2012 à 2017. Il est de 13,7% en moyenne avec un minimum à 12,8% et un maximum à 14,6%. La production PV pour le profil i est donc :

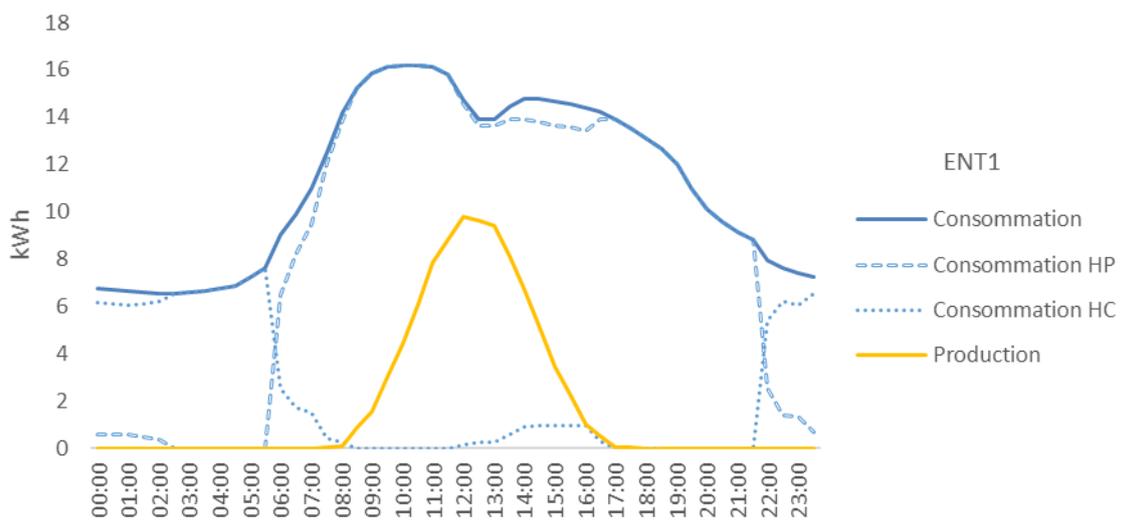
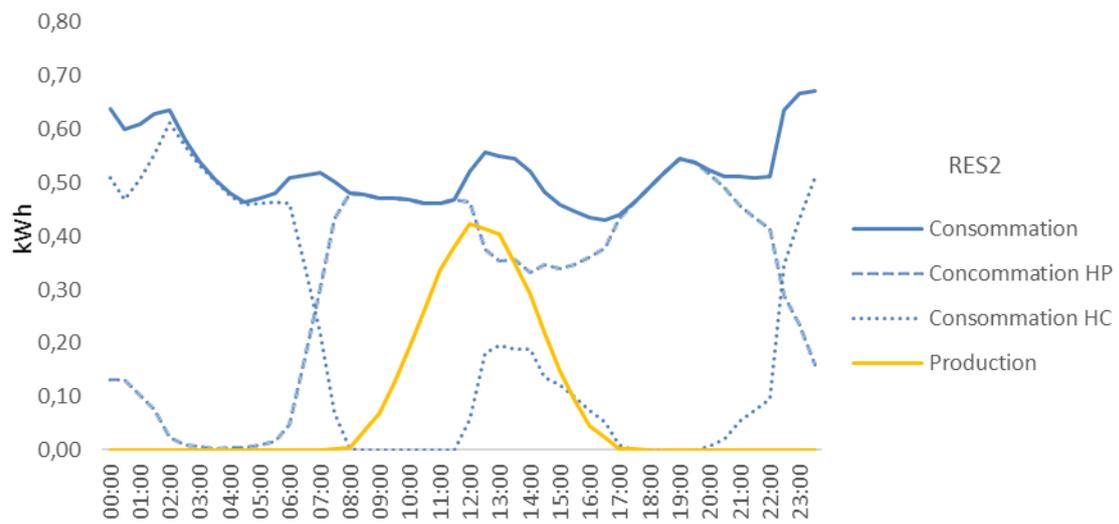
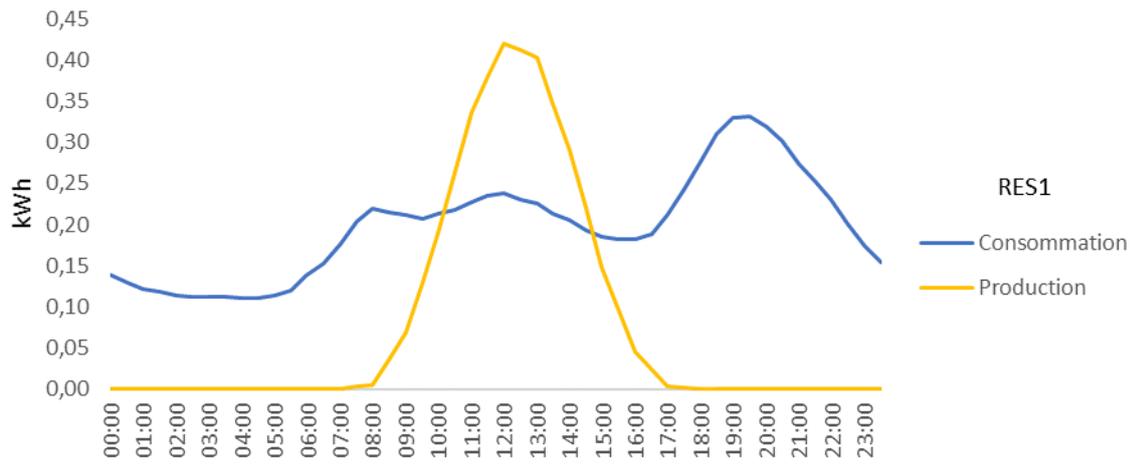
$$q_{i,t}^{PV} = \sum_{t=1}^T Coef_PV_t \cdot PV_i \cdot FC \quad (2.3)$$

Avec $Coef_PV_t$ le coefficient de production PV. En comparant les courbes de production et de consommation, on peut calculer les volumes d'autoconsommation :

$$q_t^{AC} = \begin{cases} \min \{q_t^{PV}, L_t\} & \text{si } q_t^{PV} > 0 \\ 0 & \text{si } q_t^{PV} = 0 \end{cases} \quad (2.4)$$

Les courbes de charge des différents profils sont présentées dans la Figure 2-7. Une journée de semaine en hiver est représentée pour chaque profil. Les volumes de consommation et de production paraissent faibles mais il s'agit de profils moyens. C'est donc l'effet du foisonnement. Pour le profil RES1, on remarque une pointe de consommation à 7h et 12h mais la plus élevée est à 19h. Même en hiver, la production PV est supérieure à la consommation de 10h à 15h. Une partie importante de la production est donc injectée dans le réseau. Quant au profil RES2, le taux d'autoconsommation est de 100% sur cette journée. Toute la production est autoconsommée et principalement en HP. On peut également noter que les HP correspondent majoritairement à la plage temporelle 8h-22h. Dans certaines zones de la France, la plage 12h-17h correspond à des HC, c'est pourquoi on peut observer une augmentation de la consommation à cette période. Un autre point à mentionner est la hausse de la consommation à partir de 22h suivie d'une baisse à partir de 2h. Il s'agit très probablement de l'activation des ballons d'eau chaude à cette période.

³³ <https://data.enedis.fr/explore/?sort=modified>



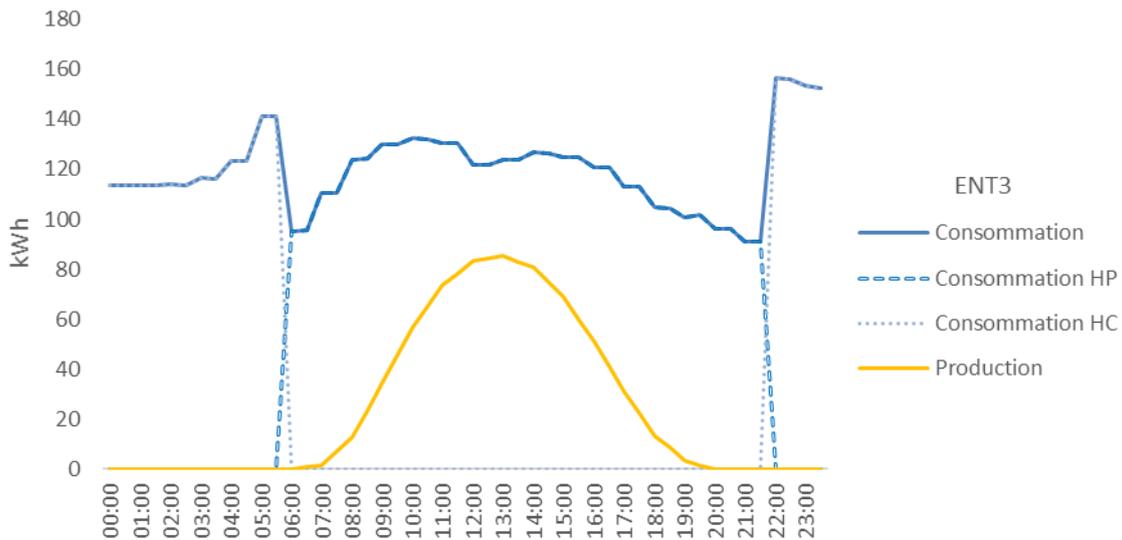


Figure 2-7 : Courbes de charge des différents profils en semaine en hiver

Les consommateurs répondent donc efficacement aux signaux HP/HC. De plus, ce type de consommateurs a généralement un chauffage électrique expliquant pourquoi la courbe de consommation est plate. Concernant le profil ENT1, les courbes de charge sont davantage synchronisés puisque la production et la consommation sont diurnes. En effet, la consommation est plus importante sur la plage 6h-21h traduisant l'activité des entreprises pendant la journée. Les heures pleines correspondent davantage aux heures de production. Idem pour ENT3. En revanche, ce profil répond aux signaux tarifaires de manière significative, en témoigne l'augmentation de la consommation à 22h et la baisse de celle-ci à 6h.

c) Evolution des capacités PV jusqu'en 2021

Au 1^{er} janvier 2020, la puissance cumulée photovoltaïque raccordée sur le réseau était de 8,26 GW représentant environ 436 000 installations. Seules 15% des installations sont en autoconsommation. Le secteur résidentiel représente la majorité de la puissance installée (Figure 2-8). La puissance cumulée des entreprises avec une installation comprise entre 36 kW et 100 kW est sensiblement la même que celle des entreprises avec une puissance supérieure à 100 kW (environ 45 MW).

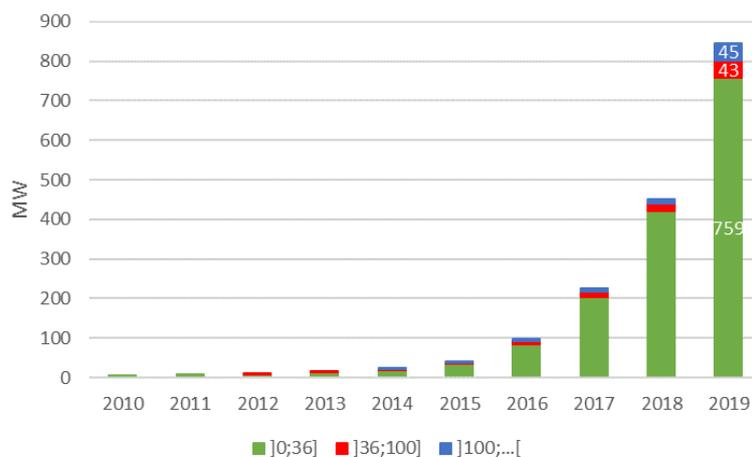


Figure 2-8: Evolution de la puissance PV en autoconsommation cumulée (Enedis, 2020)

Pour estimer les capacités installées jusqu'en 2021, on se base sur l'évolution trimestrielle des capacités installées (Figure 2-9). On remarque 2 caractéristiques semblables pour chaque type d'installation. D'une part, il n'y a pas de tendance qui se dégage parmi les trimestres mais le nombre d'observations est trop faible pour se baser sur cette tendance. D'autre part, malgré la baisse de l'évolution des installations sur certains trimestres, la tendance est plutôt à la hausse notamment entre 2018 et 2019. Pour les installations résidentielles, le développement de l'autoconsommation est plutôt stable entre le 3^e trimestre 2017 et le 1^{er} trimestre 2019. Ensuite, on constate une baisse et un rebond à partir du 3^e trimestre 2019. Au cours de cette période, la puissance installée augmente de 2 à 3 MW par trimestre. On supposera que la tendance continuera en 2020 avec une augmentation de 3 MW par trimestre et de 4 MW en 2021. Pour les installations comprises entre 36 kW et 100 kW, le développement de l'autoconsommation est très faible et augmente au maximum de 2,30 MW. Les entreprises optent majoritairement pour le mécanisme de FIT (Enedis, 2020). Sur les 3 derniers trimestres, l'évolution est plutôt stable autour de 2 MW. Comme pour le secteur résidentiel, on supposera que la tendance en 2019 se poursuivra avec une augmentation de 2 MW par trimestre et de 3 MW par trimestre.

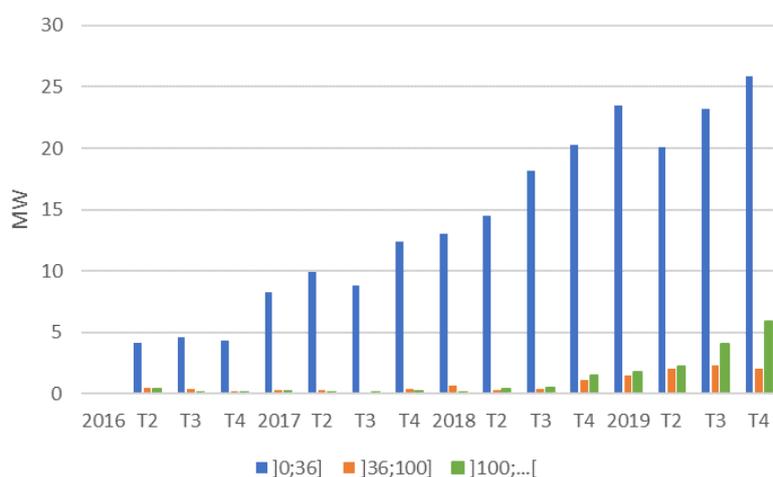


Figure 2-9: Evolution trimestre des capacités PV en autoconsommation (Enedis, 2020)

L'évolution des installations supérieures à 100 kW est difficile à estimer. Le développement de cette tranche de puissance dépend du calendrier des appels d'offres et du délai entre la désignation des lauréats et le raccordement. Ce dernier peut être long, en témoigne le nombre de projets en cours de traitement par Enedis depuis le début du lancement des appels d'offres (Tableau 2-2).

PV > 100 kW	2017-4	2018-1	2018-2	2018-3	2018-4	2019-1	2019-2	2019-3	2019-4
Nombre de projets	22	51	60	65	79	90	107	115	132

Tableau 2-2 : Nombre de projets PV supérieurs à 100 kW en autoconsommation en attente de raccordement par Enedis (ENEDIS, 2020)

En outre, toutes les capacités désignées lors du premier appel d'offres n'ont pas été toutes raccordées. En effet, en novembre 2017, 50 MW de capacités PV ont été allouées mais seuls 45 MW ont été raccordés fin 2019³⁴. Les capacités raccordées ont été très faibles entre 2017 et 2018 mais on observe

³⁴ Les appels d'offres ne concernent pas uniquement la technologie PV mais seuls des projets PV ont été retenus lors de la première période (CRE, 2017b).

une augmentation importante en 2019 passant de 1 MW au 4^e trimestre 2018 à 6 MW au 4^e trimestre 2019. Il est dès lors difficile d’anticiper l’évolution des capacités installées. Nous supposons que le développement de cette tranche de puissance augmentera de la même manière que la tranche de puissance comprise entre 36 kW et 100 kW. En résumé, le Tableau 2-3 présente l’évolution des capacités installées entre 2020 et 2021

MW	2019-4	2020-1	2020-2	2020-3	2020-4	2021-1	2021-2	2021-3	2021-4
PV < 36	26	29	32	35	38	42	48	52	56
36 <PV< 100	2	4	6	8	10	13	16	19	22
PV > 100 kW	6	8	10	12	14	17	20	23	26

Tableau 2-3 : Evolution des capacités PV en autoconsommation en MW

Un point important à noter est que, dans la littérature, le volume d’autoconsommation est calculé selon la capacité installée en fin d’année. Cela a pour effet de surestimer les résultats car cela supposerait que toutes les installations seraient raccordées au 1^{er} janvier de l’année considérée. Pour prendre en compte cet effet, l’autoconsommation sera calculée chaque trimestre en prenant seulement en compte que les capacités PV qui ont déjà été raccordées.

3.2. Subventions croisées

a) Tarifs

Afin d’estimer les subventions croisées, il est nécessaire de calculer les économies de facture réalisées par les autoconsommateurs. En France, 3 composantes sont intégrées dans le TURPE. La première est une composante fixe destinée à payer les coûts de gestion et de comptage. Une autre composante est facturée selon la puissance souscrite de l’usager. Enfin, il y a une composante variable qui dépend de la quantité d’électricité soutirée. Les tarifs de la part énergie sont présentés sur la Figure 2-10. Globalement, les profils avec un tarif horosaisonnier sont incités à reporter leurs consommations en HP durant les HC. En effet, l’écart de prix entre le tarif HP et en HC peut aller jusqu’à 29€/MWh. Pour les ménages, le tarif en HP est légèrement supérieur au tarif en base.

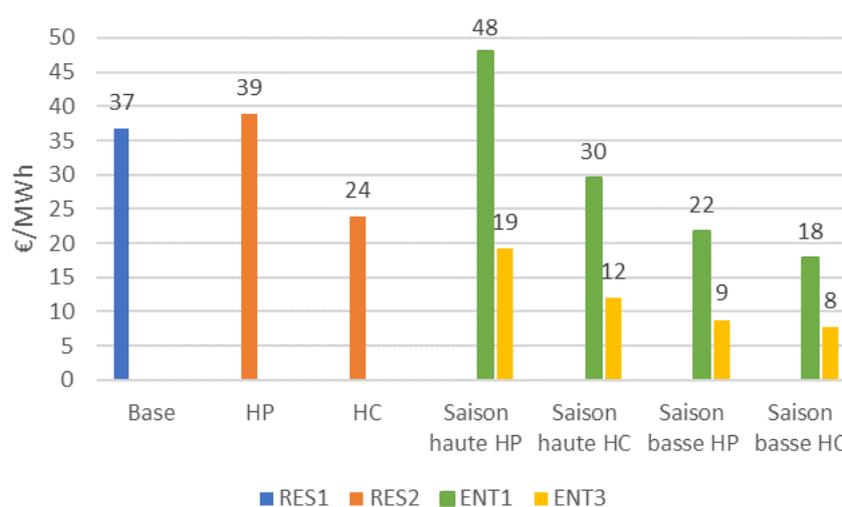


Figure 2-10: Composante variable du TURPE pour chaque profil (CRE, 2017c)

Le coût annuel de la composante réseau pour les différents profils est indiqué dans le Tableau 2-4. La part variable constitue la majeure partie du coût annuel d'acheminement de l'électricité : plus de 80% pour les profils RES1, RES2 et ENT1. Ces profils peuvent donc économiser une grande partie de leurs factures en autoconsommant. Pour le profil ENT3, c'est la part fixe qui est plus importante. A noter que les autoconsommateurs ont une composante annuelle de gestion plus élevée comparée aux consommateurs standards : +75% pour les ménages et + 65% pour les entreprises (CRE, 2019a).

2017	Part variable	Part fixe	Total	Part Variable
RES1	110 €	25 €	135 €	81%
RES2	190 €	35 €	225 €	84%
ENT1	5 000 €	1 095 €	6 095 €	82%
ENT3	23 120 €	28 000 €	51 120 €	45%

Tableau 2-4 : Montant de la part variable et fixe du tarif réseau pour chaque profil (à partir des données de la CRE)

b) Déficit des GRE

Pour calculer le déficit du GRE, il faut déterminer le nombre d'autoconsommateurs en 2020 et 2021. Dans la partie précédente, nous avons décrit des autoconsommateurs représentatifs et une capacité PV moyenne installée pour chacun d'eux. En divisant la capacité totale PV installée par la puissance moyenne pour chaque profil, nous obtenons le nombre d'autoconsommateurs pour chaque secteur (Tableau 2-5). Concernant le nombre de profils RES1 et RES2, nous reprenons la part de chacun de ces profils parmi l'ensemble des ménages à savoir 60% pour RES1 et 40% pour RES2 (cf. 3.1.a). Au 3^e trimestre 2021, le nombre d'autoconsommateurs PV serait de 157 280 soit 36% des installations PV actuellement raccordées.

Profils	09/2018	09/2019	09/2020	09/2021
RES 1	19 960	34 780	58 230	93 430
RES 2	13 310	23 190	38 820	62 290
ENT 1	70	170	440	1 210
ENT 3	14	50	160	410
Total	33 354	58 190	97 650	157 340

Tableau 2-5 : Evolution du nombre d'autoconsommateurs cumulé pour chaque profil

Le volume d'autoconsommation agrégée (Q^{AC}) est estimé en multipliant le volume d'autoconsommation pour chaque profil i avec le nombre d'autoconsommateurs (AC_i) correspondant :

$$Q^{AC} = \sum_{i=1}^4 q_i^{AC} \cdot AC_i \quad (2.5)$$

Avant d'estimer le déficit des GRE, la baisse du recouvrement des pertes électriques est prise en compte puisque l'autoconsommation tend à réduire les pertes (Cohen and Callaway, 2016). En France, les pertes électriques (q^{pertes}) sont modélisées comme suit :

$$q^{pertes} = (a_s P^2 + b_s P + c_s) + (a_w P^2 + b_w P + c_w) \quad (2.6)$$

Où :

- a_s, b_s, c_s représentent des paramètres pour les jours de semaines
- a_w, b_w, c_w représentent des paramètres pour les jours de week-ends
- P : la puissance

Les différents paramètres sont fournis par le GRE et le paramètre c correspond à des pertes non techniques et ne dépendent pas du volume d'électricité (ENEDIS, 2019). En remplaçant P par le volume d'autoconsommation, nous obtenons le volume des pertes électriques évitées. La diminution des pertes électriques représente un gain pour le GRD et sont évalués en multipliant le volume des pertes évités par le prix spot moyen. En 2020 et 2021, le prix spot moyen est basé sur les prix *futures* , à savoir 40,5€/MWh.

Au final, le déficit des GRE pour chaque année représente les pertes évitées ($q^{pertes} \cdot p^{ws}$) moins la baisse des recettes liée à l'autoconsommation. Pour cela, on multiplie les volumes d'autoconsommation (q_t^{PV}) par le tarif des différents profils i et des plages temporelles correspondantes ($p_{i,t}^{res}$) :

$$déficit = \sum_t^T (q_t^{pertes} \cdot p_t^{ws}) - \sum_{i=1}^4 \sum_t^T q_{i,t}^{PV} \cdot p_{i,t}^{res} \quad (2.7)$$

Pour combler ce déficit, deux scénarios pour recouvrir le déficit sont analysés : un par l'augmentation de la composante énergie, et un, par l'augmentation de la composante fixe (en €/kW). Cette hausse du tarif représente les subventions croisées des consommateurs standards vers les autoconsommateurs :

$$Subventions\ croisées\ (\text{€kWh}) = \frac{déficit}{Consommation\ nationale} \quad (2.8)$$

$$Subventions\ croisées\ (\text{€kW}) = \frac{déficit}{Somme\ puissance\ souscrite} \quad (2.9)$$

La consommation nationale et la somme des puissances souscrites sont déterminées qu'en moyenne et basse tension (Tableau 2-6). On suppose que les valeurs sont les mêmes pour 2020 et 2021.

	2018	2019	2020
Puissance souscrite (GW)			
BT < 36 kVa	287	290	292
BT > 36 kVa	32	33	33
HTA	35	35	35
Total	354	358	360
Consommation (TWh)			
BT < 36 kVa	195	197	199
BT > 36 kVa	47	48	48
HTA	115	115	116
Total	347	350	353

Tableau 2-6 : Nombres de consommateurs, puissance souscrite et consommation selon le domaine de tension (CRE, 2016)

4. Résultats et discussion

4.1. Subventions croisées

Les volumes d'autoconsommation sont calculés par croisement des courbes de consommation et de production pour chaque profil. Les taux d'autoconsommation pour les ménages sont inférieurs à 50%,

respectivement 37% et 45% pour RES1 et RES2 (Tableau 2-7). Cela confirme l'idée que les périodes de production PV ne coïncident pas majoritairement avec les périodes de consommation. Les taux sont supérieurs en hiver pour deux raisons. En hiver, la production est faible tandis que la consommation est plus élevée menant à une part importante de la production consommée. Inversement en été où la production est très importante pendant la journée là où la consommation est très faible. Les entreprises affichent des taux d'autoconsommation plus élevés. Cela est cohérent avec le fait que l'activité des entreprises et la production sont diurnes. Néanmoins, une partie de la production peut être injectée dans le réseau le week-end, lorsque les entreprises sont fermées. Le taux d'autoconsommation pour le profil ENT3 est proche de 100% et cohérent avec les résultats du premier appel d'offres dans lequel les entreprises affichaient un taux d'autoconsommation moyen de 97% (CRE, 2017d).

Taux autoconsommation	RES1	RES2	ENT1	ENT3
Hiver HP		84%	91%	100%
Hiver HC	55%	80%	90%	99%
Eté HP		34%	69%	98%
Eté HC	31%	30%	64%	98%
Annuel	37%	45%	74%	98%

Tableau 2-7 : Taux d'autoconsommation selon le profil et la période

Les montant de la facture TURPE économisés sont évidemment plus importants pour les profils avec une capacité et un taux d'autoconsommation plus élevés (Tableau 2-8). La part du TURPE économisée est plus importante pour RES1 car sa consommation annuelle est plus faible que les autres profils menant à une réduction plus importante en pourcentage. La part est plus faible pour les entreprises car l'installation PV est dimensionnée de telle manière à maximiser le taux d'autoconsommation et non le taux d'autoproduction. La production annuelle est donc nettement inférieure à la consommation annuelle. Dès lors, les économies TURPE représentent 6,5% de la facture TURPE totale pour ENT1 et 7,5% pour ENT3.

	RES1	RES2	ENT1	ENT3
Economies TURPE	48€	59€	1 815€	3 820€
Part du TURPE économisée	36%	26%	6,5%	7,5%

Tableau 2-8 : Economies réalisées sur la facture TURPE via l'autoconsommation PV

Au niveau agrégé, l'autoconsommation PV augmente de manière significative passant de 60 GWh en septembre 2018 à presque 300 GWh en septembre 2021 soit une multiplication par 5 (Figure 2-11 - gauche). Sur la même période, l'autoconsommation est multipliée par 3 pour les ménages, par 12 pour le profil ENT1 et jusqu'à 24 pour ENT3. La raison principale de cette hausse pour ENT3 est qu'il y avait peu d'entreprises qui autoconsommaient, 10 en septembre 2018. Les hypothèses retenues ont entraîné en doublement des sites en autoconsommation en 2019, jusqu'à une multiplication par 4 entre 2020 et 2021 (243 sites). De plus, les volumes autoconsommés sont nettement supérieurs comparés aux ménages. Dès lors, les volumes augmentent de manière exponentielle. Le secteur résidentiel représente 57% de l'autoconsommation PV nationale mais si cette tendance continue, cette part est amenée à baisser significativement. Les volumes d'autoconsommation sont majoritairement concentrés lors des périodes de pointes tarifaires et notamment l'été (Figure 2-11 - droite). La production et la consommation sont donc bien asynchrones puisque les taux

d'autoconsommation en été sont plus faibles qu'en hiver alors que les volumes d'autoconsommation se concentrent essentiellement l'été. Or, les tarifs sont plus faibles en été pour les entreprises. Afin de maximiser les économies, il faudrait qu'elles puissent stocker la production en été pour l'autoconsommer en hiver, ce qui paraît peu probable actuellement.

La diminution des soutirages résultant de l'autoconsommation conduit naturellement à une baisse des pertes électriques. Cela peut être considéré comme un gain pour les GRE étant donné qu'ils doivent compenser leurs pertes au prix spot. Les pertes évitées s'élèvent à 2,9 GWh en 2018 et à 14,2 GWh en 2021 soit une économie sur la même période d'environ 118 000€ à 575 000€. Les pertes évitées représentent environ 4,8% des volumes autoconsommés. En prenant en compte ces économies réalisées par les GRE, leurs déficits s'élèvent à presque 8 millions en 2021 contre 1,2 millions en 2018 (Figure 2-12 – gauche). Le déficit est causé principalement par les ménages : 75% en 2021. Malgré que les volumes d'autoconsommation s'accroissent de manière importante pour les entreprises, le tarif est plus faible pour celles-ci. Par exemple, si on prend la période été en période de pointe, là où l'autoconsommation est la plus élevée, l'écart de tarif entre les profils résidentiels est d'environ 16 €/MWh comparé au profil ENT1 et 29€/MWh comparé à ENT3. Si on se réfère aux périodes tarifaires, le déficit est plus élevé l'été (Figure 2-12 – droite). Malgré que les tarifs soient plus faibles pendant l'été, l'effet volume est plus important que l'effet prix.

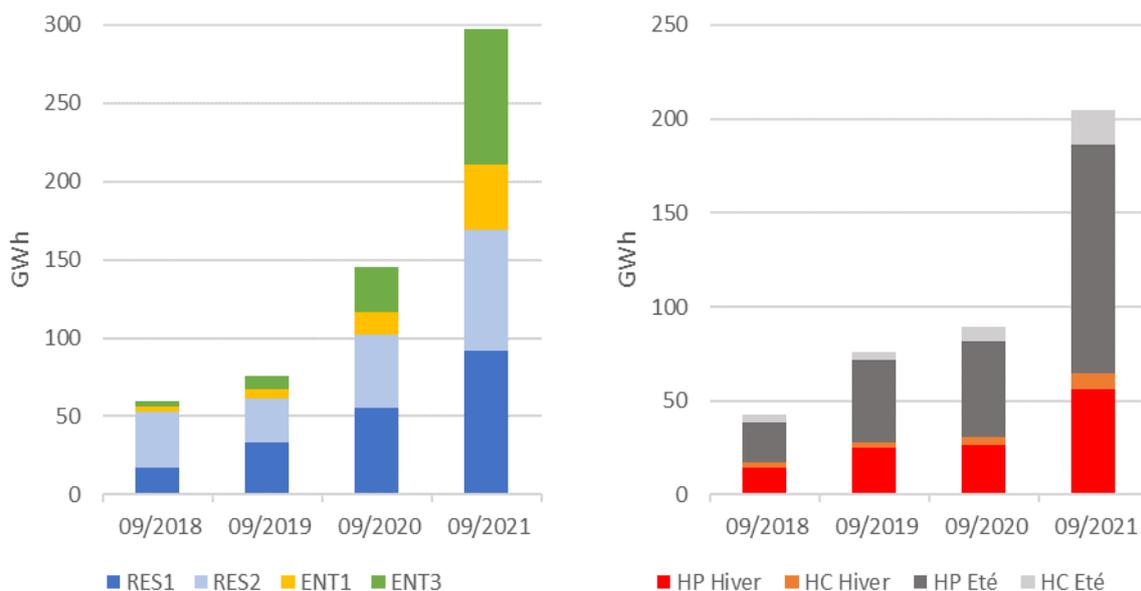


Figure 2-11 : Evolution de l'autoconsommation agrégée par profil (droite) et par période tarifaire (gauche)³⁵

³⁵ Les volumes sont plus faibles sur le graphique de droite car le profil RES1 n'est pas représenté étant donné qu'il n'y a pas de coefficient par période tarifaire pour ce profil. Pour le profil RES2, on a supposé que les périodes hiver couvraient les mois de novembre à mars inclus (CRE, 2016).

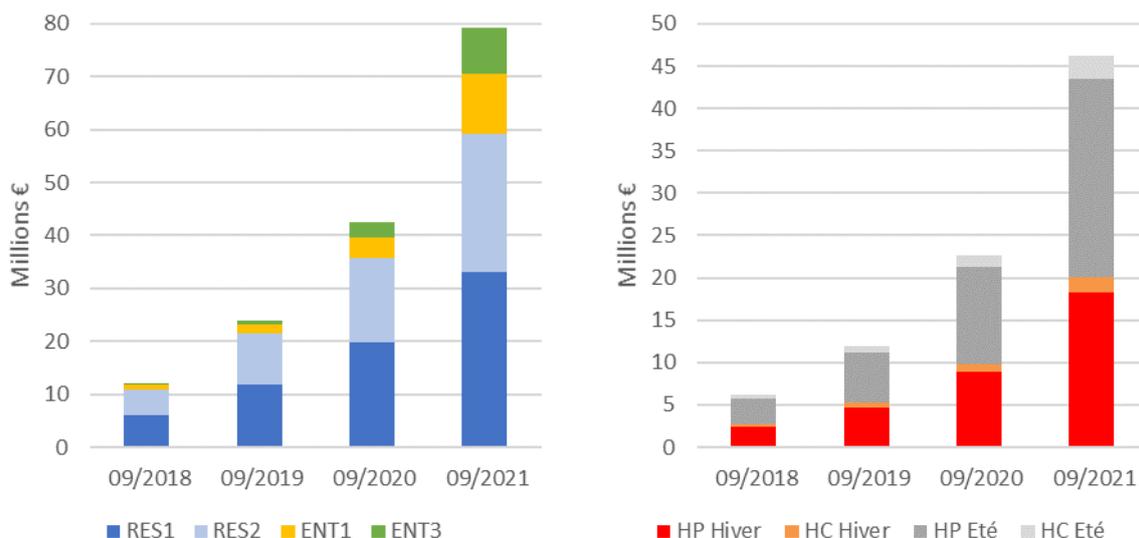


Figure 2-12 : Evolution du déficit pour les GRE selon pour chaque profil (gauche) et chaque période tarifaire (droite)

Pour équilibrer ses comptes financiers, nous supposons que les GRE augmentent les tarifs pour tous les consommateurs. Cette hausse constitue des subventions croisées des consommateurs standards vers les autoconsommateurs mais celles-ci restent faibles. En supposant que le déficit est recouvert par la hausse de la part énergie, les subventions croisées sont de 0,003€/MWh en 2018 et de 0,022€/MWh en 2021. Si on suppose que le déficit est recouvert par une hausse de la part puissance, les subventions croisées sont de 0,003€/kW en 2018 et de 0,022€/kW en 2021. Les chiffres sont similaires car la consommation nationale en MWh (353 TWh) est semblable à la puissance totale souscrite (360 GW). Malgré une hausse importante de l'autoconsommation sur cette période, celle-ci reste très faible comparée à la consommation : moins de 0,1% en 2018. En 2021, elle représente 0,21% de la consommation pour le secteur résidentiel, 0,12% en basse tension supérieure et 0,08% en moyenne tension. Pour les 2 scénarios, la hausse de la facture annuelle est inférieure à 1% pour tous les profils. En revanche, la hausse de la facture est plus importante si la part puissance augmente pour les profils RES1, RES2 et ENT1. A l'inverse, la hausse de la facture est plus faible pour ENT3 : +0,086% si le déficit est recouvert par la part énergie et +0,081% si le déficit est recouvert par la part puissance. Cela est dû essentiellement à la structure tarifaire initiale et aux valeurs des subventions croisées. Ces valeurs sont semblables donc une hausse de la part énergie va impacter plus fortement les profils dont la part énergie constitue plus de 50% de la facture et inversement. Seul le profil ENT3 a une facture puissance plus élevée que la facture énergie.

4.2. Discussion

a) Problématiques des subventions croisées pour la tarification des réseaux

Les subventions croisées en France sont très faibles à l'horizon 2021 et le phénomène de *death spiral* est loin d'être atteint. Cela rejoint les études qui ont estimé les subventions croisées présentées à la section 2.2. Malgré des transferts faibles, la question de la tarification des réseaux est toujours en débat chez les régulateurs et dans la littérature académique pour une raison très simple. La tarification actuelle n'envoie pas les bons signaux économiques aux consommateurs finals. Un tarif basé uniquement sur la quantité d'électricité soutirée incite à investir dans des panneaux PV pour autoconsommer. Sans aucun signal quant aux coûts encourus par les GRE, les autoconsommateurs autoconsomment et injectent sans se soucier de l'équilibre du système. Actuellement, cela pose des

problèmes mineurs au vu des quantités autoconsommées par rapport à la consommation nationale mais il n'est pas à exclure qu'à l'avenir, le développement de l'autoconsommation se fasse de manière très importante et que le régulateur doive modifier la structure du tarif pour internaliser les subventions croisées. Ne pas intervenir au plus tôt est une mauvaise stratégie pour deux raisons. La première est liée à l'attitude des investisseurs quant aux changements brusques de régulation. Nous avons vu lors du premier chapitre que cela a pour effet de favoriser les premiers adoptants et casse ensuite la dynamique de développement de la technologie. La deuxième est liée aux calculs de la rentabilité d'un investissement PV en autoconsommation. Si les investisseurs n'anticipent pas de changement de la structure tarifaire, leurs estimations seront erronées.

Même si le phénomène de *death spiral* est peu probable, les subventions croisées sont problématiques au regard de l'équité face au tarif. Certains pays ont mis en place des mesures pour limiter les subventions croisées. Au chapitre 1, nous avons vu que l'Allemagne a introduit une contribution à l'EEG pour les kWh autoconsommés et l'Espagne a mis en place une contribution pour financer le réseau entre 2013 et 2018. D'autres pays ont introduit une contribution spécifique aux autoproducteurs. En Belgique, le régulateur flamand de l'énergie a approuvé le 18 juillet 2014 l'introduction d'un tarif à la capacité uniquement pour les autoproducteurs avec une capacité maximale de 10 kW. Ce tarif est applicable à partir du 1^{er} juillet 2015 pour tous ceux qui sont raccordés au réseau de distribution avec un compteur réversible. Seuls ceux qui ont un compteur bidirectionnel permettant de distinguer la consommation soutirée et injectée sont exemptés (IEA PVPS, 2016d). Le régulateur flamand (VREG) a introduit un tarif nommé « prosumer » dans lequel une redevance réseau est due pour les autoproducteurs. Le tarif s'établit de 77,16€/kW à 105,96€/kW (HT) selon le gestionnaire de réseau et s'applique à partir du 1^{er} août 2015 (eandis, 2016). Néanmoins, le développement de compteurs intelligents bidirectionnels est en discussion en Flandres. Ceux qui installeront des PV avec ce type de compteur n'auront pas à payer le tarif prosumer mais ils ne pourront pas bénéficier du mécanisme de net-metering (Gautier et al., 2019). En Italie, les autoproducteurs avec une capacité supérieure à 20 kW sont assujettis à un tarif à la capacité d'environ 36€/an et d'environ 237€/an pour les centrales supérieures ou égales à 200 kW (European Commission, 2015b).

D'autres pays n'ont pas appliqué une contribution spécifique aux autoconsommateurs mais ont augmenté la part fixe du tarif réseau pour mieux refléter les coûts des GRE. C'est le cas du Danemark en 2009. Le régulateur a introduit un tarif réseau essentiellement à la capacité pour les consommateurs résidentiels et les petites entreprises. Avant cette date, le tarif était essentiellement basé sur l'énergie soutirée et la justification de tel changement était que les coûts réseaux sont induits majoritairement par la capacité souscrite des usagers (Eurelectric, 2013). En Espagne, la part fixe a augmenté de manière significative entre 2009 et 2016. Elle représentait 19% à 26% de la facture réseau en 2009 contre environ 90% en 2016 (Tableau 2-9).

Profil	2009		2016	
	1,5 MWh / 3 kW	4,5 MWh / 6 kW	1,5 MWh / 3 kW	4,5 MWh / 6 kW
Part variable	74%	81%	9%	11%
Part fixe	26%	19%	91%	89%

Tableau 2-9 : Part fixe et variable du tarif réseau en Espagne en 2009 et 2016 selon la consommation et la puissance souscrite (SAKHRANI & PARSONS, 2010 ; SCHWARTZ ET CO, 2016)

En outre, certains GRE ont mis en place des projets pilotes afin de tester des tarifications innovantes. Au Royaume-Uni, un projet pilote a été lancé du 1^{er} avril au 30 septembre 2016 dans la ville de

Wadebridge afin de tester la mise en place d'une tarification avec différentes plages temporelles. L'objectif de ce projet est d'inciter les ménages à déplacer leurs consommations d'électricité pendant les heures où la production PV est très importante. Cette situation devenait problématique puisque 10% des maisons à Wadebridge sont équipées de panneaux photovoltaïques représentant environ 28% de la consommation annuelle du comté alors que la consommation est beaucoup plus importante le soir, là où les centrales PV ne produisent pas. Le tarif de détail est de 0,05 £/kWh entre 10h et 16h et de 0,18 £/kWh le reste du temps. Les résultats ont montré que 10% de la demande totale des participants a été déplacée pendant la période où les tarifs sont les plus bas dont 13% pour les ménages équipés d'appareils capables de reporter automatiquement la consommation et de 5% pour les ménages effectuant eux-mêmes la modification de leurs profils (Western Power Distribution, 2017).

b) Quid de la structure tarifaire optimale ?

Dans la littérature académique, de nombreuses propositions ont été faites pour internaliser les subventions croisées. Certains auteurs ont proposé de limiter les subventions croisées en modifiant le tarif réseau pour qu'il soit basé selon la pointe de consommation ou toute simplement via une charge fixe. Par exemple, EID *et al.* (2014) ont proposé d'augmenter la part fixe pour compenser la baisse des recettes des GRE. Cela s'apparente à une structure tarifaire uniquement basé sur un tarif fixe et indépendant de l'usage des consommateurs. PRATA & CARVALHO (2018) propose d'augmenter la part fixe du tarif réseau sans augmenter le tarif et ils montrent que cela permettait de limiter les transferts sans impacter le développement de l'autoconsommation.

En supposant que le TURPE est basé à 100% sur la puissance souscrite et que l'autoconsommation ne permette pas de diminuer la pointe de consommation, les autoconsommateurs ne peuvent plus faire d'économie sur la composante réseau mais seulement sur les composantes énergie et taxes. Cela représente une baisse des économies réalisées sur leurs factures d'électricité. Pour compenser cette perte, il faudrait que les ménages augmentent leurs taux d'autoconsommation de 24%, de 27% pour ENT1 et de 15% pour ENT3 (Tableau 2-10). Cependant, le profil ENT3 autoconsomme 98% de sa production donc il ne peut pas augmenter son taux d'autoconsommation. Dès lors, un tarif uniquement basé à la puissance entrainerait une baisse de recettes pour ce profil. Pour les autres profils, cela correspondrait à une hausse du taux d'autoconsommation de 11 points de pourcentage pour les ménages et de 20 points de pourcentage pour les entreprises. Or, LUTHANDER *et al.* (2015) ont montré que la gestion de la demande permettait d'augmenter le taux d'autoconsommation de 2 à 15 points de pourcentage et de 10 à 24 points de pourcentage avec l'installation d'une batterie. La modification de la structure tarifaire de réseau engendrerait donc des investissements pour augmenter le taux d'autoconsommation. Cela sera étudié dans le chapitre 3.

	RES1 et RES2	ENT1	ENT3
Tarif TTC sans TURPE (€/kWh)	0,1233	0,1069	0,0702
Autoconsommation initiale	1 630 kWh	62 100 kWh	354 135 kWh
Hausse autoconsommation nécessaire	390 kWh	16 955 kWh	54 410 kWh
Hausse taux d'autoconsommation nécessaire	24%	27%	15%

Tableau 2-10 : Hausse taux d'autoconsommation nécessaire pour compenser la baisse des économies liée à un TURPE fixe (données tarifs : Eurostat)

En revanche, certains auteurs avancent qu'augmenter la composante de pointe n'est pas souhaitable mais en apportant des arguments plus politiques qu'économiques (Braithwait, 2018). L'argumentaire

se focalise sur l'impact négatif de cette tarification sur le développement de l'autoconsommation. En effet, comme on l'a vu précédemment, diminuer la part variable du tarif réseau diminue nécessairement les économies réalisées à taux d'autoconsommation inchangé. De plus, les usagers avec une faible consommation seraient négativement impactés. Il s'agit pour la plupart de ménages avec de faibles revenus qui ont peu d'appareils électriques et limitent leurs consommations afin de minimiser le montant de leurs factures. Avec un tarif basé essentiellement sur la part énergie, ils ne paient que selon leur usage et donc un montant relativement faible. En revanche, avec un tarif à la pointe ou un tarif fixe, une plus grande partie des coûts réseaux est allouée à ces usagers et moins pour les consommateurs aisés (Burger et al., 2020). Dans la présente étude, nous avons vu que l'impact de l'augmentation de la part puissance et énergie n'ont pas le même impact et dépend de la structure tarifaire initiale et du profil considéré. En outre, il n'y a pas de fondement économique qui indiquerait que des coûts fixes devraient être recouverts par une part fixe (Braithwait, 2018). Si on impose une part fixe à des consommateurs qui n'ont pas la possibilité de changer de comportement ou d'investir dans une technologie pour modifier leurs courbes de charge, aucun signal n'est envoyé. D'autres auteurs nuancent l'efficacité de la tarification à la pointe d'un point de vue économique. Par exemple, PASSEY *et al.* (2017) montrent que le tarif à la pointe proposé par certains GRE en Australie ne reflète pas les coûts engendrés par les usagers puisque la pointe d'un consommateur ne coïncide pas avec la pointe de consommation observée dans la zone des GRE. Pour un design optimal, il faudrait selon eux facturer la contribution de chaque consommateur à la pointe globale. Ce résultat est confirmé analytiquement par BROWN & SAPPINGTON (2018).

Une autre possibilité pour internaliser les subventions croisées seraient de proposer un tarif spécifique pour les autoconsommateurs basé sur la valeur de l'électricité non distribuée³⁶. Dans ce cas, le réseau est considéré comme une source de back-up lorsque la centrale PV ne permet pas d'alimenter la consommation du ménage. Cette valeur est considérée comme le coût de l'électricité non distribuée (Y) et est définie par la relation suivante (Hansen and Percebois, 2015) :

$$Y = af^2 + bf + c \quad (2.10)$$

Où f représente le coût de défaillance, a et b sont des paramètres définis selon une enquête réalisée sur les coûts d'interruption de l'approvisionnement d'électricité pour des consommateurs et c est le coût de la centrale marginale appelée avant la défaillance. RTE a estimé que le coût de la défaillance atteindrait 26€/MWh pour une coupure de 3 minutes (RTE, 2012). Cela est très élevé comparé au prix de détail qui est d'environ 0,17€/MWh. La même étude a révélé que le coût moyen d'une coupure pendant 1h était de 25€ mais les ménages sont prêts à payer 17€ pour éviter cette coupure. Les autoconsommateurs doivent trouver un équilibre entre maximiser les économies liées à l'autoconsommation et la probabilité d'une coupure si le GRE ne recouvre pas ses coûts. Au vu des montant économisés sur la facture TURPE pour les ménages notamment (environ 48€), il est plus incitatif de payer une redevance fixe du même montant pour ne pas subir de coupure. En effet, si les ménages sont prêts à payer 17€ pour ne pas être coupés, il faudrait que la probabilité de rupture d'approvisionnement des panneaux PV soit inférieure à 3h dans l'année. Cela est très peu probable au vu des profils de charge de consommation et de production. Diminuer la fiabilité de l'approvisionnement n'est donc pas une solution envisageable. Au Royaume-Uni, la perte de 2% de la consommation annuelle entraîne un coût de l'électricité non distribuée de £1000/MWh correspondant

³⁶ Value of Lost Load en anglais

à une compensation égale à £640 (Pollitt, 2018). De plus, le stockage domestique n'est pas une option viable pour se passer du réseau même en 2030 (Green and Staffell, 2017).

Il n'existe pas de consensus sur la structure optimale du tarif réseau car celle-ci dépend de la définition des coûts des services rendus aux usagers et des signaux que l'on veut leur envoyer (Borenstein, 2016). La part énergie, de pointe ou fixe du tarif peut induire des effets très différents parmi les profils. Par exemple, un tarif à l'énergie entrainerait des pertes pour les GRE mais ces pertes pourraient être contrebalancées par le développement des véhicules électriques. En effet, l'usage du véhicule électrique entraîne une hausse de la consommation qui dans certains cas n'aurait aucun effet pour les consommateurs standards (Hoarau and Perez, 2019). Plus généralement, les principes de la tarification des réseaux doivent être actualisés pour prendre en compte le changement de l'environnement actuel. Les principes énoncés par Bonbright datent de 1961 dans un contexte où monopoles étaient verticalement intégrés. La production d'électricité était fournie de manière centralisée. Actuellement, ce n'est plus le cas. Plusieurs entreprises produisent et fournissent l'électricité dans un environnement concurrentiel et plusieurs acteurs autres que les monopoles historiques peuvent maintenant proposer des services aux consommateurs finals. Il faut considérer les services et les offres que peuvent apporter les EnR aux consommateurs. Il est très complexe à l'heure actuelle de déterminer les coûts et les bénéfices spécifiques engendrés par les sources de production décentralisées et surtout, comment les rémunérer. En témoigne le nombre de projets pilotes en cours actuellement. Le principal frein à l'innovation dans la tarification provenait essentiellement de la technologie de mesure. Les anciens compteurs ne pouvaient pas rendre compte de la consommation au temps réel. Avec le déploiement de compteurs dits intelligents, ce n'est plus le cas. La technologie permet de mesurer précisément le flux d'électricité dans les réseaux.

Conclusion

Le développement de l'autoconsommation photovoltaïque combiné avec une tarification des réseaux assise majoritairement sur une base variable induit des subventions croisées. En France, celles-ci seraient faibles en 2021 représentant une hausse inférieure à 0,1% de la facture des consommateurs standards. Malgré de faibles transferts, la tarification des réseaux est témoin d'un débat très intense entre les régulateurs et les gestionnaires de réseau. Afin de limiter les subventions croisées, certains auteurs ont proposé d'augmenter la part fixe ou puissance. Cela permettrait de mieux refléter les coûts des gestionnaires de réseau et de leur permettre de recouvrir leurs coûts. Les économies sur la part réseau dépendraient de la capacité des autoconsommateurs à diminuer leur puissance souscrite. Or, nous avons vu que la production ne coïncidait pas avec la pointe de consommation. Dans ce cas, les gestionnaires de réseau n'ont plus besoin d'augmenter le tarif pour couvrir leurs déficits. Cependant, cette solution est critiquée par de nombreux auteurs du fait qu'elle pénaliserait les usagers avec de faibles revenus et diminuerait l'incitation à réduire la consommation totale. Une autre possibilité est de mettre en place des tarifications plus innovantes basées sur des plages temporelles comme c'est le cas pour le tarif heures pleines, heures creuses mais avec une différenciation saisonnière. C'est le cas notamment de la France où le régulateur a introduit un tarif différencié selon la saison. Ce type de tarification est désormais possible avec le déploiement de compteurs dits intelligents.

Le recouvrement des coûts est un principe fondamental de la tarification des réseaux mais les signaux tarifaires envoyés aux consommateurs doivent être efficaces pour inciter les usagers à diminuer les coûts réseaux de court et long terme. Pour que ce soit effectivement le cas, les usagers doivent être

en mesure de répondre à ces signaux soit à travers des changements de comportements ou soit à travers des investissements technologiques permettant de modifier leurs courbes de charge. Si ce n'est pas le cas, le tarif permet uniquement de recouvrir les coûts pour les gestionnaires de réseau. L'autoconsommation photovoltaïque peut être difficilement déplacée d'une période à une autre à moins de programmer des appareils électriques tels que la machine à laver ou le lave-vaisselle. Cependant, ces appareils ne sont pas tous les jours en fonctionnement. Dès lors, la modification de la structure tarifaire par une augmentation de la part fixe ou des tarifs plus élevés le soir diminuerait la rentabilité de l'autoconsommation photovoltaïque. Il est donc nécessaire de revoir la politique de soutien pour qu'elle soit compatible avec une modification de la structure du tarif réseau. Une des possibilités pour piloter l'autoconsommation est l'installation d'une batterie. Cette technologie permet de stocker la production en excédent pour la consommer lorsque les panneaux photovoltaïques ne produisent pas. Afin d'intégrer les possibles changements de la structure tarifaire à l'avenir, il serait intéressant de modifier le schéma de subvention par l'introduction d'une prime à l'investissement d'une batterie tout en supprimant les tarifs d'achat appliqués à la production excédentaire qui n'envoient aucun signal quant aux coûts des réseaux électriques. Cela fera l'objet du chapitre 3.

Chapitre 3 - Politiques de soutien à l'autoconsommation PV

Les différents mécanismes de soutien à la filière de production photovoltaïque dans le secteur résidentiel étudiés au premier chapitre ont mis en lumière l'importance de soutenir cette filière malgré l'atteinte de la parité réseau (Chapitre 1). Les gouvernements garantissent encore des tarifs d'achat pour la production qui n'est pas consommée et accordent totalement ou partiellement des exemptions de taxes sur les kilowattheures autoconsommés. Le deuxième chapitre a mis en exergue l'impact positif ou négatif de l'autoconsommation sur les réseaux électriques que ce soit d'un point de vue des propriétés physiques de l'électricité ou des subventions croisées. Comment concilier les objectifs à atteindre en matière de développement de l'autoconsommation photovoltaïque dans le secteur résidentiel tout en minimisant les coûts pour la collectivité ?

L'adaptation du tarif réseau est nécessaire pour limiter les subventions croisées liées au développement de l'autoconsommation. La politique actuelle de soutien ne permet pas aux autoconsommateurs de répondre à des signaux tarifaires puisque, d'une part, la production ne coïncide pas toujours avec la consommation et, d'autre part, la production ne peut pas être pilotée sans stockage. Dès lors, serait-il plus efficient de subventionner des technologies telles que des batteries pour augmenter la valeur de l'autoconsommation tant pour le réseau électrique que pour le ménage, plutôt que de subventionner la production injectée dans le réseau ? Pour mettre en place une politique de soutien efficiente, il est nécessaire de prendre en considération la structure tarifaire. Ces considérations peuvent servir de levier et accompagner les politiques de subvention. En effet, en intégrant une structure tarifaire innovante reflétant les coûts des réseaux, les autoconsommateurs pourraient minimiser leurs factures en pilotant l'autoconsommation via la batterie.

L'objectif du chapitre est donc de définir une politique de subvention efficiente pour le développement de l'autoconsommation photovoltaïque. En mettant en place une politique d'incitation, il est nécessaire de fixer un objectif à atteindre. Celui qui nous intéresse dans ce chapitre est le suivant : soutenir le développement de l'autoconsommation photovoltaïque à moindre coût pour la collectivité. L'idée derrière cet objectif est de favoriser l'intégration de l'autoconsommation dans le système électrique. Quelle(s) politique(s) permettrait d'atteindre cet objectif tout en minimisant les coûts pour la collectivité ? Pour répondre à ces questions, nous allons comparer deux types de politiques de soutien dans le secteur résidentiel. La première correspond à la politique actuellement en place en France et nous la comparerons avec un mécanisme de soutien à l'installation d'une batterie domestique. A travers un modèle de simulation des flux électriques transitant des panneaux photovoltaïques vers la batterie et les appareils électriques d'une maison résidentielle, nous calculerons la rentabilité d'un investissement photovoltaïque couplé ou non avec une batterie sous différentes structures tarifaires. L'objectif est d'évaluer la performance des deux politiques au regard de la rentabilité qui en découle pour les autoconsommateurs avec différents tarifs réseaux.

La première section présentera les différentes technologies de stockage, ainsi que le cadre réglementaire en France. Une revue de littérature sur la rentabilité des investissements photovoltaïques couplés avec une batterie sous différentes régulations et tarifications sera examinée dans la section 2. Ensuite, le modèle de simulation de la rentabilité de l'autoconsommation sera développé dans la section 3, ainsi que la méthodologie permettant d'évaluer la rentabilité d'un système photovoltaïque couplé avec une batterie. La section 4 présentera le cas d'étude. Puis, l'efficacité des politiques de soutien sera analysée dans la section 5.

1. Les batteries comme moyen de stockage de l'électricité

Il existe différentes technologies de stockage qui diffèrent par leurs caractéristiques techniques et leurs domaines d'application. Les différentes technologies, ainsi que leurs usages seront présentées dans un premier temps. Puis, nous étudierons plus particulièrement le marché des batteries stationnaires.

1.1. Technologies de stockage

L'électricité est une énergie qui ne se stocke pas mais il existe de nombreux moyens pour maintenir la production et la consommation à l'équilibre (effacement, centrales de pointe). Cependant, la hausse de la consommation de pointe et le développement de sources de production intermittentes représentent de nouveaux défis pour la stabilité du système électrique (RTE, 2017a). Une solution pour pallier ce problème est de convertir l'électricité en d'autres formes d'énergie via le stockage. Cette technologie aura une place non négligeable dans le système électrique futur pour garantir un mix électrique neutre en carbone (IEA, 2014; IRENA, 2014). Il existe quatre grandes filières de stockage de l'électricité qui se distinguent par le procédé de stockage : mécanique, chimique, électro-statique/électro-magnétique et électro-chimique (E-cube, 2018a). Le stockage mécanique consiste à stocker l'énergie sous forme d'énergie potentielle par un fluide ou par inertie. Les principales technologies sont les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), le stockage d'énergie par air comprimé (CAES) et les volants d'inertie. Les STEP représentent actuellement la technologie dominante au niveau mondial (IRENA, 2015). Elles exploitent l'énergie potentielle de l'eau en pompant l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur lors de périodes de surproduction pour la turbiner du bassin supérieur au bassin inférieur lors de période de sous production. Le principe du stockage chimique consiste à restituer de l'énergie avec une pile à combustible (PAC) ou en brûlant des composants chimiques. Le stockage électro-statique se fait via l'utilisation de super-conducteurs et le stockage électro-magnétique consiste à stocker l'énergie en créant un champ magnétique via une bobine supraconductrice. Le stockage électro-chimique est réalisé via une batterie où le courant électrique est créé par un mouvement des électrons qui se déplacent de l'électrode positive à l'électrode négative. En 2018, les capacités de stockage atteignent 181 GW dont 94,3% pour les STEP. Parmi les autres formes de stockage, les batteries constituent 65% des capacités de stockage (CNESA, 2020). Ces différentes technologies ont des applications différentes relatives à leurs caractéristiques techniques (Tableau 3-1).

Application	Technologie	Description
Optimisation de la production et de la consommation	Batteries PAC	<ul style="list-style-type: none"> Gestion de l'intermittence des EnR Augmentation de l'autoconsommation Diminution pointe d'injection
Arbitrage temporel	Batteries PAC STEP	<ul style="list-style-type: none"> Profit sur les marchés en stockant lors de périodes de surproduction et en déstockant lors de périodes de sous production
Continuité d'approvisionnement	Batteries (CT) CAES (LT)	<ul style="list-style-type: none"> Source de back-up en cas de discontinuité de l'approvisionnement
Valorisation de la capacité	STEP Batteries Volants d'inertie	<ul style="list-style-type: none"> Gérer les déséquilibres à court terme pour le réseau Reporter des investissements de LT pour le réseau Substitution aux centrales de pointe

Tableau 3-1 : Technologies de stockage selon les applications pour le système électrique (adapté de E-cube (2018))

Les batteries peuvent être utilisées pour de multiples applications notamment pour le stockage de la production PV. En 2018, 3,1 GW de batteries ont été installées majoritairement en Corée du sud (0,8 GW), en Chine (0,6 GW), aux Etats-Unis (0,4 GW) et en Allemagne (0,3 GW) et les entreprises chinoises, coréennes et japonaises se partagent plus de 90% du marché sur le long de la chaîne de valeur (Tableau 3-2). Le marché est dominé par 5 grands acteurs : BYD (25%), Samsung (17%), LG Chem (13%), CATL (10%) et Panasonic (9%) (E-cube, 2018a).

Approvisionnement des matériaux	Fabrication des composants	Fabrication des cellules	Fabrication des modules	Assemblage des modules	Intégration au système
Description					
Extraction des minéraux et préparation des matériaux bruts	<ul style="list-style-type: none"> • Anodes • Cathodes • Séparateurs • Electrolytes 	Assemblage des composants	Assemblage des cellules et de l'électronique	Fabrication de la batterie	Véhicule électrique Systèmes stationnaire

Tableau 3-2 : Chaîne de valeur de la batterie (hors réutilisation et recyclage)

Au niveau mondial, les batteries installées étaient essentiellement destinées à rendre des services aux gestionnaires de réseau mais la part des batteries installées dans le secteur résidentiel et des entreprises est plus importante actuellement (Figure 3-1).

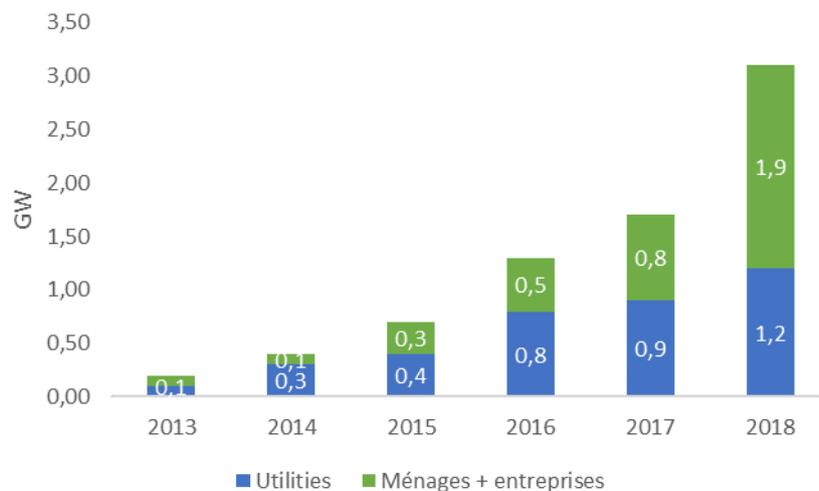


Figure 3-1 : Evolution des capacités de stockage par batterie (IEA, 2019)

Cette tendance devrait continuer à croître à court terme du fait de la baisse des FIT et de la hausse du prix de l'électricité dans certaines régions. A moyen terme, les capacités de stockage sont estimées à plus d'1 TW en 2030 dont 60% par les véhicules électriques, 32,5% de STEP et 17,5% de batteries stationnaires (IRENA, 2014). En France, les STEP constituent l'essentiel des capacités de stockage. Elles s'élèvent à environ 5 GW avec une capacité de stockage de près de 200 GWh mais RTE estime que le développement de nouvelles capacités de stockage serait d'environ 4 GW à l'horizon 2030 dont 60% de batteries et 40% de STEP (RTE, 2017b). Actuellement, seuls 5% des installations en autoconsommation sont équipées de moyens de stockage (Observ'ER, 2019).

1.2. Caractéristiques techniques des batteries stationnaires

La performance économique des batteries dépend de leurs caractéristiques techniques. Tout d'abord, la capacité nominale de la batterie ne correspond pas à la quantité qu'elle peut effectivement stocker ou déstocker. Cela dépend de la densité énergétique de la batterie qui définit un seuil de charge au-delà duquel la batterie subit des dommages. La profondeur de décharge est l'indicateur qui représente la capacité réellement mobilisable. Par exemple, une profondeur de décharge de 5% signifie que l'état de charge de la batterie doit être comprise entre 5% et 95% de la capacité nominale. Dans le cas contraire, cela provoque un vieillissement prématuré de la batterie. Ensuite, il y a des pertes électriques lorsque l'électricité est stockée et déstockée. Le taux de rendement mesure l'efficacité du processus de charge et de décharge. Pour les batteries lithium-ion, le taux d'efficacité de la charge est de 95% en général, c'est-à-dire que le ménage pourra bénéficier de 95% de l'électricité stockée. Puis, les batteries se déchargent lentement même si on ne les utilise pas. Il s'agit de l'effet d'autodécharge. Enfin, la batterie subit un effet de vieillissement qui affecte le volume d'énergie qui peut être stocké dans le temps (Lunz et al., 2012; Vetter et al., 2005). Ce vieillissement dépend du nombre de cycles de charge que la batterie peut supporter. Un cycle représente la charge complète de la batterie suivie d'une décharge complète. La batterie subit également un vieillissement « naturel » dans le sens où elle se dégrade même sans utilisation. Cette durée de vie est mesurée par une année de référence. Le choix entre les différentes technologies résulte d'un arbitrage entre les performances techniques et les coûts d'investissement.

Parmi les différentes technologies, les batteries au plomb représentaient la plus grande part de marché car c'est une technologie qui est mature et dont les coûts étaient plus faibles que les autres types de batteries. Néanmoins, les batteries lithium-ion offrent actuellement de nombreux avantages comparés aux batteries au plomb (Hesse et al., 2017). La particularité de cette technologie est qu'elle bénéficie d'une densité énergétique et capacitaire plus importante que les autres batteries. Cela signifie que la quasi-totalité de l'électricité stockée dans la batterie est utile. Elles ont également un excellent taux de rendement, une faible autodécharge et une durée de vie importante. Ces bonnes performances combinées à la baisse des coûts de production ont permis à cette technologie de s'imposer sur le marché pour les usages domestiques notamment lorsqu'elles sont couplées à des panneaux photovoltaïques. Au niveau mondial, la part de marché des batteries au plomb et au lithium était semblable en 2012 mais en 2016, 90% des batteries installées étaient au lithium.

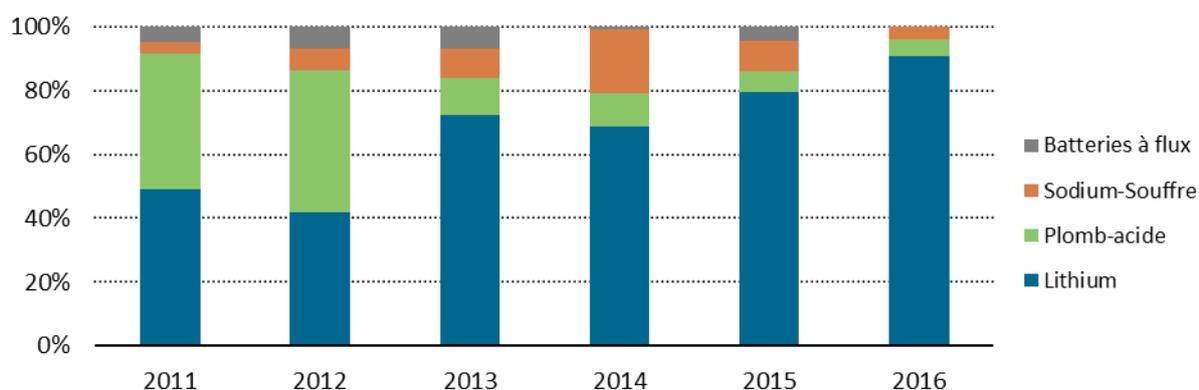


Figure 3-2 : Evolution cumulée de la part des installations de batterie selon la technologie (IEA, 2017)

En plus des bonnes performances des batteries lithium-ion, le coût d'achat a chuté de 87% entre 2010 et 2018 selon Bloomberg³⁷. En Allemagne, les batteries plomb-acide constituaient une part très importante des nouveaux systèmes de stockage avec 75% du marché en 2013. Cependant, la technologie lithium-ion représente 95% des nouvelles batteries domestiques en 2017 (Lerbinger and Müller-Lohse, 2018). Les coûts d'investissement sont passés de 2515\$/kWh au 4^e trimestre 2014 à 1020\$/kWh au 1^{er} trimestre 2017 soit une baisse de 60% (IRENA, 2017a). Cette tendance devra s'accroître du fait de la baisse attendue des coûts de stockage induit par la hausse importante de la demande pour de multiples usages. Les coûts d'investissement devraient être divisés par 2,5 en 2030 et par 3,5 en 2040 par rapport à 2020 (Figure 3-3).

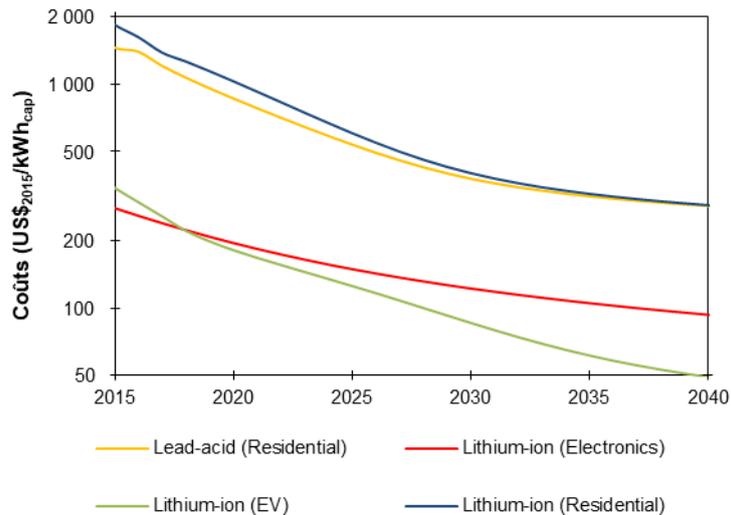


Figure 3-3 : Evolution des coûts des batteries en plomb et au lithium (Schmidt et al., 2017)

Parmi les batteries lithium-ion, il existe plusieurs technologies différentes. Certaines sont encore trop coûteuses pour être largement commercialisées comme les batteries composées de nickel-cobalt-aluminium (NCA) ou de titanate de lithium. Les plus répandues étaient celles composées de nickel-manganèse-cobalt (NMC) (Anuphapparadorn et al., 2014; Hesse et al., 2017; IRENA, 2017a; Stan et al., 2014). Néanmoins, les améliorations techniques des différentes technologies sont très rapides et les batteries au phosphate de fer (PFL) présentent actuellement des caractéristiques très intéressantes et se partagent le marché avec les batteries NMC. La Figure 3-4 présente les différents modèles selon le type de cellule.

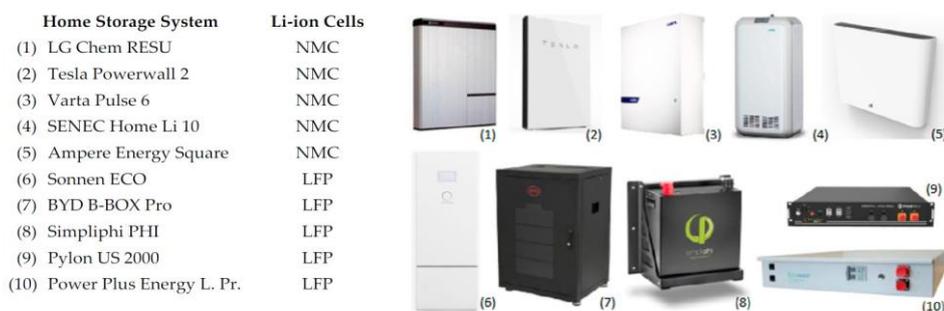


Figure 3-4 : Modèles de batterie NMC et LFP disponibles sur le marché (Beltran et al., 2020)

³⁷ <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>

1.3. Cadre réglementaire et soutien en France

En France, il n'existe pas de texte réglementaire qui identifie spécifiquement une personne qui soutire et injecte de l'électricité via une technologie de stockage. Elle est considérée comme un site de production et de consommation. Elle doit donc s'acquitter du « tarif d'utilisation applicable aux consommateurs d'électricité lorsqu'elle soutire de l'électricité pour la stocker et verser celui applicable aux producteurs lorsque son dispositif de stockage injecte de l'électricité sur les réseaux publics d'électricité » (CRE³⁸). C'est ce qui est actuellement appliqué aux STEP. L'ambiguïté sur le statut du stockage peut rendre les démarches administratives complexes, notamment pour le raccordement puisque des procédures spécifiques aux consommateurs et aux producteurs s'appliquent. De plus, les GRE ne tiennent pas compte des possibilités de flexibilité apportées par le stockage. Les études de raccordement considèrent la production et le soutirage maximaux du stockage. La CRE a donc demandé aux GRE de simplifier les procédures de raccordement et de prendre en compte les spécificités de cette technologie dans les études de raccordement (CRE, 2019b). De nombreux acteurs souhaitent la création d'un statut ad hoc pour le stockage afin de faciliter le raccordement au réseau et la participation aux mécanismes de marché. Actuellement, la CRE estime que cette question doit être approfondie car les freins rencontrés par les acteurs ne seraient pas tant du cadre légal mais liés à la documentation technique et contractuelle des GRE.

Concernant le soutien aux technologies de stockage, l'article L.314 1 dispose que seules les centrales de production EnR peuvent bénéficier d'un contrat d'achat mais les dispositifs de stockage ne produisent pas à proprement parler de l'électricité. Dès lors, ils ne peuvent pas prétendre à un contrat d'obligation d'achat. Néanmoins, si le moyen de stockage est associé à une centrale de production dans le but d'autoconsommer la production, le surplus d'électricité peut bénéficier d'un contrat d'obligation d'achat (décret n°2001-410). La France a soutenu les technologies de stockage à travers différents moyens. Depuis 2011, le gouvernement a lancé 4 appels d'offres pour des installations PV avec stockage par batterie dans les zones non interconnectées. Lors du 3^e appel d'offres, 63 MW ont été alloués dont 25,3 MW pour des installations sur toitures et ombrières³⁹. Un guichet a également été mis en place en 2018 « dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter » selon le ministère de la transition écologique et solidaire⁴⁰ représentant 61 MW. Le gouvernement français a également lancé de nombreux programmes afin d'améliorer les systèmes de stockage et d'évaluer la valeur créée pour le système électrique comme le programme Stock-E de l'Agence nationale de la recherche en 2010 ou l'appel à manifestation d'intérêt stockage en 2011 (ADEME, 2011). On peut également citer le démonstrateur NiceGrid qui a étudié spécifiquement les flexibilités de stockage des batteries lithium-ion dans un micro-réseaux avec des sources de production PV. Des batteries ont été installées au niveau des postes sources et une batterie lithium-ion d'une capacité de 4 kWh a été installée chez 18 particuliers autoconsommateurs. L'objectif est double. Le premier est de stocker l'énergie lors de fortes production PV et de décharger lors de pointes de consommation afin de diminuer les pointes locales. En hiver, les batteries peuvent soutirer de l'électricité du réseau afin de se substituer à la production PV si celle-ci s'avère insuffisante pour répondre à la pointe⁴¹. Le deuxième objectif est de minimiser la facture des particuliers dont ceux qui ont un tarif binôme. Le pilotage se

³⁸ <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=stockage-cadre-juridique>

³⁹ Les résultats du 4^e appel d'offres ne sont pas encore connus

⁴⁰ https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/cge/1-Vieillefosse.pdf

⁴¹ La production stockée sert avant tout à alimenter les appareils domestiques puisque la réglementation actuelle ne permet pas de racheter l'énergie déstockée d'une batterie.

fait automatiquement et à distance via une « Energie box » connectée à l'onduleur. Les solutions développées ont notamment permis de diminuer la pointe hivernale entre 18h et 20h⁴². La mise en place d'un tel projet a nécessité un budget de 30 millions d'euros dont 11 millions de fonds publics. En outre, le gouvernement a consacré 52 millions d'euros en recherche et développement pour le stockage dont 22 millions pour le stockage de l'électricité (CGDD, 2019b).

2. Rentabilité des systèmes PV couplés avec une batterie

Avant d'étudier les effets d'une politique de soutien au stockage par batterie, il convient d'étudier la rationalité économique sous-jacente à l'investissement dans une batterie. Dans un premier temps, nous définirons le seuil de rentabilité d'un tel investissement. Dans un second temps, une revue de littérature sur la rentabilité des batteries sera présentée en précisant les effets des politiques et de la structure de tarif de réseau.

2.1. Seuil de rentabilité des batteries stationnaires

Dans le premier chapitre, nous avons introduit la notion de parité réseau pour définir le seuil de rentabilité d'une installation photovoltaïque. Dans la littérature académique, la notion de parité stockage permet d'évaluer le seuil de rentabilité des batteries (Jülch, 2016; Pawel, 2014). Ce seuil est atteint lorsque le coût complet de stockage (LCOS - *Levelized Cost of Storage*) est égal au prix de détail en €/kWh (p^{VR}) moins le tarif à l'injection⁴³ (p^{ex}) :

$$\text{Parité stockage} \rightarrow \text{LCOS} = p^{VR} - p^{ex} \quad (3.1)$$

Contrairement à la parité réseau, il faut soustraire le prix à l'injection puisque le surplus non vendu représente un coût d'opportunité. Stocker la production qui devait être vendue prive l'agent du gain lié à la vente du surplus. C'est pourquoi l'installation d'une batterie est incitatif lorsque le coût d'investissement est inférieur à la différence entre le prix de détail et le tarif à l'injection.

Le LCOS représente le coût par kWh déstocké et il existe 3 méthodes pour le calculer. La première représente le ratio entre le coût d'investissement de la batterie (I^{Batt}) et la somme actualisée de l'électricité déstockée (q_n^{dc}) (Jülch et al., 2015):

$$\text{LCOS} = \frac{I^{Batt}}{\sum_{n=1}^N \frac{q_n^{dc}}{(1+d)^n}} \quad (3.2)$$

Où d est le taux d'actualisation et n l'année.

On prend en considération l'énergie déstockée et non stockée car il y a des pertes lors du processus de charge et de décharge. Si on suppose que le tarif de détail est variable et uniforme toute l'année, le seuil de rentabilité de la batterie est atteint lorsque le LCOS est égal à la différence entre le tarif de détail et le tarif à l'injection. En considérant le tarif réglementé de vente variable en 2020 égal à 154,6€/MWh et en supposant un tarif à l'injection de 38€/MWh (Cf 4.4.a), le seuil de rentabilité est donc atteint avec un LCOS de (Figure 3-5) :

⁴² <http://www.nicegrid.fr/wp-content/uploads/2016/11/FOCUS-01-les-batteries-r%C3%A9sidentielles.pdf>

⁴³ Pour rappel, le tarif à l'injection fait référence au prix rémunérant le surplus de production injecté sur le réseau. On utilise le terme FIT lorsque ce tarif est garanti sur une période de 20 ans.

$$LCOS = 154,6 - 38 = 116,6\text{€/MWh}$$

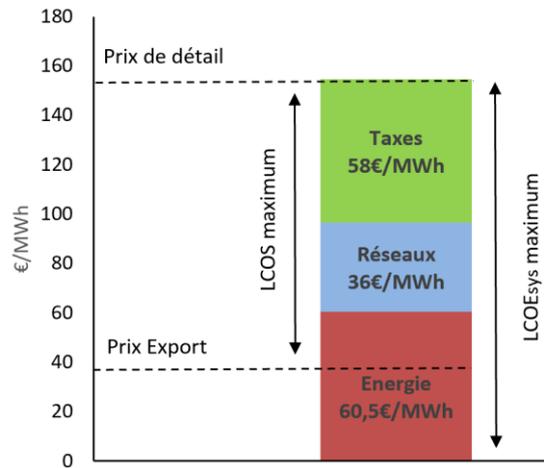


Figure 3-5 : Schéma de rentabilité de la batterie (prix de détail régulé sans la part fixe du réseau)

La deuxième méthode pour déterminer le LCOS consiste à calculer la différence entre le coût complet de l'investissement PV-batterie ($LCOE_{syst}$) et le coût complet de la production PV ($LCOE_{PV}$), ce qui revient à la relation suivante :

$$LCOS = LCOE_{syst} - LCOE_{PV} \quad (3.3)$$

$$LCOE_{syst} = \frac{I^{PV} + I^{Batt}}{\sum_{n=1}^N \frac{q_n^{PV}}{(1+d)^n}} \quad (3.4)$$

Avec I^{PV} l'investissement PV et q_n^{PV} la production PV. Cette méthode est complètement différente de la première et ne donne pas le même résultat. La première méthode définit le LCOS comme le coût par kWh stocké alors que cette méthode représente le coût de stockage par kWh PV produit. Dans ce cas, il est rentable d'installer une batterie lorsque le LCOS est inférieur à la différence entre le LCOE système et le prix de détail en €/kWh (p^{VR}) :

$$LCOS < p^{VR} - LCOE_{syst} \quad (3.5)$$

Cette méthode est intéressante lorsqu'on veut analyser l'impact de l'investissement batterie pour un investissement PV déjà réalisé. Par exemple, en reprenant le Figure 3-5, si on suppose que le $LCOE_{PV}$ est égal à 120€/MWh, le LCOS doit être inférieur à $152 - 120 = 23\text{€/MWh}$. Contrairement à la première méthode, on ne peut pas calculer la parité réseau.

Il existe une 3^e méthode qui inclut le coût d'approvisionnement en électricité. Dans le cas de l'autoconsommation PV, il s'agit du coût de la production excédentaire injectée dans la batterie (Lai and McCulloch, 2017) :

$$LCOS = \frac{I_{surplus}^{PV} + I^{Batt}}{\sum_{n=1}^N \frac{q_n^{dc}}{(1+d)^n}} \quad (3.6)$$

Avec $I_{surplus}^{PV}$ représentant le coût d'investissement PV divisé par la production stockée dans la batterie. Cela représente le coût PV imputable au surplus de production. Cette méthode prend donc en considération les coûts de stockage mais également les coûts de production de l'électricité servant à alimenter la batterie. Cette méthode est intéressante pour comparer différents moyens de stockage dans le cas où l'application serait d'effectuer un arbitrage sur le marché électrique. Si un acteur achète de l'électricité à bas prix pour la revendre lorsque le prix est plus élevé, l'achat représente un coût qu'il faut prendre en compte. Dans le cas de l'autoconsommation PV, ce soutirage correspond au surplus de production.

Le niveau relatif des coûts d'investissement et des tarifs détermine le signal incitatif reçu par les consommateurs (Figure 3-6). Lorsque le tarif de détail et le FIT est inférieur au $LCOE_{PV}$, les ménages n'ont pas intérêt à investir dans une centrale PV. Ils sont des consommateurs standards représentés par la zone A du graphique. Ensuite, si le FIT est supérieur au $LCOE_{PV}$, les ménages sont incités à maximiser la capacité installée puisque le prix de vente est supérieur au coût de production. Si dans le même temps, le prix de détail est inférieur au $LCOE_{PV}$, alors les ménages n'ont pas intérêt à autoconsommer. Dans ce cas, les ménages sont producteurs (zone B). C'est la situation qui a prévalu en France à partir de 2008. Lorsque le $LCOE_{PV}$ est égal au tarif de détail, la parité réseau est atteinte et correspond à l'angle supérieur droit du carré de la zone A. Lorsque le prix est plus élevé, les ménages sont incités à autoconsommer. Ces acteurs sont appelés *prosumer* (**P**roducer-**C**onsumer) mais les coûts de stockage sont trop élevés comparés au prix de détail. Cette situation est représentée par la zone C. Lorsque le coût de production PV et de stockage sont inférieurs au prix de détail, les ménages sont incités à investir dans une batterie. Un nouveau terme dans la littérature est apparu pour ce nouveau type de consommateur appelé « Prosumage » : **Prosumer-storage** (Von Hirschhausen, 2017) représenté par la zone E. La mise en place d'une prime à la batterie a pour objectif de modifier le type de consommateur de « Prosumer » à « Prosumage ». Selon RTE, ce type de consommateur commencerait à se développer en 2030 et les batteries stationnaires installées à des fins d'autoconsommation dans le secteur résidentiel représenteraient entre 1 et 3 GWh (RTE, 2017a). Si on suppose une installation moyenne de 4 kWh, cela représenterait entre 250 000 et 750 000 de « Prosumage ». Les zones D et F correspondent respectivement aux zones C et E à la différence que les FIT sont supérieurs aux coûts de production donc les ménages sont incités à maximiser la capacité installée.

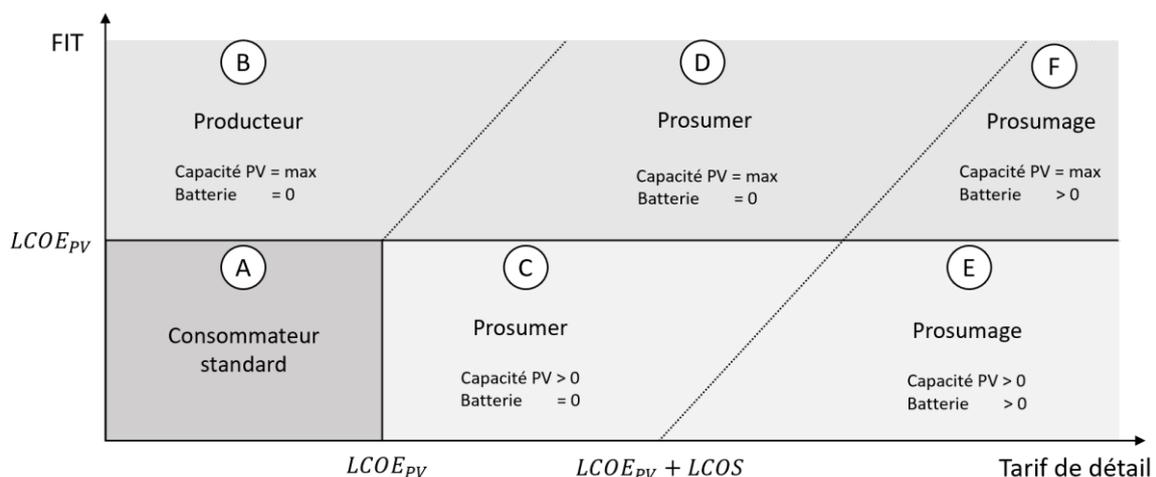


Figure 3-6 : Incitation selon le niveau relatif du prix de détail et du FIT (adapté de Günther et al. (2019))

2.2. Revue de littérature

Les mécanismes de subvention pour la filière PV tels que les Feed-in Tariffs et le net-metering ont permis de développer rapidement cette technologie à tel point que la parité réseau a été atteinte dans certains pays européens (Hagerman, Jaramillo, et Morgan, 2016 ; Karakaya, Hidalgo, et Nuur, 2015 ; Munoz et al., 2014). Depuis quelques années, les batteries stationnaires ont également connu une baisse importante des coûts (IRENA, 2015), ce qui a suscité un intérêt croissant dans la littérature économique. De nombreuses études ont estimé la valeur actuelle nette d'un investissement batterie en se focalisant principalement sur l'Allemagne car le prix de détail y est très élevé et une prime à l'investissement d'une batterie a été mise en place entre 2013 et 2018. Par exemple, Hoppmann et al. (2014) montrent que l'installation d'une batterie en plomb est rentable en 2013 pour des installations de petites tailles même dans un scénario où les prix de détail n'augmentent pas. D'autres auteurs ont confirmé ce résultat pour des batteries au lithium mais uniquement si les prix de détail augmentent significativement (Kaschub et al., 2016; Truong et al., 2016). Selon Bertsch et al. (2017), le taux de rentabilité interne serait de 3,7% en Allemagne avec la prime à l'investissement de la batterie. Cependant, d'autres auteurs ont montré que ce type d'installation n'était pas rentable. Quoilin et al. (2016) estiment qu'en Allemagne, le seuil de rentabilité est atteint avec un coût fixe de 300€ et un coût variable de 214€/kWh installé alors qu'une étude de Bloomberg estimait le coût à 1 250\$/kWh la même année. D'autres auteurs ont examiné les facteurs qui influençaient la rentabilité de ce type d'installation. L'évolution des coûts de la technologie, des tarifs de détail, ainsi que le niveau des subventions sont des éléments déterminants pour la rentabilité des systèmes PV couplés avec une batterie (Dietrich and Weber, 2018). Ces auteurs affirment que l'installation de panneaux PV couplés avec une batterie sera rentable en 2020 sans subvention.

Les études mentionnées précédemment montrent que ces systèmes de production et de stockage peuvent être rentables, notamment en Allemagne, mais il est plus incitatif d'installer des PV sans stockage (Hesse et al., 2017). Par exemple, une prime à hauteur de 60% des coûts d'investissement des batteries est nécessaire pour que cet investissement soit rentable (Kazhamiaka et al., 2017). Tervo et al. (2018) ont estimé un LCOS minimum de 0,11\$/kWh aux Etats-Unis pour une installation PV de 4 à 5 kW couplée avec une batterie de 7 et 14 kWh. Or, dans certains états américains, le prix à l'export est inférieur au LCOS donc l'investissement batterie est rentable dans ces états. Ils montrent également que le dimensionnement de l'installation a un impact significatif sur la rentabilité. Le LCOS est plus faible pour des petites batteries elles sont couplées avec des panneaux PV de faibles capacités et inversement. Lai and McCulloch (2017) déterminent le LCOS en Afrique du Sud et au Kenya selon la 3^e méthode présentée dans la section précédente, à savoir, en prenant en compte les coûts d'approvisionnement en électricité. Ils montrent que le taux d'actualisation a un impact négligeable. Ils ne présentent pas les chiffres en détails mais le LCOS est d'environ 0,42\$/kWh avec un taux d'actualisation de 2% et d'environ 0,5\$/kWh pour un taux de 5%. En France, l'investissement PV-batterie serait rentable à l'horizon 2030 avec un taux d'autoconsommation de 80% en France continentale et avant dans le sud de la France (Yu, 2018a). Dans cette étude, la rentabilité est définie par la comparaison entre le LCOE d'un système PV-batterie avec un tarif uniforme en €/kWh. Le prix de détail serait égal à 24,4 cts€/kWh alors que le LCOE serait compris entre 23,8 et 20 cts€/kWh. L'évolution des coûts est basée sur une courbe d'apprentissage de 18% et une hausse annuelle du tarif de 2%.

L'adoption des batteries par les particuliers implique donc des politiques de soutien. Ce type de politique semble pertinente d'autant plus qu'elle peut être complémentaire à la mise en place de tarifs qui reflètent les coûts réseaux tels que des tarifs Time-of Use (TOU) ou un tarif à la pointe de consommation. Cependant, la mise en place de tels tarifs peut diminuer la rentabilité de l'autoconsommation photovoltaïque sans stockage (O'Shaughnessy et al., 2018). En effet, dans le cas d'un TOU, le tarif est plus élevé le soir lorsque les panneaux photovoltaïques ne produisent pas et donc, l'installation d'une batterie peut dans ce cas, accroître significativement la rentabilité (Kaschub et al., 2016). Le développement de ces structures tarifaires, en accroissant la rentabilité des installations PV couplées avec une batterie, peut diminuer le coût des politiques d'incitation.

Il est donc important de subventionner ces technologies si on veut accroître sa diffusion. En revanche, une politique de subvention mal conçue peut dissuader d'investir dans cette technologie. Par exemple, Sani Hassan, Cipcigan, et Jenkins, (2017) étudient l'impact de différents mécanismes de rémunération de la production au Royaume-Uni. Ils montrent qu'un tarif qui rémunère le surplus au prix de gros, au lieu d'un FIT, incite à l'installation d'une batterie pour optimiser les gains selon les différentes périodes tarifaires. Barbour et González, (2018) effectuent une analyse similaire en comparant un mécanisme de type net-metering et de type FIT. Ils concluent que ces mécanismes découragent l'investissement dans une batterie car la rémunération de l'excédent de production est très élevée comparée au coût de la batterie. Une contribution intéressante apportée par von Appen et Braun, (2018) montre que le système de prime à l'investissement peut inciter à surdimensionner l'installation du système PV-batterie. Ils se concentrent sur le cas de l'Allemagne où la régulation limite la puissance injectée dans le réseau à hauteur de 70% de la capacité nominale des PV et à hauteur de 50% pour ceux qui bénéficient de la prime à l'investissement pour l'installation d'une batterie. Dans certains cas, ils montrent que l'investissement dans une batterie n'entraîne pas nécessairement une diminution de la pointe d'injection car la prime à l'investissement diminue le coût en capital et les ménages sont incités à surdimensionner leurs installations pour compenser les pertes liées au rationnement de la puissance.

Il existe une vaste littérature sur l'impact du tarif et des subventions en place sur la rentabilité des installations photovoltaïques couplées avec une batterie mais il n'y a pas d'étude qui analyse l'efficacité d'une politique de soutien à l'autoconsommation. L'objectif de l'étude présentée par la suite est de compléter la littérature existante en comparant d'une part, l'effet de deux politiques différentes sur la rentabilité de l'autoconsommation PV/batterie et d'autre part, le coût des politiques selon la structure tarifaire en place.

3. Méthodologie

Afin d'estimer la rentabilité des installations PV couplées avec une batterie, un modèle de simulation de flux électriques a été développé. Ce modèle permettra de déterminer dans un premier temps les volumes d'autoconsommation et de surplus. Dans une 2^e section, les indicateurs économiques pour calculer le seuil de rentabilité d'un investissement PV et batterie seront présentés. Enfin, la méthode de la valeur actuelle nette sera présentée en section 3.

3.1. Modèle de simulation

Les quantités d'électricité autoconsommées et injectées sur le réseau sont obtenues à l'aide d'une simulation du flux d'électricité qui transite à chaque heure entre les panneaux PV, la maison, la batterie et le réseau (Figure 3-7).

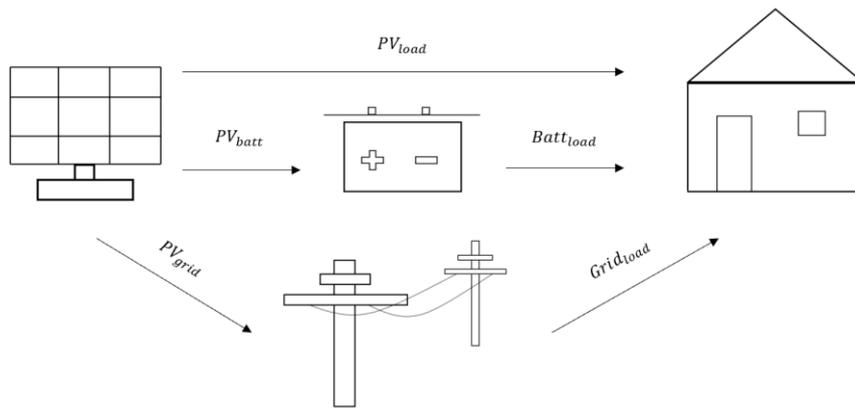


Figure 3-7: Schéma du flux d'électricité qui transite avec l'installation de panneaux PV couplés avec une batterie

Trois types de simulation sont réalisés dans cette étude. Dans chaque cas, la production photovoltaïque alimente en priorité les appareils électriques du ménage ou la batterie. On ne considère pas la possibilité de soutirer l'électricité du réseau pour la stocker dans la batterie afin de la consommer à une autre période. Le but de la première stratégie de charge, appelée « Base », est de maximiser l'autoconsommation photovoltaïque. La production alimente en priorité les appareils électriques du ménage. Si la production PV est supérieure à la consommation, le surplus de production alimente la batterie. Lorsque cette dernière atteint sa capacité maximum, le surplus de production est injecté dans le réseau. La stratégie de charge peut être visualisée à travers la Figure 3-5. On remarque qu'à 10h, la batterie est pleinement chargée et le surplus de production est injecté dans le réseau. A 17h, lorsque la production est inférieure à la consommation, la batterie se décharge jusqu'à 20h.

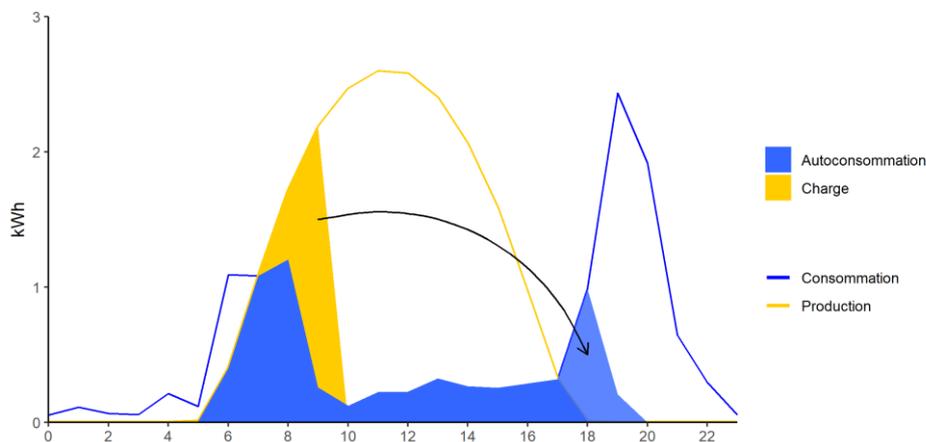


Figure 3-8 : Autoconsommation et production avec la stratégie « Base » pour un jour typique de semaine (Lundi 1er avril)

Quant à la deuxième stratégie, appelée ici charge « HP/HC », elle consiste à moduler la charge de la batterie selon les heures pleines et les heures creuses. L'objectif est de maximiser l'économie réalisée sur la facture d'électricité en augmentant l'autoconsommation durant les heures pleines. Pour ce faire, la production alimente en priorité la batterie durant les heures creuses. Lorsque celle-ci atteint sa capacité maximum, la production alimente ensuite les appareils électriques du ménage. Lorsque la production est nulle, la batterie ne se décharge pas. Elle comblera le manque de production pendant les heures de pointe⁴⁴. Durant les heures pleines, la stratégie est la même que celle en « Base ». La

⁴⁴ Le schéma du code permettant de réaliser cette simulation se trouve en Annexe 1.

batterie se décharge si la production est inférieure à la consommation. Cette stratégie est semblable à celle des ballons d'eau chaude qui se mettent en route en heures creuses.

L'objectif de la 3^e stratégie appelée « Pointe » est de diminuer la puissance souscrite d'un ménage via la baisse de sa pointe annuelle. Pour ce faire, la production PV alimente en priorité la batterie 24 heures avant une pointe de demande. Etant donné que c'est un modèle de simulation et non d'optimisation, on est contraint de fixer un seuil. On suppose une pointe de consommation lorsque : $\bar{L} - 2 > 0$ avec \bar{L} la pointe de consommation annuelle. En d'autres termes, la stratégie a pour objectif de diminuer la pointe de consommation annuelle de 2 kW. La stratégie s'applique uniquement sur une durée de 24h avant une pointe de consommation. Si la batterie est pleinement chargée sur ce laps de temps, la production est autoconsommée en priorité et injectée dans le réseau si la production est supérieure à la consommation. On suppose que le ménage connaît parfaitement les heures où il y a une pointe de consommation. Ces stratégies sont réalisables techniquement comme l'a montré le pilotage automatique des batteries au sein du démonstrateur NiceGrid.

3.2. Indicateurs économiques

a) LCOE et parité réseau

Le coût complet de production nommé ici le *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) est un indicateur largement utilisé pour estimer les coûts de production d'une technologie (Lai and McCulloch, 2017). Le LCOE pour la technologie PV est définie comme :

$$LCOE_{PV} = \frac{I^{PV}}{\sum_{n=1}^N \frac{q_n^{PV}}{(1+d)^n}} \quad (3.7)$$

Où :

- I^{PV} : investissement PV
- d : le taux d'actualisation
- q_n^{PV} : la production PV
- n : l'année

La parité réseau est atteinte lorsque le $LCOE_{PV}$ est égal au prix de détail en €/kWh. Dans ce cas, un ménage est indifférent entre acheter de l'électricité provenant d'un fournisseur ou investir dans des panneaux PV pour autoconsommer toute sa production. Si le LCOE est inférieur au tarif variable, alors le gain pour chaque kilowattheure autoconsommé correspond à la différence entre le prix de détail et la LCOE. La parité réseau est calculée selon l'équation 3.7 dans de nombreuses études (Branker et al., 2011) mais un changement de la structure tarifaire comme une hausse de la part fixe affecte la rentabilité de l'investissement PV. Cela n'est pas pris en compte dans la formule. De plus, la parité réseau dépend du taux d'autoconsommation et de la valorisation du surplus. Un investissement peut ne pas être rentable même si la parité réseau est atteinte. C'est le cas lorsque le taux d'autoconsommation est faible. Si on suppose que le surplus est injecté gratuitement dans le réseau, le seuil de rentabilité est atteint lorsque le taux d'autoconsommation (α) est égal au ratio entre la $LCOE_{PV}$ et le prix de détail en kWh (p^{VR}) :

$$LCOE_{PV} = \alpha \cdot p^{VR} \quad \rightarrow \quad \frac{LCOE_{PV}}{p^{VR}} = \alpha \quad (3.8)$$

Par exemple, si le membre de gauche ($\frac{LCOE_{PV}}{p^{VR}}$) est égal à 0,8, le seuil de rentabilité est atteint avec un taux d'autoconsommation de 80%. Lorsque le surplus est rémunéré au prix p^{ex} , la parité réseau est définie comme suit :

$$LCOE_{PV} = \alpha \cdot p^{VR} + (1 - \alpha) \cdot p^{ex} \quad (3.9)$$

Selon l'équation 3.9, la parité réseau pourrait être atteinte même avec un taux d'autoconsommation faible si p^{ex} est élevé. Un mécanisme de subvention peut avoir un impact sur chaque paramètre de cette relation. Par exemple en France, une prime à l'investissement PV diminue le $LCOE_{PV}$ et les FIT ont un impact sur la variable α . En effet, plus la variable p^{ex} est élevée, plus α diminue. Une part fixe plus élevée diminue p^{VR} et doit être compensée par une augmentation de α comme nous l'avons vu dans le chapitre 2. Tous ces paramètres seront analysés selon le mécanisme de subvention en place.

Il est possible de modifier la formule pour prendre en compte une tarification TOU ou à la pointe. Dans le cas d'un tarif binôme (Eq.3.10), il faut prendre en compte le taux d'autoconsommation selon les heures pleines (α^{HP}) et selon les heures creuses (α^{HC}). En supposant que les autres variables soient fixes, il est possible de déterminer le taux d'autoconsommation selon la plage tarifaire qui permet d'atteindre la parité réseau. Dans le cas d'un tarif à la pointe (Eq.3.11), il faut intégrer les gains liés à la baisse de la pointe ($\Delta\bar{L} \cdot p^{pt}$). Pour comparés ces gains au $LCOE_{PV}$, il faut les exprimés par kWh autoconsommé ($\Delta\bar{L} \cdot p^{pt} / \alpha \cdot q^{PV}$). En supposant toutes les autres variables fixes, on peut déterminer la baisse de la pointe nécessaire pour atteindre la parité réseau.

$$LCOE_{PV} = (\alpha^{HP} \cdot p^{HP}) + (\alpha^{HC} \cdot p^{HC}) + [1 - (\alpha^{HP} + \alpha^{HC})] \cdot p^{ex} \quad (3.10)$$

$$LCOE_{PV} = \alpha \cdot p^{VR} + \frac{\Delta\bar{L} \cdot p^{pt}}{\alpha \cdot q^{PV}} + (1 - \alpha) \cdot p^{ex} \quad (3.11)$$

L'indicateur du $LCOE_{PV}$ sera utilisé pour déterminer le taux d'autoconsommation permettant d'atteindre le seuil de rentabilité (représenté par α^*) dans le cas d'un tarif uniforme. Le même exercice sera réalisé dans le cas de la tarification à la pointe selon la baisse de la pointe. Dans cette étude, nous supposons que le prix de détail augmente chaque année donc α^* est calculé de manière itérative⁴⁵.

b) Parité stockage

La revue de littérature a montré que des tarifs TOU ou à la pointe pouvaient impacter négativement la rentabilité de l'autoconsommation PV. Un moyen efficace pour répondre aux signaux envoyés par ces tarifs est l'installation d'une batterie (O'Shaughnessy et al., 2018). En ce sens, une autre politique de soutien est proposée pour laquelle on garde les subventions à l'investissement PV et on introduit une prime à l'investissement de la batterie. En revanche, les FIT sont supprimés et le surplus est supposé valorisé au prix spot moyen. Ce type de subvention est cohérent au vu des montants mobilisés pour la recherche sur le stockage (Cf. 1.3). La prime est fixée de telle manière à atteindre la parité stockage. La Figure 3-9 représente le LCOS en fonction du nombre de cycles. Un cycle correspond à un cycle de charge et de décharge complète. Pour une batterie de 1 kWh, cela correspond à l'énergie déstockée. En supposant un tarif de détail variable de 0,1546€/kWh, un tarif à l'injection de 0,038€/kWh et un coût d'investissement de 650€/kWh (CF. section 4.2), la parité stockage est atteint

⁴⁵ Il est également possible de prendre en compte l'inflation en intégrant un taux d'actualisation réel dans la formule du LCOE.

avec 5 575 cycles. On constate que le LCOS varie de manière très importante pour des cycles compris entre 1000 et 3000 : de 0,65€/kWh à 0,22€/kWh. Etant donné que la batterie considérée dans cette étude ne supporte que 5100 cycles, un mécanisme de soutien est nécessaire pour inciter à l'investissement de la batterie.

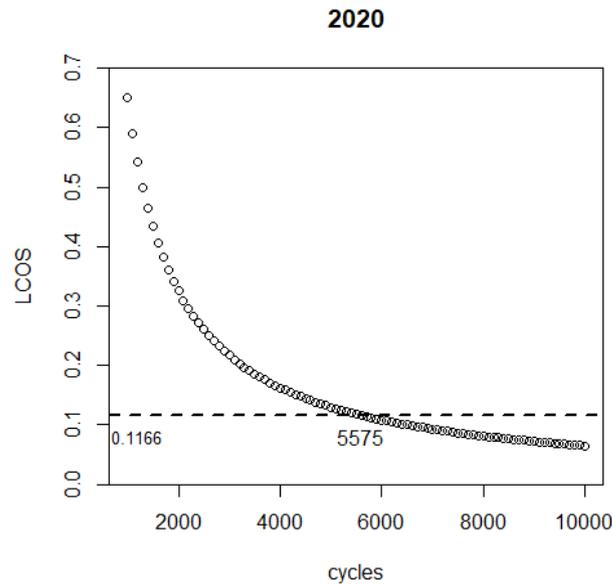


Figure 3-9 : LCOS selon le nombre de cycles

Cependant, on ne peut pas déterminer ex ante le LCOS pour une installation donnée. Le coût d'investissement est connu mais pas le volume total d'électricité déstockée au cours de la période. Cela dépend du dimensionnement du système PV-batterie et du profil de charge de l'agent. Ces deux paramètres affectent, d'une part, les volumes déstockés et, d'autre part, le vieillissement de la batterie qui est une fonction de l'énergie stockée et du temps. En outre, la valeur de l'énergie déstockée dépend du tarif et de l'inflation. Dès lors, on ne peut pas déterminer la parité réseau ex ante. Afin d'estimer la rentabilité de la batterie, l'indicateur économique « *Levelized Value of Storage (LVOS)* » est utilisé. Cet indicateur représente la valeur de l'énergie totale déstockée par la batterie (Pena-Bello et al., 2017) :

$$LVOS = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{\sum q_t^{dc} \cdot p_t^{VR} + (\Delta \bar{L} \cdot p^{pt})}{(1+d)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{q_n^{dc}}{(1+d)^n}} \quad (3.12)$$

Où :

- $\sum q_t^{dc} \cdot p_t^{VR}$: l'énergie déstockée valorisée au prix variable à l'heure t
- $\Delta \bar{L} \cdot p^{pt}$: la baisse de la pointe valorisée au prix à la pointe

Cet indicateur est pertinent dans cette étude pour intégrer la valeur de l'énergie stockée puis déstockée selon les heures de la journée. En outre, il permet d'intégrer les gains liés à la baisse de la pointe alors que la comparaison du LCOS avec un tarif variable comme c'est le cas dans la Figure 3-5, ne peut pas rendre compte de la valeur réelle de la batterie.

3.3. Valeur actuelle nette

La rentabilité de l'investissement PV-batterie est analysée via la valeur actuelle nette (VAN) pour estimer les gains globaux. La VAN de l'installation PV-Batterie est illustrée par la relation suivante :

$$VAN = \sum_{n=1}^N \frac{CF_n}{(1+d)^n} - I^{PV} - I^{Inv} - I^{Batt} + V^{Batt} \quad (3.13)$$

La VAN dépend de 5 termes. Le premier (Eq.(3.14)), les cash-flows (CF_n), représentent les économies de facture composée de la part énergie (p_t^{En}), réseau (p_t^{grid}) et des taxes (p^{tax}). Le terme c^{gest} représente la composante de gestion du tarif réseau plus élevée pour les autoconsommateurs. Les économies de facture peuvent être également liées à la baisse de la pointe de consommation $\Delta\bar{L}$ multipliée par le tarif à la pointe (p^{pt}). Les cash-flows sont également composés des gains liés à la vente du surplus (q_t^{ex}) moins les impôts (p^{levy}) appliqués sur les recettes. Le tarif à l'injection (p^{ex}) est constant sur toute l'année et dépend du mécanisme de subvention. Dans le cadre actuel, les FIT sont garantis pendant 20 ans. Après cette période, on suppose que le surplus est vendu au prix spot.

$$CF_n = \sum_{t=1}^{8760} [q_t^{AC} \cdot (p_t^{En} + p_t^{grid} + p^{tax}) - c^{gest}] + (\Delta\bar{L} \cdot p^{pt}) + [q_t^{ex} \cdot (p_n^{ex} - p^{levy})] \quad (3.14)$$

Le 2^e terme (3.15) correspond à l'investissement PV (I^{PV}) qui dépend de la capacité PV (PV) et de la prime à l'investissement (Sub^{PV}). L'investissement est supposé être réalisé qu'une seule fois et la durée de vie des panneaux PV est supposée être de 25 ans (Hoppmann et al., 2014).

$$I^{PV} = PV \cdot (Cost^{PV} - Sub^{PV}) \quad (3.15)$$

Le 3^e terme (3.16) correspond au coût de remplacement de l'onduleur⁴⁶ (I^{Inv}). On considère que l'onduleur est remplacé une fois à la 12^e année et le coût est exprimé en fonction de la capacité PV installée.

$$I^{Inv} = \frac{PV \cdot Cost^{Inv}}{(1+d)^{12}} \quad (3.16)$$

Le 4^e terme (3.17) représente les coûts d'investissement de la batterie. Ils dépendent de la capacité de la batterie ($Batt$), du coût de celle-ci ($Cost_1^{Batt}$) et de la prime à l'investissement (Sub^{Batt}). Le dernier terme correspond au coût de remplacement de la batterie à l'année n ($Batt \cdot Cost_n^{Batt}$).

$$I^{Batt} = Batt \cdot [(Cost_1^{Batt} - Sub^{Batt}) + \frac{Cost_n^{Batt}}{(1+d)^n}] \quad (3.17)$$

Le dernier terme (V^{Batt}) représente la valeur de la dernière batterie installée lorsque les panneaux PV ont atteint la fin de leur durée de vie (Bertsch et al., 2017; Kaschub et al., 2016) :

$$V^{Batt} = \left(\frac{Batt_{25} - Batt_{min}}{Batt_{max} - Batt_{min}} \right) \cdot \left(\frac{Batt \cdot Cost_{25}^{Batt}}{(1+d)^{25}} \right) \quad (3.18)$$

⁴⁶ Le coût du premier onduleur est intégré dans I^{PV}

Ce terme peut être considéré comme la valeur de la vente de la batterie ou l'économie réalisée si le ménage veut investir dans une nouvelle installation PV. Dans ce cas, l'investissement est déjà réalisé. Les coûts liés à l'assurance des panneaux PV sont faibles et négligés ici⁴⁷.

4. Etude de cas

4.1. Technologie PV

Pour analyser la rentabilité d'un système PV-batterie, certaines caractéristiques techniques sont retenues. En France, les coûts des panneaux PV intégrés au bâti sont connus car les incitations ont été fléchées vers ce type d'installation pour les petites capacités. En revanche, l'ordonnance de 2016 encadrant l'autoconsommation ne prévoit plus de prime spécifique pour les installations intégrées au bâti. Ces dernières étant plus coûteuses que les systèmes en surimposition (pour le bâti ancien), on suppose que les autoconsommateurs optent pour ce type d'installation. Une étude commandée par Enerplan et l'ADEME estime que le coût d'un investissement PV en surimposition est de 2,14€/W hors taxe, soit 2,57€/W TTC (I Care & Consult, 2017). Ce chiffre est également repris par Roulot and Raineri, (2018). En revanche, selon de nombreux devis enregistrés par un installateur en 2020, le prix serait de l'ordre de 2,83€/W TTC comprenant le matériel, la main d'œuvre, les démarches administratives et la mise en service⁴⁸. Ce coût correspond à l'hypothèse haute retenue dans la dernière étude de l'ADEME sur le coût des EnR en 2019 (ADEME, 2020). Ce chiffre sera donc retenu pour l'étude.

La durée de vie des panneaux PV n'est pas totalement connue. De nombreux articles retiennent une durée de vie de 20 ans (Dietrich and Weber, 2018; Kaschub et al., 2016; Kazhamiaka et al., 2017) mais cette hypothèse paraît en-deçà de la réalité (Branker et al., 2011) dans la mesure où, en France notamment, les installateurs PV garantissent une capacité de production à hauteur de 80% de la puissance nominale de l'installation au bout de la 20^e ou 25^e année⁴⁹. De plus, l'INES (institut nationale de l'énergie solaire) a testé la perte de puissance initiale de PV et a conclu que cette perte est à hauteur de 8,3% de la puissance initiale au bout de 20 ans d'utilisation. On retiendra une durée de vie de 25 ans comme hypothèse (Hoppmann et al., 2014). De plus, l'efficacité des panneaux photovoltaïques diminue au cours du temps. Cette dégradation représenterait une diminution de la production annuelle de 0,1% (Fraunhofer ISE, 2013) et est négligée dans cette étude. On suppose que l'onduleur a une durée de vie de 12 ans (La Monaca and Ryan, 2017) pour un coût de 400€ par kW de panneaux PV installé (I Care & Consult, 2017).

4.2. Batterie

Les batteries LFP sont actuellement performantes (Cf.1.2) et elles offrent une meilleure durée de vie pour des installations inférieures à 10 kWh comparées aux batteries NMC (Beltran et al., 2020). Nous retenons donc cette technologie pour cette étude. L'ensemble des paramètres de la batterie est présenté dans le Tableau 3-3. Les performances des batteries lithium-ion sont amenées à évoluer au rythme de la croissance de ce marché et à ses nombreuses applications (Zubi et al., 2018). Les caractéristiques telles que la profondeur de décharge et le taux de rendement ne sont pas amenées à évoluer à l'avenir mais les coûts d'investissement pourraient être divisés par 2 entre 2020 et 2030 IRENA (2017a). Dès lors, tous les paramètres resteront fixes y compris le nombre de cycles maximum

⁴⁷ L'assurance des panneaux PV fait partie de l'assurance habitation et représente un coût annuel de 20€ environ.

⁴⁸ <https://www.insunwetrust.solar/blog/le-solaire-et-vous/panneau-solaire/>

⁴⁹ <http://www.photovoltaique.info/-Modules-photovoltaiques,82-.html>

que la batterie peut supporter mais les coûts d'investissement d'une batterie au-delà de 2030 sont divisés par 2.

Profondeur de décharge	95%
Taux de rendement	95,3%
Autodécharge	0,01%/jour
Nombre de cycles max	5 100
Coût de la batterie (TTC)	650€/kWh

Tableau 3-3: Paramètres des batteries LFP (Beltran et al., 2020; IRENA, 2017b)

Un phénomène de vieillissement affecte la capacité nominale des batteries et dépend du nombre de cycles et du temps. La dégradation de la batterie ne doit pas être négligée tant elle affecte les volumes d'électricité déchargés (Hesse et al., 2017). Afin de prendre en compte ce phénomène, le même modèle que Beltran et al. (2020) est utilisé. Ils prennent une relation développée par Stroe et al. (2014) qui permet de simuler à chaque pas de temps le vieillissement lié au temps ($Ageing_{cal}$) et au nombre de cycles ($Ageing_{cycl}$) :

$$Ageing_{cal} = a_{cal} \cdot e^{\beta_{cal} \cdot T} \cdot (t^{0,5})$$

$$Ageing_{cycl} = a_{cycl} \cdot e^{\beta_{cycl} \cdot T} \cdot (Nb_cycles^{0,5})$$

Avec Nb_cycles représentant le nombre de cycles. Le résultat est exprimé en pourcentage. Ils déterminent les paramètres a_{cal} , a_{cycl} , β_{cal} , β_{cycl} par des simulations réalisées pour des batteries LFP (Tableau 3-4). Leurs simulations ont été réalisées en 2019 et sont les plus récentes trouvées dans la littérature.

a_{cal}	a_{cycl}	β_{cal}	β_{cycl}	T
$1,985 \cdot 10^{-7}$	$4,42 \cdot 10^{-5}$	0,051	0,02676	308,15

Tableau 3-4 : Valeurs des paramètres du modèle de vieillissement de la batterie (Beltran et al., 2020)

La variable T représente la température en kelvin et t le temps exprimé en mois. A chaque période, la capacité nominale est de :

$$Batt_t = Batt_{t-1} \cdot [1 - (Ageing_{cal_t} + Ageing_{cycl_t})] \quad (3.19)$$

Reste à déterminer le seuil au-delà duquel la batterie devient obsolète. Traditionnellement, le seuil de 80% de la capacité nominale était retenu (Truong et al., 2016) mais les performances technologiques ont progressé rapidement à tel point que les fabricants garantissent une puissance nominale à hauteur de 60% au bout de 10 ans. Lors d'une interview menée avec Sophia Gantenbein⁵⁰, chercheuse au KIT dont les recherches se focalisent intégralement sur le vieillissement des batteries au lithium, retenir un seuil de 70% est raisonnable selon elle puisqu'au-delà, la dégradation devient imprédictible. Dès lors, la batterie est remplacée lorsqu'elle atteint 70% de sa capacité nominale.

⁵⁰ J'ai rencontré Sophia Gantenbein lors de mon visiting au KIT. Nous nous sommes entretenus sur ce sujet en juillet 2019.

4.3. Profils de charge

Les profils de charge utilisés dans cette étude sont différents de ceux déterminés au chapitre 2 car les calculs sont réalisés au niveau micro et non macro. Utiliser des profils moyens au niveau national surestimerait les volumes d'autoconsommation au niveau micro car les courbes de charges sont lissées du fait du foisonnement.

Les données de production sont générées par un software en ligne appelé « Renewable Ninja ». Ce software fournit des données de production au pas de temps horaire pour toute localisation en Europe. Les données téléchargées correspondent à des données de production pour une installation de 1 kW et sont multipliées selon la puissance installée. De nombreux facteurs impactent la quantité d'électricité produite par les panneaux photovoltaïques, notamment les pertes électriques dues à la conversion de la production en courant continu en courant alternatif. Pour prendre en compte ces facteurs, un taux d'efficacité de 94% est appliqué. Un taux de perte supplémentaire de 10% (taux par défaut dans le logiciel) de la production est appliqué liée à la poussière, l'ombre causée par des objets environnants (arbres...), les défauts de conception, la résistance des matériaux etc.

Les courbes de consommation sont générées par un software appelé « LoadProfileGenerator » (Pflugradt, 2016). Ce logiciel simule la puissance de chaque appareil électrique d'un ménage à chaque seconde et a été utilisé pour des études similaires (Bertsch et al., 2017; Mateo et al., 2018). Ici, on retient un pas de temps horaire pour être cohérent avec le pas de temps de la production. Le logiciel est surtout centré sur les comportements d'usage en Allemagne mais il existe également un module où on peut simuler la courbe de charge d'un ménage habitant à Limoges, Carpentras et Paris. Carpentras sera le point de référence car cette ville bénéficie d'une durée annuelle d'ensoleillement plus importante. La production moyenne dans cette ville est de 1626 kWh/kW. Le logiciel met à disposition des profils de ménage prédéfinis. Nous en retiendrons deux. Le premier nommé CH05 représente un couple avec 3 enfants. Le 2^e ménage nommé CH45 représente le même type de ménage sauf qu'un des deux parents travaille à domicile. La pointe annuelle de consommation est de 4,8 kW pour CH05 et de 5,2 kW pour CH45. Les deux ménages ont une consommation annuelle de 4,6 MWh ce qui correspond à la consommation moyenne en France. Ces deux ménages ont des profils de consommation différents puisque pour CH45, un des parents travaille à la maison. Ce profil de consommation est donc davantage synchronisé avec la courbe de production. Ce choix a été fait pour comparer des ménages avec des taux d'autoconsommation différents. Les quantités stockées et la stratégie de charge pourraient être alors différentes. La Figure 3-10 montre la somme de la consommation à chaque heure. On constate que la courbe de charge du profil CH45 est plus plate avec une consommation plus importante lors des heures de fort d'ensoleillement.

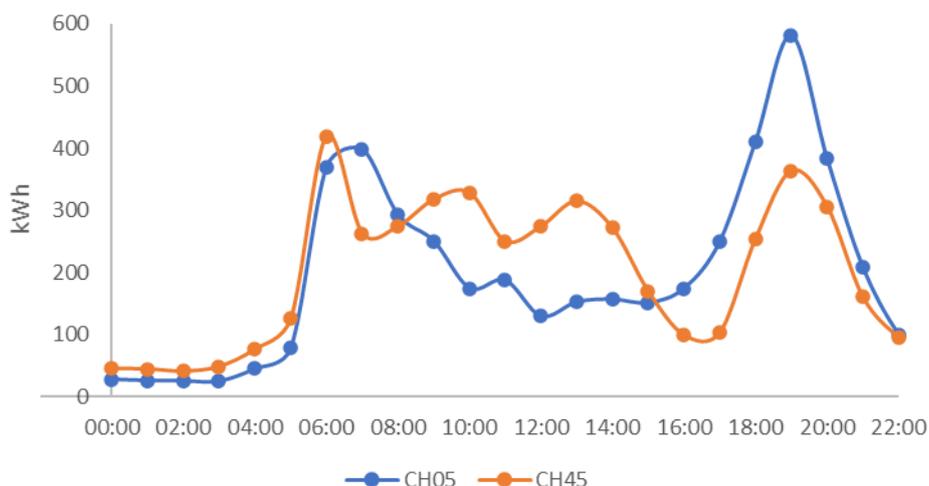


Figure 3-10 : Somme annuelle de la consommation pour chaque heure

4.4. Tarifs et mécanisme de subvention actuel

a) Tarifs et taux d'actualisation

La VAN est calculée selon 4 tarifs différents : un tarif variable uniforme toute l'année appelé tarif « Base », un tarif heures pleines-heures creuses appelé « TOU_2P », un tarif avec 4 plages temporelles appelé « TOU_4P » et un tarif à la pointe appelé « Pow_P ». Les deux premiers tarifs sont très courants en France et les prix correspondent aux tarifs réglementés de vente pour l'année 2020. Les gestionnaires de réseau sont libres de fixer les plages horaires des heures creuses et des heures pleines. A Carpentras, il existe plusieurs plages différentes mais par simplicité, on en retient qu'une (Tableau 3-5). Le tarif « Pow_P » est le même que le tarif en base sauf que la composante réseau est facturée uniquement par rapport à la pointe annuelle de consommation. Pour déterminer le prix, le coût annuel de la composante réseau est divisé par la pointe annuelle des ménages. On suppose que la facturation se fait par pas de 0,1 kW donc une baisse de 0,1 kW de la pointe entraîne une baisse de la facture.

Tarifs	Base	TOU_2P		Pow_P
		HP	HC	
Part variable (€/kWh)	0,1546	0,1781	0,1337	0,1186
Part fixe (€/kW)	5,24 – 7,67	5,24 – 7,67		39
Périodes		[7h to 14[[17h to 2h[[2h to 7h[[14h to 17h[

Tableau 3-5: Prix des tarifs flat, TOU_2P et Pow_P (Données : CRE et calculs de l'auteur)

La CRE a introduit un tarif réseau avec 4 plages différentes au sein de la composante variable de la part énergie. Il y a une plage HP et HC différent selon la saison (hiver/été). Cependant, aucun fournisseur en France n'a proposé une offre tarifaire correspondant à ce type de différenciation temporelle. Même si ce n'est pas le cas actuellement, il est probable qu'à l'avenir, ce type de tarif soit répandu avec la fin du déploiement du compteur intelligent « Linky » (CRE, 2019c). Dans ce contexte, la rentabilité des installations PV couplées à une batterie sous un tarif TOU_4P est analysée. Pour déterminer le tarif à chaque plage temporelle, on se base sur le tarif réglementé TOU_2P. On garde la composante énergie et taxe des HP et HC sur l'ensemble de l'année et on ajoute la composante réseau déterminée par la CRE (Tableau 3-6).

TOU_4P (€/kWh)	Décembre à Avril		Avril à Décembre	
	Hiver HP	Hiver HC	Eté HP	Eté HC
Energie	0,072	0,052	0,072	0,052
Taxes	0,061	0,054	0,061	0,054
Réseau	0,056	0,033	0,013	0,010
Total	0,189	0,139	0,145	0,116

Tableau 3-6: Tarif à 4 plages temporelles sans la part fixe du tarif réseau (données basées sur CRE (2017))

En procédant ainsi, le tarif hiver HP du tarif « TOU_4P » est plus élevé que le tarif HP du tarif « TOU_2P ». Inversement pour le tarif été HC. Les tarifs hiver HC et été HP sont sensiblement plus élevés que le tarif HC du tarif « TOU_2P ». Quant aux saisons hiver et été, on retient les mois de l'année définis par défaut par la CRE. Nous supposons que le tarif augmente de 1%/an correspondant au taux d'inflation moyen ces 10 dernières années⁵¹. Ainsi, la part variable du tarif flat est d'environ 17cts€/kWh en 2030 et de d'environ 19cts€/kWh en 2040.

Le taux d'actualisation est déterminé selon le coût moyen pondéré du capital CMPC. Il correspond au coût de la dette et des fonds propres (ADEME, 2015) :

$$CMPC = FP \cdot k_{FP} + D \cdot k_D \quad (3.20)$$

Avec :

- FP : rémunération attendue des fonds propres
- k_{FP} : part des fonds propres (%)
- D : taux d'intérêts de la dette
- k_D : part de la dette

Pour déterminer chaque valeur, nous reprenons les mêmes sources présentes dans ADEME (2015) et I Care & Consult (2017) mais en les actualisant. La répartition dette/fonds propres reste la même à savoir 80%/20%. k_{FP} correspond au rendement moyen de l'assurance vie en 2019 : 1,3% ; et les taux d'intérêts de la dette représente le taux moyen des prêts amortissables à la consommation en 2019 : 2,8%. En ajoutant l'inflation, le taux d'actualisation nominal est donc de 3,5%. C'est inférieur de 1,76 à 1,5 points de pourcentage par rapport à l'étude de l'ADEME et I Care & Consult. La principale différence vient du taux d'intérêt de la dette qui est de 5% environ. Entre 2015 et 2020, ce taux a nettement diminué entraînant un taux d'actualisation plus faible. Etant donné le caractère incertain de l'évolution du prix de l'électricité et de la détermination du taux d'actualisation, une analyse de sensibilité sera conduite.

b) Mécanisme de subvention

Les ménages qui désirent investir en vue d'autoconsommer peuvent bénéficier d'une prime à l'investissement, ainsi qu'un taux de TVA réduit pour les installations inférieures ou égales à 3 kW. Ils bénéficient également d'une exonération de coûts pour le raccordement au réseau. Le surplus injecté dans le réseau est rémunéré à hauteur de 10 cts€/kWh pendant 20 ans. Au-delà, on suppose que la production excédentaire est valorisée au prix de marché actuel moyen, à savoir 44€/MWh auquel on soustrait une marge captée par le fournisseur égale à 6€/MWh correspondant à la marge commerciale du tarif réglementé de vente (CRE, 2020a). Le tarif à l'injection est donc de 38€/MWh. Pour les capacités supérieures à 3 kW, la rémunération du surplus injecté dans le réseau est assujettie à l'impôt.

⁵¹ <https://fr.inflation.eu/taux-de-inflation/france/inflation-historique/ipc-inflation-france.aspx>

Les revenus sont considérés comme des revenus non professionnels mais ils sont soumis aux prélèvements sociaux au titre des revenus du patrimoine estimés à 15,5% des bénéfices générés par la vente du surplus⁵².

2020	[0 – 3] kW]3 – 9] kW
Prime à l'investissement (€kW)	390	290
TVA appliquée au PV	10%	20%
Coût raccordement (€)	0	0
FIT (€/kWh)	0,10	0,10

Tableau 3-7: Politiques actuelles de soutien à l'autoconsommation PV (données : ministère de l'économie et des finances)

5. Rentabilité des installations PV-Batterie

Le modèle de simulation de flux électriques nous permet de déterminer la rentabilité d'une installation PV couplée avec une batterie selon différentes tarifications. Nous présenterons d'abord la rentabilité des installations en autoconsommation sans subvention et avec les subventions actuelles. L'investissement batterie n'est pas considéré dans un premier temps puisqu'il n'est pas incitatif à l'heure actuelle. Ensuite, nous analyserons la prime nécessaire pour atteindre la parité stockage selon le tarif considéré. Puis, la rentabilité des installations PV-batteries avec le schéma de subvention alternatif sous les différentes simulations de charge sera examinée. Enfin, une comparaison des coûts des deux politiques sera présentée, ainsi qu'une étude de sensibilité.

5.1. Résultats sans subvention et avec les subventions actuelles

Tout d'abord, on présentera le $LCOE_{PV}$ nécessaire pour atteindre la parité réseau en France. Ensuite, nous comparerons la VAN d'un investissement PV sous différentes structures tarifaires. Les simulations ont été réalisées avec 4 capacités PV différentes : 1,5/ 2/ 3 /4 kW.

En 2020, le $LCOE_{PV}$ est égal à 0,1175€/kWh dans le sud de la France sans subvention. La parité réseau est donc atteinte puisque le $LCOE_{PV}$ est inférieur au prix de détail : 0,1546€/kWh. L'équation 3.9 nous permet de calculer le taux d'autoconsommation permettant d'atteindre le seuil de rentabilité (α^*). Sans subvention, l'investissement est rentable avec un taux d'autoconsommation supérieur à 60%. Avec la politique actuelle, le $LCOE_{PV}$ est d'environ 0,093€/kWh pour une installation inférieure ou égale à 3 kW. La prime à l'investissement, ainsi que la baisse de la TVA diminuent de manière importante le $LCOE_{PV}$. La baisse est telle que le coût de production est semblable au FIT. Dès lors, l'investissement PV est rentable même sans autoconsommer. Les agents sont donc incités à maximiser la capacité de son installation tant qu'une partie de la production marginale est autoconsommée, à condition bien sûr que le surcoût d'investissement est autofinancé et n'induit pas un coût d'emprunt supérieur à la recette marginale. En supposant que le surplus est vendu au prix spot (0,038€/kWh), le seuil de rentabilité est atteint avec un taux d'autoconsommation de 41%. Pour les installations supérieures à 3 kW, la prime à l'investissement PV est plus faible menant à un $LCOE_{PV}$ d'environ 0,106€/kWh, soit proche du FIT.

⁵²<https://www.photovoltaique.info/fr/tarifs-dachat-et-autoconsommation/couts-reglementaires/fiscalite-impots-et-taxes/>

En comparant les taux d'autoconsommation avec les seuils déterminés précédemment, on constate à travers la Figure 3-11 que l'investissement PV est rentable sans subvention uniquement pour CH45 avec une installation de 1,5kW. Avec les subventions actuelles et en supposant que le surplus de production est vendu au prix spot, l'investissement PV est rentable pour CH05 avec une installation PV de 1,5 kW et inférieure ou égale à 3 kW pour CH45. Pour les ménages avec un taux d'autoconsommation d'au moins 41% comme CH45, les FIT ne sont donc pas nécessaires pour les inciter à investir dans une centrale PV pour autoconsommer. Néanmoins, même si la parité réseau est atteinte, il est nécessaire de soutenir l'autoconsommation PV pour compenser les faibles recettes liées un à taux d'autoconsommation inférieur à α^* . La décroissance des courbes confirme l'intuition mentionnée dans le chapitre 1 que, plus la capacité PV est élevée, plus le taux d'autoconsommation est faible car les courbes de consommation et de production sont faiblement synchronisées. Pour CH05, le taux d'autoconsommation est inférieur à 50% quelle que soit la capacité. Dès lors, plus de la moitié de la production annuelle est injectée dans le réseau. Le fait que CH45 a un taux d'autoconsommation plus important confirme l'intuition selon laquelle sa courbe de charge est mieux synchronisée avec celle de la production puisqu'un des deux parents travaille à la maison.

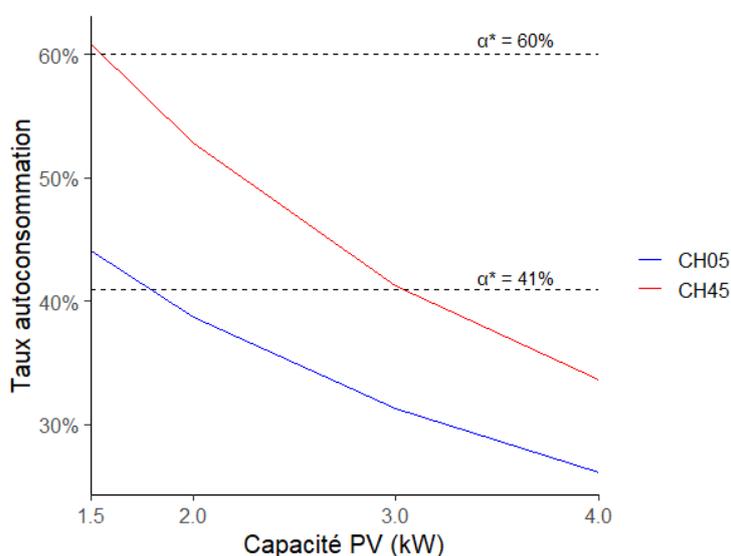


Figure 3-11 : Taux d'autoconsommation selon la capacité PV

La mise en place d'un tarif à la pointe nécessite d'augmenter le taux d'autoconsommation ou de diminuer la pointe de consommation pour obtenir la même rentabilité. En effet, un tarif à la pointe de consommation a pour effet de baisser la part variable du tarif de détail diminuant les économies par kWh autoconsommé. En supposant les mêmes taux d'autoconsommation seuils trouvés précédemment, la parité réseau est atteinte avec une baisse de la pointe d'environ 1,3 kW sans subvention et d'environ 1 kW si on ne subventionne que les PV (sans FIT). Le Tableau 3-8 présente le taux d'autoconsommation permettant d'atteindre le seuil de parité selon la baisse de la pointe de la consommation en kW sous le tarif « Pow_P ». On remarque que le seuil diminue de 10 points de pourcentage pour une baisse de la pointe de 0,5 kW.

Baisse de la pointe	1 kW	1,5 kW	2 kW	2,5 kW	3 kW
α^* Sans subvention	66%	56%	46%	37%	27%
α^* avec prime PV	40%	30%	20%	10%	0%

Tableau 3-8 : Taux d'autoconsommation permettant d'atteindre la parité réseau sous le tarif Pow_P

En se focalisant plus précisément sur les plages temporelles, les volumes d'autoconsommation sont répartis de manière disparate. Pour une installation de 1,5 kW, 70% de la production annuelle est consommée en été et l'autoconsommation se concentre principalement en HP (de 72% à 78%). Augmenter la capacité PV ne modifie qu'à la marge cette répartition (Cf Annexe 2).

Nous allons à présent étudier la rentabilité de l'investissement PV pour les deux ménages selon la capacité installée. La Figure 3-12 présente la VAN pour les 2 ménages selon la capacité installée et la structure tarifaire. Ce graphique apporte plusieurs éléments d'analyse. Tout d'abord, la politique de soutien actuelle est incitative pour les ménages car la VAN est positive dans la majorité des scénarios. Ce n'est pas le cas pour CH05 avec une installation PV de 4 kW, mais également pour CH45 sous le tarif Pow_P. Pour les deux ménages, l'investissement optimal correspond à une centrale PV de 3 kW avec le tarif TOU_2P. Pour ce scénario, la VAN est de 3 200€ pour CH45 et 2 360€ pour CH05. On constate que la rentabilité est une fonction croissante de la capacité de 1 à 3 kW. Au-delà, la VAN diminue du fait de la baisse de la prime à l'investissement et du taux d'imposition appliqué sur les recettes de la vente du surplus. Cela confirme l'affirmation selon laquelle les ménages ont intérêt à augmenter la capacité de l'installation tant que le LCOE est inférieur au prix du surplus.

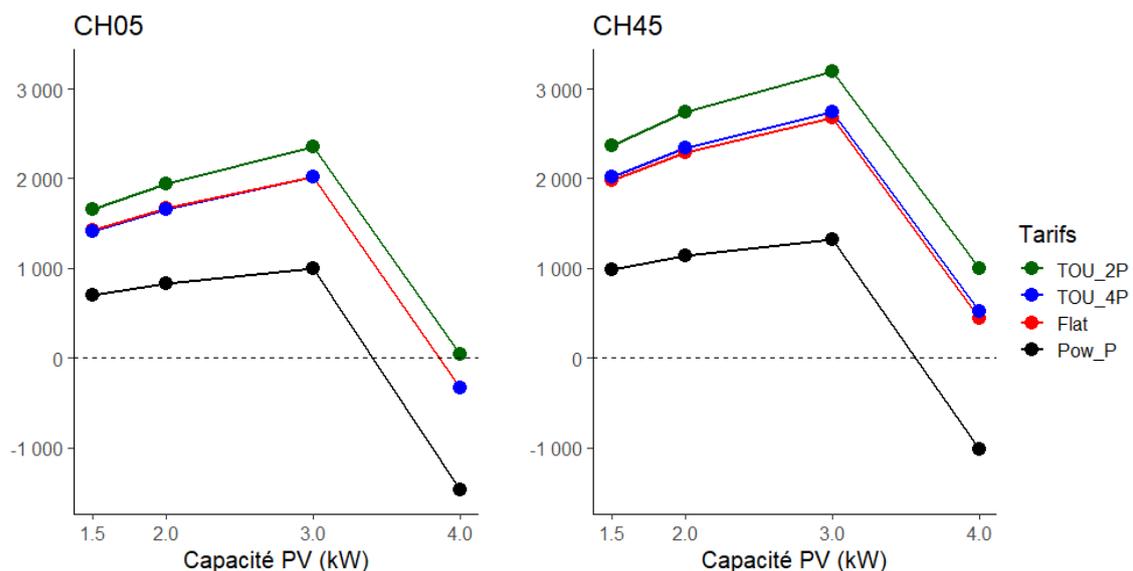


Figure 3-12 : VAN des installations PV en autoconsommation sous la politique de soutien actuelle

La position relative des courbes est la même pour les 2 ménages. La rentabilité la plus élevée est obtenue avec le tarif TOU_2P. Ce résultat est peu surprenant puisque les périodes des HP correspondent principalement aux heures d'ensoleillement. Il est donc évident que ce tarif est plus avantageux que le tarif en base. Le fait qu'il soit plus incitatif que le tarif TOU_4P indique que les recettes sont plus élevées en hiver. La mise en place d'un tarif à 4 plages temporelles comme le souhaite la CRE n'a pas d'impact sur la rentabilité de l'autoconsommation comparée au tarif en base. En effet, les deux courbes sont très proches l'une de l'autre. Le tarif à la puissance engendre une rentabilité plus faible comparée aux autres tarifs puisque l'autoconsommation PV ne permet pas de diminuer significativement la pointe de consommation. Elle diminue de 0,27 kW pour CH45 mais la pointe reste inchangée pour CH05. Dès lors, l'hypothèse émise dans le chapitre 2 selon laquelle l'augmentation de la part puissance diminue la rentabilité de l'autoconsommation PV est vérifiée.

Enfin, plus la capacité PV est élevée, plus l'écart de rentabilité entre les tarifs augmente mais de manière marginale. Pour CH05, l'écart entre le tarif TOU_2P avec les tarifs en base et TOU_4P sont de l'ordre de 220€ à 340€ et de 400€ à 550€ pour CH45. Il semblerait donc que l'augmentation de la capacité entraîne une hausse de l'autoconsommation principalement pendant les heures pleines en été.

Les intuitions formulées ci-dessus sont confirmées via la Figure 3-13. Elle détaille les coûts et les recettes pour CH45⁵³ avec une installation de 3 kW (installation qui maximise sa rentabilité). Tout d'abord, les recettes en heures pleines sont plus élevées mais également les volumes d'autoconsommation et ce quelle que soit la capacité installée (Cf Annexe 2). De plus, l'augmentation de la capacité engendre une hausse de l'autoconsommation principalement pendant les heures pleines. Le tarif TOU_2P est donc bien incitatif car la production PV est autoconsommée durant les périodes où le prix est plus important. Pour le tarif TOU_4P, le volume d'autoconsommation est plus important en été durant les heures pleines, ainsi que les recettes. Malgré un prix plus élevé en hiver durant les heures pleines, les recettes sont plus faibles en hiver. L'effet prix est donc inférieur à l'effet volume. Dès lors, ce tarif est moins avantageux que le tarif TOU_2P.

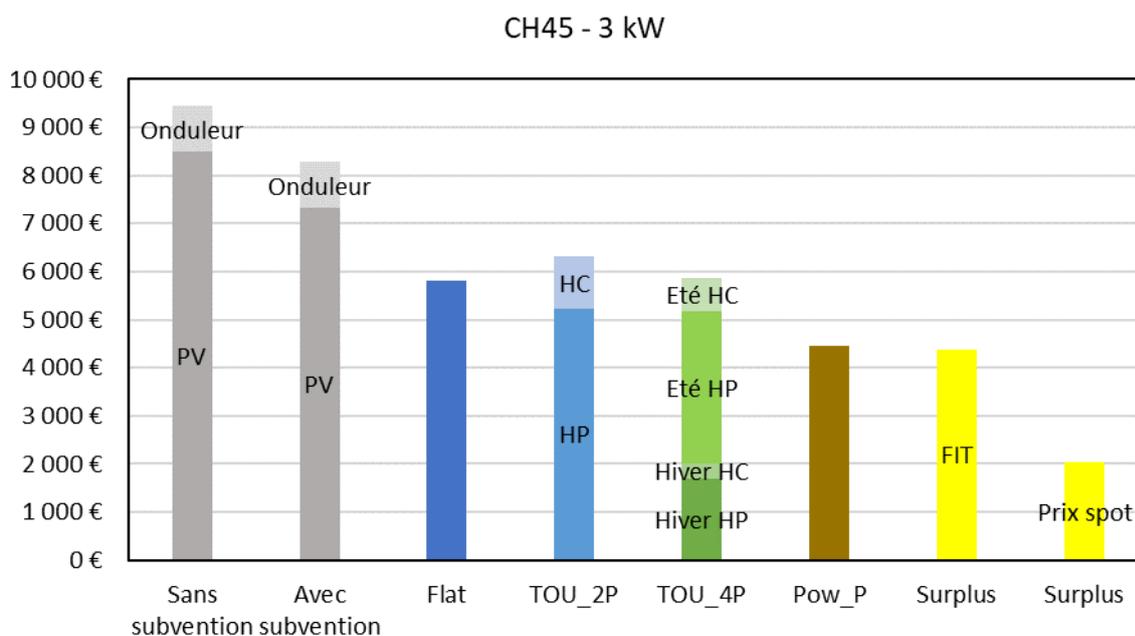


Figure 3-13 : Coûts et recettes totaux selon le scénario⁵⁴

La politique de soutien a un impact significatif comme on a pu le constater précédemment. Les coûts d'investissement PV diminuent de 1 170€ soit une baisse de 14%. Le remplacement de l'onduleur représente 10% des coûts d'investissement dans le scénario sans subvention et 11,5% avec la prime à l'investissement PV. Les tarifs d'achat augmentent la rentabilité de manière importante. Sans ce soutien, l'investissement ne serait rentable que pour le ménage CH45 avec le tarif TOU_2P mais la VAN

⁵³ Les résultats pour CH05 ne sont présentés ici car les mêmes conclusions peuvent être faites pour les deux ménages. Le même graphique est disponible pour CH05 en annexe (Annexe 3).

⁵⁴ Les recettes liées au FIT intègrent la vente du surplus au prix spot à partir de la 21^e année lorsque les FIT ne sont plus garantis.

ne serait que de 420€ soit une baisse de 2 780€ quel que soit le tarif considéré. Les recettes avec les FIT représentent plus du double de celles sans FIT.

Pour comprendre la croissance ou la décroissance des courbes dans la Figure 3-12, il faut comparer le coût marginal (C_m) et la recette marginale (R_m). Selon la théorie économique standard, l'agent augmente la capacité de son installation tant que la recette marginale est supérieure au coût marginal. Le coût marginal est égal au LCOE étant donné que les coûts sont linéaires et dépendant de la capacité installée. L'agent augmentera son installation tant que la relation suivante est vérifiée :

$$R_m > C_m = LCOE \quad (3.21)$$

Le dimensionnement optimal sera celui qui égalise la recette marginale et le coût marginal. Si on suppose que le tarif est constant sur la période considérée et uniforme toute l'année, le dimensionnement optimal est atteint lorsque le kWh marginal autoconsommé est égal au LCOE. Cela correspond à la définition de la parité réseau. Sans subvention, le taux d'autoconsommation permettant d'atteindre la parité réseau est de 60%. Cela signifie que l'agent a intérêt à augmenter la capacité de son installation tant qu'il autoconsomme plus de 60% de la production marginale.

Sous le mécanisme de soutien actuel, le tarif de détail et le FIT sont supérieurs au LCOE. Sans la baisse de la prime à l'investissement lorsque l'installation a une capacité supérieure à 3 kW et l'imposition sur les recettes de la vente du surplus, les ménages seraient, en théorie, incités à surdimensionner leur installation car la recette marginale est toujours supérieure au coût marginal. Néanmoins, il faut relativiser car la plupart des ménages n'ont probablement pas la capacité financière pour investir dans de grosses capacités PV et ils n'ont pas tous une surface de toit permettant d'augmenter indéfiniment la capacité de l'installation. Un mécanisme moins favorable pour des installations au-delà de 3 kW n'incite pas au surdimensionnement.

5.2. Rentabilité de l'autoconsommation avec batterie

Dans cette section, on étudiera tout d'abord l'impact du dimensionnement de l'installation PV-batterie sur des indicateurs comme le taux d'autoconsommation et la durée de vie de la batterie. Ensuite, nous analyserons la rentabilité d'un investissement batterie sous différentes stratégies de charge et de tarifs.

a) Aspects techniques relatifs à la batterie

(i) Taux d'autoconsommation

Pour désigner le dimensionnement de l'installation PV-batterie, nous l'exprimerons par l'expression kW/kWh : capacité PV/capacité batterie. Les simulations ont été conduites avec 3 capacités de batteries différentes : 2 / 3,5 / 5 kWh. L'installation d'une batterie permet d'augmenter significativement le taux d'autoconsommation (Figure 3-14). Le ménage CH45 atteint même un taux d'autoconsommation de 91% pour une installation PV de 1,5 kW couplée avec une batterie de 5 kWh (1,5 kW/5 kWh).

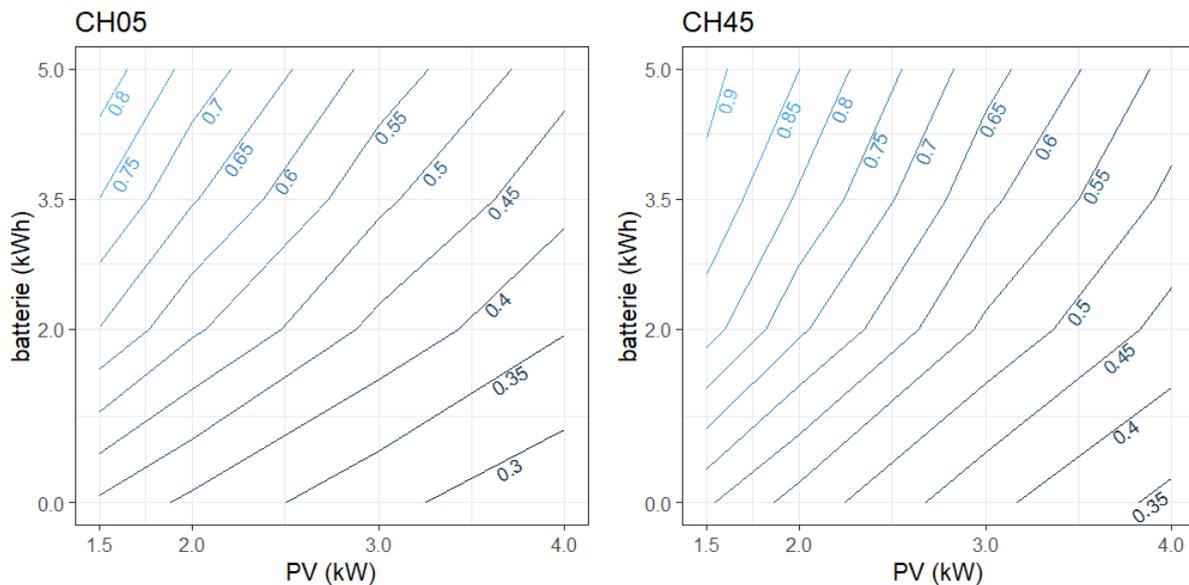


Figure 3-14 : Taux d'autoconsommation selon la capacité PV-batterie

Les relations entre le taux d'autoconsommation et la capacité PV d'une part, la capacité de la batterie d'autre part, n'est pas linéaire. On constate que pour une capacité PV donnée, la hausse du taux d'autoconsommation est de plus en plus faible à mesure que la capacité de la batterie est importante. Cet effet augmente selon la capacité des panneaux PV. En effet, la pente des courbes devient plus faible à mesure que la capacité PV est plus élevée. En d'autres termes, installer une batterie augmentera d'autant plus le taux d'autoconsommation que l'installation PV est petite. Cela semble intuitif dans la mesure où la batterie est capable de stocker une plus grande proportion du surplus si celle-ci est faible. Nous avons vu que les taux d'autoconsommation étaient inférieurs à 50% avec une capacité PV de 3 kW pour les deux ménages. Dès lors, le surplus de production à certaines périodes peut être très important. La batterie, ayant une capacité de stockage limitée, ne peut pas absorber tout le surplus.

La comparaison des taux d'autoconsommation entre les deux ménages montre un effet ambigu. L'intuition selon laquelle l'installation d'une batterie serait plus bénéfique pour CH05 puisque ses courbes de consommation et de production sont davantage désynchronisées par rapport à celles de CH45 dépend du dimensionnement. Par rapport à une situation sans stockage, l'augmentation du taux d'autoconsommation est sensiblement plus élevée pour CH45 avec l'installation d'une batterie de 2 kWh. La situation s'inverse pour des batteries de 3,5 et 5 kWh. Cette observation est confirmée par l'analyse du taux d'usage défini comme la quantité moyenne d'électricité déchargée sur l'année. Pour CH05, ce taux est plus faible que pour CH45 pour une batterie de 2 kWh et plus la puissance est élevée, plus l'écart diminue jusqu'à se renverser. L'explication tient aux courbes de consommation des deux ménages. La consommation de CH05 est plus faible pendant les heures d'ensoleillement. Pour de faibles capacités PV-batteries, la batterie se remplit plus rapidement que CH45 et reste chargée au maximum jusqu'au soir où les différents individus composant le ménage rentrent à la maison. Dès lors, le taux d'usage est plus faible. À l'inverse, pour une installation PV/batterie de fortes capacités, cet effet ne se vérifie plus et la batterie stocke un volume plus important de surplus menant à un taux d'usage plus élevé pour CH05. Si on se focalise sur les périodes, le taux d'usage est plus élevé en été puisque les courbes de charge à cette période sont davantage désynchronisées par rapport aux mois d'hiver et le surplus est plus important.

(ii) Vieillessement de la batterie

Le taux d'usage a un impact direct sur la durée de vie de la batterie. Le vieillissement est une fonction du temps et du nombre de cycles. Le temps est indépendant de l'utilisation de la batterie mais le nombre de cycles dépend du dimensionnement de l'installation PV-batterie et de la courbe de charge des ménages. La Figure 3-15 montre l'impact du temps et du nombre de cycles sur la capacité nominale d'une batterie de 2 kWh et de 5 kWh. L'exemple ici concerne le ménage CH45 avec une installation PV de 2 kW⁵⁵. On constate que la dégradation de la batterie est plus importante pour la batterie de 2 kWh. Ce résultat est intuitif puisque, plus la batterie a une capacité faible, plus elle sera susceptible d'être alimentée à pleine capacité entraînant un nombre de cycles plus important. Sur cet exemple, le nombre de cycles est respectivement de 3 900 et de 3100 avec la batterie de 2 kWh et de 5 kWh. C'est bien en dessous des 5 100 cycles tolérés par la batterie. C'est pourquoi le vieillissement lié au temps a un impact plus important sur la dégradation de la batterie.

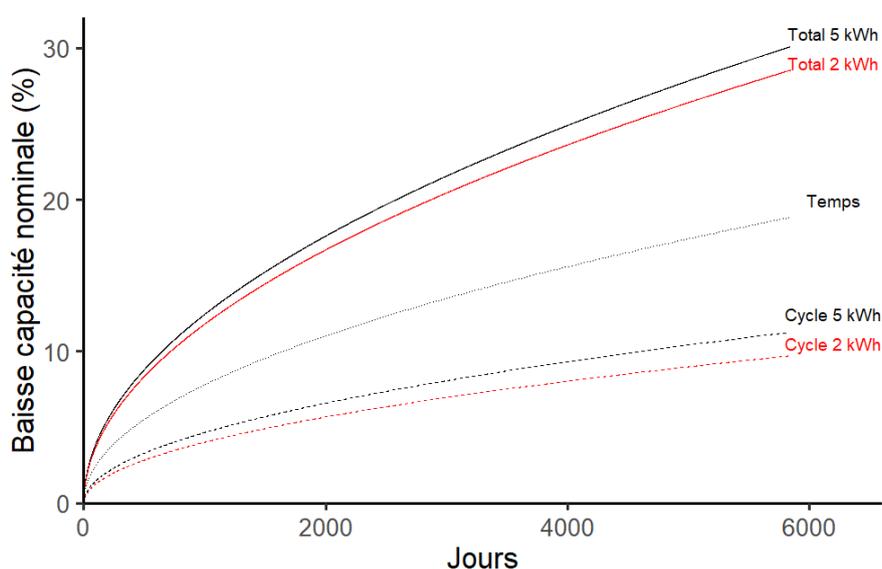


Figure 3-15 : Impact du vieillissement lié au temps et aux cycles sur la capacité nominale de la batterie (installation PV de 2 kW pour le ménage CH45)

(iii) Impacts de la stratégie de charge

Le modèle de simulation inclut 3 stratégies de charge (Cf.3.1) dont la stratégie « HP/HC » qui a pour objectif de maximiser le taux d'autoconsommation pendant les heures pleines et une autre stratégie « Pointe » qui a pour objectif de diminuer la pointe de consommation annuelle. Nous comparerons ces deux stratégies à celle dite « Base » qui représente la stratégie standard d'une batterie. Les deux stratégies alternatives affectent le taux d'autoconsommation car la batterie reste chargée à certaines heures alors qu'elle pourrait être déchargée puis chargée. Modifier la stratégie de charge a pour effet de diminuer le taux d'autoconsommation de 1% à 5,5% selon le dimensionnement et la stratégie. Plus la capacité de la batterie est importante et plus les pertes d'autoconsommation seront importantes.

Malgré une baisse du volume total autoconsommé, la stratégie « HP/HC » permet d'augmenter le taux d'autoconsommation en HP de 1,1% jusqu'à 19%. Il y a une grande disparité selon le dimensionnement. Plus la capacité PV est importante et moins la batterie sera en mesure d'augmenter

⁵⁵ C'est un choix purement arbitraire mais l'objectif est uniquement de montrer l'impact du dimensionnement de la batterie sur le vieillissement de celle-ci.

l'autoconsommation en HP. En effet, les heures creuses de la journée se situent entre 14h et 17h correspondant à des périodes de fort ensoleillement. Plus la capacité PV est importante, plus le surplus sera élevé et donc la batterie sera pleinement chargée même sans modifier la stratégie de charge.

Quant à la stratégie « Pointe », elle permet de diminuer la pointe annuelle de consommation de 1,3 kW pour CH05 quelle que ce soit la capacité PV-batterie. En revanche, cette stratégie ne permet pas de diminuer la pointe hors production PV pour CH45 car celle-ci se situe le soir d'une journée sans ensoleillement. Dès lors, la batterie n'est pas alimentée.

b) Rentabilité de la batterie

Nous allons à présent analyser le seuil de rentabilité de la batterie à travers la comparaison du LVOS et du LCOS, le premier évaluant la valorisation de l'énergie déstockée et le deuxième, les coûts complets par kWh déstocké. Ces indicateurs sont calculés selon les 3 stratégies développées en Section 3.1 : stratégie « Base », « HP/HC » et « Pointe ». La 1^{ère} stratégie est simulée avec le tarif en base ; la 2^e avec le tarif TOU_4P pour maximiser l'autoconsommation pendant les heures pleines et la 3^e avec le tarif à la puissance pour maximiser les gains par la diminution de la pointe. La Figure 3-16 montre la distribution du LCOS pour tout type de dimensionnement PV-batterie. Le LVOS pour les tarifs en base et TOU_4P sont indiqués en dessous du graphique. Il ne varie qu'à la marge quel que soit le dimensionnement ou le ménage étudié. Cela est intuitif pour le tarif en base puisque le prix est uniforme sur l'année donc la valeur de l'énergie déstockée reste la même. Dans le cas du tarif à 4 plages temporelles (TOU_4P), la batterie ne se décharge qu'en heures pleines. Etant donné qu'il n'y a pas déplacement de l'autoconsommation entre les saisons, la valeur de l'énergie déstockée est donc la même et correspond aux tarifs en heures pleines. Deux constats peuvent être énoncés par la lecture de la figure ci-dessous. Tout d'abord, le coût complet par kWh stocké est nettement supérieur au LVOS pour le tarif en base et TOU_4P. L'écart minimal entre le LVOS et le LCOS est de :

- CH05 en base : 0,100€/kWh
- CH45 en base : 0,090€/kWh
- CH05 en TOU : 0,070€/kWh
- CH45 en TOU : 0,072€/kWh

Puis, les LCOS sont très différents d'un tarif à l'autre. La stratégie de charge de la batterie affecte le taux d'usage et donc le nombre de cycles. Pour la stratégie « HP/HC », la batterie se met en charge à chaque période correspondant aux heures creuses même si la production est inférieure à la consommation. Dès lors, la batterie est davantage sollicitée menant à un nombre de cycles plus important. D'autant plus que ce processus est répété chaque jour. Concernant la stratégie « Pointe », la batterie modifie sa stratégie de charge environ 60 à 70h dans l'année pour diminuer les pointes de consommation. Le fait de stocker la production sur 24h diminue la possibilité de faire plus d'un cycle au cours d'une journée. De ce fait, le nombre de cycles est plus faible menant à des LCOS plus élevés.

La distribution des LCOS pour chaque tarif montre des écarts pouvant aller jusqu'à 10 cts€/kWh. Comme nous l'avons vu lors de la section précédente, il y a corrélation entre le dimensionnement et le LCOS. Plus la capacité de la batterie est importante par rapport à celle de l'installation PV, plus le LCOS sera élevé puisque le nombre de cycles sera plus faible.

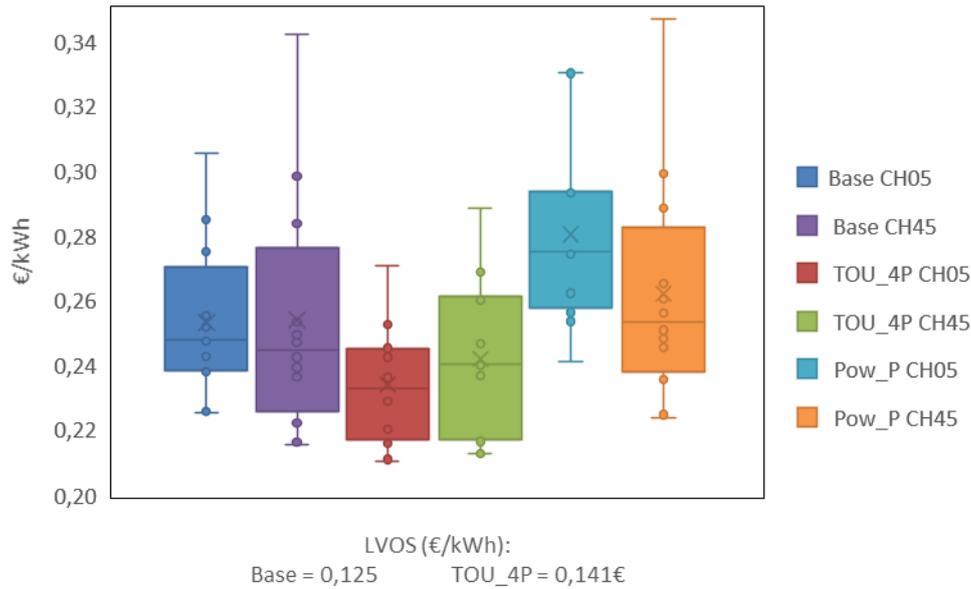


Figure 3-16 : Distribution des LCOS et LVOS par capacité PV-batterie selon le tarif et le profil

Concernant le tarif à la pointe (Pow_P), le LVOS est sensiblement le même pour CH45 puisque la batterie permet de diminuer la pointe de seulement 0,24€/kW. Dès lors, les gains sont globalement les mêmes quelle que ce soit la capacité. Il est environ égal à 0,10€/kWh ce qui est bien inférieur aux LCOS pour ce tarif. En revanche, le LVOS est bien plus élevé pour CH05 et la distribution n'est pas uniforme selon le dimensionnement. Quelle que soit la capacité de l'installation PV-batterie, la baisse de la pointe est d'environ 1,3 kW, ce qui engendre une hausse importante de la valeur de l'énergie déstockée. Etant donné que la baisse de la pointe est la même pour tout type de capacité, augmenter la capacité ne se traduit pas par une hausse symétrique des gains. En effet, les gains liés à la part variable augmentent mais ceux liés à la baisse de la pointe restent inchangés. Si la hausse des gains suite à la hausse de la capacité de la batterie est plus faible que la hausse de l'énergie déstockée, le LVOS est donc plus faible. Il se situe entre 0,138€/kWh et 0,211€/kWh. L'écart minimum entre le LVOS et le LCOS est de 0,047€/kWh ce qui est bien plus faible que pour les autres tarifs.

Pour atteindre la parité stockage, la prime requise diffère selon le tarif et le ménage (Figure 3-17). La structure tarifaire a un impact très important sur la prime qu'il faudrait mettre en place pour atteindre la parité réseau. Elle serait comprise entre 300€ à 350€ pour le tarif en base contre 225€ à 300€ pour le tarif TOU_4P. Pour le ménage CH05, une prime comprise entre 130€ et 300€ est nécessaire pour atteindre la parité stockage sous le tarif « Pow_P ». La capacité à diminuer la pointe d'environ 1,3 kW diminue significativement le montant de la prime.

Nous avons vu la prime permettant d'atteindre la parité réseau. Pour qu'il soit incitatif d'investir dans une batterie avec la politique actuelle, il faut que la relation suivante soit vérifiée :

$$LCOS - FIT = LVOS \quad (3.22)$$

En stockant le surplus de production, l'agent fait face à un coût d'opportunité non plus égal au prix spot mais au FIT. L'écart minimum entre le LCOS et le LVOS est obtenu avec une installation de 1,5 kW/ 2 kWh pour CH05 sous un tarif à la pointe. Dans ce cas, la prime nécessaire est de 750€/kWh ce qui est supérieur aux coûts d'investissement de la batterie. Même si la prime couvre intégralement le coût de

la batterie, la politique alternative engendrera une rentabilité plus faible. Cela rejoint les conclusions émises dans Barbour and González (2018) et Sani Hassan et al. (2017) selon lesquelles un mécanisme de soutien généreux pour le surplus de production n'incite pas à l'installation d'une batterie. Une solution pour atteindre la même rentabilité que sous la politique actuelle serait d'augmenter la prime pour l'investissement PV mais ce scénario n'est pas envisagé.

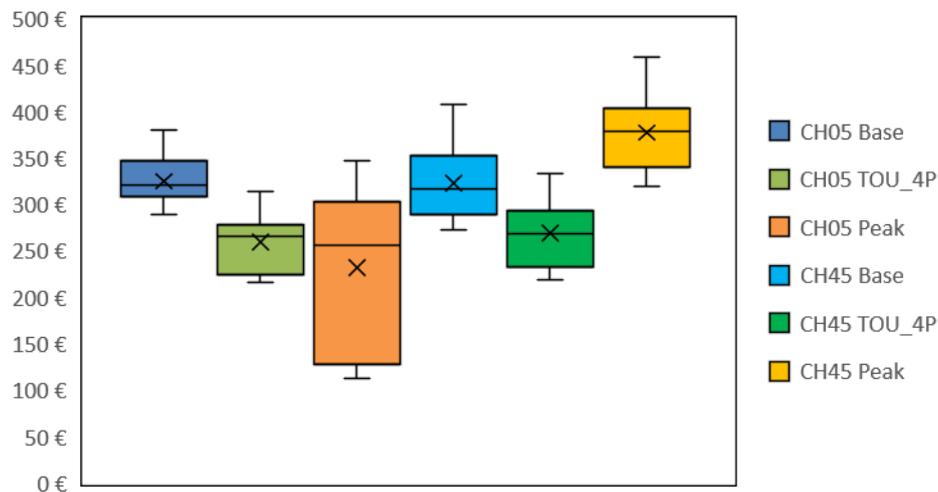


Figure 3-17 : Distribution de la prime à l'investissement batterie par capacité PV-batterie selon le tarif et le profil

5.3. Comparaison des deux politiques de soutien à l'autoconsommation

a) Rentabilité des installations PV-batteries

L'objectif de la politique alternative est d'inciter à l'investissement d'une batterie. Pour ce faire, on suppose la mise en place d'une prime à l'achat d'une batterie, la suppression des tarifs d'achat et la même prime à l'investissement PV. Afin d'évaluer la rentabilité d'un investissement PV-batterie, nous allons dans un premier temps reprendre les conclusions énoncées à partir de la lecture de la Figure 3-11. Nous avons vu que la parité réseau était atteinte avec un taux d'autoconsommation de 41% avec le tarif en base. Nous avons vu que c'était le cas pour CH05 uniquement avec une installation de 1,5 kW mais la rentabilité était proche de 0. Il faut donc une prime supérieure pour inciter ce ménage à investir dans une centrale PV couplée avec une batterie. Pour CH45, l'investissement est rentable pour des installations PV avec une puissance comprise entre 1,5 et 3 kW. Néanmoins, fixer la prime afin de garantir la parité stockage aura pour effet de diminuer la rentabilité comparée à une situation sans stockage pour deux raisons. D'une part, les stratégies « HP/HC » et « Pointe » ont pour effet de diminuer le volume d'autoconsommation par rapport à la stratégie « Base » (qui a pour objectif de maximiser le taux d'autoconsommation). Dès lors, fixer une prime permettant d'atteindre la parité stockage n'est pas suffisant et aurait pour conséquence de diminuer la rentabilité de l'investissement pour les deux ménages. D'autre part, dans le cas du tarif à la pointe, la part variable du tarif de détail diminue et donc, il faut compenser cette baisse par une hausse de la prime à l'investissement PV pour que la rentabilité reste inchangée.

Il est donc difficile d'anticiper les coûts et les gains issus d'une prime tant la gestion de la charge de la batterie affecte les volumes autoconsommés et la valeur de l'énergie déstockée. Afin d'obtenir une vision de l'ensemble des gains d'un investissement PV-batterie, nous allons analyser la VAN sous le tarif à 4 plages temporelles (TOU_4P) et le tarif à la pointe (Pow_P) avec la politique alternative. on

supposera une prime à l'investissement batterie de 325€/kWh représentant 50% des coûts d'investissement. Cela représente aussi la prime moyenne nécessaire pour atteindre la parité réseau sous un tarif en base. La Figure 3-18 présente les résultats pour chaque scénario de charge et de prix. Plusieurs conclusions peuvent être tirées.

Tout d'abord, concernant la rentabilité globale de l'investissement. Pour les 2 ménages, l'investissement est rentable sous le tarif TOU_4P mais la VAN est faible pour CH05 : 350€ au maximum. Pour CH45, La VAN maximale est égale à 1 325€ pour une installation de 1,5 kWh/2 kW. Le seuil de rentabilité est atteint avec une installation PV de 3 kW couplée avec une batterie de 2 kWh ou 3,5 kWh. Sous le tarif Pow_P, la VAN est négative pour CH05 quel que ce soit le dimensionnement et elle est positive pour CH45 avec un dimensionnement inférieur ou égal à 2,5kW/3 kWh. Malgré une énergie déstockée plus élevée pour CH05, cela ne compense pas l'écart de taux d'autoconsommation entre les deux ménages. Le ménage CH45 a un taux d'autoconsommation plus élevé et l'écart est tel que les gains sont supérieurs à ceux liés à la baisse de la pointe pour CH05.

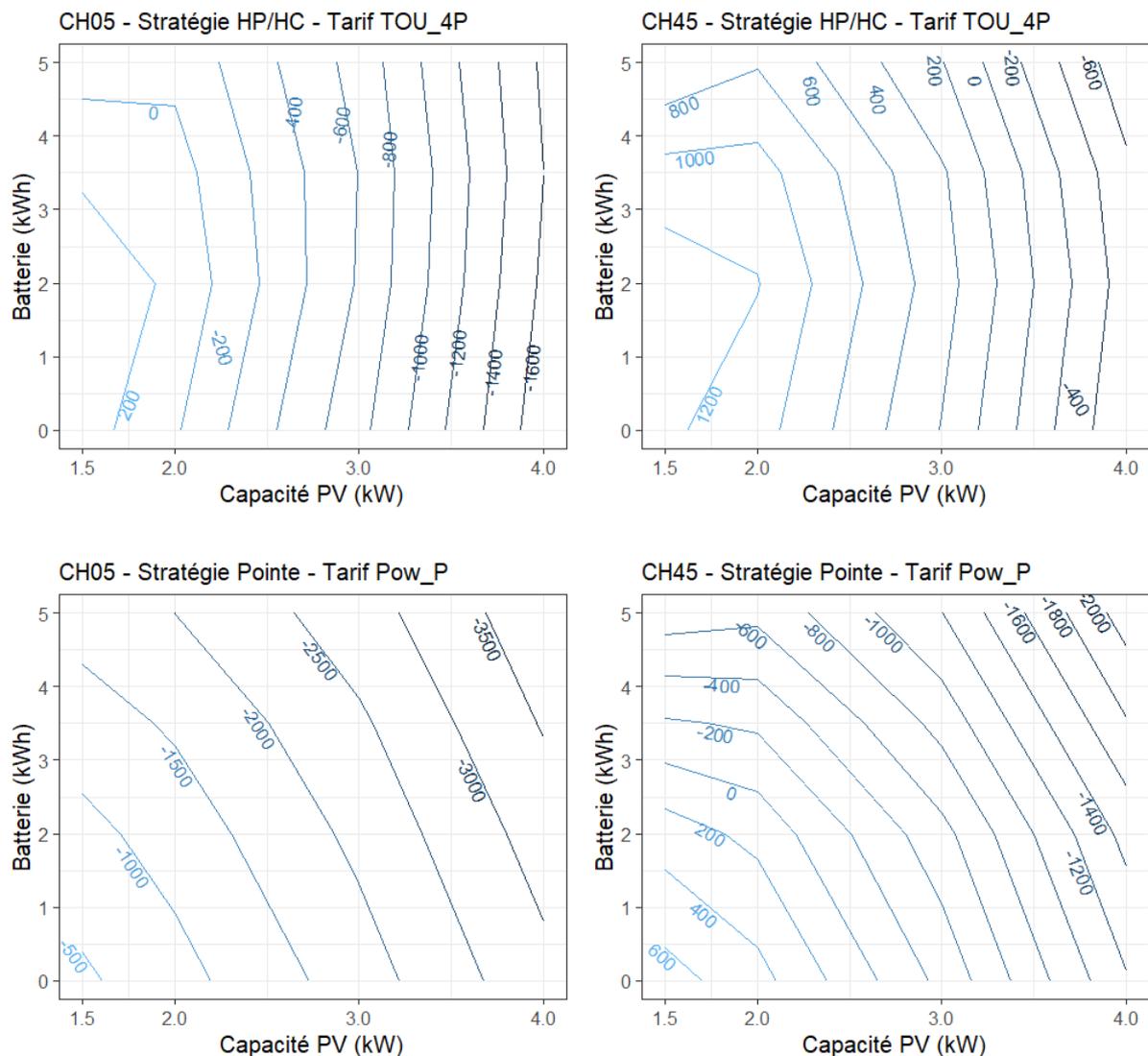


Figure 3-18 : VAN selon la capacité PV/batterie installée pour les deux ménages

Globalement, la rentabilité est plus faible qu'avec le système de soutien actuel : de -1200 à -1500€ pour CH05 et de -700€ à -1300€ pour CH45. L'écart de la VAN entre les 2 mécanismes est plus élevé pour CH05 car son taux d'autoconsommation est plus faible donc la perte de recettes liée au FIT est plus importante. Concernant le dimensionnement, la capacité de la batterie a un impact différent selon le tarif considéré. Si la capacité PV est faible, augmenter la capacité de la batterie affecte négativement la rentabilité. En effet, si un ménage installe une centrale de faible capacité, son taux d'autoconsommation sera élevé et donc le surplus de production sera faible. Si la capacité de la batterie est surdimensionnée par rapport au surplus de production, une partie de la batterie ne sera jamais mobilisée menant à un taux d'usage assez faible. Plus la capacité de l'installation PV est élevée, plus cet effet s'atténue étant donné que le surplus de production sera plus important. Cet effet a également été observé dans Tervo et al. (2018).

Concernant les tarifs, la rentabilité sous le tarif TOU_4P est plus élevée que sous le tarif à la pointe. Cela est dû au fait que la batterie ne permet pas de diminuer suffisamment la pointe annuelle. En conséquence, les économies réalisées sur la part énergie du tarif réseau sont plus faibles.

b) Comparaison des coûts des politiques et analyse de sensibilité

Nous avons vu que la politique actuelle offrait une meilleure rentabilité que la politique alternative mais pour comparer les deux, il est nécessaire d'évaluer les coûts de celles-ci. Les coûts liés aux investissements sont aisés à calculer. En revanche, les coûts liés aux FIT sont très difficiles à prévoir car ils dépendent de l'évolution des prix spot sur 20 ans. Dans cette étude, le prix spot est supposé constant sur l'année avec une hausse annuelle correspondant au taux d'inflation. Le montant de soutien du surplus représente l'écart entre le FIT et le prix spot :

$$Coûts FIT = \sum_{n=1}^{20} \frac{FIT - p_n^{ex}}{(1+d)^n} \quad (3.23)$$

Les coûts de la politique actuelle se basent sur une installation PV de 3 kW correspondant à la maximisation de la rentabilité pour les 2 ménages. Il n'y a pas une capacité PV/batterie particulière qui permet de maximiser la rentabilité sous la politique alternative. C'est pourquoi nous supposons une valeur haute et une valeur basse qui sont respectivement de 3kW/3,5kWh et 1,5kW/2kWh.

On constate à travers le Tableau 3-9 que le coût de la politique actuelle est plus élevé de 40%, voire trois fois plus couteuse en valeur absolue. Cela est dû essentiellement au fait que les FIT engendrent des coûts plus élevés que la batterie puisque le taux d'autoconsommation avec une installation de 3 kW est de 31% à 41%. De plus, sans tarif d'achat, il est probable que la capacité PV installée soit plus faible puisque le surplus de production est faiblement valorisé. Il en résulterait une diminution des coûts liée à la prime d'investissement PV. Une différence importante à prendre en compte est la temporalité puisque une partie des coûts de la politique actuelle est étalée sur 20 ans alors que ceux de la politique alternative sont engendrés la 1^{ère} année.

On remarque également que le coût par kWh autoconsommé pour la politique actuelle représente le double voire le triple de la politique alternative. Ce constat soulève une interrogation concernant l'objectif de la politique actuelle. Elle incite certes à maximiser l'autoconsommation puisque le tarif de détail est plus élevé que le FIT mais les coûts sont tels que les ménages ont intérêt à surdimensionner l'installation (jusqu'à 3 kW). On peut avancer l'argument selon lequel il est important de profiter au

maximum de la surface de la toiture pour augmenter la production PV même si une faible part est autoconsommée, notamment pour atteindre les objectifs en matière d'intégration des EnR dans le mix électrique. Cependant, la question de l'intégration de la production PV diffuse dans le système électrique est omise, comme celle des subventions croisées.

Coûts	Politique actuelle		Politique alternative	
	CH05 – 3 kW	CH45 – 3 kW	3 kW/ 3,5kWh	1,5 kW/ 2kWh
Tarif d'achat	2 775€	2 355€	0€	0€
Prime PV	1 170€	1 170€	1 170€	585€
Réduction TVA	850€	850€	850€	425€
Prime batterie	0	0	1 140€	650€
€/kWh produit	0,060	0,054	0,040	0,040
€/kWh autoconsommé	0,19	0,13	[0,065-0,075]	[0,050-0,065]
Total	4 795€	4 375€	3 160€	1 660€

Tableau 3-9 : Comparaison du coût des politiques de soutien à l'autoconsommation

c) Impact pour le réseau

Il est difficile de mesurer précisément l'impact de l'autoconsommation sur les coûts des réseaux. Un proxy pour déterminer si l'autoconsommation permet de soulager le réseau est de tracer la monotone de la consommation résiduelle (Günther et al., 2019; Moshövel et al., 2015). La monotone représente la puissance appelée au cours de l'année au pas de temps horaire par ordre décroissant, les premières heures correspondant aux puissances les plus élevées. La Figure 3-19 représente cette monotone pour les 100 premières heures de l'année⁵⁶ sans batterie et pour les 3 stratégies de charge de la batterie. Pour le ménage CH05, nous comparons la monotone entre une installation PV de 3 kW et une installation de 1,5 kW couplée avec une batterie de 2 kWh. Pour le ménage CH45, la même capacité PV est comparée mais l'installation de la batterie est de 3,5 kWh correspondant aux dimensionnements retenus pour comparer le coût des deux politiques.

On constate que l'installation d'une batterie avec la stratégie « HP/HC » ne permet pas de diminuer significativement la pointe de consommation. Elle diminue d'environ 0,4 kW pour CH05 et augmente même pour CH45 de 0,25 kW puisque sa pointe de consommation se situe en heures creuses. Avec la stratégie « Pointe », le ménage diminue sa pointe de consommation de manière importante sur un nombre significatif d'heures. Elle diminue de 1,3 kW, 1,4 kW et 1,7kW sur les 3 premières heures pour ensuite être égale à 2,8 kW sur un peu moins de 100 heures. La pointe reste fixe car l'objectif de la stratégie est de diminuer la pointe de consommation de 2 kW. Pour le ménage CH45, malgré une installation PV-batterie plus importante que CH05, la stratégie ne lui permet de diminuer sa consommation que de 0,2 kW. Le profil de consommation d'un ménage est donc un facteur déterminant pour analyser la capacité d'un ménage à diminuer sa pointe mais au-delà de 5h, sa pointe diminue de 2 kW sur 60h environ. Une stratégie telle que « Pointe » est donc nécessaire pour limiter la pointe de consommation des ménages.

⁵⁶ Il n'est pas pertinent de montrer les courbes sur l'année car au-delà de 100h, les courbes sont assez proches ce qui rend très difficile la lecture du graphique.

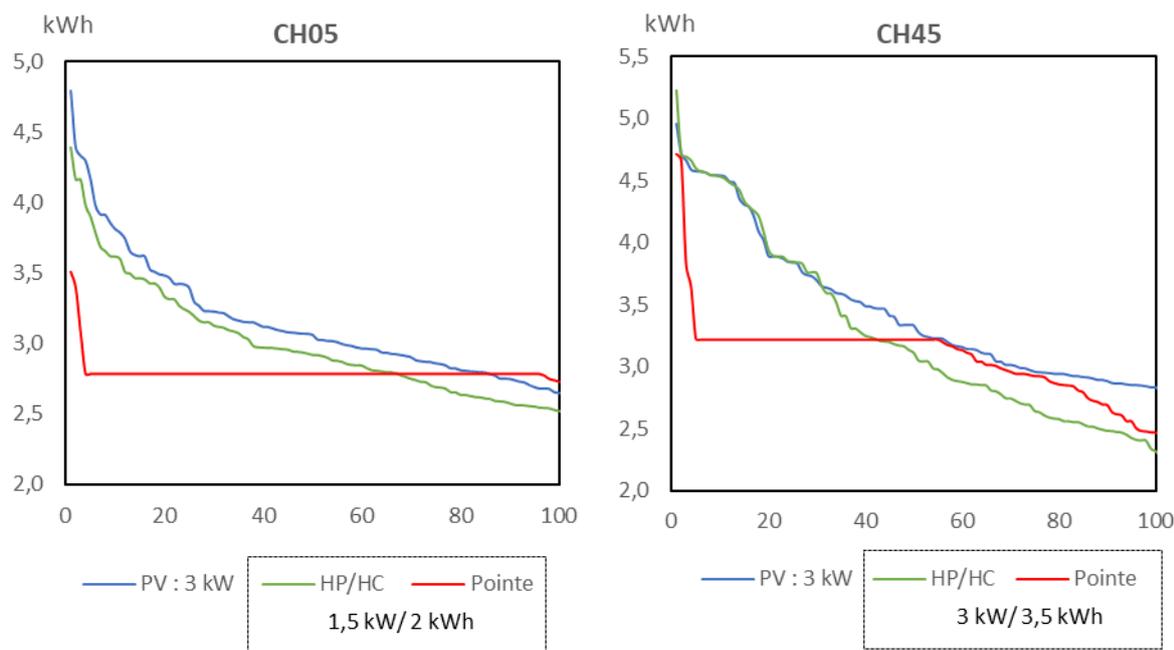


Figure 3-19 : Monotone de la consommation résiduelle pour les 100 premières heures de l'année

Les économies de factures sont donc limitées pour les deux ménages car ils ne sont pas en mesure de diminuer la pointe de consommation de 2 kW sur un nombre très faible d'heures. Néanmoins, les coûts des GRE ne sont pas forcément liés à la pointe annuelle des ménages. L'indicateur le plus pertinent reste la pointe nationale représentant les coûts à long terme pour le réseau. Il serait plus pertinent qu'un tarif à la pointe corresponde à la contribution de chaque ménage à la pointe nationale (Nijhuis et al., 2017). Or, en France, la part fixe correspond à la puissance souscrite indépendamment de l'heure où le ménage atteint sa pointe de consommation. Si la tarification des réseaux prenait en compte seulement la contribution du ménage à la pointe nationale, il pourrait sans doute économiser une plus grande part de sa facture d'électricité. Ça serait le cas si la pointe nationale ne correspondait pas aux quelques heures où les ménages ne sont pas capables de diminuer leurs pointes. En outre, si les ménages avaient un signal sur un nombre d'heures restreint, ils pourraient probablement optimiser la charge de la batterie pour diminuer leurs pointes à ces heures précises. Cela sera analysé dans le chapitre 4.

d) Analyse de sensibilité

Afin d'analyser la sensibilité des résultats, une étude de sensibilité sera présentée par la suite en se focalisant sur l'évolution de l'inflation et la localisation géographique des ménages. Aucune variation du taux d'actualisation ne sera menée car la variation du prix affecte directement ce taux à travers la relation suivante :

$$\text{taux actualisation réel} = \frac{\text{Taux d'actualisation nominal}}{\text{Taux d'inflation}} \quad (3.24)$$

Augmenter le taux d'inflation a pour effet de diminuer le taux d'actualisation réel et inversement. On se focalisera sur l'impact de la rentabilité des installations qui maximisent les revenus et le coût des politiques de soutien.

L'évolution des prix affecte la rentabilité des installations mais également le coût de la politique de soutien. L'impact sur la rentabilité est intuitif. La hausse de l'inflation a pour effet d'améliorer la rentabilité et inversement. Cette hypothèse affecte le coût des FIT. Nous avons supposé que ce coût correspondait à l'écart entre le tarif d'achat et le prix spot. Si l'inflation du prix spot est plus élevée, cela aura pour effet de diminuer l'écart entre le tarif d'achat et le prix spot et donc le coût de soutien. Dans cette étude, le taux d'inflation correspondait à la moyenne des 10 dernières années. Or, l'inflation du tarif de détail a été plus marquée sur cette période comparée à l'indice général des prix. Le TRV pour les ménages a augmenté de 2,4% en moyenne entre 2010 et 2019 contre 1,1% pour l'indice général des prix. Les valeurs testées seront de 2,4% et de 0% pour avoir une fourchette basse et haute. La localisation des ménages peut également avoir un impact important sur les résultats. Nous avons supposé que les centrales PV étaient installées dans le sud de la France où l'ensoleillement est le plus élevé. Nous comparerons les résultats avec des installations à Tours bénéficiant d'un taux d'ensoleillement moyen comparé au reste de la France.

Le Tableau 3-10 présente la rentabilité de l'investissement pour les installations qui maximisent le profit. Concernant la politique actuelle, le taux d'inflation a un impact non négligeable sur la rentabilité. Avec un taux d'inflation de 2,4%, la rentabilité augmente d'environ 900€ à 1 200€ soit 40%. Si les prix n'augmentent pas, l'investissement reste rentable pour les deux ménages. En outre, installer une centrale PV en autoconsommation dans une région moins ensoleillée est rentable mais la rentabilité diminue de manière significative : environ 2 000€. A Tours, la capacité optimale est de 1,5 kW pour les 2 ménages entraînant une baisse des revenus issus du surplus. En effet, la vente de l'excédent de production représente environ la moitié des revenus dans notre cas d'étude. Diminuer la capacité PV de moitié a donc pour effet de diminuer significativement la VAN.

Concernant la politique alternative, le taux d'inflation a sensiblement le même effet que pour la politique actuelle. En revanche, la baisse de la VAN est nettement inférieure dans le cas de la variation du taux d'ensoleillement. La baisse représente environ 1 100€ contre 2 000€ dans le cas de la politique actuelle. Cela vient du fait que la capacité PV est plus faible à Tours menant à une baisse très importante des revenus issus du surplus de production. Par corollaire, cela engendre une baisse significative des coûts de soutien de l'ordre de 65%. En effet, la baisse de la capacité induit des versements de primes d'investissement et de FIT plus faibles. Quant à l'effet du taux d'inflation sur les coûts des FIT, celui-ci est assez faible, de l'ordre de 7% à 10%.

		Inflation = 2,4%	Inflation = 0%	Ville = Tours (inflation = 1%)
Politique actuelle	CH05	3 400€ (+930€)	1 730€ (-630€)	420€ (-1930€)
	CH45	4 380€ (+1180€)	2 400€ (-800€)	1 070€ (-2130€)
Politique alternative	CH05	1 220€ (+870€)	-240€ (-670€)	-650€ (-1080€)
	CH45	2 361€ (+1035€)	620€ (-700€)	100€ (-1230€)

Tableau 3-10 : Rentabilité selon le taux d'inflation et la localisation des ménages

Conclusion

La politique actuelle est très favorable à l'investissement photovoltaïque en autoconsommation notamment dans le sud de la France puisque le coût complet de production est inférieur au tarif d'achat. Dès lors, les ménages sont incités à maximiser la capacité de l'installation jusqu'à 3 kW. Au-delà, la baisse de la prime à l'investissement photovoltaïque et les prélèvements sur les revenus issus de la vente du surplus de production n'incitent pas à augmenter la capacité installée. Cette politique est efficace pour favoriser la production photovoltaïque en toiture mais les coûts de soutien sont importants et exacerbent les subventions croisées des consommateurs standards vers les autoconsommateurs. De plus, avec l'évolution probable de la structure des tarifs, les autoconsommateurs ne seront très probablement pas capables de réagir à ces signaux prix à moins d'investir dans une technologie permettant de stocker le surplus de production. Néanmoins, les batteries stationnaires ne sont pas rentables à l'heure actuelle.

Un autre mécanisme de soutien a été proposé dans ce chapitre composé d'une prime à l'investissement d'une batterie mais sans tarif d'achat garanti pour le surplus de production. La prime nécessaire pour inciter les ménages à investir dans une batterie dépend de la structure des tarifs de consommation. Le montant de la prime est semblable dans le cas d'un tarif à quatre plages temporelles comparée au tarif en base. Pour le tarif en pointe, cela dépend de la capacité du ménage à baisser sa pointe de consommation annuelle. Pour le ménage CH05, la prime nécessaire pour atteindre la rentabilité est nettement inférieure dans le cas des autres tarifs. Cependant, il n'est pas possible de garantir la même rentabilité que sous la politique actuelle puisqu'il faudrait une prime dont le montant serait supérieur aux coûts d'investissement de la batterie. La parité stockage n'est pas atteignable puisque l'écart entre le tarif de détail et les tarifs d'achat est trop faible. Il faut donc supprimer les tarifs d'achat pour inciter à l'investissement d'une batterie. En outre, la politique alternative induit des coûts plus faibles pour les contribuables. Elle a pour effet de réduire l'incitation à produire mais incite à augmenter le taux d'autoconsommation. Cela a comme conséquence de diminuer les coûts de rémunération de la production photovoltaïque.

Sous la politique de soutien alternative, l'investissement photovoltaïque couplé avec une batterie est rentable pour les deux ménages exceptés sous un tarif à la pointe pour CH05. La batterie permet à ce ménage de diminuer sa pointe de consommation de 1,3 kW mais le taux d'autoconsommation hors batterie est trop faible pour atteindre le seuil de rentabilité. De manière générale, le tarif à la pointe est le moins incitatif pour les deux ménages. Néanmoins, la batterie permet de diminuer de nombreuses pointes de consommation. Le nombre d'heures où la consommation est supérieure à 3 kW passe d'environ 80 à 4 avec l'installation d'une batterie de 3,5 kWh. La rentabilité pourrait être plus élevée si la tarification n'était pas basée sur la pointe annuelle du ménage mais sur la contribution du ménage à la pointe nationale. Prendre en compte cet élément pourrait inciter à l'adoption d'une batterie tout en diminuant les coûts de soutien. Dès lors, la politique atteindrait l'objectif de favoriser l'autoconsommation tout en diminuant les subventions croisées des consommateurs vers les autoconsommateurs. En effet, si ces derniers ont la possibilité de répondre à des signaux pour limiter les coûts de long terme du système liés à la pointe de consommation par exemple, cela permettrait de profiter des bénéfices que peut apporter l'autoconsommation au système tout en réduisant le coût de soutien.

Chapitre 4 – Rémunération de l’effacement de consommation via une batterie stationnaire

Les batteries stationnaires sont amenées à accompagner le développement de l’autoconsommation photovoltaïque à mesure que le prix de détail augmente et que les niveaux des Feed-in Tariffs diminuent. Cela aura pour effet d’augmenter la rentabilité du stockage en valorisant le surplus de production au prix de détail plutôt qu’au Feed-in Tariffs. Néanmoins, nous avons vu que cela n’était pas suffisant pour inciter les autoconsommateurs à investir dans une batterie. Le pilotage de la production photovoltaïque permet certes, de mieux la valoriser lorsque le prix de détail est plus élevé mais, les coûts demeurent trop importants. Un gain supplémentaire est donc nécessaire et possible puisque la modulation de la charge peut être valorisée sur différents marchés. En effet, la fiabilité du système est assurée notamment via des sources flexibles de consommation dont le stockage pourrait être une de ces sources.

Le pilotage de la demande peut être valorisé par l’effacement de consommation défini comme la baisse temporaire de la consommation d’un site suite à un signal. En déplaçant les périodes d’autoconsommation à certaines périodes, l’autoconsommateur pourrait fournir des services au système électrique et être rémunéré pour cela. D’autant plus, que l’effacement ne représenterait pas une désutilité s’il était fourni uniquement par un pilotage intelligent de la batterie. Le coût variable serait nul et inférieur par rapport à d’autres sources d’effacement. En France, l’effacement peut être valorisé sur plusieurs marchés selon le service fourni. Nous nous focaliserons sur les marchés NEBEF et de capacité pour lesquels des signaux sont envoyés en J-1 aux agents économiques.

L’objectif du chapitre est d’estimer les gains que peuvent réaliser des autoconsommateurs via des effacements de consommation. Un modèle d’optimisation de la charge de la batterie est développé afin de maximiser les gains de l’effacement. Ce modèle permet à l’autoconsommateur de formuler des offres sur deux marchés distincts. On suppose que les agents ont déjà investi dans une batterie et les mêmes données du chapitre 3 concernant les batteries et les profils sont utilisés. Le modèle d’optimisation est réalisé sous un environnement déterministe et stochastique. L’incertitude porte sur le profil de consommation des ménages. Si la consommation espérée est plus faible qu’au temps réel, l’agent ne peut pas fournir le volume d’effacement proposé et une pénalité s’applique. En comparant les gains avec les coûts complets de stockage calculés au chapitre 3, une prime à l’effacement est estimée pour couvrir les coûts d’investissement de la batterie.

La première section sera consacrée à la définition de la notion d’effacement, ainsi que la présentation des marchés où l’effacement est valorisé. Cette présentation sera complétée par une revue de littérature sur les estimations des gains que peuvent réaliser les prosumers par la valorisation de la flexibilité. La méthodologie pour estimer les gains de l’effacement sera présentée dans la section 2. Une analyse des marchés considérés dans ce chapitre sera fournie dans la section 3. La section 4 sera consacrée aux résultats dont les gains issus de l’effacement, ainsi que la prime nécessaire pour atteindre la parité réseau. Enfin, les résultats concernant la prime seront comparés avec ceux du chapitre 3.

1. Effacement de consommation

1.1. Effacement en France

a) Définition

Du fait du caractère non stockable de l'électricité, les GRE ont mis en place des mécanismes pour assurer la fiabilité du système. Il y a des mécanismes du côté de l'offre et de la demande qui sont activés lorsque la fiabilité du système est compromise. Avec le développement des sources de production décentralisées non dispatchables, l'ajustement se fera de plus en plus du côté de la demande et les GRE auront besoin de multiples sources de flexibilité pour assurer leurs missions (Heggarty et al., 2019). L'effacement est une source de flexibilité de la demande. En France, selon le Décret n° 2014-764 du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité : « un effacement de consommation d'électricité se définit comme l'action visant à baisser temporairement, sur sollicitation ponctuelle envoyée à un ou plusieurs consommateurs finals par un opérateur d'effacement, le niveau de soutirage effectif d'électricité sur les réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité d'un ou plusieurs sites de consommation, par rapport à un programme prévisionnel de consommation ou à une consommation estimée⁵⁷ ». En d'autres termes, l'effacement fait référence à une modulation de la charge visant à réduire celle-ci. Cette définition est proche de celle formulée par le département de l'énergie des Etats-Unis (US DOE), la Commission Européenne et l'Agence internationale de l'énergie pour caractériser l'effacement ou « Demand Response » (European Commission, 2013; IEA, 2003; US DOE, 2006). L'idée principale à retenir étant une baisse ponctuelle de la consommation faisant suite à un signal extérieur. Le volume d'effacement est déterminé selon une courbe de charge de référence et correspond à une action directe d'un consommateur et non au comportement récurrent de celui-ci. Du point de vue du système, l'effacement de consommation est équivalent à une hausse de la production (Figure 4-1) et peut être considéré comme une centrale de pointe sur le marché spot, classée par ordre de merit selon son coût marginal (Rious et al., 2015).

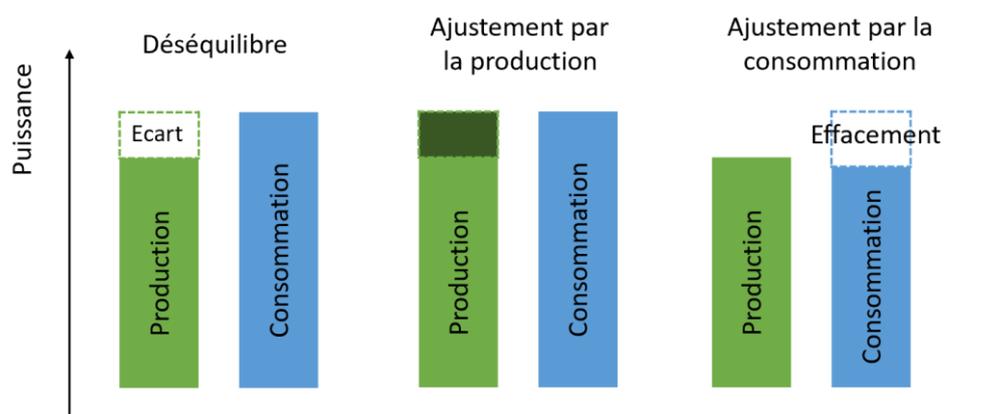


Figure 4-1 : Ajustement d'un déséquilibre par l'effacement

Le décret relatif aux effacements pose certains principes pour le développement de l'effacement en France (Müller-Lohse, 2019). Tout d'abord, les gestionnaires de réseau, ainsi que les fournisseurs ont la liberté de choisir entre les différentes sources d'effacement disponibles. Pour RTE, le choix entre les différentes offres résulte d'un calcul techno-économique visant à minimiser les coûts selon le besoin

⁵⁷ <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000029190216&categorieLien=id>

du système à un instant donné (RTE, 2016). Ensuite, l'effacement peut être valorisé sur les marchés de l'électricité dont le marché spot et intraday mais également les marchés de réserves de puissance, d'énergie et le marché de capacité. Puis, l'effacement d'un consommateur final peut être valorisé sans autorisation préalable de son fournisseur. Le cas échéant, le fournisseur reçoit une compensation pour la perte liée à la baisse de la consommation de ses clients. Enfin, l'effacement est considéré comme un produit avec différents standards permettant une liquidité semblable à la production ou l'achat d'électricité. Cet élément sera présenté plus en détail lors de la description des marchés de l'effacement.

b) Processus

L'effacement de consommation peut se faire à travers deux processus. Le premier se fait via un renoncement simple de la consommation (ou Load Shedding), sans la reporter à une date ultérieure. Aucune technologie n'est nécessaire étant donné qu'il y a renonciation pure et simple de la consommation. Il n'y a donc aucun coût fixe mais le coût variable est important puisque la baisse de la consommation engendre une désutilité pour un ménage ou une perte de production pour une entreprise. Le deuxième processus appelé « load shifting » consiste à reporter une consommation à une date ultérieure. Par exemple, les ballons d'eau chaude permettent de déplacer la consommation d'électricité pour chauffer l'eau. Il n'y a globalement pas de perte d'énergie mais cela peut entraîner une désutilité pour le consommateur si ses préférences de consommation sont modifiées. Dans ce cas, l'effacement est caractérisé par un coût variable plus faible mais il peut y avoir des coûts fixes si l'investissement dans une technologie est nécessaire pour réaliser le report de consommation.

Il existe quatre typologies d'effacement (OFATE, 2017b). Premièrement, l'effacement diffus représente l'agrégation d'un nombre important de sites de faible consommation raccordés en basse tension. Généralement, on parle d'effacement diffus pour le secteur du bâtiment (résidentiel et tertiaire) et pour des réductions de consommation sur de courtes périodes. Deuxièmement, l'effacement de processus industriels à stocks intermédiaires qui consiste à reporter une consommation à une date ultérieure. L'agent qui s'efface puise dans son stock pour ne pas subir la désutilité liée au report de consommation. Troisièmement, l'effacement de processus industriels interruptibles qui correspond à un renoncement de la consommation d'une entreprise industrielle. Enfin, l'autoproduction consiste à substituer la consommation d'un site par un groupe de production sur le site.

c) Volumes d'effacement en France

L'effacement peut être activé de deux manières : par incitation tarifaire ou par le marché. Historiquement, les tarifs ont été le moyen le plus utilisé pour inciter à l'effacement notamment dans le secteur résidentiel à travers les tarifs EJP (effacement jour de point) et TEMPO. Depuis la libéralisation des marchés électriques, les acteurs peuvent valoriser leurs effacements sur différents marchés dont les mécanismes d'ajustement qui permettent aux gestionnaires de réseau de transport d'assurer la fiabilité du système (Figure 4-2).

La possibilité de participer sur tous les marchés ne se fait pas en même temps. Les effacements industriels peuvent participer au mécanisme d'ajustement depuis 2003 et depuis 2007 pour les effacements diffus. En 2011, l'ouverture aux réserves complémentaire et rapide ont permis de renforcer la participation de l'effacement, si bien que les capacités d'effacement représentent 50% de la réserve rapide en 2017. Les offres doivent être disponibles en moins de 13 min pour la réserve rapide

et 30 minutes pour la complémentaire. L'offre proposée doit être au minimum de 10 MW (sur 1 500 MW au total) et disponible tous les jours de l'année, pour 2 effacements maximum par jour pendant 2h pour la réserve rapide et 1h30 pour la réserve complémentaire. L'activation de l'effacement est rémunérée selon le prix proposé par l'opérateur et les acteurs bénéficient également d'une valorisation de leur capacité.

En 2014, c'est au tour des services systèmes et notamment la réserve primaire d'intégrer les capacités d'effacement. Sur ce marché, les offres sont contractualisées avec un responsable de réserve et sont activées automatiquement sur un pas de la seconde à la minute. L'énergie activée à la baisse ou à la hausse se fait au prix spot sur le pas de temps concerné. L'effacement peut également garantir la sûreté du système via le mécanisme dit d'interruptibilité. Il s'agit d'appels d'offres lancés par RTE pour une capacité minimum de 40 MW (pour un volume total de 400 MW). L'effacement peut être activé 10 fois maximum par an pendant 1h. L'activation est automatique et la capacité doit être disponible en moins de 5 secondes. La rémunération est égale à 82€/MW/jour.

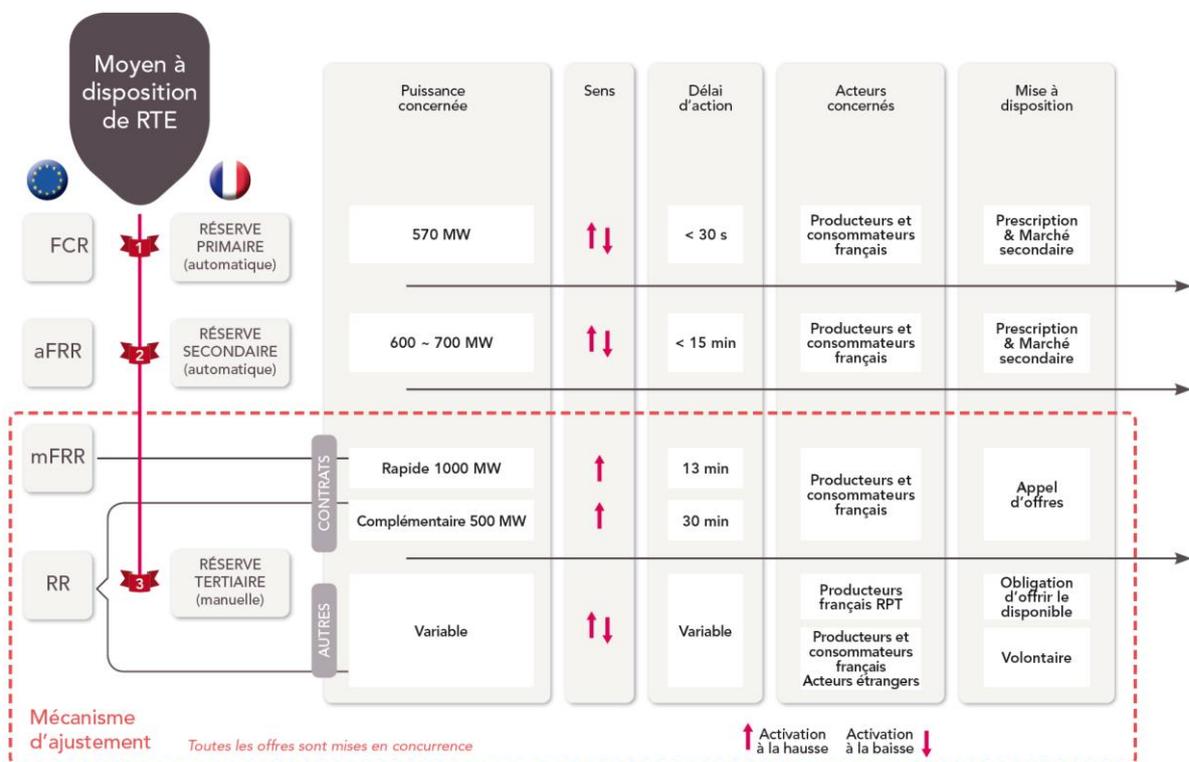


Figure 4-2 : Réserves à disposition de RTE pour équilibrer le système (RTE, 2016)

Toujours en 2014, les opérateurs de marché peuvent désormais échangés de produits d'effacement sur le marché de l'énergie via un mécanisme dédié appelé NEBEF (Notification d'Echange de Blocs d'Effacement). Ce mécanisme est activé par RTE selon les besoins de flexibilité du système à un instant donné. Les acteurs reçoivent une notification 24h avant le temps réel et proposent une offre d'effacement de 100 kW minimum. La rémunération est égale au prix spot. Sur le marché de l'énergie, un acteur peut proposer des offres d'effacement de gré à gré via des blocs d'énergie. Les offres doivent être déposées en J-1 ou avant pour une capacité minimum de 10 MW et la rémunération se fait selon l'offre proposée. Un fournisseur peut recourir à ce type d'échange si le coût de l'offre d'effacement

est inférieur au coût d’approvisionnement en énergie en vue de couvrir la consommation de ses clients.

Enfin, le marché de capacité mis en place en 2017 intègre les capacités d’effacement. La rémunération correspond à l’offre marginale de l’appel d’offres en €/MW. Les acteurs peuvent cumuler les revenus s’ils valorisent leurs effacements sur plusieurs marchés simultanément tant qu’ils respectent leurs engagements contractuels définis par chaque marché.

En complément de ces mécanismes, le gouvernement favorise le développement des capacités d’effacement sur le territoire par le lancement d’appels d’offres annuels. A cet effet, RTE organise un appel d’offres annuel dont l’objectif est la contractualisation de capacités d’effacement disponibles sur le mécanisme d’ajustement les jours de tension sur l’équilibre offre-demande. Ces offres doivent être activées en moins de 2h avec une capacité minimum de 10 MW (pour un volume total de 800 MW). La capacité d’effacement doit être disponible sur 20 jours de 1 à 4 fois par jour. Les sollicitations sont prévues en J-1 et la capacité de l’offre est rémunérée via une prime fixe correspondant au prix marginal de l’offre. L’énergie est valorisée au prix de l’offre soit sur le mécanisme d’ajustement ou via le mécanisme NEBEF. L’objectif de ces appels d’offres était avant tout, de soutenir le développement de capacités d’effacement en France. En 2018, l’objectif était d’atteindre une capacité d’effacement de 2 200 MW dont 13% inférieures à 1 MW. La même année, 2 000 MW de capacités d’effacement ont été certifiées sur le marché de capacité et 700 MW par les fournisseurs. En 2023, les pouvoirs publics souhaitent davantage d’offres de faibles capacités : 75% de capacités inférieurs à 1 MW (Tableau 4-1).

Année	Volume annuel de l’appel d’offres d’effacement	Dont catégorie > 1 MW	Dont catégorie < 1 MW
2018	2 200	1 900	300
2019	2 500	2 000	500
2020	2 900	2 100	800
2021	2 000	1 000	1 000
2022	1 800	500	1 300
2023	2 000	500	1 500

Tableau 4-1 : Volumes de capacités d’effacement cibles de 2018 à 2023 (MTES, 2019)

1.2. Les batteries stationnaires comme source de flexibilité

a) Attributs

La valorisation de l’offre d’effacement dépend des différentes caractéristiques techniques des technologies (Figure 4-3) :

- Capacité : la puissance qui peut être effacée à un moment donné. Plus celle-ci est élevée, plus l’effacement a de la valeur
- Le début de l’activation : le temps de réponse à un signal donné n’est pas le même selon les acteurs. Il peut être de l’ordre de la seconde à l’heure
- La durée d’activation : les besoins d’équilibrage nécessitent des temporalités différentes
- L’énergie : l’énergie effacée dépend de la capacité et du temps de réponse

Les batteries stationnaires ont de nombreux attributs qui peuvent être valorisés sur différents marchés. Tout d’abord, les batteries sont disponibles à chaque heure de la journée contrairement aux

EnR qui dépendent de ressources naturelles comme le vent ou l'ensoleillement. Cette caractéristique est importante pour le système électrique puisque la disponibilité est connue à l'avance et de manière parfaite. Dans le cas des usages domestiques, la capacité d'effacement est contrainte par la consommation du ménage puisque la batterie ne peut pas décharger plus d'énergie que ce qui est consommé par les appareils électriques. Cela peut être le cas si la batterie décharge l'électricité directement sur le réseau. Concernant les autres paramètres présentés dans la Figure 4-3, ils dépendent de la technologie de stockage. Généralement, le début d'activation est rapide permettant de répondre à des besoins de flexibilité en temps réel (Yang et al., 2011). Dans le cas d'un usage domestique, la capacité fournie est généralement faible comparée aux besoins du système. La solution pour augmenter cette valeur est d'agrégier un nombre important de ménages afin que la baisse de la pointe de consommation soit significative pour le système.

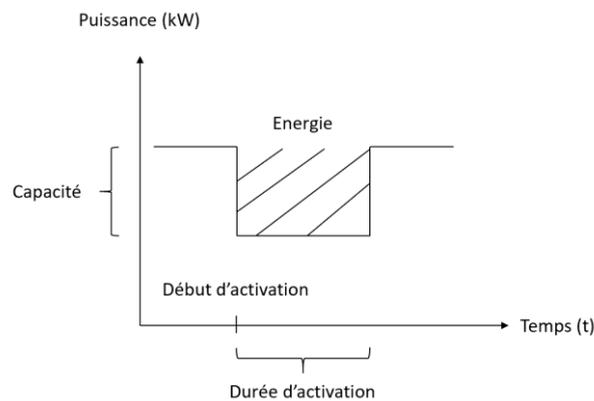


Figure 4-3 : Les différents caractéristiques de l'effacement qui peut être valorisées (adapté de Eid et al. (2016))

b) Effacement diffus : rôle de l'agrégateur et du market design

La valorisation de l'effacement diffus se heurte à une barrière à l'entrée liée à la capacité minimum requise pour pouvoir participer aux enchères. En effet, les acteurs doivent proposer une offre correspondant à une capacité minimum de 100 kW ce qui est bien supérieur à celle d'une batterie domestique. Pour pallier ce problème, les volumes d'effacement peuvent être agrégés via un agrégateur. Un agrégateur est un fournisseur de service qui rassemble et gère des groupes de consommateurs, dans le but de vendre en commun de la consommation et de la production comme un seul produit sur le marché de l'électricité (Iria, 2019). Il existe trois types d'agrégateurs (Bertoldi et al., 2016; SEDC, 2017). Il peut être un acteur indépendant qui signe un contrat avec des consommateurs finals sans en informer les fournisseurs. Dans ce cas, l'agrégateur rémunère ses clients via un paiement direct. Il peut également fournir des services à un fournisseur qui à son tour va faire bénéficier ces gains à ses clients, notamment via une baisse de la facture d'électricité. Il n'y a donc pas de contrat direct entre l'agrégateur et les consommateurs. L'agrégateur peut également être un fournisseur.

La participation des consommateurs finals aux marchés de l'effacement s'est toujours heurtée à des considérations techniques mais le déploiement de compteurs intelligents et le développement de nouvelles technologies permettent d'agrégier un volume conséquent de capacités d'effacement pour les vendre sur les marchés. L'agrégation a un bénéfice intrinsèque lié aux économies d'échelle et à l'agrégation d'information permettant d'offrir plusieurs services. Les agrégateurs peuvent supporter le risque de marché. De plus, la mise en commun de sources de production et de stockage décentralisées avec des caractéristiques techniques différentes permet de valoriser l'effacement sur

plusieurs marchés accroissant la valeur des EnR décentralisées. Ce service est possible grâce à une infrastructure de télécommunication permettant de centraliser les informations et de vérifier les volumes qui sont effectivement effacés.

Le développement de nouvelles technologies d'information et de communication, ainsi que le souhait de certains consommateurs d'être acteurs de la transition énergétique ont permis l'émergence de nouveaux modèles d'affaire pour la gestion de la production décentralisée. Il existe trois marchés différents pour les autoconsommateurs qui sont susceptibles de se développer à grande échelle. Le premier est le modèle dit « Peer-to-peer » dans lequel les ménages échangent des produits et des services entre eux. L'objectif de ce modèle est de faciliter les transactions entre plusieurs ménages ou entreprises. Par exemple, un ménage peut acheter la production PV en excédent d'un autre ménage pour la consommer ou la stocker. Chaque individu maximise son utilité selon les possibilités offertes par les autres individus (Figure 4-4 – a). Un deuxième modèle est celui des communautés énergétiques qui a pour objectif de servir les intérêts d'un groupe de prosumers en opérant comme un système dans lequel un nombre de groupes restreint est intégré (Figure 4-4 – d). Contrairement au modèle Peer-to-peer, les communautés énergétiques fournissent des services au réseau et sont des concurrents directs aux producteurs. Le microgrid constitue un troisième modèle où les acteurs s'organisent de manière autonome et peuvent être connectés au réseau ou non (Figure 4-4 – b et c). Dans le deuxième cas, ils sont en totale autonomie et les échanges sont optimisés de sorte à ne subir aucune interruption d'alimentation.

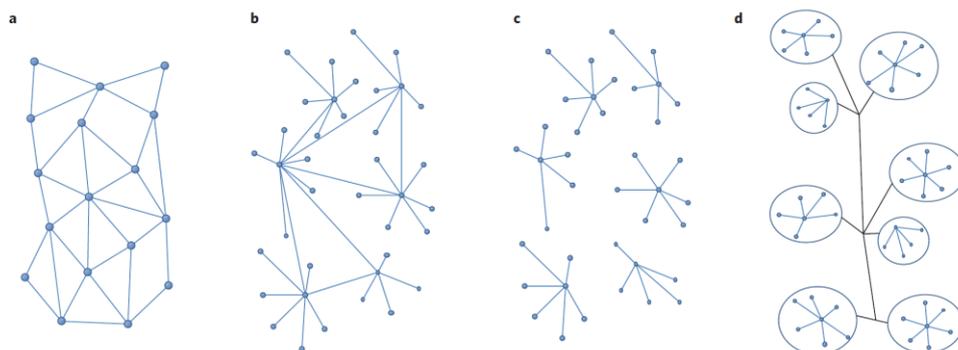


Figure 4-4 : Structure des différents modèles de production décentralisée – a : modèle Peer-to-peer ; b : microgrid avec connexion au réseau ; c : microgrid déconnecté du réseau ; d : communauté énergétique (Parag and Sovacool, 2016).

c) Business case

Ces modèles ne sont pas que des réflexions théoriques. De tels modèles d'affaire commencent à poindre et une revue non exhaustive sera présentée par la suite. En France, l'effacement diffus a fait l'objet d'une expérimentation par la mise en place d'un boîtier installé chez des particuliers. Ce boîtier permettait à un opérateur de mesurer et contrôler certains usages sans l'action directe des consommateurs mais ces derniers pouvaient à tout moment interrompre le système. Ce mécanisme a fait l'objet d'un soutien sous la forme d'une prime pour les opérateurs d'effacement dont le montant était de 16€/MWh lors des heures pleines et 2/MWh lors des heures creuses. Un plafond de 250 GWh était fixé au-delà duquel les opérateurs ne percevaient plus la prime. La prime avait un double objectif, celui de la rémunération des externalités positives telles que la baisse des émissions de CO2 et d'inciter les acteurs à innover pour faire émerger un marché de l'effacement diffus. Néanmoins, ce modèle n'était pas rentable notamment à cause du coût de production et d'installation des boîtiers qui serait 1 000 fois plus élevé (en €/kW effacé) à celui des sites industriels (Battistel, 2016). Aux Etats-Unis,

Opower et EcoFactor sont deux agrégateurs de consommateurs résidentiels. Les deux activent l'effacement diffus de manière différentes. Opower communique aux ménages les périodes où il y a des pointes de consommation. Si les ménages s'effacent à ces périodes, ils bénéficient d'une réduction de leurs factures d'environ 33\$ par an en moyenne. Quant à EcoFactor, l'effacement est réalisé via un contrôle automatique de la climatisation permettant aux ménages d'économiser 100\$ par an en moyenne (Iria, 2019).

D'autres modèles d'affaire ont vu le jour sans agrégateur et mettant en relation des autoconsommateurs. Par exemple, Powerpeers est une start-up néerlandaise qui a développé une plateforme d'échange d'énergie où la production décentralisée est échangée selon le modèle Peer-to-peer. Les autoconsommateurs vendent le surplus de production à des consommateurs standards via cette plateforme. Les utilisateurs de cette plateforme décident à qui ils vendent ou achètent la production. Le suivi se fait par un marquage en temps réel au pas de temps de 15 minutes. Si la production n'est pas suffisante pour couvrir les besoins des usagers, des sources de production éolienne, solaire et hydraulique prennent le relais. En 2017, la plateforme dénombrait 100 000 utilisateurs. L'adhésion à ce type de mécanisme tient essentiellement au fait que le consommateur a la possibilité de choisir directement sa source d'approvisionnement en électricité et que le processus soit transparent (E-cube, 2017). Il existe aussi des modèles d'affaire où les autoconsommateurs peuvent « stocker » la production via une batterie centralisée installée en dehors de leurs domiciles. Lorsque la production PV est nulle, ils peuvent déstocker l'énergie de la batterie pour l'autoconsommer. Pour bénéficier de ce service, les utilisateurs paient un charge mensuelle (Löbbe and Hackbarth, 2017). C'est le cas de l'entreprise E.ON qui propose un système de stockage virtuel appelé « SolarCloud » permettant de réduire la consommation en hiver par le stockage du surplus en été. Ainsi, les autoconsommateurs peuvent atteindre des taux d'autoconsommation très élevés.

L'entreprise Sonnen, leader de la fabrication et la commercialisation des batteries en Allemagne, propose deux offres innovantes. La première « SonnenCommunity » permet aux clients d'intégrer une communauté énergétique rassemblant des autoconsommateurs. Ces derniers peuvent s'échanger de la production PV à travers une plateforme dédiée. Son offre « SonnenFlat » propose l'installation d'une centrale PV couplée avec une batterie. En choisissant cette offre, les clients de Sonnen ne paient plus selon les kWh soutirés mais selon un forfait mensuel. Le paiement de ce forfait donne droit à une quantité prédéfinie d'électricité. Au-delà, le tarif appliqué à la consommation reste tout de même inférieur au prix de détail. L'entreprise réalise des gains en participant à la réserve primaire par l'agrégation des batteries de ses clients à travers une centrale virtuelle (E-cube, 2018b). Le Tableau 4-2 présente l'offre SonnenFlat proposée par l'entreprise dans l'état de Victoria en Australie. On constate le volume du surplus injecté dans le réseau est également contraint.

Nom de l'offre	Economy	Family	Autonomy
Capacité PV minimum	5 kWp	7,5 kWp	10 jWp
Capacité batterie minimum	8 kWh	10 kWh	12 kWh
Forfait	49 \$/mois	59 \$/mois	69 \$/mois
Consommation max autorisée	7 500 kWh	10 000 kWh	12 500 kWh
Surplus max autorisé	1 210 kWh	1 815 kWh	2 420 kWh

Tableau 4-2 : Offre SonnenFlat dans l'état de Victoria en Australie⁵⁸

⁵⁸ <https://media.sonnen.de/en/media/17/download/inline>

1.3. Revue de littérature sur les revenus issus de l'effacement diffus

L'effacement diffus réalisé avec ou sans agrégateur a fait l'objet d'une littérature abondante (Calvillo et al., 2016). Nous allons nous focaliser sur les articles qui étudient les gains réalisés par la valorisation de sources de production et de consommation flexibles sur différents marchés. FEUERRIEGEL & NEUMANN (2014) analysent les bénéfices de l'effacement pour un fournisseur. Pour cela, ils développent un modèle d'optimisation dont l'objectif est la minimisation des coûts d'approvisionnement en électricité sur le marché spot et à terme. Le fournisseur a la possibilité d'activer l'effacement de ses clients résidentiels et industriels. Le volume d'effacement n'est pas modélisé mais il est évalué selon la capacité de chaque appareil domestique à reporter son usage. Ils appliquent leur modèle en Allemagne pour l'année 2011 et 2012. Ils montrent que l'effacement pourrait diminuer les coûts annuels d'environ 3,2% à 4%. Les gains de l'effacement par déplacement de la consommation dans le secteur domestique sont évalués à 12,3€/MWh en moyenne avec un maximum de 19,8€/MWh mais les gains pour les consommateurs sont faibles, seulement 11,6€ par an. Ce faible montant rejoint d'autres estimations comme celle fournie par PRÜGGLER (2013) qui évalue les économies de facture à 6,5€/an en moyenne pour les ménages.

Avec le développement soutenu des sources de production et de stockage décentralisées, la valorisation de la flexibilité des prosumers sur les marchés de l'énergie a reçu une attention particulière. Dans IRIA & SOARES (2019), les auteurs estiment les gains que peut réaliser un agrégateur en optimisant les sources flexibles de son portefeuille de clients. L'objectif de cette étude est avant tout de proposer une méthode permettant d'agréger les courbes de charge d'un nombre important de prosumers. La gestion des sources de flexibilité est opérée par un agrégateur qui agit comme un fournisseur sur le marché day-ahead. La formulation des enchères est définie via un modèle d'optimisation et l'objectif de l'agrégateur est de minimiser ses coûts d'achat et de vente sur le marché day-ahead et intraday. Les ventes représentent des valeurs négatives et donc un gain. Ils développent un modèle déterministe et un modèle stochastique où les prix sur les marchés et la courbe de charge des prosumers sont considérés comme incertains. Pour estimer la flexibilité agrégée des prosumers, ils utilisent la méthode du K-means. Cette méthode leur permet d'obtenir un ensemble de consommation et de production représentatives pondérées par leur poids. Les scénarios de prix sont déterminés par la méthode du *gradient boosting* et par la méthode de la copule gaussienne pour la production PV et la consommation non flexible. En appliquant leur modèle au marché ibérique, ils montrent que l'optimisation de la charge des prosumers engendre une baisse importante des coûts de l'agrégateur comparée à une situation sans gestion des sources flexibles. L'agrégateur achète davantage d'énergie lorsque les prix sont faibles et inversement lorsque les prix sont élevés. Cela entraîne une baisse des coûts d'environ 20% aussi bien avec le modèle déterministe qu'avec le modèle stochastique. Cette économie représente 1,6€/semaine pour chaque prosumer. Si on considère ce gain constant sur l'année, cela représenterait 83€. Néanmoins, les volumes des enchères sont plus faibles dans le modèle stochastique car l'espérance des coûts liée au déséquilibre incite à formuler des enchères plus conservatrices. Ils montrent que le modèle du k-means présente de bonnes performances dans un environnement où l'incertitude est importante. De plus, cette méthode ne nécessite pas un temps de calcul important et l'augmenter n'améliore pas significativement les résultats.

La question de la gestion de la flexibilité des prosumers a été traitée par les mêmes auteurs dans cet article (Iria et al., 2019) mais en intégrant la possibilité de valoriser la flexibilité sur la réserve

secondaire en plus du marché de l'énergie. Deux termes s'ajoutent à la fonction objectif de l'agrégateur : les revenus liés à la capacité mobilisée pour la réserve secondaire et la pénalité en cas du non-respect des engagements de capacité. Le modèle est également développé dans un environnement stochastique où les coûts d'équilibrage et la participation à la réserve secondaire dépendent de scénarios. Contrairement à l'étude décrite précédemment, les scénarios de charge non flexible et de production PV sont déterminés via la méthode des copules gaussiennes. Ils montrent que la participation additionnelle à la réserve secondaire permet de diminuer les coûts de 39% comparée à une situation où l'agrégateur ne participe qu'au marché de l'énergie. Le portefeuille de clients de l'agrégateur représente une bonne source de flexibilité mais celle-ci n'est disponible que certaines heures de la journée. Les véhicules électriques (VE) sont la principale source de flexibilité puisque cette technologie fournit une modulation de la charge aussi bien à la baisse qu'à la hausse alors que les panneaux PV ne peuvent mobiliser des capacités qu'à la hausse. La valorisation de la flexibilité sur plusieurs marchés permet de doubler les gains pour les prosumers si l'agrégateur transfère l'intégralité des gains à ses clients. Les gains seraient en moyenne de 152€/an soit une réduction de la facture de 40% par rapport à une situation sans valorisation de la flexibilité. Ils estiment que la flexibilité engendrerait une réduction des émissions de gaz à effet de serre en évitant de mobiliser des centrales au charbon ou au gaz pour assurer la stabilité du système. Un portefeuille de 1000 prosumers permettrait de réduire de 0,83% des émissions de CO₂.

Une étude similaire a été conduite par Calvillo et al. (2016) dans laquelle ils estiment les gains que peut réaliser un agrégateur sur le marché day-ahead en optimisant différentes sources de flexibilité : panneaux PV, pompes à chaleur, batteries et ballons d'eau chaude. Ils développent également un modèle d'optimisation stochastique donc l'incertitude est modélisée à travers des scénarios. Contrairement à l'étude précédente, il suppose que l'agrégateur est price-maker mais ils ne prennent pas en compte les déséquilibres au temps réel. En revanche, ils considèrent l'investissement dans les technologies flexibles. L'agrégateur cherche donc à maximiser ses revenus sur le marché day-ahead en optimisant l'investissement et la gestion à court terme des sources de flexibilité. Les scénarios sont modélisés via des courbes de demande résiduelles qui sont fonctions des prix sur le marché. Plus le prix sera élevé, plus la consommation résiduelle sera faible et inversement. En effet, moduler la charge des prosumers implique un coût qui est supposé être plus important à mesure que cette modulation est importante. Ces courbes de demande résiduelle permettent à l'agrégateur d'évaluer leurs impacts sur le prix de marché lorsqu'il vend ou achète. Dans le cas du modèle stochastique, 3 scénarios sont générés via la méthode du K-means comme dans IRIA & SOARES (2019). Ils développent également deux modèles déterministes avec un scénario dont l'un représente la courbe résiduelle moyenne pour un mois donné et l'autre représente le scénario le plus probable. Ils montrent que les gains réalisés par un agrégateur peuvent être significatifs, jusqu'à 50% dans le cas du modèle stochastique comparé à une situation sans gestion de la flexibilité. A travers ce modèle, ils montrent que la stratégie globale de l'agrégateur est la même, à savoir, acheter sur les marchés pendant la journée, là où les prix sont plus faibles et vendre le soir. En revanche, l'investissement dans des batteries est plus important dans le modèle stochastique car la volatilité des prix est plus élevée. Ils montrent également qu'en dessous de 100 000 clients, il n'est pas nécessaire de considérer l'agrégateur comme price-maker.

Les articles mentionnés précédemment se sont focalisés sur l'agrégation de sources flexibles pour bénéficier d'économies d'échelle et pour valoriser la flexibilité sur les marchés. Néanmoins, les prosumers ne sont pas nécessairement enclins à laisser la gestion de leurs appareils à un agrégateur (Chen and Liu, 2017). Dans cette optique, Nizami et al. (2020) ont conduit une étude similaire à celles

précédemment décrites mais pour un prosumer résidentiel. Ce dernier participe au marché day-ahead et intraday via marché local et valorise ses sources de flexibilité : production PV couplée avec une batterie, EV, machine à laver, sèche-linge et une pompe à chaleur. Les déséquilibres à l'approche du temps réel sont corrigés par un agrégateur au niveau local. L'objectif du prosumer est de formuler des enchères sur le marché day-ahead afin de minimiser ses coûts d'approvisionnement. Pour cela, les auteurs développent un modèle d'optimisation stochastique à 2 niveaux. Le premier est la formulation d'enchères sur le marché day-ahead et la deuxième correspond à l'optimisation de sous-problèmes dont le vieillissement de la batterie et le maintien du confort pour le prosumer. C'est le cas notamment de la machine à laver ou le sèche-linge qui ne peuvent pas être arrêtés une fois lancés. La demande non flexible, la production PV et les prix sur le marché intraday sont considérés comme incertains. L'incertitude est modélisée via des scénarios générés par une simulation de Monte Carlo à partir de données historiques. Ils montrent que les coûts diminuent de 51% en hiver et 35% en été comparé à une situation sans gestion des sources flexibles. Néanmoins, la modification de la gestion de la pompe à chaleur mène à un certain degré d'inconfort pour le prosumer. Les gains sont significatifs mais les simulations sont réalisées pour la semaine la plus chaude de l'été et la plus froide de l'hiver. Ces résultats seraient sans doute plus faibles pour des températures non extrêmes.

A la lecture de ces articles, on peut dégager plusieurs conclusions. Tout d'abord, la méthodologie est similaire dans chacun des cas d'étude. En effet, la fonction objectif des agents est la minimisation des coûts d'approvisionnement sur les marchés en modélisant l'incertitude via des scénarios. La même approche sera utilisée dans ce chapitre. Différentes méthodologies ont été employées pour définir ces scénarios qui sont toutes des méthodes statistiques destinées à associer une probabilité d'occurrence à un niveau de charge. Puis, ces études ont montré des gains significatifs pour les agrégateurs ou les consommateurs si l'intégralité des gains était transférée. Etudier les gains de l'effacement pour un autoconsommateur est donc pertinent si cela peut lui permettre de recouvrir une partie significative des coûts d'investissement dans la batterie. Enfin, les papiers présentés dans cette section négligent les coûts d'investissement. Ils supposent que les prosumers sont déjà équipés de sources flexibles mais les auteurs n'ont pas regardé si ces gains couvraient les coûts d'investissement. C'est aspect est pris en compte dans CALVILLO *et al.* (2016) mais ils ne comparent pas les coûts et les gains de chaque investissement.

Cela est étudié dans Yu (2018a). Dans cet article l'auteure propose la rémunération d'un service fournit par les autoconsommateurs équipés de batteries stationnaires. Celles-ci sont pilotées en vue de diminuer la pointe de consommation nationale en France pendant les mois d'hiver. En supposant que tous les ménages installent des panneaux PV et des batteries, la gestion de la charge des batteries permettrait de réduire les coûts d'investissement de pointe de 3,7 milliards d'euros. Pour inciter les ménages à investir dans de tels systèmes, il faudrait rémunérer le service à hauteur de 56€/MWh pour des installations à Paris et de 24€/kWh à Nice. Néanmoins, cette étude suppose de laisser intégralement le pilotage à un opérateur bienveillant et toutes les maisons individuelles doivent être équipées d'un système PV-batterie.

L'étude présentée dans ce chapitre se démarque de la littérature en estimant les gains que peut réaliser un prosumer sans passer par un agrégateur comme ce qu'à proposer NIZAMI *et al.* (2020). De plus, on comparera en détail les gains de l'effacement avec les coûts complet de stockage ce qui a été négligé pour l'instant.

2. Méthodologie

2.1. Hypothèses

Pour analyser les revenus issus de l'effacement électrique, nous supposons deux agents avec une installation PV en autoconsommation couplée avec une batterie stationnaire. Ces deux agents sont des ménages, différenciés par leurs courbes de consommation. L'objectif des agents est de minimiser leurs factures d'électricité et de maximiser les gains issus de l'effacement. Les volumes d'effacement proposés sont déterminés à travers un modèle d'optimisation de la charge de la batterie sous un scénario déterministe et stochastique.

Nous supposons un design de marché où un opérateur d'effacement envoie un signal à l'autoconsommateur pour la fourniture d'un effacement. On ne se focalise pas sur le lien entre l'agent et l'opérateur de marché. Ce dernier peut être un agrégateur ou un fournisseur d'énergie. Un signal est envoyé en J-1 à l'agent et celui-ci doit proposer un volume d'effacement à fournir 24h plus tard selon ses anticipations quant à sa production, sa consommation et à l'état de charge de sa batterie. Si le volume d'effacement au temps réel est inférieur au volume proposé, une pénalité s'applique. L'agent est le seul décisionnaire et aucune technologie ou moyen d'échange d'énergie n'est considéré pour corriger les déséquilibres potentiels.

Pour proposer un effacement, nous supposons que l'agent participe sur le marché NEBEF et le marché de capacité. Nous ne considérons pas les autres marchés pour plusieurs raisons. Nous supposons que les agents investissent dans une batterie pour être moins dépendant énergétiquement. Les réserves primaires, secondaires et tertiaires sont activés au moins une fois tous les deux jours voire à chaque seconde. De plus, il faut fournir des réserves à la hausse et à la baisse ce qui signifie que la batterie doit injecter de l'électricité directement dans le réseau. Cela aurait pour effet de diminuer les volumes autoconsommés de manière importante. Une solution serait l'agrégation de plusieurs technologies mais cela est en dehors du cadre d'étude. En outre, le temps de réponse sur ces marchés est très court laissant peu de place à l'anticipation pour les ménages. Le marché NEBEF et de capacité ont la particularité d'être activés de manière ponctuelle. De plus, les signaux sont envoyés 24h avant le temps réel permettant aux ménages de formuler des anticipations. La participation sur le marché NEBEF est contrainte par un seuil minimum de capacité. Nous supposons que le fournisseur ou l'agrégateur ont de nombreux clients autoconsommateurs et qu'ils agrègent les offrent pour ensuite les proposer aux enchères.

La rémunération de l'effacement dépend bien entendu du prix sur le marché d'effacement et du coût d'activation. Sous un tarif en base, le coût d'activation est nul puisque l'agent ne supporte aucune désutilité à décaler le volume d'autoconsommation dans la journée. La Figure 4-5 illustre ce point. Sans signal, l'agent décharge sa batterie lorsque la production est inférieure à la consommation (de 17h à 19h) mais il peut repousser la période de décharge en réponse à un signal de 20h à 22h dans notre exemple. L'agent ne subit aucune perte d'autoconsommation. Dans ce cas, le coût d'activation est nul et les volumes proposés par l'agent sont supposés être toujours acceptés. Le paiement (Pay) reçu par l'agent est donc de :

$$Pay = (DR \cdot p^{DR}) - (\Delta DR \cdot p^{ply}) \quad (4.1)$$

Avec :

- DR : l'effacement en kWh
- p^{DR} : le prix sur le marché de l'effacement
- ΔDR : la différence entre le volume d'effacement proposé et réel
- p^{pty} : le prix de la pénalité

Il y a un cas où le coût d'activation est non nul. Sur le marché NEBEF, une compensation est due aux fournisseurs dont les volumes contractés par leurs clients se voient diminués du fait de l'effacement. Le montant de la compensation est connu à l'avance et dépend du profil de consommateur. Dans ce cas, la rémunération de l'agent est de :

$$Pay = [DR \cdot (p^{DR} - p^{comp})] - (\Delta DR \cdot p^{pty}) \quad (4.2)$$

Avec p^{comp} le montant la compensation

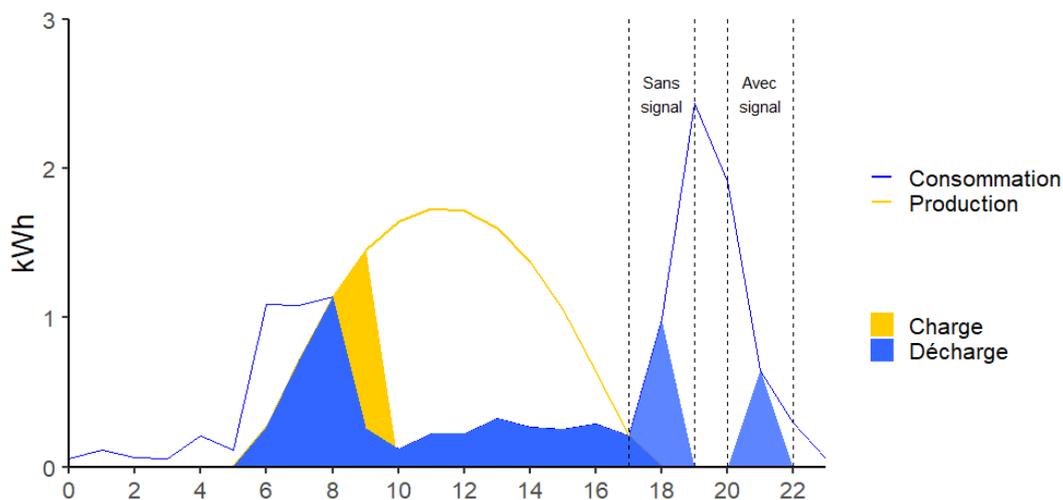


Figure 4-5 : Décharge de la batterie sans et avec signal

L'agent a une connaissance parfaite de p^{DR} puisqu'il correspond au prix spot sur le marché NEBEF, donc connu au moment de la réception du signal. Le prix sur le marché de la capacité correspond au coût d'approvisionnement de la capacité pour les fournisseurs du tarif réglementé de vente. L'incertitude sur p^{DR} n'aurait pas un impact significatif sur les résultats puisque la production stockée dans la batterie serait autoconsommée si l'offre d'effacement n'était pas retenue. Dès lors, son utilité resterait inchangée si l'agent proposait une offre d'effacement car, comme nous l'avons montré à travers la Figure 4-5, les volumes d'autoconsommation et les économies de factures resteraient inchangés.

2.2. Modèle déterministe

Dans le modèle déterministe l'agent est supposé avoir une connaissance parfaite de sa courbe de consommation et de production. Les volumes d'effacement réels correspondront toujours aux volumes d'effacement proposés. Nous ne considérons pas la possibilité d'être en déséquilibre pour profiter d'une situation où le prix de la pénalité serait inférieur au prix rémunérant l'effacement ($p^{DR} > p^{pty}$). La fonction objectif de l'agent est la suivante :

$$\text{Min} \sum_{t \in T} (q_t^{res} \cdot p_t^{VR}) - (q_t^{ex} \cdot p^{ex}) - [DR_t \cdot (p_t^{DR} - p^{comp})] \quad (4.3)$$

Le premier terme représente la facture d'électricité composée de la consommation résiduelle (q_t^{res}) multipliée par le prix de détail (p_t^{VR}). La consommation résiduelle représente les volumes soutirés moins l'autoconsommation. Le deuxième terme représente la rémunération du surplus de production avec q_t^{ex} pour le surplus et p^{ex} pour le tarif à l'injection. Le troisième terme correspond à la valorisation de l'effacement comme décrite dans la section précédente (2.1). Si c'est le fournisseur de l'agent qui envoie le signal à son client, le prix de la compensation est égal à 0.

Le modèle déterministe est soumis aux contraintes suivantes :

$$L_t = q_t^{res} - q_t^{ex} + q_t^{PV} - q_t^{BSS+} + q_t^{BSS-} \quad (4.4)$$

$$SOC_t = \mu \cdot q_t^{BSS+} - \frac{1}{\mu} \cdot q_t^{BSS-} + (SOC_{t-1} \cdot \varphi) \quad (4.5)$$

$$SOC_t \leq \text{Batt} \cdot DOD \quad (4.6)$$

$$q_t^{res} + DR_t^{NEB} \leq L_t \quad (4.7)$$

$$q_t^{res} + DR_t^{cap} \leq L_t \quad (4.8)$$

$$q_t^{res}, DR^{NEB}, DR^{cap}, q_t^{ex}, q_t^{BSS+}, q_t^{BSS-} \geq 0 \quad (4.9)$$

Avec :

- $0 < \mu < 1$
- $0 < \varphi < 1$

La première contrainte (Eq.(4.4)) assure la conservation de l'énergie à chaque pas de temps. Lorsque la production (q_t^{PV}) est inférieure à la consommation (L_t), cette dernière est égale à la consommation résiduelle moins la décharge de la batterie. A l'inverse, lorsqu'il y a un excédent, la charge de la batterie ou le surplus sont soustraits pour garder l'égalité entre ce qui est consommé et produit. Si on reprend la Figure 4-5, la consommation L_t égale à :

- $L(6h) \rightarrow q_t^{res} + q_t^{PV} = 0,7 + 0,3 = 1$
- $L(9h) \rightarrow q_t^{PV} - q_t^{BSS+} = 1,3 - 1 = 0,3$
- $L(14h) \rightarrow q_t^{PV} - q_t^{ex} = 1,3 - 1 = 0,3$
- $L(18h) \rightarrow q_t^{BSS-} = 0,9$

La deuxième contrainte (Eq.(4.5)) représente l'état de la charge de la batterie. Elle augmente lorsque celle-ci se charge et inversement lorsqu'elle se décharge. Un taux de rendement (μ) est appliqué car il y a des pertes lors du processus de charge et de décharge. La charge à t dépend également de l'état de la charge en $t - 1$ auquel on applique un taux d'autodécharge (φ). La troisième contrainte (Eq.(4.6)) spécifie que l'état de charge ne doit pas excéder la capacité maximale définie comme la

capacité nominale ($Batt$) multiplié par la profondeur de décharge (DOD)⁵⁹. Les équations (4.7) et (4.8) contraignent le volume d'effacement proposé sur chaque marché. Celui-ci ne peut pas être supérieur à la consommation. Ces contraintes sont nécessaires étant donné qu'il n'y a pas de pénalité dans la fonction objectif. Le fait d'intégrer qu'un seul marché dans chacune des contraintes permet à l'agent de valoriser son effacement sur les deux marchés simultanément. L'équation 9 est la contrainte de positivité.

2.3. Modèle stochastique

L'hypothèse selon laquelle l'agent connaît parfaitement sa courbe de consommation peut être une hypothèse forte, tant cette variable peut être sujette à de nombreux facteurs. Dans un autre scénario, nous considérons que l'agent fait face à une incertitude quant à sa consommation et donc au volume d'effacement qui sera effectivement réalisé au temps réel. Afin de proposer un volume d'effacement à l'opérateur de marché, l'anticipation de la consommation de l'agent est basée sur des scénarios. La probabilité de chaque scénario s est π_s avec $\sum_{s \in S} \pi_s = 1$. Si l'agent fournit un effacement inférieur à celui proposé, l'agent subit une pénalité. Cette pénalité est nécessaire pour inciter les agents à fournir des prévisions exactes en vue de limiter les déséquilibres sur le système. D'autant plus que l'objectif de la participation des autoconsommateurs au marché de l'effacement est d'augmenter la fiabilité du système.

La fonction objectif dans le modèle stochastique est la suivante :

$$\begin{aligned} & \text{Min} \sum_{t \in T} [(q_t^{res} \cdot p_t^{VR}) - (q_t^{ex} \cdot p^{ex})] \\ & - \sum_{s \in S} \pi_s [(DR_{s,t} - \Delta DR_{s,t}) \cdot (p_t^{DR} - p_t^{comp})] - (\Delta DR_{s,t} \cdot p^{lty}) \end{aligned} \quad (4.10)$$

Les deux premiers termes sont identiques à ceux présents dans la fonction objectif du modèle déterministe, à savoir, la facture d'électricité moins la rémunération du surplus. La rémunération de l'effacement dépend maintenant de la probabilité associée à chaque scénario s . Le volume d'effacement valorisé sur les marchés est égal à l'effacement proposé ($DR_{s,t}$) moins le déséquilibre lié à une erreur d'anticipation ($\Delta DR_{s,t}$). Ce déséquilibre est un coût subit pour l'agent égal au déséquilibre multiplié par la pénalité (p^{lty}).

Lorsque l'agent reçoit un signal, le programme choisit le scénario qui maximise le revenu espéré. À l'inverse, la stratégie de la batterie ne se modifie pas, l'objectif étant la maximisation de l'autoconsommation. Dès lors, seules deux contraintes doivent être modifiées pour intégrer les scénarios :

$$q_t^{res} + A_DR_{t-24,s}^{NEB} - \Delta DR_{t,s}^{NEB} \leq L_t \quad (4.11)$$

$$q_t^{res} + A_DR_{t-24,s}^{cap} - \Delta DR_{t,s}^{cap} \leq L_t \quad (4.12)$$

⁵⁹ Nous avons vu lors du chapitre 3 que la capacité utile de la batterie était définie par la profondeur de décharge.

Avec :

- $A_DR_{t-24,s}^{NEB} - \Delta DR_{t,s}^{NEB}$: le volume d'effacement proposé sur le marché NEBEF moins le déséquilibre au temps réel
- $A_DR_{t-24,s}^{cap} - \Delta DR_{t,s}^{cap}$: le volume d'effacement proposé sur le marché de capacité moins le déséquilibre au temps réel

Les volumes d'effacement réalisés au temps sur les deux marchés sont égaux à :

$$\begin{aligned} DR_t^{NEB} &= A_DR_{t-24,s}^{NEB} - \Delta DR_{t,s}^{NEB} \\ DR_t^{cap} &= A_DR_{t-24,s}^{cap} - \Delta DR_{t,s}^{cap} \end{aligned} \quad (4.13)$$

2.4. Scénarios

Pour résoudre le problème stochastique, la distribution des choix discrets possibles est représentée par un arbre de probabilité caractérisé par un nombre fini de scénario (Figure 4-6).

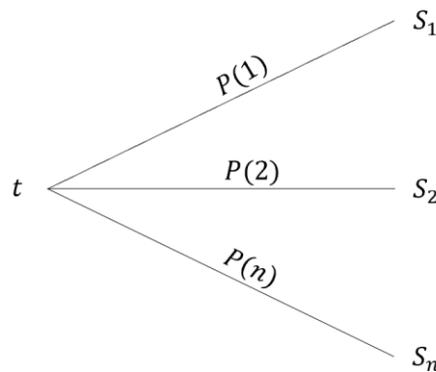


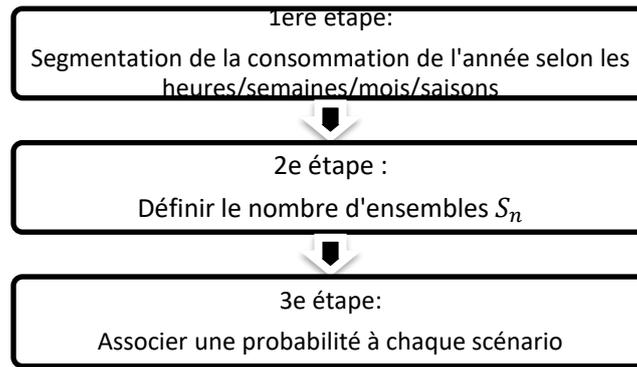
Figure 4-6 : Arbre de probabilité

Pour déterminer des scénarios avec la probabilité associée, il faut identifier des groupes d'observations ayant des caractéristiques similaires. Dans notre cas, il s'agit de former des groupes d'observations dont la consommation est proche. La méthode du k-means est utilisée pour former les scénarios. Il s'agit d'une méthode de clustering qui minimise la somme des carrés de la distance d'un point par rapport à son cluster. Si on considère un ensemble de points (x_1, x_2, \dots, x_n) , l'algorithme va segmenter les n points en k ensembles $S = \{S_1, S_2, \dots, S_k\}$ (avec $k \leq n$) en minimisant la distance entre les points à l'intérieur de chaque ensemble :

$$\arg \min_s \sum_{i=1}^k \sum_{x \in S_i} \|x - \mu_i\|^2 \quad (4.14)$$

Où μ_i est le barycentre des points dans S_i .

La méthode du k-means ne permet pas de classifier de manière automatique les observations. Il faut pour cela recourir à l'observation des données. La définition du nombre de scénarios et la probabilité associée se fait en 3 étapes :



Dans un premier temps, une segmentation pertinente selon les jours de la journée où les mois de l'année ou encore les saisons doit être réalisée. Une fois cette segmentation établie, il faut déterminer le nombre d'ensembles S pour chaque segmentation. Effectuer ces deux étapes serait un travail fastidieux étant donné le nombre de points à observer (8760h). Pour simplifier, on déterminera le clustering par observation de la saison d'hiver car celle-ci présente une plus forte dispersion des points. Une analyse de sensibilité sera menée pour tester la sensibilité de la classification. La Figure 4-7 montre la dispersion de la consommation à 19h selon la saison d'hiver (janvier, février, décembre), le mois de janvier et selon deux jours de la semaine : lundi et samedi. On remarque que la dispersion est semblable en hiver et au mois de janvier avec deux ensembles : [1;2,5] et [3;4,5]. En revanche, la dispersion est différente selon les jours de la semaine. On remarque que la consommation est en général plus élevée le lundi avec une plus forte dispersion. Segmenter selon l'heure et le jour de la semaine semble donc pertinent.

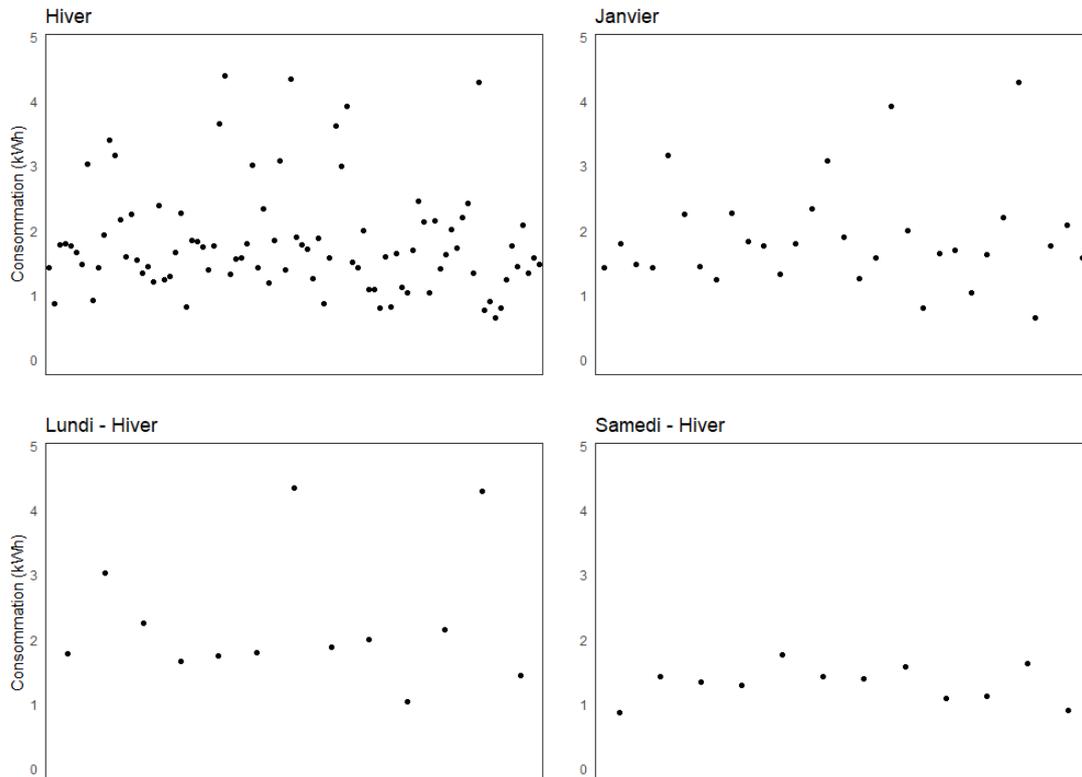


Figure 4-7 : Dispersion de la consommation à 19h selon la saison d'hiver, le mois de janvier, le lundi et le samedi de la saison d'hiver

Une fois cette étape réalisée, il faut déterminer le nombre d'ensembles (S) pour chaque segmentation. Par simplicité, nous supposons le même nombre d'ensembles pour toutes les segmentations. Pour réaliser cet exercice, une stratégie consiste à faire évoluer le nombre d'ensembles et observer l'évolution de la dispersion à l'intérieur de chaque groupe. L'idée est d'observer un « coude » indiquant que la hausse du nombre de scénarios ne diminue pas la dispersion inter-groupes de manière significative. La Figure 4-8 (haut) montre le coude pour les lundis et samedis d'hiver à 19h. On constate qu'un coude se forme avec 2 ou 3 ensembles. Segmenter les observations en 2 scénarios améliore significativement le clustering par rapport à un scénario. Au-delà de 3, la diminution de la dispersion intra-groupes est très faible. Les figures en-dessous représentent les 3 ensembles pour les lundis et samedis d'hiver à 19h. Chaque observation est rattachée selon la proximité avec le barycentre associé. On constate que 3 scénarios permettent de segmenter relativement bien des niveaux de consommation faibles, moyens et élevés. Le même constat a été formulé dans CALVILLO *et al.* (2016) et IRIA & SOARES (2019). La probabilité associée pour chaque scénario correspond à la taille du scénario comparée à la somme des observations :

$$\pi_s = \frac{\sum x_s}{\sum x} \quad (4.15)$$

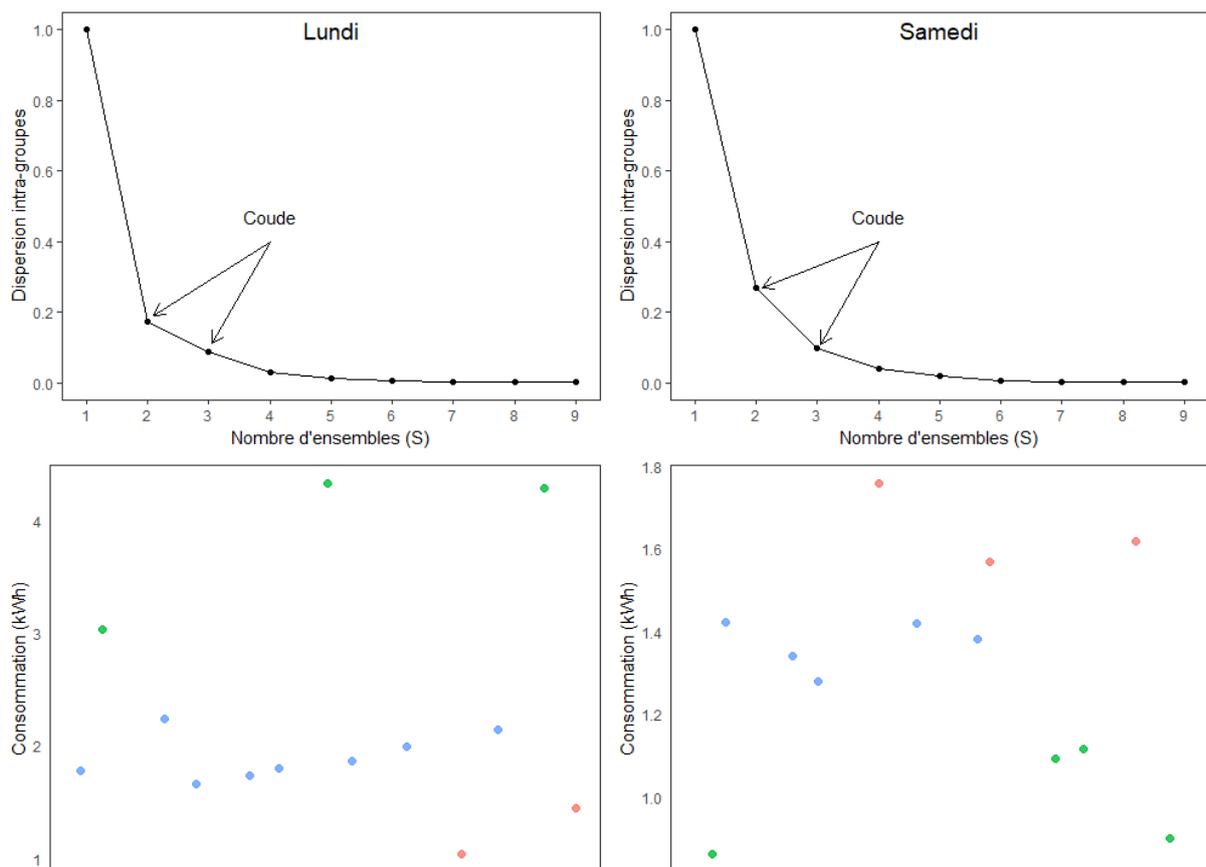


Figure 4-8 : Evolution de la dispersion inter-groupes (haut) et visualisation des observations par ensemble (bas)

3. Cas d'étude : marché NEBEF et de capacité

Les deux marchés considérés pour la valorisation de l'effacement sont le NEBEF et le marché de capacité. On présentera les objectifs et le fonctionnement pour chacun des marchés. Ensuite, le règlement des écarts en cas de déséquilibre sera examiné.

3.1. NEBEF

Le NEBEF (Notification d'Echange de Blocs d'Effacement) est un mécanisme permettant la participation des capacités d'effacement sur le marché de l'énergie. La particularité de ce mécanisme est la possibilité de valoriser les effacements des consommateurs finals via un opérateur d'effacement sans devoir obtenir l'accord préalable de leurs fournisseurs. L'activation du marché est réalisée par RTE lorsqu'il prévoit un déséquilibre entre l'offre et la demande et plus particulièrement, lorsque les capacités de production ne peuvent pas satisfaire la demande. Un signal est envoyé en J-1 et les acteurs de marché proposent des offres d'effacement.

Pour comprendre le fonctionnement de ce mécanisme, nous pouvons le décomposer en 3 étapes. Celles-ci ne reflètent pas un processus qui serait observable sur ce marché mais permettent d'illustrer le lien entre les fournisseurs et l'opérateur d'effacement. Premièrement, supposons que l'opérateur d'effacement efface 20 sur le périmètre du fournisseur F1 sans lui en informer (Figure 4-9). Nous supposons que F1 et F2 sont également des responsables d'équilibre (RE). F1 a acheté 100 pour couvrir la consommation totale de ses clients. Il se retrouve avec un déséquilibre de 20 correspondant à l'effacement sur son périmètre. Afin de ne pas subir le risque de pénalité lié au déséquilibre, l'opérateur d'effacement compense F1 à hauteur de 20 pour couvrir son achat d'énergie initial (2^e étape). Troisièmement, l'opérateur d'effacement vend ce bloc d'énergie sur le marché de l'électricité. Le bloc d'effacement de 20 est considéré comme de l'énergie injectée dans le système à même titre que la production. Dans notre exemple F2 fait face à un déséquilibre de 20 pour couvrir sa consommation. Il a la possibilité d'acheter 20 de production. Si le prix sur le marché est très élevé étant donné le niveau de la demande par rapport aux capacités de production disponibles, il peut acheter le bloc d'effacement pour couvrir la consommation sur son périmètre. A l'issue de ce processus, le périmètre des 2 fournisseurs sont à l'équilibre. En effet, l'écart à la baisse de F2 a été compensé par une diminution du volume des soutirages sur le périmètre de F1. Les échanges de blocs et le contrôle du réalisé sont effectués par RTE. Les effacements sont rémunérés au prix spot.

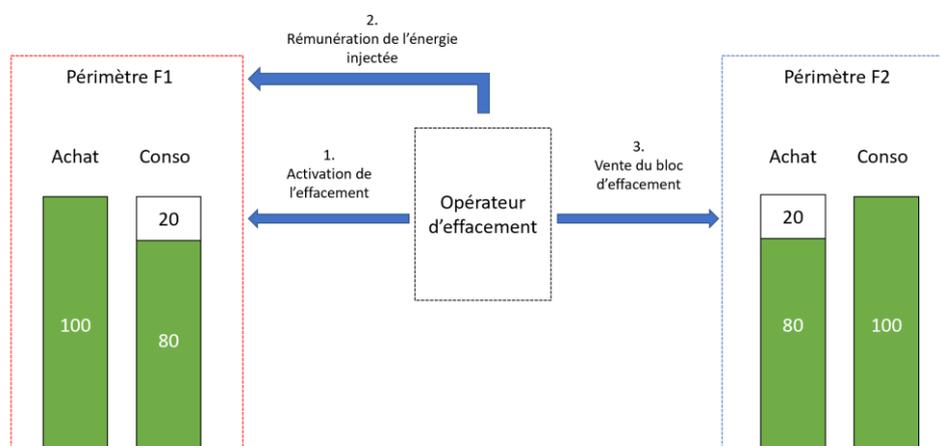


Figure 4-9 : Schéma de fonctionnement du NEBEF

Dans notre cadre d'étude, ce sont les autoconsommateurs qui fournissent un effacement de consommation. Le bloc de 20 correspond donc à la décharge d'énergie simultanée sur le périmètre de F1. Sous incertitude, l'effacement réalisé peut être inférieur à celui proposé. Supposons qu'un autoconsommateur propose 20 mais ne peut effacer que 15 au temps réel. Le déséquilibre sur le périmètre de F1 est de 15 et l'opérateur d'effacement va compenser F1 à hauteur de 15. Cela n'affecte pas les revenus de F1. En revanche, F2 achète un bloc de 20 mais reçoit 15. Il se retrouve avec un déséquilibre de 5 sur son périmètre qui doit être compensé via le prix de règlement des écarts. Ce prix reflète le coût des actions d'équilibrage menées par RTE à travers le prix moyen pondéré à la hausse (PMP_h) ou à la baisse (PMP_b). Le prix du règlement des écarts dépend de 3 paramètres : le signe de l'écart du RE, le signe du PMP et la tendance de l'équilibrage (Tableau 4-3). Un écart est dit positif lorsque le volume des injections sur un périmètre donné est supérieur au volume des soutirages et inversement pour un écart négatif. Lorsque l'écart est positif, le RE est rémunéré car la production est supérieure à la consommation. Dans notre exemple, le périmètre de F2 est en écart négatif de 5 car la consommation est égale à 100 mais il a acheté 80 de production plus 15 d'effacement. Dans ce cas-là, le RE est facturé et cette facturation sera qualifiée de pénalité dans la suite de l'étude. La tendance d'équilibrage est dite à la hausse lorsque la production est supérieure à la consommation et inversement lorsque la tendance est dite à la baisse.

Un coefficient k s'applique dont l'objectif est d'inciter les RE à s'équilibrer au temps réel. Prenons 2 exemples pour comprendre cette incitation. Dans le cas d'un écart positif, le RE reçoit une rémunération pour le surplus d'énergie injecté dans le système mais le prix reçu est inférieur au coût d'équilibrage du système. Le RE est donc incité à vendre la production en excédent pour diminuer l'écart puisque le prix qu'il recevra sera, en moyenne, plus élevé que celui reçu après ajustement. Si les écarts sont négatifs, la pénalité reçue est supérieure au coût d'équilibrage. Le RE est donc incité à acheter de la production sur les marchés avant le temps réel car le prix de celle-ci sera plus faible, en moyenne, que la pénalité. L'historique des prix du règlement des écarts sont disponibles sur le site de RTE⁶⁰.

PMP \geq 0	Tendance du système électrique à la hausse	Tendance du système électrique à la baisse
	Ecarts positifs	$PMP_h \cdot (1 - k)$
Ecarts négatifs	$PMP_h \cdot (1 + k)$	$PMP_b \cdot (1 + k)$
PMP < 0	Tendance du système électrique à la hausse	Tendance du système électrique à la baisse
	Ecarts positifs	$PMP_h \cdot (1 + k)$
Ecarts négatifs	$PMP_h \cdot (1 - k)$	$PMP_b \cdot (1 - k)$

Tableau 4-3 : Matrice du prix de règlement des écarts sur le NEBEF (Source : RTE⁶¹)

⁶⁰ http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_traders_fournisseurs/vie/mecanisme/volumes_prix/pre.jsp

⁶¹ https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_traders_fournisseurs/services_clients/dispositif_prix.jsp

3.2. Marché de capacité

Le marché de capacité a été mis en place pour assurer la sécurité d’approvisionnement énergétique par la couverture de la pointe de consommation nationale. La volatilité de la pointe et l’incertitude quant aux prix envoient des signaux incomplets pour garantir un niveau d’investissement suffisant dans les centrales de pointe (Creti and Fontini, 2019). Pour pallier le manque d’investissement, la loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l’Electricité), votée en 2010, introduit une obligation de capacité pour les fournisseurs. En 2015, cette nouvelle organisation sera précisée via un arrêté ministériel définissant les règles du mécanisme de capacité.

L’architecture globale du marché de capacité se structure autour de 2 acteurs : les exploitants de capacités de production et d’effacement d’une part, et les acteurs obligés d’autre part (Figure 4-10). Ces derniers sont principalement des fournisseurs et doivent acquérir des certificats de capacité selon la consommation de leur périmètre pendant les périodes de pointes hivernales. Pour obtenir des certificats, ils peuvent certifier leurs capacités de production (s’ils sont également producteurs) ou acheter des certificats de garanti au près d’exploitants. Ce marché est organisé via un appel d’offres annuel dont la rencontre de l’offre et de la demande fait émerger un prix. Les appels d’offres sont réservés aux nouvelles capacités de production et d’effacement ne bénéficiant pas d’un mécanisme de soutien. L’agrégation est obligatoire pour les sites de production dont la puissance installée est inférieure à 1 MW et les sites de consommation dont la puissance disponible est inférieure à 1 MW. Au-delà de ce seuil, les exploitants peuvent participer directement, en certifiant leurs capacités auprès de RTE.

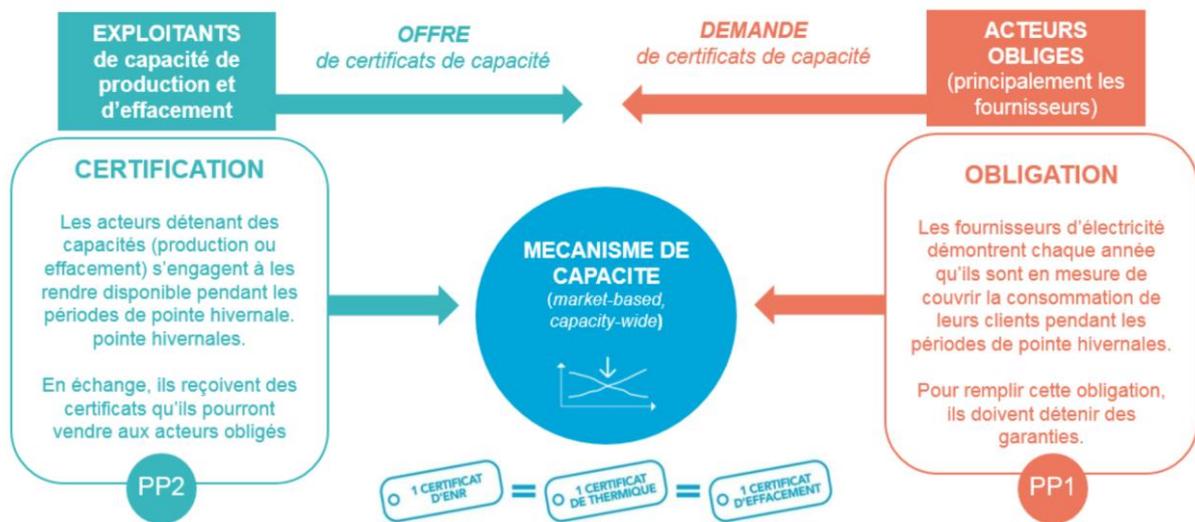


Figure 4-10 : Fonctionnement du marché de capacité (Source : RTE)

Depuis 2019, le prix de référence est le prix de la dernière enchère retenue. Les candidats retenus obtiennent un prix garanti en €/MW pour leurs capacités de production et d’effacement. Les exploitants reçoivent des certifications qu’ils peuvent vendre aux acteurs obligés. En échange, ils s’engagent à rendre leurs capacités disponibles pendant les périodes de pointes hivernales. Ces périodes sont définies par RTE et transmises aux acteurs via des signaux. La période de pointe PP1 est la période durant laquelle les acteurs obligés doivent détenir les garanties de capacités suffisantes pour couvrir la consommation de pointe dans leur périmètre. Pour les exploitants, la période de pointe

PP2 correspond aux périodes où leurs capacités doivent être disponibles pour couvrir la pointe de consommation. Ces périodes représentent 10 à 15 jours pour PP1 et 10 à 25 jours pour PP2 et se concentrent du 1er janvier au 31 mars et du 1er novembre au 31 décembre (hors week-end et hors vacances de Noël), sur les plages horaires 7h - 15h et de 18h - 20h. Ces heures sont notifiées la veille pour le lendemain par RTE à 9h30 pour PP1 et 19h pour PP2.

L'obligation des acteurs obligés représente la somme de la puissance de ses clients et des pertes. Pour les ménages, qui sont essentiellement des sites profilés, la puissance est calculée selon la consommation totale des sites profilés, plus des coefficients dépendant de la température et du gradient. La somme est divisée par le nombre d'heures PP1 pour obtenir une conversion en puissance. Le coût pour les acteurs obligés correspond au produit de cette puissance et du coût de la capacité. L'effacement peut donc être rémunéré de manière implicite si la baisse de la consommation se traduit par une diminution de l'obligation de capacité du fournisseur. Dans notre cas d'étude, ce schéma de valorisation est retenu. Le fournisseur signale en J-1 les heures PP1 et l'autoconsommateur est rémunéré pour chaque kWh effacé. Le prix représente le coût de la capacité du tarif TEMPO lors des heures rouges des jours rouges correspondant aux signaux PP1. Le prix pour l'année 2018 est de 43€/MWh.

Pour inciter les obligés à détenir le nombre de certificats nécessaire, un règlement des écarts est prévu en cas de déséquilibre. Le prix de règlement des écarts dépend de 3 paramètres. Le premier est le signe de l'écart entendu comme le solde entre le volume d'obligation et le volume de garanties de capacités détenu. Si ce solde est positif, l'obligé reçoit une compensation et inversement. Deuxièmement, le prix des écarts reflète le prix de référence de marché (P_{rm}), à savoir le prix des certificats résultant de l'équilibre entre l'offre et la demande. Le troisième paramètre est le statut de la sécurité d'approvisionnement. Si la somme des écarts des responsables de périmètre et des acteurs obligés est inférieure à -2GW, la sécurité d'approvisionnement est considérée comme menacée. Dans cette situation, si un acteur se retrouve avec un écart négatif, il doit verser une pénalité appelée prix administré ($P_{administré}$) égale à 40k€/MW en 2018-2019⁶².

PMP < 0	Sécurité d'approvisionnement menacée	Sécurité d'approvisionnement non menacée
Ecarts positifs	$P_{administré}$	$P_{rm} \cdot (1 + k)$
Ecarts négatifs	$P_{rm} \cdot (1 - k)$	$P_{rm} \cdot (1 - k)$

Tableau 4-4 : Matrice du prix de règlement des écarts sur le NEBEF (RTE⁶³)

⁶² A partir de 2021, le prix administré reflètera le coût moyen de point de référence (centrale à cycle combiné au gaz)

⁶³ https://clients.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/telecharge/2018-02_Memo_fournisseur.pdf

4. Résultats

Le modèle d'optimisation permet de déterminer le volume d'effacement proposé par 2 autoconsommateurs résidentiels sur les marchés NEBEF et de capacité. Les données du chapitre 3 concernant les ménages, la production et les caractéristiques des batteries sont reprises. Pour rappel, les deux ménages ont la même consommation annuelle (4,6 MWh) mais le ménage CH45 a une courbe de charge hebdomadaire plus plate que celle du ménage CH05. Ils sont localisés à Carpentras qui bénéficie d'un fort ensoleillement comparé au reste de la France. Les batteries sont au lithium composé de phosphate de fer avec un profondeur de décharge (*DOD*) de 95%, un taux de rendement (μ) de 95,3% et un taux d'autodécharge (φ) de 0,01%/jour.

Le modèle d'optimisation est réalisé sur une année et ne prend pas en compte l'investissement batterie. Les coûts complets de stockage ont été calculés au chapitre 3 et seront repris afin de déterminer la rentabilité d'une batterie par l'augmentation de l'autoconsommation PV et la fourniture d'effacement sur le marché NEBEF et de capacité. Les premiers résultats ont montré que, pour une capacité PV-batterie donnée, il n'y avait aucun intérêt à comparer les deux ménages car les résultats étaient similaires. Dès lors, on se focalise sur l'impact du dimensionnement sur la fourniture de l'effacement et la rentabilité associée. Les mêmes dimensionnements considérés pour comparer les deux politiques sont repris, à savoir une installation de 1,5 kW/2 kWh et 3 kW/3,5 kWh. On suppose que le ménage CH05 a la plus faible installation en capacité et inversement pour CH45.

On va considérer plusieurs scénarios que l'on va comparer entre eux. Pour les scénarios PV et batterie, les autoconsommateurs ne fournissent pas d'effacement. Ces scénarios vont uniquement nous permettre d'observer si les volumes d'autoconsommation correspondent aux périodes d'activation des marchés d'effacement. En d'autres termes, il s'agit d'observer si les agents peuvent fournir de l'effacement sans changer la stratégie de charge de la batterie. Le scénario haut correspond à la situation où l'agent ne doit pas compenser le fournisseur sur le marché NEBEF et inversement pour le scénario Bas.

	PV	Batterie	Haut_ DR_ Det	Haut_DR_stoch	Bas_DR_Det	Bas_DR_stoch
Batterie	Non	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Effacement	Non	Non	Oui	Oui	Oui	Oui
Déterministe	-	-	Oui	Non	Oui	Non
Compensation	-	-	Non	Non	Oui	Oui

4.1. Volume d'effacement sur les marchés

Dans un premier temps, on analysera les volumes d'autoconsommation correspondant aux heures d'activation des marchés de l'effacement. Pour les scénarios PV et batterie, il n'y a pas la possibilité de fournir un effacement donc les observations fournies par le Tableau 4-5 nous permettent seulement de constater les volumes d'effacement qui pourraient être fournis sans modifier la stratégie de charge de la batterie. Pour les deux ménages, ils représenteraient 5% à 6% de la production PV sans batterie et de 8% à 9% avec batterie. La capacité PV-batterie du ménage CH45 étant plus élevée que celle de CH05, la part de l'effacement dans la consommation totale est plus élevée. Ici, la consommation totale fait référence à celle qui aurait été constatée sans autoconsommation ou effacement. On remarque

que le fait de doubler la capacité PV a pour effet d'augmenter les volumes d'effacement de 68% et de 90% si on augmente la capacité de la batterie de 2 kWh à 3,5 kWh.

Une mesure intéressante ici est l'occurrence de l'autoconsommation pendant les heures d'activation. Elle est très élevée même sans incitation à participer aux marchés de l'effacement. Sans batterie, les deux ménages autoconsomment 42% du temps lorsque les deux marchés sont activés soit 570h. Cela monte jusqu'à 70% pour CH45 avec l'installation d'une batterie. Ce taux atteint même 75% pour le marché de capacité sans batterie et jusqu'à 90% avec l'installation d'une batterie pour CH45.

Ménage Scénario	CH05 – 1,5 kW/2 kWh		CH45 – 3 kW/3,5 kWh	
	PV	Batterie	PV	Batterie
Autoconsommation (kWh)	145	215	244	410
Part consommation	3%	5%	5%	9%
Part production	6%	9%	5%	8%
Occurrence	570h	601h	570h	956h
Part activation NEBEF	37%	40%	37%	67%
Part activation Capacité	75%	78%	75%	90%

Tableau 4-5 : Volumes et occurrence de l'autoconsommation correspondant aux heures d'activation des marchés d'effacement

A présent, nous allons nous focaliser sur les volumes d'effacement proposés sur les marchés NEBEF et de capacité. Tout d'abord, on constate à travers la Figure 4-11 que les volumes sont plus importants sur le marché NEBEF. Cela est dû essentiellement au nombre d'heures d'activation qui est de 1 212h pour le NEBEF contre 156h pour le marché de capacité. Sur le marché NEBEF, les volumes d'effacement sont plus faibles pour le scénario Bas. Cela est intuitif puisque le coût d'activation des scénarios Bas est de 50€/MWh correspondant à la compensation due au fournisseur. Or, le prix spot est supérieur à la compensation 47% du temps où le marché NEBEF est activé ce qui réduit significativement la possibilité de proposer un effacement. Sur le marché de capacité, il n'y pas de compensation donc seuls les scénarios sans compensation sont montrés sur la Figure 4-11.

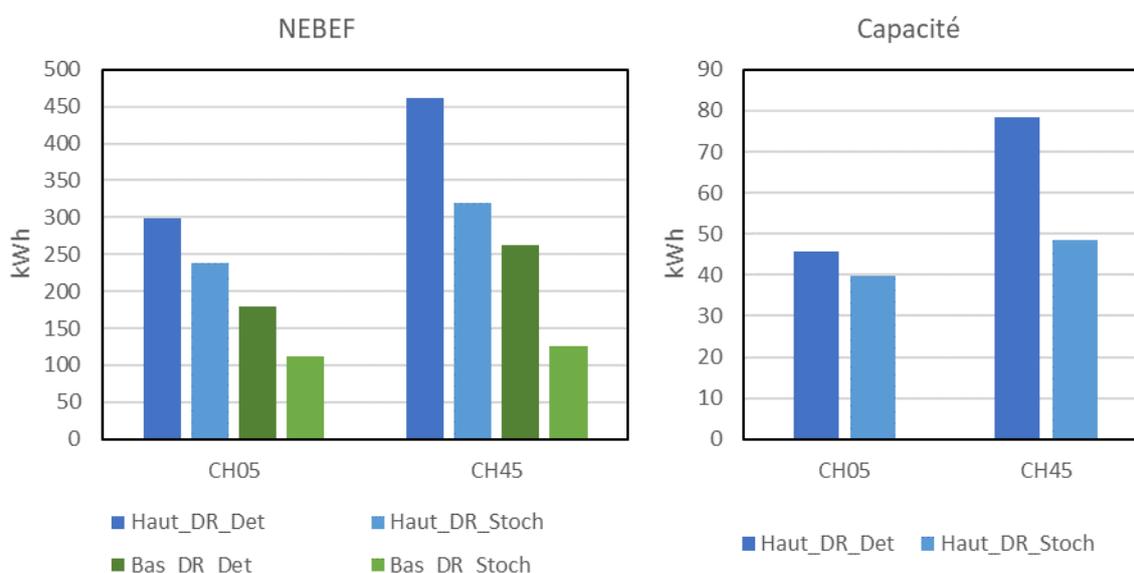


Figure 4-11 : Volumes d'effacement sur les marchés NEBEF et de capacité selon le scénario

Puis, les volumes d'effacement s'accroissent de manière non négligeable comparés aux scénarios PV et Batterie où aucun signal n'est envoyé. Pour le scénario haut sans compensation, l'effacement atteint 14% de la production pour CH05 et 11% pour CH45. Pour ce dernier, l'effacement représente 12% de sa consommation totale mais seulement 7% pour CH05. Dans le scénario bas, les volumes sont pratiquement identiques à ceux sans signal. La compensation pour le fournisseur a donc un impact significatif sur la capacité des ménages à proposer un effacement.

En outre, on constate que les volumes d'effacement sont plus faibles dans les scénarios stochastiques. Cela est dû au fait que les ménages proposent un effacement qui correspond majoritairement au scénario S_1 associé à la consommation la plus faible. Pour le scénario haut, le ménage CH05 propose un effacement supérieur à S_1 seulement 12% du temps et 24% pour CH45. Cela s'explique principalement par l'observation de la distribution des probabilités et des heures d'activation des marchés. La probabilité d'avoir une consommation supérieure au scénario S_1 est faible que ce soit durant l'année ou lorsque les marchés sont activés : environ 23% pour CH05 et 29% pour CH45. Le marché NEBEF est activé principalement entre 8h et 10h et à 19h alors que la consommation est faible pour CH05 sur la plage horaire du matin et sur la plage horaire du soir pour CH45. De plus, les périodes où le prix spot est supérieur à la pénalité correspond plutôt bien à celles où la probabilité d'avoir une consommation supérieure à S_1 est élevée. Dit autrement, toutes les périodes où la probabilité d'avoir une consommation faible coïncident avec celles où la pénalité est supérieure au prix sur le marché de l'effacement. Quant au scénario bas, les ménages proposent toujours un effacement égal à S_1 puisque la compensation a pour effet de diminuer les gains. Dès lors, l'espérance de gain est toujours négative pour les scénarios S_2 et S_3 car le montant de la pénalité est toujours supérieur à la rémunération de l'effacement.

Enfin, le dimensionnement PV-batterie impacte significativement les volumes d'effacement entre les scénarios déterministes et stochastiques. Nous avons vu précédemment que les effacements proposés étaient faibles dans le modèle stochastique. Etant donné que CH05 dispose d'un dimensionnement pouvant déstocker au maximum 1,9 kWh⁶⁴, cela réduit les volumes d'effacement que l'agent peut proposer. L'incertitude a donc un impact limité pour des capacités PV-batterie faibles.

4.2. Rentabilité de l'effacement

Une fois les volumes analysés, on va à présent se focaliser sur la rémunération de l'effacement. Pour cela, on présentera les résultats pour chaque scénario en commençant par le scénario haut.

Pour le scénario haut sous le modèle déterministe, la rémunération est de respectivement 18€ et 28,4€ pour CH05 et CH45. Les profits réalisés sur le NEBEF sont plus élevés que ceux sur le marché de capacité puisque le nombre d'heures d'activation est bien plus important sur le NEBEF. De plus, le prix moyen sur ce marché est de 51€/MWh contre 43€/MWh pour le marché de capacité. L'effacement moyen est similaire sur les deux marchés et est égal à 0,35 kWh pour CH05 et à 0,5 kWh pour CH45. L'incitation à participer sur ces deux marchés est donc la même. L'effacement moyen est faible car le NEBEF est activé parfois la nuit et l'après-midi pour le marché de capacité, là où la consommation est faible.

⁶⁴ La capacité nominale de la batterie est de 2 kWh mais avec une profondeur de décharge égale à 95%, la capacité utile est de 1,9 kWh.

Scenario Haut - Déterministe	CH05		CH45	
	NEBEF	Capacité	NEBEF	Capacité
Effacement	300 kWh	45 kWh	460 kWh	78 kWh
Occurrence	830h	132h	996h	147h
Rémunération	16€	2€	25€	3,4€
Rémunération totale	18€		28,4€	

Tableau 4-6 : Gains réalisés par l'effacement dans le scénario Haut_DR_Det

Sous incertitude, la rémunération diminue de 37% pour CH05 et 53% pour CH45 comparé au modèle déterministe pour deux raisons. D'une part, l'effacement moyen fourni est plus faible dans le modèle stochastique : 0,24 kWh pour CH05 et 0,28 kWh pour CH45 soit une baisse comprise entre 0,1 et 0,22 kWh. Comme nous l'avons vu dans la sous-section précédente, cela est due à la faible probabilité associée aux consommations moyennes et hautes. D'autre part, la rémunération est plus faible dans le modèle stochastique car les offres proposées sont quelques fois supérieures à l'effacement fourni au temps réel créant un déséquilibre soumis à une pénalité. Celle-ci représente 24% de la rémunération de l'effacement.

Scenario Haut - Stochastique	CH05		CH45	
	NEBEF	Capacité	NEBEF	Capacité
Effacement	240 kWh	40 kWh	320 kWh	48 kWh
Occurrence	1015h	143h	1162h	156h
Rémunération	13€	1,7€	16,4€	2€
Déséquilibres	50 kWh	4,5 kWh	80 kWh	6 kWh
Pénalité	3€	0,5€	4,5€	0,5€
Rémunération totale	11,2€		13,4€	

Tableau 4-7 : Gains réalisés dans le scénario Haut_DR_Stoch

Observons les résultats pour le scénario bas (avec compensation du fournisseur). Sous le modèle déterministe, la rémunération de l'effacement diminue mais uniquement pour le marché NEBEF : de -13,7€ pour CH05 et d'environ -22€ pour CH45 comparé au scénario « Haut_DR_Det ». Elle est même plus faible comparée au scénario « Haut_DR_stoch ». La compensation affecte de manière significative les revenus. Néanmoins, le volume d'effacement moyen fourni reste identique au scénario « Haut_DR_Det ».

Scenario Bas - Déterministe	CH05		CH45	
	NEBEF	Capacity	NEBEF	Capacity
Effacement	180 kWh	46 kWh	260 kWh	78 kWh
Occurrence	435h	130h	490h	145h
Rémunération	2,3€	2€	3,6€	3,4€
Rémunération totale	4,3€		7€	

Tableau 4-8 : Gains réalisés dans le scénario Bas_DR_Det

Concernant le dernier scénario « Bas_DR_Stoch », la rémunération est très faible, proche de 0€. En revanche, les déséquilibres sont plus faibles comparés au scénario haut. Ce scénario est proche à un

scénario qui serait « business à usual » puisque les volumes d’effacement et la rémunération augmentent marginalement comparés à une situation sans participation aux marchés de l’effacement.

Scenario Bas - Stochastique	CH05		CH45	
	NEBEF	Capacity	NEBEF	Capacity
Effacement	113 kWh	40 kWh	126 kWh	50 kWh
Occurrence	500h	144h	550h	156h
Rémunération	1,5€	1,8€	1,7€	2,1€
Déséquilibres	12 kWh	4,5 kWh	18 kWh	6.2 kWh
Pénalité	1€	0,5€	1,3€	0,5€
Rémunération totale	1,8€		2€	

Tableau 4-9 : Gains réalisés dans le scénario Bas_DR_Stoch

4.3. Prime nécessaire pour atteindre le seuil de rentabilité

Nous avons vu lors du chapitre 3 que l’investissement dans une batterie n’était pas rentable en France dans les conditions actuelles. La valorisation de l’effacement permet d’augmenter les gains pour l’autoconsommateur. Est-ce que cette hausse des gains permet de recouvrir les coûts d’investissement de la batterie ? Si non, quel est le montant de la prime à l’effacement nécessaire pour atteindre la parité stockage ?

Pour cela, il faut d’abord calculer les coûts d’investissement à recouvrir après avoir pris en compte les gains liés à l’autoconsommation. Les mêmes hypothèses formulées au chapitre 3 sont reprises ici, à savoir, l’énergie déchargée sur la durée de vie de la batterie, un taux d’inflation de 1%/an et un taux d’actualisation de 3,5%. Une fois ces gains pris en compte, il reste une partie des coûts de la batterie à recouvrir : 320€/kWh pour CH05 et 310€/kWh pour CH45 (Tableau 4-10). Ensuite, il faut exprimer ces coûts en kWh effacé pour les comparer aux gains par kWh effacé. On suppose que les volumes et les gains de l’effacement sont constants chaque année. Les valeurs sont exprimées par kWh installé pour faciliter la comparaison entre les 2 profils. Les coûts par kWh effacé sont obtenus en divisant les coûts (colonne A) par le volume de l’effacement total (colonne C). Ces valeurs indiquent la rémunération moyenne de l’effacement nécessaire pour atteindre la parité réseau. Enfin, la prime est égale à la différence entre les coûts et les gains par kWh effacé.

CH05	I^{Batt} à	Effacement total (kWh)	Coût par kWh effacé (€/kWh)	Gains effacement (€/kWh)	Prime effacement (€/kWh)
	Recouvrir (€/kWh)				
	A	B	C = A / B	D	E = C - D
Haut_DR_Det	320	1879	0,133	0,054 €	0,079
Haut_DR_Stoch		1520	0,164	0,039 €	0,125
Bas_DR_Det		1228	0,203	0,019 €	0,184
Bas_DR_stoch		838	0,298	0,011 €	0,286

CH45	I^{Batt} à Recouvrir (€/kWh)	Effacement total (kWh)	Coût par kWh effacé (€/kWh)	Gains effacement (€/kWh)	Prime effacement (€/kWh)
	A	B	C = A / B	D	E = C - D
Haut_DR_Det	310	1683	0,144	0,053	0,091
Haut_DR_Stoch		1148	0,211	0,036	0,174
Bas_DR_Det		1065	0,227	0,021	0,206
Bas_DR_stoch		546	0,443	0,011	0,431

Tableau 4-10 : Prime à l'effacement pour atteindre la parité réseau pour CH05 et CH45

Les résultats présentés dans le tableau ci-dessus montrent que la valorisation de l'effacement n'est pas suffisante pour couvrir les coûts de la batterie. Une prime est nécessaire pour les 2 profils et elle est très différente d'un scénario à l'autre. Pour le scénario déterministe sans compensation pour le fournisseur « Haut_DR_Det », la prime est de 0,079€/kWh pour CH05 et de 0,091€/kWh pour CH45. C'est inférieur au FIT actuellement en vigueur : 0,10€/kWh mais ce n'est pas le cas pour les autres scénarios. L'incertitude et la compensation pour le fournisseur impactent significativement le montant de la prime nécessaire. Dans la majorité des cas, la prime est supérieure au tarif de détail. Si on compare les résultats entre les 2 profils, on remarque que la prime est plus élevée pour CH45 à cause du dimensionnement. La hausse des coûts étant linéaire avec la capacité, le coût marginal est constant mais pas la recette marginale de l'effacement. En effet, la recette marginale est décroissante avec la capacité et cela pour deux raisons. D'une part l'effacement est plus faible par kWh de batterie installé pour CH45 pour tous les scénarios. D'autre part, la recette moyenne est plus élevée pour CH05 car l'effacement se concentre sur les heures où les prix sont plus élevés. Si on augmente la capacité de la batterie, l'agent s'effacera sur un nombre plus élevé d'heures mais les prix seront plus faibles.

Si on compare les résultats avec un tarif à 4 plages temporelles comme celui qu'a introduit le CRE dans le TURPE 5 (appelé TOU 4P dans le graphique ci-dessous), les primes à l'effacement nécessaires pour atteindre la parité réseau sont plus faibles (Figure 4-12). Dans le scénario « Haut_DR_Det », Elles diminuent de 1,5 cts€/kWh pour CH05 et de 2 cts€/kWh pour CH45. L'écart est plus important pour les autres scénarios.

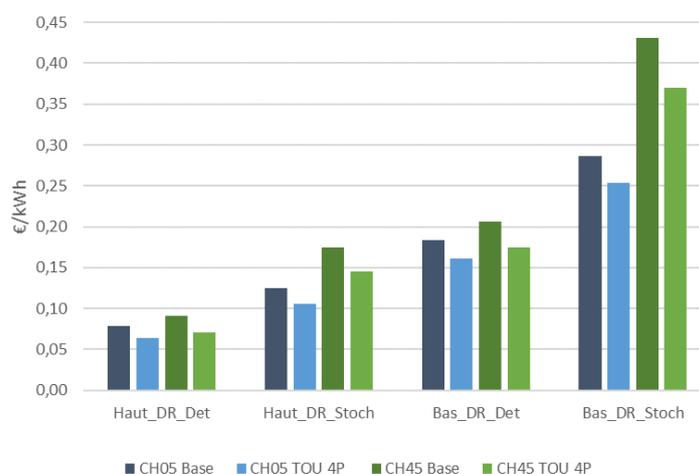


Figure 4-12 : Comparaison des primes à l'effacement sous un tarif en base et un tarif à 4 plages temporelles

4.4. Comparaison des résultats avec le chapitre 3

a) Prime à l'investissement dans une batterie

Dans le chapitre 3, nous avons calculé la prime permettant d'atteindre la parité stockage selon le dimensionnement et le tarif considéré. Nous allons comparer le montant de cette prime avec et sans participation aux marchés de l'effacement. Nous retiendrons le même dimensionnement PV-batterie considéré dans ce chapitre à savoir : 1,5kW/2kWh pour CH05 et 3kW/3,5kWh pour CH45. Sous un tarif en base, la prime calculée au chapitre 3 était de 320€/kWh pour CH05 et 310€/kWh pour CH45. La possibilité de valoriser l'effacement sur des marchés permet d'accroître la valeur de l'énergie déstockée et donc le niveau de la prime diminue. Dans le scénario « Haut_DR_Det », la prime baisserait de 15% pour CH05 et de 8% pour CH45. Néanmoins, elle représenterait 41% à 44% des coûts totaux de la batterie. La prime est quasiment identique dans le scénario « Bas_DR_Stoc » car les gains liés à l'effacement sont très faibles. Déterminer le montant de la prime en fonction du tarif TOU à 4 plages temporelles se traduirait par une diminution des coûts de soutien mais cette baisse n'est pas significative.

Prime batterie	Haut_DR_Det	Haut_DR_Stoc	Bas_DR_Det	Bas_DR_Stoc
CH05	270€/kWh	290€/kWh	310€/kWh	315€/kWh
CH45	285€/kWh	300€/kWh	305€/kWh	310€/kWh

Tableau 4-11 : Prime à l'investissement dans une batterie avec le tarif TOU_4P

b) Impact pour le réseau

Au chapitre 3, nous avons représenté la monotone des puissances pour analyser l'impact de l'installation d'une batterie pour le réseau. Les résultats ont montré que la batterie permettait de réduire significativement la puissance soutirée sur un certain nombre d'heures mais non la puissance annuelle exceptée pour le ménage CH05 dont la consommation de pointe diminuait de 1,3kW. Nous avons indiqué qu'il n'était pas pertinent de facturer selon la pointe annuelle si celle-ci ne correspondait pas à une pointe nationale ou locale. C'est pourquoi, nous nous sommes focalisés sur les signaux envoyés par le marché NEBEF et de capacité qui reflètent des périodes de fortes tensions pour le système.

On constate sur la Figure 4-13 que la monotone varie à la marge entre les différents scénarios. Pour CH05, la pointe de consommation reste identique entre les scénarios soit parce que les marchés ne sont pas activés à ces périodes ou soit parce que le prix de l'effacement est trop faible pour être valorisé à ces heures-ci. Quant au ménage CH45, sa pointe annuelle est même plus élevée dans le cas des scénarios déterministes comparée au scénario « Batterie ». Cela indique que l'autoconsommateur a réalisé un arbitrage entre autoconsommer et stocker la production PV. Il a préféré différer la période d'autoconsommation pour maximiser ses gains sur les marchés de l'effacement. On remarque également que sur les 50 premières heures, la consommation résiduelle est, en général, plus élevée dans les scénarios avec effacement. Ces signaux tarifaires sont donc efficaces pour diminuer la consommation résiduelle pendant les périodes de tensions du système. Si ces périodes correspondent à des coûts horaires élevés pour les GRE, l'effacement permettrait de diminuer les coûts du système dans son ensemble.

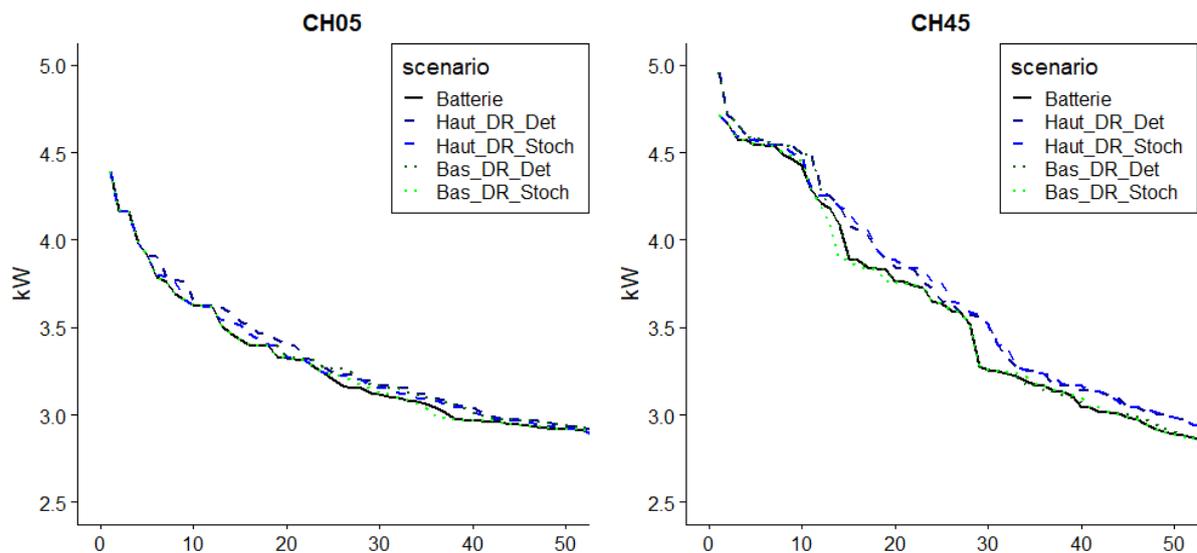


Figure 4-13 : Monotone des puissances appelées selon le scénario et le profil pour les 50 premières heures

4.5. Discussion

La valorisation de l'effacement permet d'augmenter la valeur de l'énergie déstockée en déplaçant l'autoconsommation là où les prix sont les plus élevés. Néanmoins, les gains supplémentaires sont faibles comparés aux coûts d'investissement surtout dans les scénarios où il faut intégrer une compensation pour le fournisseur sur le marché NEBEF. Dans les scénarios les plus favorables, la prime à l'effacement serait au minimum de 80€/MWh mais cela suppose une parfaite connaissance des courbes de charge. D'autres auteurs avaient déjà montré que les gains liés à l'effacement diffus étaient faibles (Feuerriegel and Neumann, 2014; Prügler, 2013). Certains avaient montré qu'il fallait également rémunérer la capacité pour que l'effacement diffus soit rentable (Rious et al., 2015).

Si on regarde du côté de la prime à l'investissement, celle-ci représenterait au minimum 41% des coûts de la batterie même en considérant la valorisation de l'effacement. Cela représente une part non négligeable des coûts d'investissement. De plus, les coûts de soutien seraient plus élevés si les pouvoirs publics souhaitaient encourager l'adoption de batteries de grandes capacités. Néanmoins, cela reste plus faible que ce que certains états ou régions ont proposé. Par exemple, l'Allemagne a mis en place une prime à l'achat d'une batterie couvrant 30% des coûts d'investissement. C'est inférieur à quasiment tous les scénarios étudiés dans le chapitre 3 et 4 mais les coûts des batteries étaient plus élevés il y a 7 ans. La politique allemande prévoyait, certes, une prime qui couvrirait 30% des coûts d'investissement mais cela représentait 660€/kW au maximum ce qui est bien supérieur au montant des primes à l'investissement calculées ici. Pour rappel, elle est d'environ 325€/kWh sous un tarif flat et sans valorisation de l'effacement. La Suède a également favorisé les batteries stationnaires en 2016 via une prime à l'investissement. La prime couvrait 60% des coûts d'investissement ou un coût total de 5 600\$. Le gouvernement Suédois avait prévu un budget d'environ 20 millions de dollars pour cette politique⁶⁵. En Californie, un programme appelé « Self-generation Incentive Program » a été lancé en 2017 et prévoyait une prime de 500\$/kWh pour les capacités inférieures ou égales à 10 kW. Actuellement, cette prime est de 250\$/kWh. Les ménages qui bénéficient de cette prime peuvent

⁶⁵<https://www.renewableenergyworld.com/2016/10/26/sweden-set-to-launch-residential-energy-storage-scheme/#gref>

également participer au mécanisme d'effacement⁶⁶. La ville d'Adélaïde propose également une prime qui couvre 50% des coûts d'investissement avec un plafond de 5 000\$ mais cette aide n'est pas destinée aux ménages⁶⁷. Les primes nécessaires pour atteindre la parité stockage en France sont donc plus faibles que celles mentionnées dans les exemples précédents.

Un dernier élément reste à souligner concernant la politique de soutien au stockage par batterie. L'effacement permis par la batterie pourrait être avantageux pour le système électrique, notamment si cela permet de substituer des centrales dont le coût marginal est élevé et dont les émissions de CO2 sont importantes. Néanmoins, les tarifs actuels jouent déjà un rôle non négligeable. Nous avons vu que sans signal, la correspondance entre les périodes d'autoconsommation et les périodes d'activation des marchés NEBEF et de capacité est non négligeable. Cette correspondance représente 5% de la consommation totale de CH05 et de 9% pour CH45. Cela pose la question de la baseline des autoconsommateurs qui n'a pas été traitée ici. Si on développe des tarifs innovants comme le tarif à 4 plages temporelles et que cela incite les autoconsommateurs à autoconsommer pendant les périodes d'activation des marchés d'effacement, il serait inefficace de les valoriser. Il faudrait donc analyser en profondeur la relation entre les gains pour le système permis par les tarifs et les incitations directes.

Conclusion

Un modèle d'optimisation a été développé afin d'estimer les gains que peut réaliser un autoconsommateur en proposant un effacement de consommation sur le marché NEBEF et de capacité. Ceux-ci peuvent être de 28€ dans le scénario le plus favorable ou proche de 0€ dans le scénario le moins favorable. Les résultats ont montré que ces gains étaient plus élevés sur le marché NEBEF. Néanmoins, les scénarios dans lesquels l'autoconsommateur a l'obligation de compenser le fournisseur a un impact significatif sur ces gains. De plus, l'espérance de gain dans le modèle stochastique est toujours négative pour les scénarios associés à une consommation élevée. Une relation directe entre l'autoconsommateur et son fournisseur doit être privilégiée pour valoriser au maximum les effacements de consommation. Les résultats ont également montré que l'incertitude a un impact plus important selon le dimensionnement. Avec une installation de faible puissance, l'autoconsommateur est généralement sûr de pouvoir fournir l'effacement proposé car la consommation anticipée correspond plus ou moins à la capacité de stockage de la batterie.

Cependant, l'investissement dans une batterie n'est pas incitatif même en considérant le scénario le plus favorable. Une prime est donc nécessaire pour atteindre la parité stockage. Deux possibilités ont été proposées pour définir le montant de la prime : soit par mégawattheure d'effacement ou soit par une prime à l'investissement. Les résultats ont montré que la prime à l'effacement était inférieure au Feed-in tariff appliqué actuellement. Or, l'effacement de la consommation aux heures d'activation a une valeur plus élevée pour le système électrique. Il serait donc pertinent de reconsidérer le schéma de subvention actuel pour améliorer l'intégration de la production photovoltaïque dans le système électrique.

Les primes à l'investissement calculées dans notre cas d'étude sont inférieures à celles calculées au chapitre 3 où l'effacement n'était pas considéré. Il existe donc des leviers d'action pour limiter le coût

⁶⁶ <https://www.cpuc.ca.gov/sgipinfo/>

⁶⁷ <https://d31atr86jnqrq2.cloudfront.net/docs/energy-storage-systems-rebate-application-form.pdf?mtime=20191011114617>

des politiques de soutien tout en encourageant les autoconsommateurs à s'effacer à certaines heures de l'année. D'autant plus que le coût variable de l'effacement est nul puisque la modification de la charge de la batterie n'entraîne pas une baisse de confort pour les autoconsommateurs. Les pouvoirs publics doivent créer un environnement favorable pour le développement de solutions innovantes permettant aux autoconsommateurs de piloter l'autoconsommation. Cela augmenterait la valeur de la batterie et diminuerait les coûts de soutien.

En outre, la comparaison des monotones a permis de constater que la pointe de consommation était plus élevée dans les scénarios avec participation aux marchés de l'effacement. Dès lors, la pointe de consommation annuelle ne correspond pas à une période tendue pour le réseau ou le système dans son ensemble. Afin d'analyser les bénéfices de l'autoconsommation pour le réseau, il faut privilégier une analyse de la consommation résiduelle pendant les heures où le système a besoin d'un ajustement à la baisse. Néanmoins, nous nous sommes focalisés sur les besoins du système au niveau nationale mais les périodes de tensions peuvent être différentes au niveau local. En ce sens, il serait intéressant de prolonger cette étude en prenant un périmètre réduit pour observer la capacité des autoconsommateurs à répondre à des signaux envoyés en basse tension par exemple.

Conclusion générale

L'autoconsommation photovoltaïque est un phénomène qui bouleverse les modes de consommation des ménages. L'accès à une source de production locale neutre en CO₂ a encouragé nombreux d'entre eux à investir dans une centrale PV. Le caractère renouvelable de cette technologie de production a justifié des politiques de soutien pour favoriser son développement. Avec la baisse continue des coûts de production, une partie non négligeable de la population produira une partie de sa consommation.

Cette tendance aura un impact non négligeable sur le système électrique. Piloter de manière efficace, l'autoconsommation pourrait faciliter l'intégration des EnR sur le réseau électrique. Atteindre cet objectif nécessite de formuler des incitations que ce soit à travers la tarification des réseaux ou via des acteurs de marché. Or, ce type d'incitation est presque inexistant actuellement pour les autoconsommateurs résidentiels.

Objectif de la thèse

Le travail présenté dans cette thèse a eu pour objectif d'analyser l'impact de l'autoconsommation pour les gestionnaires de réseau et les politiques de soutien permettant de répondre aux signaux envoyés par la tarification des réseaux. Ce sujet fait encore débat actuellement tant sur la nécessité de soutenir cette filière dans le secteur domestique que sur l'impact d'un développement soutenu de l'autoconsommation pour le système électrique. Dans la majeure partie des pays étudiés, des Feed-in tariffs au-dessus du prix de marché sont garantis pour la production excédentaire injectée sur le réseau. Ce type de soutien peut être inefficace pour plusieurs raisons. Tout d'abord, garantir des Feed-in tariffs au-dessus des coûts de production photovoltaïque incite les ménages à installer une centrale de grande capacité puisque le coût marginal est inférieur à la recette marginale. Dès lors, cette politique encourage la production photovoltaïque plutôt que le pilotage de l'autoconsommation. Ensuite, les Feed-in tariffs n'encouragent pas à l'adoption d'une batterie stationnaire. Or, les panneaux photovoltaïques seuls ne permettent pas de diminuer les pointes d'injection et de soutirage. Cela peut entraîner une hausse de coûts pour les gestionnaires de réseau. En outre, une tarification des réseaux ne reflétant pas les coûts du réseau induit des subventions croisées des consommateurs standards vers les autoconsommateurs. Cela exacerbe les transferts financiers des politiques de soutien.

La littérature académique ne s'est pas focalisée sur le lien entre les politiques de soutien à l'autoconsommation et la tarification des réseaux. La revue d'expérience des pays qui ont soutenu l'autoconsommation réalisée au chapitre 1 a confirmé l'intérêt de traiter cette problématique car une politique inefficace peut conduire à des changements réglementaires fréquents envoyant des signaux contradictoires aux ménages. En effet, on a montré que dans les différents pays étudiés, des aides directes ont été mises en place pour l'autoconsommation via des primes à l'investissement PV ou des Feed-in Tariffs inférieurs au prix de détail. Ces politiques ont omis les effets redistributifs liés à la tarification des réseaux. Certains pays ont par la suite corrigé ces effets en augmentant la part fixe du tarif réseau comme ce fut le cas en Espagne. D'autres ont intégré une contribution par kWh autoconsommé. Cependant, dans la majorité des cas, les consommateurs résidentiels ont été exemptés de ces mesures puisqu'elles s'appliquaient uniquement pour les capacités PV supérieures à 10 kW.

Dans le chapitre 2, l'estimation des subventions croisées en France en 2021 a montré que celles-ci resteraient limitées et représenteraient moins de 1€ par an pour un ménage. Il est donc peu probable qu'un phénomène de *death spiral* se produise. En revanche, le cas de l'Australie interroge. A en juger de la hausse rapide des tarifs de réseau due à la baisse des revenus pour les GRE, on peut se poser la question du risque d'un phénomène de *death spiral* à moyen terme. En effet, les tarifs de réseau ont plus que doubler en 5 ans à cause du déficit des GRE causé par le développement de l'autoconsommation. Cette problématique est sérieusement observée notamment par le régulateur français. Ce dernier a récemment lancé une consultation publique dans laquelle il est indiqué que la tarification des réseaux reflèterait mieux les coûts des réseaux et les tarifs seraient, éventuellement, davantage assis sur une part fixe (CRE, 2020b). On a vu que de nombreux auteurs plaidaient en faveur d'une augmentation de la part fixe du réseau. Etant donné que la production PV ne permet pas de réduire la pointe de consommation, les déficits des GRE seraient limités par la hausse de la part puissance du tarif. Néanmoins, il semble qu'un consensus sur la tarification optimale des réseaux en présence d'EnR est toujours absent. L'idée avancée dans ce chapitre est la suivante : les signaux envoyés aux autoconsommateurs, qu'ils soient envoyés par les GRE ou d'autres acteurs, doivent inciter les autoconsommateurs à diminuer les coûts pour le système électrique. Par exemple, il est possible d'envisager un tarif en base comme c'est le cas actuellement mais avec des signaux ponctuels quant aux coûts du système. Néanmoins, les ménages ne peuvent pas piloter la production PV sans technologie de stockage ou sans gestion intelligente des courbes de charge.

Dans le chapitre 3, on a montré qu'il pouvait avoir une synergie entre les politiques de soutien à l'autoconsommation et la tarification des réseaux notamment par la mise en place d'une prime à l'investissement dans une batterie. L'adoption de cette technologie permet aux autoconsommateurs de répondre aux signaux envoyés par la tarification des réseaux. L'avantage est double puisque les autoconsommateurs augmentent la rentabilité de l'investissement et le pilotage de l'autoconsommation permet de réduire les soutirages pendant les périodes de tension du système. Néanmoins, la valeur de l'énergie autoconsommée est trop faible pour recouvrir les coûts d'investissement de la batterie. Une prime est donc nécessaire pour encourager l'installation de batteries stationnaires. Cette prime doit être mise en place en parallèle avec la suppression des Feed-in tariffs. Les résultats de la simulation ont montré que le montant de la prime dépendait de la structure du tarif réseau et du profil de consommation. Des tarifs avec différenciations temporelles ou selon la pointe de consommation augmentent la valeur de l'énergie déstockée et donc, diminuent le montant de la prime. La combinaison d'un tarif à la pointe avec la stratégie de charge du même nom permet aux autoconsommateurs de diminuer leur pointe de consommation de 2 kW sur un nombre d'heures significatif. Cependant, ce n'est pas le cas sur quelques heures et donc, les économies sur la facture réseau restent relativement faibles. La rentabilité pourrait augmenter significativement si les ménages pouvaient s'effacer sur ces quelques heures. Même si la valeur de la batterie est élevée avec un tarif à la pointe, l'impact sur l'investissement total peut être négatif car la valeur de l'énergie autoconsommée directement par les panneaux PV est plus faible. Au final, la politique alternative engendre des gains plus faibles que le mécanisme actuel car les Feed-in Tariffs représentent une part non négligeable des gains. Supprimer ce mécanisme nécessite une prime qui serait supérieure aux coûts d'investissement de la batterie.

Dans le chapitre 4, nous avons considéré la possibilité d'augmenter la valeur de l'énergie stockée par l'effacement de consommation. L'idée étant d'augmenter les revenus issus de la batterie pour que la politique alternative soit incitative. Les résultats ont montré que les autoconsommateurs ont intérêt à

valoriser leurs effacements sur les marchés NEBEF et de capacité mais les gains ne sont pas suffisants pour couvrir les coûts de la batterie. Il faut donc une prime pour atteindre la parité réseau. De plus, les scénarios envisagés ont un impact significatif sur les résultats. Pour maximiser les revenus, il faut encourager les situations où les fournisseurs valorisent l'effacement pour le compte de leurs clients. Si un autre acteur opère cette valorisation, la compensation due pour le fournisseur engendre une baisse conséquente des revenus. De même si l'agent n'a pas une parfaite connaissance de sa courbe de consommation. L'analyse de la monotone des puissances appelées ont montré que la participation aux marchés de l'effacement ne se traduisait pas par une baisse de la pointe de consommation. Celle-ci ne correspondrait donc pas à une heure où le système électrique est tendu. Les signaux envoyés par la tarification des réseaux et du système dans sa globalité mériteraient une analyse plus approfondie.

On pourrait avancer le fait que la politique alternative proposée limiterait le développement de l'autoconsommation, d'autant plus que le montant des subventions croisées est faible. Cependant, il semble pertinent de changer le mécanisme de soutien et la structure du tarif réseau dès à présent. Les pays qui ont connu un développement soutenu de l'autoconsommation ces dernières années ont dû changer rapidement le mode de régulation pour faire davantage participer les autoconsommateurs aux coûts réseaux ou à la transition énergétique. Cela a eu pour conséquence d'envoyer de mauvais signaux aux ménages et de retarder le développement de l'autoconsommation. D'autant plus que l'adoption des batteries serait probablement accompagnée d'une baisse rapide des coûts d'installation ce qui accélérerait le développement du stockage diffus. Nous avons vu que changer le schéma de subvention actuel par la mise en place d'une prime à la batterie serait moins coûteux pour la collectivité. C'est effectivement le cas sur la durée de vie de l'investissement mais certains pourraient avancer l'idée que les coûts de soutien de la politique alternative sont supportés sur une année contre 20 ans pour les Feed-in tariffs mais différentes possibilités s'offrent aux pouvoirs publics. Nous avons vu que le mode de soutien pouvait prendre la forme d'une prime à l'effacement qui aurait l'avantage d'étaler les coûts sur la durée de vie de la batterie. Il existe sans doute d'autres formes de soutien au stockage qui mériteraient d'être étudiées. Néanmoins, il serait judicieux d'adapter la régulation avec la mise en place d'une telle politique. En Allemagne, l'obtention de la prime à l'investissement dans la batterie était accompagnée d'une régulation qui limitait l'injection du surplus à hauteur de 50% de la capacité nominale PV. On pourrait imaginer une prime qui serait conditionner par la participation au marché de l'effacement par exemple. Si les conditions économiques ne sont pas encore réunies pour inciter les acteurs dans ce sens, modifier la régulation pourrait accélérer les business models permettant aux batteries de fournir des services aux gestionnaires de réseau ou au système électrique dans son ensemble.

Limites

Les résultats présentés ici sont dépendant de certaines hypothèses et présentent certaines limites. La principale limite concerne l'impact de l'autoconsommation sur les coûts des gestionnaires de réseau. Cela a été étudié à travers la monotone des puissances mais aucune estimation n'a été effectuée sur les coûts engendrés ou évités du réseau. Cela est nécessaire pour estimer précisément les subventions croisées mais également les bénéfices pour le réseau. Le manque d'accès à ces données a constitué un frein pour réaliser ce type d'estimation. C'est pourquoi le calcul des subventions croisées a été réalisé à court terme. Ces données auraient permis de définir une structure tarifaire permettant d'envoyer des signaux précis aux autoconsommateurs quant aux coûts qu'ils engendrent.

En outre, les coûts de la politique actuelle est sujet à débat puisqu'ils dépendent de l'évolution du prix spot à long terme. Si la part des énergies renouvelables représentait une part non négligeable du mix électrique à moyen terme, il est probable que le prix spot diminue et donc que les coûts des Feed-in tariffs augmentent. Il se peut que la comparaison des coûts de la politique de soutien soit biaisée sans une hypothèse plus robuste sur l'évolution du prix spot à moyen terme. Cet aspect n'a pas été approfondi du fait du caractère volatile et imprédictible du prix spot, notamment ces dernières années.

De plus, le développement de l'autoconsommation n'est étudié que sous l'angle économique. D'autres facteurs sont importants à prendre en compte tels que l'inflation, les effets de réseau, l'anticipation des ménages sur l'évolution des prix de détail et surtout la volonté des ménages à être autosuffisant. En effet, certains ménages sont susceptibles d'investir dans une capacité de stockage même si cela n'est pas rentable. L'investissement dans une capacité de stockage peut être mu par le besoin d'être autosuffisant. Ces facteurs peuvent être un levier pour l'adoption des batteries.

Enfin, certains bénéfices de l'autoconsommation ne sont pas pris en compte dans le calcul des subventions croisées tels que la réduction des émissions de CO₂. Dans certains états des Etats-Unis, la production photovoltaïque est valorisée selon une approche globale des coûts et des bénéfices. Par exemple, la baisse des émissions de CO₂ représente un bénéfice pour la collectivité. Dans notre cas d'étude, nous nous sommes focalisés que sur le système électrique. Intégrer toutes les externalités associées à la production photovoltaïque représenterait une thèse à part entière et il serait sans doute difficile d'associer un signal pour chaque externalité. Surtout, les bénéfices de l'autoconsommation seraient probablement importants au niveau local. Le démonstrateur NiceGrid a montré que la batterie pouvait rendre des services au réseau au niveau local. Il serait intéressant d'estimer précisément la valeur de la batterie pour le réseau électrique.

Développements futurs

Afin d'analyser la synergie entre la politique de soutien et la tarification, cette thèse s'est focalisée sur, d'une part, le stockage par batterie et, d'autre part, sur la fourniture d'un effacement de consommation. Il serait intéressant d'étendre l'analyse à d'autres modèles d'affaire. Par exemple, la possibilité de développer des unités de stockage sur une plus grande échelle pourrait être intéressante. En effet, la possibilité offerte par les autoconsommateurs d'utiliser une batterie en commun aurait pour conséquence de réduire les coûts d'investissement ou d'utilisation sous l'effet des économies d'échelle. Favoriser ce type de modèle d'affaire pourrait augmenter la rentabilité de l'autoconsommation. Il faudrait pour cela analyser la relation entre les utilisateurs de la batterie et un tiers acteur qui serait propriétaire ou gérant de l'unité de stockage. De nombreux modèles d'affaire peuvent être développés afin d'accroître les revenus pour les autoconsommateurs et ainsi, diminuer le besoin de soutien.

Les possibilités offertes par l'autoconsommation collective pourraient faire l'objet d'une plus grande attention. Actuellement, il existe de nombreux freins à son développement en France alors que de nombreux avantages y sont associés. Le principal est l'effet d'échelle. Une centrale de production photovoltaïque d'une puissance plus élevée est moins coûteuse par kilowatt installé. De plus, le foisonnement des profils de consommation pourrait augmenter significativement le taux d'autoconsommation. L'investissement dans une batterie ne serait alors pas nécessaire.

Enfin, seule la technologie de stockage par batterie a été considérée. Cela ne constitue pas le seul moyen de piloter l'autoconsommation. Il y a également les véhicules électriques et les pompes à chaleur. Il serait intéressant d'étudier l'impact de ces technologies sur la rentabilité de l'autoconsommation et notamment, leurs capacités à répondre aux signaux tarifaires. L'aspect technologique renvoie l'idée plus globale selon laquelle la politique de soutien à l'autoconsommation doit être pensée. Il existe des mécanismes de soutien pour les technologies mentionnées précédemment. Dès lors, il serait intéressant d'étudier les synergies des politiques de soutien entre les différentes technologies.

Bibliographie

- ADEME, 2020. Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France. Données 2019.
- ADEME, 2015. Filière Photovoltaïque Français : Bilan, Perspectives et Stratégie.
- ADEME, 2012. Photovoltaic Power Applications in France - National Survey Report 2011.
- ADEME, 2011. Les systèmes de stockage d'énergie.
- ADEME, 2007. Solar Photovoltaic Electricity Applications in France - National Survey Report 2006.
- ADEME, 2003. Survey report of photovoltaic power applications in France.
- Anuphappharadorn, S., Sukchai, S., Sirisamphanwong, C., Ketjoy, N., 2014. Comparison the Economic Analysis of the Battery between Lithium-ion and Lead-acid in PV Stand-alone Application. *Energy Procedia* 56, 352–358. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.07.167>
- Aragonés, V., Barquín, J., Alba, J., 2016. The New Spanish Self-consumption Regulation. *Energy Procedia* 106, 245–257. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.12.120>
- Armstrong, M., Sappington, D.E.M., 2006. Regulation, Competition, and Liberalization. *J. Econ. Lit.* 44, 325–366. <https://doi.org/10.1257/jel.44.2.325>
- Athawale, R., Felder, F., 2016. Residential Rate Design and Death Spiral for Electric Utilities: Efficiency and Equity Considerations, in: *Future of Utilities Utilities of the Future*. Elsevier, pp. 193–209. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804249-6.00010-5>
- Avril, S., Mansilla, C., Busson, M., Lemaire, T., 2012. Photovoltaic energy policy: Financial estimation and performance comparison of the public support in five representative countries. *Energy Policy* 51, 244–258. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.07.050>
- Barbour, E., González, M.C., 2018. Projecting battery adoption in the prosumer era. *Appl. Energy* 215, 356–370. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.01.056>
- Battistel, M.-N., 2016. Rapport d'information sur les enjeux et impacts de l'effacement électrique diffus. Rapport d'information, Assemblée Nationale.
- Beltran, H., Ayuso, P., Pérez, E., 2020. Lifetime Expectancy of Li-Ion Batteries used for Residential Solar Storage. *Energies* 13, 568. <https://doi.org/10.3390/en13030568>
- Bertoldi, P., Zancanella, P., Boza-Kiss, B., 2016. Demand Response Status in EU Member States. European Commission - JRC Science for Policy Report.
- Bertsch, V., Geldermann, J., Lühn, T., 2017. What drives the profitability of household PV investments, self-consumption and self-sufficiency? *Appl. Energy* 204, 1–15. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.06.055>
- BMU, 2019. EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2019.
- BMU, 2007. Renewable Energy Sources Act (EEG) - Progress Report 2007.
- Boiteux, M., 1956. La vente au coût marginal. *Rev. Fr. Energ.*
- Bonbright, J.C., 1971. Principles of public utility rates. Columbia Univ. Press, New York.
- Bondio, S., Shahnazari, M., McHugh, A., 2018. The technology of the middle class: Understanding the fulfilment of adoption intentions in Queensland's rapid uptake residential solar photovoltaics market. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 93, 642–651. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.05.035>
- Bonnet, C., 2014. Revue Internationale des Politiques de Soutien aux Energies Renouvelables. *Informations et Débats* n°2014-33, Chaire Economie du Climat.
- Borenstein, S., 2016. The economics of fixed cost recovery by utilities. *Electr. J.* 29, 5–12. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2016.07.013>
- Boughen, N., Contreras Castro, Z., Ashworth, P., 2013. Understanding the residential customer perspective to emerging electricity technologies: Informing the CSIRO Future Grid Forum.
- Braithwait, S.D., 2018. Retail pricing responses to the challenge of distributed energy resources. *Electr. J.* 31, 38–43. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2018.09.001>
- Branker, K., Pathak, M.J.M., Pearce, J.M., 2011. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 15, 4470–4482. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.104>

- Bremdal, B.A., 2011. Prosumer oriented business in the energy market. Improsume Publication Series #2. Narvik, Norway and Halden, Norway: Narvik University College and Norwegian Center of Expertise for Smart Energy Markets.
- Breyer, C., Bogdanov, D., Gulagi, A., Aghahosseini, A., Barbosa, L.S.N.S., Koskinen, O., Barasa, M., Caldera, U., Afanasyeva, S., Child, M., Farfan, J., Vainikka, P., 2017. On the role of solar photovoltaics in global energy transition scenarios: On the role of solar photovoltaics in global energy transition scenarios. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* 25, 727–745. <https://doi.org/10.1002/pip.2885>
- Brown, D.P., Sappington, D.E.M., 2018. On the role of maximum demand charges in the presence of distributed generation resources. *Energy Econ.* 69, 237–249. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.11.023>
- Burger, S.P., Knittel, C.R., Perez-Arriaga, I.J., Schneider, I., vom Scheidt, F., 2020. The Efficiency and Distributional Effects of Alternative Residential Electricity Rate Designs. *Energy J.* 41. <https://doi.org/10.5547/01956574.41.1.sbur>
- Cabrera-Tobar, A., Bullich-Massagué, E., Aragüés-Peñalba, M., Gomis-Bellmunt, O., 2016. Review of advanced grid requirements for the integration of large scale photovoltaic power plants in the transmission system. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 62, 971–987. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.044>
- Cai, D.W.H., Adlakha, S., Low, S.H., De Martini, P., Mani Chandy, K., 2013. Impact of residential PV adoption on Retail Electricity Rates. *Energy Policy* 62, 830–843. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.07.009>
- Calvillo, C.F., Sánchez-Miralles, A., Villar, J., Martín, F., 2016. Optimal planning and operation of aggregated distributed energy resources with market participation. *Appl. Energy* 182, 340–357. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.117>
- Campoccia, A., Dusonchet, L., Telaretti, E., Zizzo, G., 2014. An analysis of feed-in tariffs for solar PV in six representative countries of the European Union. *Sol. Energy* 107, 530–542. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.05.047>
- Capen, E.C., Clapp, R.V., Campbell, W.M., 71. Competitive Bidding in High-Risk Situations. *J. Pet. Technol.* 23, 641–653.
- Castaneda, M., Jimenez, M., Zapata, S., Franco, C.J., Dyer, I., 2017. Myths and facts of the utility death spiral. *Energy Policy* 110, 105–116. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.063>
- CEER, 2017. Electricity Distribution Network Tariffs: CEER Guidelines of Good Practice. Council of European Energy Regulators, Brussels.
- CGDD, 2019a. Chiffres clés des énergies renouvelables - Edition 2019.
- CGDD, 2019b. Les dépenses publiques de R&D en énergie en 2018. DataLab.
- Chen, S., Liu, C.-C., 2017. From demand response to transactive energy: state of the art. *J. Mod. Power Syst. Clean Energy* 5, 10–19. <https://doi.org/10.1007/s40565-016-0256-x>
- CNESA, 2020. Energy Storage Industry White Paper 2019 - Summary Version. China Energy Storage Alliance.
- Cohen, M.A., Callaway, D.S., 2016. Effects of distributed PV generation on California's distribution system, Part 1: Engineering simulations. *Sol. Energy* 128, 126–138. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.01.002>
- Commission Européenne, 2014. Guidelines on state aid for environmental protection and energy 2014 - 2020. 2014/C 200/01.
- Cossent, R., Gómez, T., 2013. Implementing incentive compatible menus of contracts to regulate electricity distribution investments. *Util. Policy* 27, 28–38. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2013.09.002>
- Costello, K.W., Hemphill, R.C., 2014. Electric Utilities' 'Death Spiral': Hyperbole or Reality? *Electr. J.* 27, 7–26. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2014.09.011>
- Couture, T.D., Cory, K., Kreycik, C., Williams, E., 2010. A Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design. Technical Report NREL/TP-6A2-44849.

- CRE, 2020a. Open data CRE - Construction des tarifs réglementés de vente d'électricité [WWW Document]. <https://www.cre.fr/Pages-annexes/open-data>.
- CRE, 2020b. Consultation publique n°2020-007 du 19 mars 2020 relative à la composante de soutirage des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité "TURPE 6."
- CRE, 2019a. Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 juin 2019 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT au 1er août 2019. Délibération n°2019-138.
- CRE, 2019b. Le stockage de l'électricité en France. Document de réflexion et de proposition.
- CRE, 2019c. Consultation publique n°2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité "TURPE 6."
- CRE, 2018a. Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 février 2018 portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation. Délibération n° 2018-027.
- CRE, 2018b. Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT. Délibération n°2018-115.
- CRE, 2017a. Annexe 7 - Historique des charges de service public de l'énergie. Rapport annuel du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité.
- CRE, 2017b. Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées en métropole continentale.
- CRE, 2017c. Open Data CRE - Outils de calcul des structures tarifaires [WWW Document]. <https://www.cre.fr/Pages-annexes/Open-Data>.
- CRE, 2017d. Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation et situées en métropole continentale.
- CRE, 2016. Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.
- CRE, 2014. La contribution au service public de l'électricité (CSPE) : mécanisme, historique et prospective.
- Cretì, A., Fontini, F., 2019. *Economics of Electricity: Markets, Competition and Rules*, 1st ed. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781316884614>
- Crouch, M., 2006. Investment under RPI-X: Practical experience with an incentive compatible approach in the GB electricity distribution sector. *Util. Policy* 14, 240–244. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2006.05.005>
- Cruciani, M., 2014. Le coût des énergies renouvelables. Note de l'IFRI.
- Danish Energy Agency, 2016. Memo on the Danish support scheme for electricity generation based on renewables and other environmentally benign electricity production.
- De Boeck, L., Van Asch, S., De Bruecker, P., Audenaert, A., 2016. Comparison of support policies for residential photovoltaic systems in the major EU markets through investment profitability. *Renew. Energy* 87, 42–53. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.09.063>
- DECC, 2016. Consumer-Funded Policies Report - Actual and projected expenditures of BEIS' consumer funded energy policies for recent financial years.
- DECC, 2015. Consultation on a review of the Feed-in Tariffs scheme.
- DECC, 2011. Control Framework for DECC levy-funded spending - Questions and Answers.
- del Río González, P., 2008. Ten years of renewable electricity policies in Spain: An analysis of successive feed-in tariff reforms. *Energy Policy* 36, 2917–2929. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.03.025>
- del Río, P., Mir-Artigues, P., 2014. A Cautionary Tale: Spain's solar PV investment bubble. The International Institute for Sustainable Development.

del Río, P., Mir-Artigues, P., 2012. Support for solar PV deployment in Spain: Some policy lessons. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16, 5557–5566. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.05.011>

Denholm, P., Jacob, N., Gagnon, P., Cole, W., 2019. The Potential for Battery Energy Storage to Provide Peaking Capacity in the United States. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-74184.

DGEC, 2014. Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable.

Dietrich, A., Weber, C., 2018. What drives profitability of grid-connected residential PV storage systems? A closer look with focus on Germany. *Energy Econ.* 74, 399–416. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.06.014>

Dusonchet, L., Telaretti, E., 2015. Comparative economic analysis of support policies for solar PV in the most representative EU countries. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 42, 986–998. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.054>

eandis, 2016. Le tarif Prosumer - Questions fréquemment posées.

E-cube, 2018a. Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie.

E-cube, 2018b. Monographie n°4 sur les métiers de la fourniture et des services. Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie.

E-cube, 2017. e-can.ch, Powerpeers, Grid+ Blockchain : Ces nouveaux modèles qui veulent rapprocher consommateur et producteur d'électricité.

Eid, C., Codani, P., Perez, Y., Reneses, J., Hakvoort, R., 2016. Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: A review of incentives for market design. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 64, 237–247. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.008>

Eid, C., Reneses Guillén, J., Frías Marín, P., Hakvoort, R., 2014. The economic effect of electricity net-metering with solar PV: Consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives. *Energy Policy* 75, 244–254. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.09.011>

Enedis, 2020. Open Data Enedis - Energie. <https://data.enedis.fr/explore/?sort=modified&refine.theme=%C3%89nergie>.

ENEDIS, 2019. Valeurs des coefficients de la formule des pertes.

EPIA, 2014. Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018.

ERDF, 2015. Relations entre le GRD et le Responsable d'Equilibre - Dispositions Applicables pour l'Estimation des Courbes de Charges.

ERDF, 2009. La compensation des Pertes à ERDF - Présentation aux membres du groupe de travail CRE sur les Pertes.

Eurelectric, 2013. Network tariff structure for a smart energy system.

European Commission, 2015a. Study on tariff design for distribution systems.

European Commission, 2015b. Best practices on renewable energy self-consumption.

European Commission, 2013. Incorporating Demand Side Flexibility, in Particular Demand Response, in Electricity Markets.

Farhar, B.C., Buhrmann, J., 1998. Public response to residential grid-tied PV systems in Colorado: A qualitative market assessment.

Felder, F.A., Athawale, R., 2014. The Life and Death of the Utility Death Spiral. *Electr. J.* 27, 9–16. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2014.06.008>

Feldstein, M.S., 1972. Equity and Efficiency in Public Sector Pricing: The Optimal Two-Part Tariff. *Q. J. Econ.* 86, 175. <https://doi.org/10.2307/1880558>

Feuerriegel, S., Neumann, D., 2014. Measuring the financial impact of demand response for electricity retailers. *Energy Policy* 65, 359–368. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.10.012>

Fraunhofer ISE, 2017. Recents Facts about Photovoltaics in Germany.

Fraunhofer ISE, 2013. Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies.

Fulton, M., Capalino, R., 2012. The German Feed-in Tariff: Recent Policy Changes.

Gautier, A., Hoet, B., Jacqmin, J., Van Driessche, S., 2019. Self-consumption choice of residential PV owners under net-metering. *Energy Policy* 128, 648–653. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.01.055>

- González, P., Romero-Cadaval, E., González, E., Guerrero, M.A., 2011. Impact of Grid Connected Photovoltaic System in the Power Quality of a Distribution Network, in: Camarinha-Matos, L.M. (Ed.), *Technological Innovation for Sustainability*. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, pp. 466–473. https://doi.org/10.1007/978-3-642-19170-1_51
- Graffy, E., Kihm, S., 2014. Does disruptive competition mean a death spiral for electric utilities? *Energy Law Journal* 35, p1-44.
- Green, R., Staffell, I., 2017. Prosumage and the British Electricity Market. *Econ. Energy Environ. Policy* 6. <https://doi.org/10.5547/2160-5890.6.1.rgre>
- Gründinger, W., 2017. *Drivers of Energy Transition*. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-17691-4>
- GSE, 2015. *Rapporto Statistico 2015 : Solare Fotovoltaico*.
- Günther, C., Wolf, P.S., Zerrahn, A., 2019. Prosumage of solar electricity: tariff design, capacity investments, and power system effects.
- Hagerman, S., Jaramillo, P., Morgan, M.G., 2016. Is rooftop solar PV at socket parity without subsidies? *Energy Policy* 89, 84–94. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.11.017>
- Hansen, J.-P., Percebois, J., 2015. *Énergie: économie et politiques*. De Boeck, Louvain-la-Neuve.
- Heald, D., 1996. Contrasting approaches to the ‘problem’ of cross subsidy. *Manag. Account. Res.* 7, 53–72. <https://doi.org/10.1006/mare.1996.0003>
- Heggarty, T., Bourmaud, J.-Y., Girard, R., Kariniotakis, G., 2019. Multi-temporal assessment of power system flexibility requirement. *Appl. Energy* 238, 1327–1336. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.198>
- Hemphill, R., Costello, K., 1987. The death spiral: an assessment of its likelihood in electric utilities.
- Hesse, H., Martins, R., Musilek, P., Naumann, M., Truong, C., Jossen, A., 2017. Economic Optimization of Component Sizing for Residential Battery Storage Systems. *Energies* 10, 835. <https://doi.org/10.3390/en10070835>
- Hoarau, Q., Perez, Y., 2019. Network tariff design with prosumers and electromobility: Who wins, who loses? *Energy Econ.* 83, 26–39. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2019.05.009>
- Hoppmann, J., Volland, J., Schmidt, T.S., Hoffmann, V.H., 2014. The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 39, 1101–1118. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.068>
- I Care & Consult, 2017. *Etude de la compétitivité et des retombées socio-économiques de la filière solaire française*.
- IEA, 2019. *Tracking Energy Integration - Energy Storage*.
- IEA, 2017. *Energy Technology Perspectives 2017*.
- IEA, 2014. *Technology Roadmap - Energy storage*.
- IEA, 2003. *The Power to Choose: Demand Response in Liberalised Electricity Markets*.
- IEA PVPS, 2019a. *Trends in Photovoltaic Applications 2019*.
- IEA PVPS, 2019b. *National Survey Report of Photovoltaic Applications in Germany*.
- IEA PVPS, 2018. *National Survey Report of PV Power Applications in Spain 2018*.
- IEA PVPS, 2016a. *Trends 2016 in photovoltaic applications : Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2015*.
- IEA PVPS, 2016b. *2015 - Snapshot of global photovoltaic markets*.
- IEA PVPS, 2016c. *National Survey Report of PV Power Applications in Denmark*.
- IEA PVPS, 2016d. *National Survey Report Belgium 2016*.
- IEA PVPS, 2015. *National Survey Report of PV Applications in Germany - 2014*.
- IEA PVPS, 2013. *Figure 19: Evolution annuelle des coûts des FIT et du tarif à l’export et estimations faites par la DECC en 2010 et 2011 (OFGEM, 2019)*.
- IEA PVPS, 2012. *National Survey Report of PV Power Applications in Germany 2011*.
- Inderberg, T.H.J., Tews, K., Turner, B., 2018. Is there a Prosumer Pathway? Exploring household solar energy development in Germany, Norway, and the United Kingdom. *Energy Res. Soc. Sci.* 42, 258–269. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.04.006>

- IPCC, 2011. IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Cambridge: Cambridge University Press.
- IRENA, 2020. Renewable Capacity Statistics 2020.
- IRENA, 2017a. Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030.
- IRENA, 2017b. Cost-of-Service Tool. <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>.
- IRENA, 2015. Battery Storage For Renewables: Market Status And Technology Outlook.
- IRENA, 2014. REmap 2030 - A Renewable Energy Roadmap.
- IRENA and CEM, 2015. Renewable Energy Auctions - A Guide to Design.
- Iria, J., 2019. Optimal participation of an aggregator of prosumers in the electricity markets. Faculty of Engineering of University of Porto.
- Iria, J., Soares, F., 2019. A cluster-based optimization approach to support the participation of an aggregator of a larger number of prosumers in the day-ahead energy market. *Electr. Power Syst. Res.* 168, 324–335. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.11.022>
- Iria, J., Soares, F., Matos, M., 2019. Optimal bidding strategy for an aggregator of prosumers in energy and secondary reserve markets. *Appl. Energy* 238, 1361–1372. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.191>
- Jaccard, M., 2005. Sustainable fossil fuels - The unusual suspect in the quest for clean and enduring energy.
- Jacobsson, S., Bergek, A., Finon, D., Lauber, V., Mitchell, C., Toke, D., Verbruggen, A., 2009. EU renewable energy support policy: Faith or facts? *Energy Policy* 37, 2143–2146. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.043>
- Jäger-Waldau, A., 2013. PV Status Report 2013. JRC Scientific and Technical Reports, EUR 26118 EN.
- Johnson, E., Beppler, R., Blackburn, C., Staver, B., Brown, M., Matisoff, D., 2017. Peak shifting and cross-class subsidization: The impacts of solar PV on changes in electricity costs. *Energy Policy* 106, 436–444. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.03.034>
- Joskow, P.L., 2008. Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks. *Rev. Netw. Econ.* 7. <https://doi.org/10.2202/1446-9022.1161>
- Joskow, P.L., 2007. Regulation of natural monopolies, in: *Handbook of Law and Economics*. A. Mitchell Polinsky and Steven Shavell, pp. 1227–1348.
- Jülch, V., 2016. Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method. *Appl. Energy* 183, 1594–1606. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.165>
- Jülch, V., Telsnig, T., Schulz, M., Hartmann, N., Thomsen, J., Eltrop, L., Schlegl, T., 2015. A Holistic Comparative Analysis of Different Storage Systems using Levelized Cost of Storage and Life Cycle Indicators. *Energy Procedia* 73, 18–28. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.553>
- Karakaya, E., Hidalgo, A., Nuur, C., 2015. Motivators for adoption of photovoltaic systems at grid parity: A case study from Southern Germany. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 43, 1090–1098. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.077>
- Kaschub, T., Jochem, P., Fichtner, W., 2016. Solar energy storage in German households: profitability, load changes and flexibility. *Energy Policy* 98, 520–532. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.09.017>
- Kazhmiaka, F., Jochem, P., Keshav, S., Rosenberg, C., 2017. On the influence of jurisdiction on the profitability of residential photovoltaic-storage systems: A multi-national case study. *Energy Policy* 109, 428–440. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.019>
- Kitzing, L., Katz, J., Schröder, S., Morthorst, P.E., Moller Anderson, F., 2016. The residential electricity sector in Denmark: A description of current conditions. DTU Management Engineering.
- Kjær, S.B., Benz, C.H., Gonlazez, A., 2013. Impact of New Danish Hourly Based Net Metering On The Acceptable Solar PV System Cost. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition.
- klein, A., Pfluger, B., Held, A., Ragwitz, M., Resch, G., Faber, T., 2008. Evaluation of different feed-in tariff design options: Best practice paper for the international feed-in cooperation.

- Klingler, A.-L., 2017. Self-consumption with PV + Battery systems: A market diffusion model considering individual consumer behaviour and preferences. *Appl. Energy* 205, 1560–1570. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.159>
- Klingler, A.-L., Schuhmacher, F., 2018. Residential photovoltaic self-consumption: Identifying representative household groups based on a cluster analysis of hourly smart-meter data. *Energy Effic.* 11, 1689–1701. <https://doi.org/10.1007/s12053-017-9554-z>
- Kopsakangas-Savolainen, M., Svento, R., 2010. Comparing welfare effects of different regulation schemes: An application to the electricity distribution industry. *Energy Policy* 38, 7370–7377. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.08.013>
- Kreycik, C., Couture, T.D., Cory, K., 2011. Procurement Options for New Renewable Electricity Supply. Technical Report NREL/TP-6A20-52983.
- Kubli, M., 2018. Squaring the sunny circle? On balancing distributive justice of power grid costs and incentives for solar prosumers. *Energy Policy* 114, 173–188. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.054>
- Küfeoğlu, S., Pollitt, M.G., 2019. The impact of PVs and EVs on domestic electricity network charges: A case study from Great Britain. *Energy Policy* 127, 412–424. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.12.012>
- Laffont, M., 2013. Costs and prices in electricity transport. Toulouse School of Economics.
- Lai, C.S., McCulloch, M.D., 2017. Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. *Appl. Energy* 190, 191–203. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.153>
- La Monaca, S., Ryan, L., 2017. Solar PV where the sun doesn't shine: Estimating the economic impacts of support schemes for residential PV with detailed net demand profiling. *Energy Policy* 108, 731–741. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.05.052>
- Lang, T., Ammann, D., Girod, B., 2016. Profitability in absence of subsidies: A techno-economic analysis of rooftop photovoltaic self-consumption in residential and commercial buildings. *Renew. Energy* 87, 77–87. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.09.059>
- Leepa, C., Unfried, M., 2013. Effects of a cut-off in feed-in tariffs on photovoltaic capacity: Evidence from Germany. *Energy Policy* 56, 536–542. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.01.018>
- Lerbinger, A., Müller-Lohse, L., 2018. Systèmes de stockage d'électricité : présentation et état des lieux en France et en Allemagne. OFATE-DFBEW.
- Löbbe, S., Hackbarth, A., 2017. The Transformation of the German Electricity Sector and the Emergence of New Business Models in Distributed Energy Systems, in: *Innovation and Disruption at the Grid's Edge*. Elsevier, pp. 287–318. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811758-3.00015-2>
- López Prol, J., Steininger, K.W., 2017. Photovoltaic self-consumption regulation in Spain: Profitability analysis and alternative regulation schemes. *Energy Policy* 108, 742–754. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.06.019>
- Lunz, B., Yan, Z., Gerschler, J.B., Sauer, D.U., 2012. Influence of plug-in hybrid electric vehicle charging strategies on charging and battery degradation costs. *Energy Policy* 46, 511–519. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.04.017>
- Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D., Palm, J., 2015. Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Appl. Energy* 142, 80–94. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.028>
- Lüthi, S., 2010. Effective deployment of photovoltaics in the Mediterranean countries: Balancing policy risk and return. *Sol. Energy* 84, 1059–1071. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2010.03.014>
- Mateo, C., Cossent, R., Gómez, T., Prettico, G., Frías, P., Fulli, G., Meletiou, A., Postigo, F., 2018. Impact of solar PV self-consumption policies on distribution networks and regulatory implications. *Sol. Energy* 176, 62–72. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.10.015>
- Menanteau, P., Finon, D., Lamy, M.-L., 2003. Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. *Energy Policy* 31, 799–812. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(02\)00133-7](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00133-7)
- Mir-Artigues, P., 2013. The Spanish regulation of the photovoltaic demand-side generation. *Energy Policy* 63, 664–673. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.09.019>

- Mir-Artigues, P., del Río, P., 2016. The Economics and Policy of Solar Photovoltaic Generation, Green Energy and Technology. Springer International Publishing, Cham. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-29653-1>
- MIT Energy Initiative, 2016. Utility of the Future. Massachusetts Institute of Technology.
- Moshövel, J., Kairies, K.-P., Magnor, D., Leuthold, M., Bost, M., Gährs, S., Szczechowicz, E., Cramer, M., Sauer, D.U., 2015. Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption. *Appl. Energy* 137, 567–575. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.07.021>
- MTES, 2019. Stratégie Française pour l’Energie et le Climat - Programmation Pluriannuelle de l’Energie.
- Muaafa, M., Adjali, I., Bean, P., Fuentes, R., Kimbrough, S.O., Murphy, F.H., 2017. Can adoption of rooftop solar panels trigger a utility death spiral? A tale of two U.S. cities. *Energy Res. Soc. Sci.* 34, 154–162. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.06.041>
- Müller-Lohse, L., 2019. Les options de flexibilisation au service de la transition énergétique : services système, réseaux et gestion de la demande.
- Munoz, L.A.H., Huijben, J.C.C.M., Verhees, B., Verbong, G.P.J., 2014a. The power of grid parity: A discursive approach. *Technol. Forecast. Soc. Change* 87, 179–190. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2013.12.012>
- Munoz, L.A.H., Huijben, J.C.C.M., Verhees, B., Verbong, G.P.J., 2014b. The power of grid parity: A discursive approach. *Technol. Forecast. Soc. Change* 87, 179–190. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2013.12.012>
- Nijhuis, M., Gibescu, M., Cobben, J.F.G., 2017. Analysis of reflectivity & predictability of electricity network tariff structures for household consumers. *Energy Policy* 109, 631–641. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.049>
- Nizami, M.S.H., Hossain, M.J., Amin, B.M.R., Fernandez, E., 2020. A residential energy management system with bi-level optimization-based bidding strategy for day-ahead bi-directional electricity trading. *Appl. Energy* 261, 114322. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114322>
- NREL, 2015. Value of Solar: Program Design and Implementation Considerations.
- Oberst, C.A., Schmitz, H., Madlener, R., 2019. Are Prosumer Households That Much Different? Evidence From Stated Residential Energy Consumption in Germany. *Ecol. Econ.* 158, 101–115. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2018.12.014>
- Observ’ER, 2019. Suivi du marché 2018 des installations solaires photovoltaïques individuelles.
- OFAEnR, 2014. Synthèse de la conférence “Nouveaux modèles de consommation et de commercialisation du photovoltaïque : regards croisés France-Allemagne.”
- OFATE, 2017a. Les réseaux de distribution électriques pour la transition énergétique : cadre réglementaire et retours d’expérience.
- OFATE, 2017b. L’effacement et la gestion de la demande en France et en Allemagne.
- OFATE, 2016a. L’autoconsommation et la livraison directe - Schémas de valorisation photovoltaïque en Allemagne et en France.
- OFATE, 2016b. La loi EEG 2017 - Récapitulatif des points clés de la loi allemande sur les énergies renouvelables du 8 juillet 2016.
- OFATE, 2013. Le cadre juridique, technique et financier de l’autoconsommation du photovoltaïque - Retour d’expérience allemand.
- OFATE, 2012. Autoconsommation en Allemagne - Retour d’expérience.
- OFGEM, 2019. Feed-in Tariff (FIT): Annual Report 2018-19.
- OFGEM, 2013. Feed-in tariff Annual Report 2012-13.
- OFGEM, 2011. Feed-in tariff Annual Report 2010-11.
- Ong, S., Campbell, C., Clark, N., 2012. Impacts of regional electricity prices and building type on the economics of commercial photovoltaic systems. NREL/TP-6A20-56461.
- O’Shaughnessy, E., Cutler, D., Ardani, K., Margolis, R., 2018. Solar plus: Optimization of distributed solar PV through battery storage and dispatchable load in residential buildings. *Appl. Energy* 213, 11–21. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.118>

- PA Energy A/S, 2007. National Survey Report of PV Power Applications in Denmark in 2006.
- Parag, Y., Sovacool, B.K., 2016. Electricity market design for the prosumer era. *Nat. Energy* 1, 16032. <https://doi.org/10.1038/nenergy.2016.32>
- Passey, R., Haghdadi, N., Bruce, A., MacGill, I., 2017. Designing more cost reflective electricity network tariffs with demand charges. *Energy Policy* 109, 642–649. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.045>
- Pawel, I., 2014. The Cost of Storage – How to Calculate the Levelized Cost of Stored Energy (LCOE) and Applications to Renewable Energy Generation. *Energy Procedia* 46, 68–77. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.159>
- Pena-Bello, A., Burer, M., Patel, M.K., Parra, D., 2017. Optimizing PV and grid charging in combined applications to improve the profitability of residential batteries. *J. Energy Storage* 13, 58–72. <https://doi.org/10.1016/j.est.2017.06.002>
- Percebois, J., 2014. Les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, leurs forces et leurs faiblesses respectives. *CREDEN, Cahier de recherche n°14.03.107*.
- Pérez-Arriaga, I.J., Olmos, L., Rivier, M., 2013. Transmission Pricing, in: Rosellón, J., Kristiansen, T. (Eds.), *Financial Transmission Rights*. Springer London, London, pp. 49–76. https://doi.org/10.1007/978-1-4471-4787-9_2
- Pflugradt, N., 2016. Modellierung von Wasser- und Energieverbräuchen in Haushalten.
- Picciariello, A., Reneses, J., Frias, P., Söder, L., 2015. Distributed generation and distribution pricing: Why do we need new tariff design methodologies? *Electr. Power Syst. Res.* 119, 370–376. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2014.10.021>
- Pollitt, M.G., 2018. Electricity Network Charging in the Presence of Distributed Energy Resources: Principles, Problems and Solutions. *Econ. Energy Environ. Policy* 7. <https://doi.org/10.5547/2160-5890.7.1.mpol>
- Polo, A.L., Haas, R., 2014. An international overview of promotion policies for grid-connected photovoltaic systems: An international overview of promotion policies. *Prog. Photovolt. Res. Appl.* 22, 248–273. <https://doi.org/10.1002/pip.2236>
- Prata, R., Carvalho, P.M.S., 2018. Self-supply and regulated tariffs: Dynamic equilibria between photovoltaic market evolution and rate structures to ensure network sustainability. *Util. Policy* 50, 111–123. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2017.11.004>
- Prügler, N., 2013. Economic potential of demand response at household level—Are Central-European market conditions sufficient? *Energy Policy* 60, 487–498. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.04.044>
- Pudjianto, D., Djapic, P., Dragovic, J., Strbac, G., 2013. Grid Integration Cost of Photovoltaic Power Generation - Direct Costs Analysis related to Grid Impacts of Photovoltaics. *PV Parity Project*.
- PV-Net, 2016. Promotion du photovoltaïque par l'optimisation du net-metering. Rapport final de projet.
- Quezada, G., Grozev, G., Seo, S., Wang, C.-H., 2014. The challenge of adapting centralised electricity systems: peak demand and maladaptation in South East Queensland, Australia. *Reg. Environ. Change* 14, 463–473. <https://doi.org/10.1007/s10113-013-0480-0>
- Quoilin, S., Kavvadias, K., Mercier, A., Pappone, I., Zucker, A., 2016. Quantifying self-consumption linked to solar home battery systems: Statistical analysis and economic assessment. *Appl. Energy* 182, 58–67. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.077>
- Rebenaque, O., 2017. Autoconsommation et transferts de richesses entre consommateurs. *Informations et Débats n°2017-50 de la Chaire Economie du Climat*.
- Reneses, J., Rodríguez, M.P., Pérez-Arriaga, I.J., 2013. Electricity Tariffs, in: Pérez-Arriaga, I.J. (Ed.), *Regulation of the Power Sector*. Springer London, London, pp. 397–441. https://doi.org/10.1007/978-1-4471-5034-3_8
- Rious, V., Perez, Y., Roques, F., 2015. Which electricity market design to encourage the development of demand response? *Econ. Anal. Policy* 48, 128–138. <https://doi.org/10.1016/j.eap.2015.11.006>

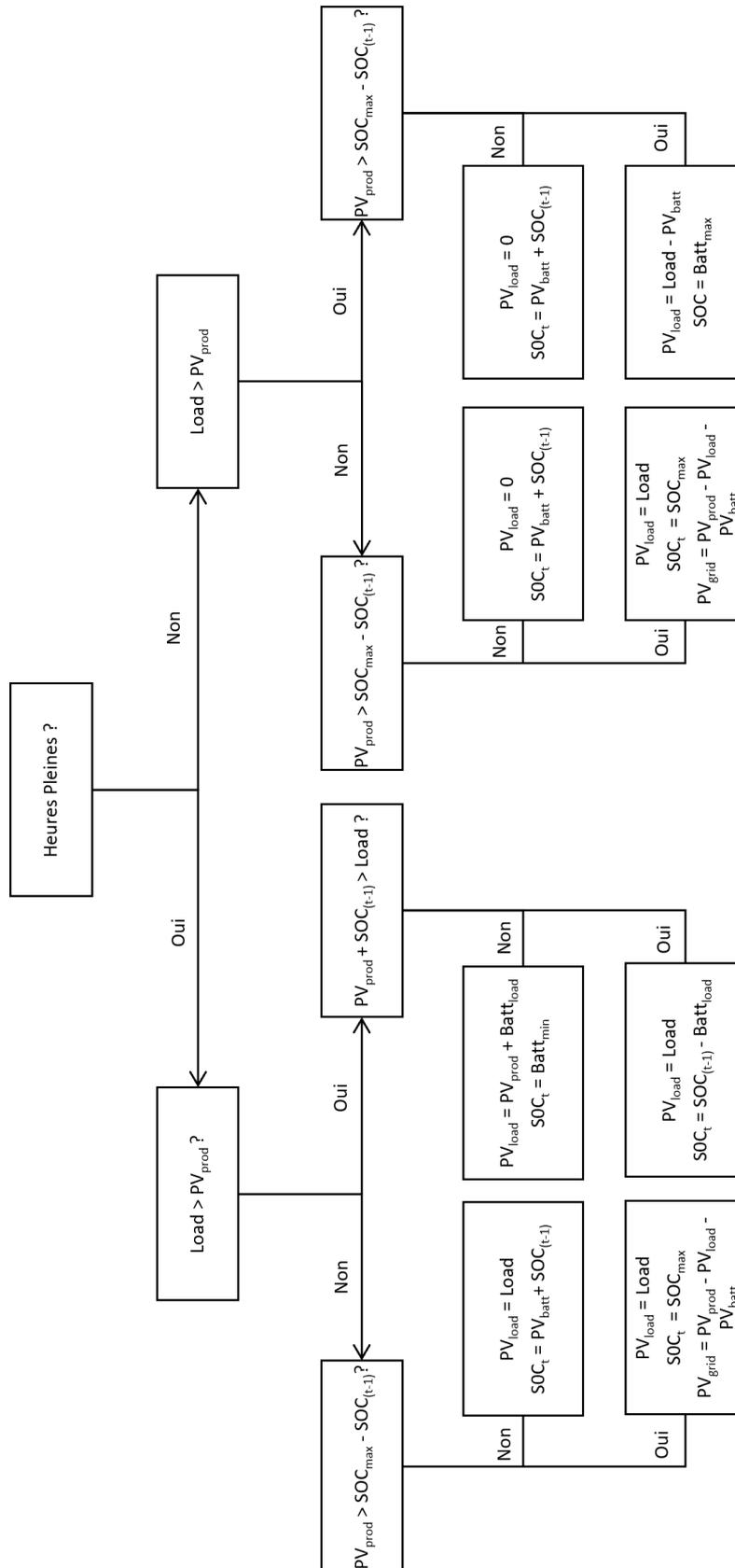
- Rodríguez Ortega, M.P., Pérez-Arriaga, J.I., Abbad, J.R., González, J.P., 2008. Distribution network tariffs: A closed question? *Energy Policy* 36, 1712–1725. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.01.025>
- Rogea, A., Barbier, T., Girard, R., Kong, N., 2017. Evolution of electrical distribution grid sizing considering self-consumption of local renewable production. *CIREN 2017 - 24th International Conference on Electricity Distribution*, Glasgow, United Kingdom.
- Roulot, J., Raineri, R., 2018. The impacts of photovoltaic electricity self-consumption on value transfers between private and public stakeholders in France. *Energy Policy* 122, 459–473. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.07.035>
- RTE, 2017a. Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France.
- RTE, 2017b. Valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents.
- RTE, 2016. Feuille de route de l'équilibrage du système électrique français.
- RTE, 2012. Quelle valeur attribuer à la qualité de l'électricité ? L'avis des consommateurs.
- Sakhrani, V., Parsons, J.E., 2010. Electricity Network Tariff Architecture. A Comparison of Four OECD Countries.
- Sani Hassan, A., Cipcigan, L., Jenkins, N., 2017. Optimal battery storage operation for PV systems with tariff incentives. *Appl. Energy* 203, 422–441. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.06.043>
- Sarasa-Maestro, C.J., Dufo-López, R., Bernal-Agustín, J.L., 2013. Photovoltaic remuneration policies in the European Union. *Energy Policy* 55, 317–328. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.12.011>
- Satchwell, A., Mills, A., Barbose, G., 2015. Quantifying the financial impacts of net-metered PV on utilities and ratepayers. *Energy Policy* 80, 133–144. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.01.043>
- Satchwell, A., Mills, A., Barbose, G., 2014. Financial Impacts of Net-Metered PV on Utilities and Ratepayers: A Scoping Study of Two Prototypical U.S. Utilities.
- Schaeffer, G.J., Boots, M.G., Mitchell, C., Anderson, T., Timpe, C., Cames, M., 2010. Options for design of tradable green certificate systems. *ECN-C—00-32*.
- Schaffer, A.J., Brun, S., 2015. Beyond the sun—Socioeconomic drivers of the adoption of small-scale photovoltaic installations in Germany. *Energy Res. Soc. Sci.* 10, 220–227. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2015.06.010>
- Schill, W.-P., Zerrahn, A., Kunz, F., 2017. Prosumage of solar electricity: pros, cons, and the system perspective. *Econ. Energy Environ. Policy* 6. <https://doi.org/10.5547/2160-5890.6.1.wsch>
- Schmidt, O., Hawkes, A., Gambhir, A., Staffell, I., 2017. The future cost of electrical energy storage based on experience rates. *Nat. Energy* 2, 17110. <https://doi.org/10.1038/nenergy.2017.110>
- Schwartz et co, 2016. Etude comparative des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité en Europe. Rapport Final pour la Commission de Régulation de l'Energie.
- Schweppe, F.C., Caramanis, M.C., Tabors, R.D., Bohn, R.E., 1988. *Spot Pricing of Electricity*. Springer US, Boston, MA. <https://doi.org/10.1007/978-1-4613-1683-1>
- SEDC, 2017. *Explicit Demand Response in Europe - Mapping the Markets 2017*.
- Simshauser, P., 2016. Distribution network prices and solar PV: Resolving rate instability and wealth transfers through demand tariffs. *Energy Econ.* 54, 108–122. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.11.011>
- Simshauser, P., Nelson, T., 2013. The Outlook for Residential Electricity Prices in Australia's National Electricity Market in 2020. *Electr. J.* 26, 66–83. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2013.04.008>
- Solar Power Europe, 2016. *Global Market Outlook For Solar Power 2016-2020*. https://www.solareb2b.it/wp-content/uploads/2016/06/SPE_GMO2016_full_version.pdf
- Stan, A.-I., Swierczynski, M., Stroe, D.-I., Teodorescu, R., Andreasen, S.J., 2014. Lithium ion battery chemistries from renewable energy storage to automotive and back-up power applications — An overview, in: *2014 International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM)*. Presented at the 2014 International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM), IEEE, Bran, pp. 713–720. <https://doi.org/10.1109/OPTIM.2014.6850936>

- Stoft, S., 2002. Power system economics: designing markets for electricity. IEEE Press ; Wiley-Interscience, Piscataway, NJ : New York.
- Stroe, D.-I., Swierczynski, M., Stan, A.-I., Teodorescu, R., Andreasen, S.J., 2014. Accelerated Lifetime Testing Methodology for Lifetime Estimation of Lithium-Ion Batteries Used in Augmented Wind Power Plants. *IEEE Trans. Ind. Appl.* 50, 4006–4017. <https://doi.org/10.1109/TIA.2014.2321028>
- Sweco, 2019. Distributed electricity production and self-consumption in the Nordics. A report to the Nordic Council of Ministers (2019).
- Talent, O., Du, H., 2018. Optimal sizing and energy scheduling of photovoltaic-battery systems under different tariff structures. *Renew. Energy* 129, 513–526. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.06.016>
- Ter-Martirosyan, A., Kwoka, J., 2010. Incentive regulation, service quality, and standards in U.S. electricity distribution. *J. Regul. Econ.* 38, 258–273. <https://doi.org/10.1007/s11149-010-9126-z>
- Tervo, E., Agbim, K., DeAngelis, F., Hernandez, J., Kim, H.K., Odukomaiya, A., 2018. An economic analysis of residential photovoltaic systems with lithium ion battery storage in the United States. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 94, 1057–1066. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.055>
- Thygesen, R., Karlsson, B., 2014. Simulation and analysis of a solar assisted heat pump system with two different storage types for high levels of PV electricity self-consumption. *Sol. Energy* 103, 19–27. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.02.013>
- Tobnaghi, D.M., 2016. A review on impacts of grid-connected PV system on distribution networks. *Int. J. Electr. Comput. Energ. Commun. Eng.* 10.
- Truong, C., Naumann, M., Karl, R., Müller, M., Jossen, A., Hesse, H., 2016. Economics of Residential Photovoltaic Battery Systems in Germany: The Case of Tesla’s Powerwall. *Batteries* 2, 14. <https://doi.org/10.3390/batteries2020014>
- US DOE, 2006. Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them. US Dept. Energy, Washington, DC, USA, Tech. Rep.
- Verbruggen, A., 2004. Tradable green certificates in Flanders (Belgium). *Energy Policy* 32, 165–176. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(02\)00262-8](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00262-8)
- Vetter, J., Novák, P., Wagner, M.R., Veit, C., Möller, K.-C., Besenhard, J.O., Winter, M., Wohlfahrt-Mehrens, M., Vogler, C., Hammouche, A., 2005. Ageing mechanisms in lithium-ion batteries. *J. Power Sources* 147, 269–281. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2005.01.006>
- Viertl, C., 2018. The political framework for self-consumption in Germany. BMWi, Referat IIIB5.
- Vogelsang, I., 2001. Price regulation for independent transmission companies. *Journal of Regulation Economics* 20, 141–65.
- Von Hirschhausen, C., 2017. Prosumage and the future regulation of utilities: An introduction. *Econ. Energy Environ. Policy* 6. <https://doi.org/10.5547/2160-5890.6.1.cvh>
- Western Power Distribution, 2017. Sunshine Tariff - Summary Report.
- Widén, J., 2014. Improved photovoltaic self-consumption with appliance scheduling in 200 single-family buildings. *Appl. Energy* 126, 199–212. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.008>
- Wolak, F.A., 2018. The Evidence from California on the Economic Impact of Inefficient Distribution Network Pricing. NBER Working Paper No. 25087.
- Yang, Z., Zhang, J., Kintner-Meyer, M.C.W., Lu, X., Choi, D., Lemmon, J.P., Liu, J., 2011. Electrochemical Energy Storage for Green Grid. *Chem. Rev.* 111, 3577–3613. <https://doi.org/10.1021/cr100290v>
- Yu, H.J.J., 2018a. A prospective economic assessment of residential PV self-consumption with batteries and its systemic effects: The French case in 2030. *Energy Policy* 113, 673–687. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.005>
- Yu, H.J.J., 2018b. System contributions of residential battery systems: new perspectives on PV self-consumption. CEEM Working Paper - Paris Dauphine University.

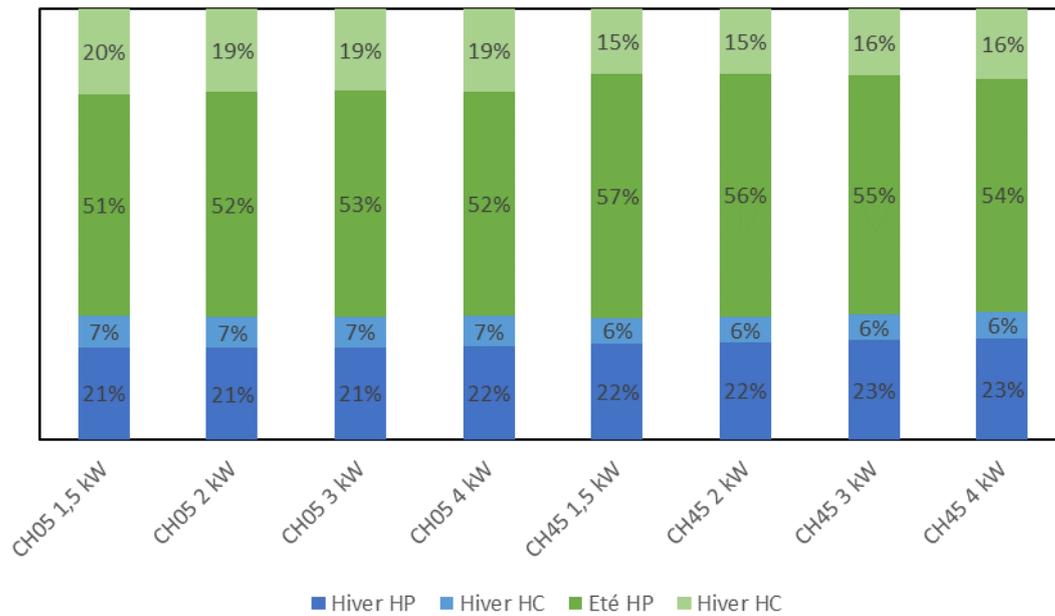
- Zachmann, G., Serwaah-Panin, A., Peruzzi, M., 2015. When and How to Support Renewables?—Letting the Data Speak, in: Ansuategi, A., Delgado, J., Galarraga, I. (Eds.), *Green Energy and Efficiency*. Springer International Publishing, Cham, pp. 291–332. https://doi.org/10.1007/978-3-319-03632-8_12
- Zubi, G., Dufo-López, R., Carvalho, M., Pasaoglu, G., 2018. The lithium-ion battery: State of the art and future perspectives. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 89, 292–308. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.002>

Liste des Annexes

Annexe 1 : Schéma de la stratégie de charge "HP/HC" adapté de YOUNG et al. (2019)

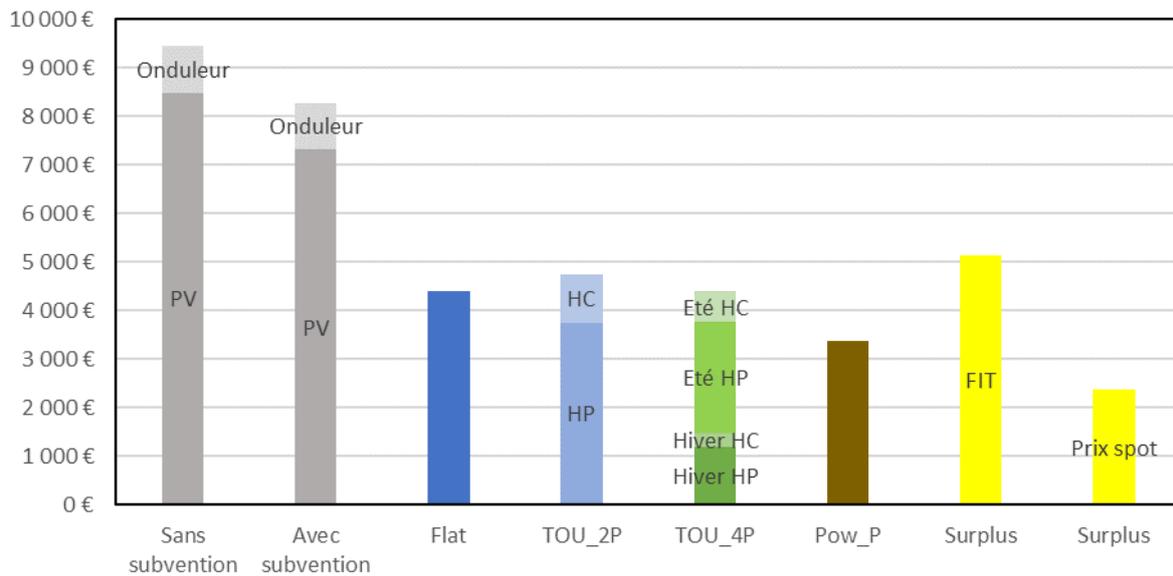


Annexe 2 : Part de l'autoconsommation selon la période tarifaire selon la capacité installée



Annexe 3 : Coûts et recettes totaux selon le scénario pour le ménage CH05

CH05 - 3 kW



Liste des tableaux

TABLEAU 1-1: MONTANTS DES PRIMES (CTS€/KWH) A L'AUTOCONSOMMATION EN ALLEMAGNE (SARASA-MAESTRO ET AL., 2013)	27
TABLEAU 1-2 : PART DES INSTALLATIONS QUI AUTOCONSOMMENT EN ALLEMAGNE (OFATE, 2013)	27
TABLEAU 1-3: TAUX D'AUTOCONSOMMATION MOYEN SELON LA CAPACITE DE L'INSTALLATION EN ALLEMAGNE (OFATE, 2013)	28
TABLEAU 1-4: EVOLUTION DU COUT ET DU MONTANT DE LA PRODUCTION BENEFICIANT DE LA PRIME A L'AUTOCONSOMMATION (BMU, 2019)	29
TABLEAU 1-5: EVOLUTION DE LA CONTRIBUTION EEG POUR LES CONSOMMATEURS FINALS (BMU, 2019)	29
TABLEAU 1-6 : MONTANTS DES CHARGES ANNUELLES DE LA POLITIQUE DE SOUTIEN A LA PRODUCTION PV (BMU, 2019)	31
TABLEAU 1-7: MONTANT DES FIT (PENCE/KWH) APPLIQUES AU 01/04/2010 (OFGEM, 2011)	33
TABLEAU 1-8: TAUX DE DEGRESSIVITE EN FONCTION DES CAPACITES INSTALLEES (OFGEM, 2013)	35
TABLEAU 1-9: MONTANTS DES FIT ET FIP ENTRE 1999 ET 2003 (DEL RIO GONZALEZ, 2008)	39
TABLEAU 1-10: PART DES COUTS DE LA POLITIQUE DE SOUTIEN PV PAR RAPPORT AU MIX DE PRODUCTION RENEUVELABLE ET AU SOUTIEN DES ENR (DEL RIO AND MIR-ARTIGUES, 2014)	41
TABLEAU 1-11 : VARIABLES DETERMINANTES DE LA RENTABILITE D'UNE INSTALLATION EN AUTOCONSOMMATION EN 2016 (LOPEZ PROL AND STEININGER, 2017)	42
TABLEAU 1-12: SUBVENTIONS POUR LES INSTALLATIONS EN AUTOCONSOMMATION EN 2019	46
TABLEAU 2-1 : CONSOMMATION ET PUISSANCE SOUSCRITE MOYENNES POUR LES DIFFERENTS PROFILS (CRE, 2017c)	61
TABLEAU 2-2 : NOMBRE DE PROJETS PV SUPERIEURS A 100 kW EN AUTOCONSOMMATION EN ATTENTE DE RACCORDEMENT PAR ENEDIS (ENEDIS, 2020)	65
TABLEAU 2-3 : EVOLUTION DES CAPACITES PV EN AUTOCONSOMMATION EN MW	66
TABLEAU 2-4 : MONTANT DE LA PART VARIABLE ET FIXE DU TARIF RESEAU POUR CHAQUE PROFIL (A PARTIR DES DONNEES DE LA CRE)	67
TABLEAU 2-5 : EVOLUTION DU NOMBRE D'AUTOCONSOMMATEURS CUMULE POUR CHAQUE PROFIL	67
TABLEAU 2-6 : NOMBRES DE CONSOMMATEURS, PUISSANCE SOUSCRITE ET CONSOMMATION SELON LE DOMAINE DE TENSION (CRE, 2016)	68
TABLEAU 2-7 : TAUX D'AUTOCONSOMMATION SELON LE PROFIL ET LA PERIODE	69
TABLEAU 2-8 : ECONOMIES REALISEES SUR LA FACTURE TURPE VIE L'AUTOCONSOMMATION PV	69
TABLEAU 2-9 : PART FIXE ET VARIABLE DU TARIF RESEAU EN ESPAGNE EN 2009 ET 2016 SELON LA CONSOMMATION ET LA PUISSANCE SOUSCRITE (SAKHRANI & PARSONS, 2010 ; SCHWARTZ ET CO, 2016)	72
TABLEAU 2-10 : HAUSSE TAUX D'AUTOCONSOMMATION NECESSAIRE POUR COMPENSER LA BAISSSE DES ECONOMIES LIEE A UN TURPE FIXE (DONNEES TARIFS : EUROSTAT)	73
TABLEAU 3-1 : TECHNOLOGIES DE STOCKAGE SELON LES APPLICATIONS POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE (ADAPTE DE E-CUBE (2018))	78
TABLEAU 3-2 : CHAINE DE VALEUR DE LA BATTERIE (HORS REUTILISATION ET RECYCLAGE)	79
TABLEAU 3-3: PARAMETRES DES BATTERIES LFP (BELTRAN ET AL., 2020; IRENA, 2017b)	94
TABLEAU 3-4 : VALEURS DES PARAMETRES DU MODELE DE VIEILLISSEMENT DE LA BATTERIE (BELTRAN ET AL., 2020)	94
TABLEAU 3-5: PRIX DES TARIFS FLAT, TOU_2P ET POW_P (DONNEES : CRE ET CALCULS DE L'AUTEUR)	96
TABLEAU 3-6: TARIF A 4 PLAGES TEMPORELLES SANS LA PART FIXE DU TARIF RESEAU (DONNEES BASEES SUR CRE (2017))	97
TABLEAU 3-7: POLITIQUES ACTUELLES DE SOUTIEN A L'AUTOCONSOMMATION PV (DONNEES : MINISTERE DE L'ECONOMIE ET DES FINANCES)	98
TABLEAU 3-8 : TAUX D'AUTOCONSOMMATION PERMETTANT D'ATTEINDRE LA PARITE RESEAU SOUS LE TARIF POW_P	99
TABLEAU 3-9 : COMPARAISON DU COUT DES POLITIQUES DE SOUTIEN A L'AUTOCONSOMMATION	110
TABLEAU 3-10 : RENTABILITE SELON LE TAUX D'INFLATION ET LA LOCALISATION DES MENAGES	112
TABLEAU 4-1 : VOLUMES DE CAPACITES D'EFFACEMENT CIBLES DE 2018 A 2023 (MTES, 2019)	118
TABLEAU 4-2 : OFFRE SONNENFLAT DANS L'ETAT DE VICTORIA EN AUSTRALIE	121
TABLEAU 4-3 : MATRICE DU PRIX DE REGLEMENT DES ECARTS SUR LE NEBEF (SOURCE : RTE)	133
TABLEAU 4-4 : MATRICE DU PRIX DE REGLEMENT DES ECARTS SUR LE NEBEF (RTE)	135
TABLEAU 4-5 : VOLUMES ET OCCURRENCE DE L'AUTOCONSOMMATION CORRESPONDANT AUX HEURES D'ACTIVATION DES MARCHES D'EFFACEMENT	137

TABLEAU 4-6 : GAINS REALISES PAR L'EFFACEMENT DANS LE SCENARIO HAUT_DR_DET	139
TABLEAU 4-7 : GAINS REALISES DANS LE SCENARIO HAUT_DR_STOCH.....	139
TABLEAU 4-8 : GAINS REALISES DANS LE SCENARIO BAS_DR_DET.....	139
TABLEAU 4-9 : GAINS REALISES DANS LE SCENARIO BAS_DR_STOCH	140
TABLEAU 4-10 : PRIME A L'EFFACEMENT POUR ATTEINDRE LA PARITE RESEAU POUR CH05 ET CH45	141
TABLEAU 4-11 : PRIME A L'INVESTISSEMENT DANS UNE BATTERIE AVEC LE TARIF TOU_4P.....	142

Liste des figures

FIGURE 1-1 : FONCTIONNEMENT DU MARCHE DE CERTIFICATS VERTS.....	11
FIGURE 1-2: FORMATION DU PRIX PERÇU PAR LES PRODUCTEURS POUR UNE ENCHERE DE TYPE "PRIX-LIMITE"	13
FIGURE 1-3 : PRIX PERÇU PAR UN PRODUCTEUR AVEC UNE PRIME FIXE.....	15
FIGURE 1-4 : PRIX OBTENU PAR LE PRODUCTEUR EOLIEN EN FONCTION DU PRIX SPOT (ADAPTE DE COUTURE <i>ET AL.</i> , 2010)	16
FIGURE 1-5: ÉVOLUTION DES CAPACITES INSTALLEES DANS LE MONDE (IEA PVPS, 2016b).....	18
FIGURE 1-6 : ÉVOLUTION DES PRIX DES MODULES DE 1975 A 2015 EXPRIME EN DOLLAR CONSTANT PAR RAPPORT A 2005 (MIR-ARTIGUES AND DEL RIO, 2016)	19
FIGURE 1-7: PART DE LA PRODUCTION ET DE L'AUTOCONSOMMATION PV DANS LA DEMANDE FINALE D'ÉLECTRICITE EN 2015 (SOLAR POWER EUROPE, 2016).....	19
FIGURE 1-8: PROFIL DE CONSOMMATION ET DE PRODUCTION D'UN MENAGE.....	21
FIGURE 1-9: ÉVOLUTION DU TAUX D'AUTOCONSOMMATION ET DU TAUX D'AUTOPRODUCTION EN FONCTION DE LA CAPACITE PV (CONSOMMATION IDENTIQUE)	22
FIGURE 1-10: ÉVOLUTION DES CAPACITES INSTALLEES CUMULEES EN ALLEMAGNE DE 1990 A 2006 (BMU, 2007)	25
FIGURE 1-11: TAUX DE DEGRESSIVITE ADDITIONNELLE EN FONCTION DES CAPACITES INSTALLEES (BONNET, 2014)	26
FIGURE 1-12: RECETTES LIEES A L'AUTOCONSOMMATION D'UN KWH POUR UN MENAGE SELON LE TAUX D'AUTOCONSOMMATION (A) ET AUX FIT (DONNEES : EUROSTAT ET BMU)	28
FIGURE 1-13: RECETTES LIEES A LA VENTE D'UN KWH DE PRODUCTION PV ET RECETTES LIEES A L'AUTOCONSOMMATION D'UN KWH PV AVEC UN TAUX D'AUTOCONSOMMATION SUPERIEURE A 30% (DONNEES : EUROSTAT ET BMU).	28
FIGURE 1-14: ÉVOLUTION DU PRIX DE DETAIL ET DU MONTANT DE L'EEG (BMU, 2019)	29
FIGURE 1-15: SCHEMAS DE VALORISATION DE LA PRODUCTION PV (AVEC UNE CAPACITE COMPRISE ENTRE 10 kW ET 40 kW) PAR RAPPORT AU COUT D'ACHAT DE L'ÉLECTRICITE POUR UN MENAGE EN 2012 (OFATE, 2016A)	30
FIGURE 1-16: ÉVOLUTION DES CAPACITES INSTALLEES PAR TRANCHE DE PUISSANCE (DONNEES BMU)	33
FIGURE 1-17: ÉVOLUTION ANNUELLE DES COUTS DE SOUTIEN ET ESTIMATIONS FAITES PAR LA DECC EN 2010 ET 2011 (OFGEM, 2019)	35
FIGURE 1-18: ÉVOLUTION DES CAPACITES PV INSTALLEES PAR TRANCHE DE PUISSANCE (OFGEM, 2019).	36
FIGURE 1-19: ÉVOLUTION DES FIT D'AVRIL 2012 AU 1ER JANVIER 2017 (SOURCE : OFGEM)	36
FIGURE 1-20: ÉVOLUTION ANNUELLE DU NOMBRE D'INSTALLATION PV PAR SEGMENT AU DANEMARK (IEA PVPS, 2016c).....	38
FIGURE 1-21: ÉVOLUTION DES CAPACITES PV CUMULEES ET DES COUTS ANNUELS DE LA POLITIQUE DE SOUTIEN (DEL RIO AND MIR-ARTIGUES, 2014)	40
FIGURE 1-22: ÉCONOMIE PAR KWH AUTOCONSOMME EN 2016 (LOPEZ PROL AND STEININGER, 2017).....	43
FIGURE 1-23: ÉVOLUTION ANNUELLE ET CUMULEE DES CAPACITES PV (CGDD, 2019A; CRE, 2017A).....	44
FIGURE 1-24: ÉVOLUTION DES COUTS DU SOUTIEN DES ENERGIES RENOUVELABLES EN FRANCE (CGDD, 2019A)	45
FIGURE 1-25: ÉVOLUTION CUMULEE DES INSTALLATIONS PV INFÉRIEURES A 36 kW (GAUCHE) ET ÉVOLUTION TRIMESTRIELLE (DROITE) (ENEDIS, 2020).....	46
FIGURE 1-26: INSTALLATIONS PV EN AUTOCONSOMMATION AU 01/01/2020 SELON LA CAPACITE EN kW (ENEDIS, 2020).....	48
FIGURE 2-1: LES DIFFÉRENTES COMPOSANTES DE LA STRUCTURE TARIFAIRE ET LES DIFFÉRENTS COUTS DU GRE.....	53
FIGURE 2-2: PART DES COMPOSANTES RESEAUX POUR LES MENAGES EUROPEEN EN 2013 (EUROPEAN COMMISSION, 2015A).....	53
FIGURE 2-3 : METHODE D'ALLOCATION DES COUTS HORAIRES DU RESEAU (CRE, 2016)	54
FIGURE 2-4 : SCHEMA DES SUBVENTIONS CROISEES LIEES AU DEVELOPPEMENT DE L'AUTOCONSOMMATION	57
FIGURE 2-5 : ÉVOLUTION DE LA FACTURE DE DETAIL D'UN MENAGE DANS L'ÉTAT DE SYDNEY (SIMSHAUSER AND NELSON, 2013)	59
FIGURE 2-6: METHODOLOGIE D'ESTIMATION DES SUBVENTIONS CROISEES	60
FIGURE 2-7 : COURBES DE CHARGE DES DIFFÉRENTS PROFILS EN SEMAINE EN HIVER.....	64
FIGURE 2-8: ÉVOLUTION DE LA PUISSANCE PV EN AUTOCONSOMMATION CUMULEE (ENEDIS, 2020).....	64
FIGURE 2-9: ÉVOLUTION TRIMESTRE DES CAPACITES PV EN AUTOCONSOMMATION (ENEDIS, 2020).....	65
FIGURE 2-10: COMPOSANTE VARIABLE DU TURPE POUR CHAQUE PROFIL (CRE, 2017c).....	66
FIGURE 2-11 : ÉVOLUTION DE L'AUTOCONSOMMATION AGREGÉE PAR PROFIL (DROITE) ET PAR PÉRIODE TARIFAIRE (GAUCHE)	70

FIGURE 2-12 : EVOLUTION DU DEFICIT POUR LES GRE SELON POUR CHAQUE PROFIL (GAUCHE) ET CHAQUE PERIODE TARIFAIRE (DROITE)	71
.....	
FIGURE 3-1 : EVOLUTION DES CAPACITES DE STOCKAGE PAR BATTERIE (IEA, 2019)	79
FIGURE 3-2 : EVOLUTION CUMULEE DE LA PART DES INSTALLATIONS DE BATTERIE SELON LA TECHNOLOGIE (IEA, 2017)	80
FIGURE 3-3 : EVOLUTION DES COUTS DES BATTERIES EN PLOMB ET AU LITHIUM (SCHMIDT ET AL., 2017)	81
FIGURE 3-4 : MODELES DE BATTERIE NMC ET LFP DISPONIBLES SUR LE MARCHE (BELTRAN ET AL., 2020)	81
FIGURE 3-5 : SCHEMA DE RENTABILITE DE LA BATTERIE (PRIX DE DETAIL REGULE SANS LA PART FIXE DU RESEAU)	84
FIGURE 3-6 : INCITATION SELON LE NIVEAU RELATIF DU PRIX DE DETAIL ET DU FIT (ADAPTE DE GÜNTHER ET AL. (2019))	85
FIGURE 3-7 : SCHEMA DU FLUX D'ELECTRICITE QUI TRANSITE AVEC L'INSTALLATION DE PANNEAUX PV COUPLES AVEC UNE BATTERIE..	88
FIGURE 3-8 : AUTOCONSOMMATION ET PRODUCTION AVEC LA STRATEGIE « BASE » POUR UN JOUR TYPIQUE DE SEMAINE (LUNDI 1ER AVRIL)	88
FIGURE 3-9 : LCOS SELON LE NOMBRE DE CYCLES	91
FIGURE 3-10 : SOMME ANNUELLE DE LA CONSOMMATION POUR CHAQUE HEURE	96
FIGURE 3-11 : TAUX D'AUTOCONSOMMATION SELON LA CAPACITE PV	99
FIGURE 3-12 : VAN DES INSTALLATIONS PV EN AUTOCONSOMMATION SOUS LA POLITIQUE DE SOUTIEN ACTUELLE	100
FIGURE 3-13 : COUTS ET RECETTES TOTAUX SELON LE SCENARIO	101
FIGURE 3-14 : TAUX D'AUTOCONSOMMATION SELON LA CAPACITE PV-BATTERIE	103
FIGURE 3-15 : IMPACT DU VIEILLISSEMENT LIE AU TEMPS ET AUX CYCLES SUR LA CAPACITE NOMINALE DE LA BATTERIE (INSTALLATION PV DE 2 kW POUR LE MENAGE CH45)	104
FIGURE 3-16 : DISTRIBUTION DES LCOS ET LVOS PAR CAPACITE PV-BATTERIE SELON LE TARIF ET LE PROFIL	106
FIGURE 3-17 : DISTRIBUTION DE LA PRIME A L'INVESTISSEMENT BATTERIE PAR CAPACITE PV-BATTERIE SELON LE TARIF ET LE PROFIL	107
FIGURE 3-18 : VAN SELON LA CAPACITE PV/BATTERIE INSTALLEE POUR LES DEUX MENAGES	108
FIGURE 3-19 : MONOTONE DE LA CONSOMMATION RESIDUELLE POUR LES 100 PREMIERES HEURES DE L'ANNEE	111
FIGURE 4-1 : AJUSTEMENT D'UN DESEQUILIBRE PAR L'EFFACEMENT	115
FIGURE 4-2 : RESERVES A DISPOSITION DE RTE POUR EQUILIBRER LE SYSTEME (RTE, 2016)	117
FIGURE 4-3 : LES DIFFERENTS CARACTERISTIQUES DE L'EFFACEMENT QUI PEUT ETRE VALORISEES (ADAPTE DE EID ET AL. (2016))	119
FIGURE 4-4 : STRUCTURE DES DIFFERENTS MODELES DE PRODUCTION DECENTRALISEE – A : MODELE PEER-TO-PEER ; B : MICROGRID AVEC CONNEXION AU RESEAU ; C : MICROGRID DECONNECTE DU RESEAU ; D : COMMUNAUTE ENERGETIQUE (PARAG AND SOVACOOOL, 2016)	120
FIGURE 4-5 : DECHARGE DE LA BATTERIE SANS ET AVEC SIGNAL	126
FIGURE 4-6 : ARBRE DE PROBABILITE	129
FIGURE 4-7 : DISPERSION DE LA CONSOMMATION A 19H SELON LA SAISON D'HIVER, LE MOIS DE JANVIER, LE LUNDI ET LE SAMEDI DE LA SAISON D'HIVER	130
FIGURE 4-8 : EVOLUTION DE LA DISPERSION INTER-GROUPES (HAUT) ET VISUALISATION DES OBSERVATIONS PAR ENSEMBLE (BAS)	131
FIGURE 4-9 : SCHEMA DE FONCTIONNEMENT DU NEBEF	132
FIGURE 4-10 : FONCTIONNEMENT DU MARCHE DE CAPACITE (SOURCE : RTE)	134
FIGURE 4-11 : VOLUMES D'EFFACEMENT SUR LES MARCHES NEBEF ET DE CAPACITE SELON LE SCENARIO	137
FIGURE 4-12 : COMPARAISON DES PRIMES A L'EFFACEMENT SOUS UN TARIF EN BASE ET UN TARIF A 4 PLAGES TEMPORELLES	141
FIGURE 4-13 : MONOTONE DES PUISSANCES APPELEES SELON LE SCENARIO ET LE PROFIL POUR LES 50 PREMIERES HEURES	143

Tables des matières

INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE 1 - MECANISMES D'INCITATION AU DEVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION ET DE L'AUTOCONSOMMATION PHOTOVOLTAÏQUE	10
1. LES DIFFERENTS MECANISMES DE SOUTIEN AU DEVELOPPEMENT DES CAPACITES PHOTOVOLTAÏQUES	11
1.1. <i>Certificats verts</i>	11
1.2. <i>Appels d'offres avec enchères</i>	12
a) Les enchères du type <i>pay-as-bid</i>	12
b) Les enchères à « prix-limite » ou tarification marginale	13
1.3. <i>Tarif d'achat ou Feed-in tariffs</i>	13
1.4. <i>Feed-in Premium (FIP)</i>	15
1.5. <i>Net Metering et Net-Billing</i>	16
2. AUTOCONSOMMATION ET COMPETITIVITE DE LA PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE	18
2.1. <i>Parité réseau</i>	18
2.2. <i>Définition de l'autoconsommation</i>	20
2.3. <i>Déterminants du développement de l'autoconsommation</i>	23
3. REVUE DES DIFFERENTES POLITIQUES D'AUTOCONSOMMATION MISES EN PLACE EN EUROPE	24
3.1. <i>Allemagne</i>	24
a) EEG 2000	24
b) EEG 2009	26
c) EEG 2012	29
d) EEG 2014-2017	31
3.2. <i>Royaume-Uni</i>	33
3.3. <i>Danemark</i>	37
3.4. <i>Espagne</i>	39
3.5. <i>France</i>	43
CONCLUSION	48
CHAPITRE 2 - IMPACTS DE L'AUTOCONSOMMATION PHOTOVOLTAÏQUE SUR LA TARIFICATION DES RESEAUX ELECTRIQUES	50
1. LA TARIFICATION DES RESEAUX.....	51
1.1. <i>Principes de la tarification des réseaux</i>	51
1.2. <i>Schéma de la tarification des réseaux</i>	52
1.3. <i>La tarification des réseaux en France</i>	53
2. PROBLEMATIQUE DE L'AUTOCONSOMMATION POUR LA TARIFICATION DES RESEAUX	55
2.1. <i>Impacts techniques de la production PV sur le réseau électrique</i>	55
2.2. <i>Death spiral</i>	57
3. METHODOLOGIE D'ESTIMATION DES SUBVENTIONS CROISEES EN FRANCE	60
3.1. <i>Volume d'autoconsommation</i>	60
a) Profils	60
b) Courbes de charge	61
c) Evolution des capacités PV jusqu'en 2021	64
3.2. <i>Subventions croisées</i>	66
a) Tarifs.....	66
b) Déficit des GRE	67
4. RESULTATS ET DISCUSSION	68
4.1. <i>Subventions croisées</i>	68
4.2. <i>Discussion</i>	71
a) Problématiques des subventions croisées pour la tarification des réseaux.....	71

b) Quid de la structure tarifaire optimale ?	73
CONCLUSION	75
CHAPITRE 3 - POLITIQUES DE SOUTIEN A L'AUTOCONSOMMATION PV	77
1. LES BATTERIES COMME MOYEN DE STOCKAGE DE L'ELECTRICITE	78
1.1. <i>Technologies de stockage</i>	78
1.2. <i>Caractéristiques techniques des batteries stationnaires</i>	80
1.3. <i>Cadre réglementaire et soutien en France</i>	82
2. RENTABILITE DES SYSTEMES PV COUPLES AVEC UNE BATTERIE	83
2.1. <i>Seuil de rentabilité des batteries stationnaires</i>	83
2.2. <i>Revue de littérature</i>	86
3. METHODOLOGIE.....	87
3.1. <i>Modèle de simulation</i>	87
3.2. <i>Indicateurs économiques</i>	89
a) LCOE et parité réseau	89
b) Parité stockage	90
3.3. <i>Valeur actuelle nette</i>	92
4. ETUDE DE CAS	93
4.1. <i>Technologie PV</i>	93
4.2. <i>Batterie</i>	93
4.3. <i>Profils de charge</i>	95
4.4. <i>Tarifs et mécanisme de subvention actuel</i>	96
a) Tarifs et taux d'actualisation	96
b) Mécanisme de subvention	97
5. RENTABILITE DES INSTALLATIONS PV-BATTERIE	98
5.1. <i>Résultats sans subvention et avec les subventions actuelles</i>	98
5.2. <i>Rentabilité de l'autoconsommation avec batterie</i>	102
a) Aspects techniques relatifs à la batterie	102
(i) Taux d'autoconsommation.....	102
(ii) Vieillessement de la batterie	104
(iii) Impacts de la stratégie de charge.....	104
b) Rentabilité de la batterie.....	105
5.3. <i>Comparaison des deux politiques de soutien à l'autoconsommation</i>	107
a) Rentabilité des installations PV-batteries	107
b) Comparaison des coûts des politiques et analyse de sensibilité	109
c) Impact pour le réseau	110
d) Analyse de sensibilité	111
CONCLUSION	113
CHAPITRE 4 – REMUNERATION DE L'EFFACEMENT DE CONSOMMATION VIA UNE BATTERIE STATIONNAIRE 114	
1. EFFACEMENT DE CONSOMMATION	115
1.1. <i>Effacement en France</i>	115
a) Définition.....	115
b) Processus.....	116
c) Volumes d'effacement en France	116
1.2. <i>Les batteries stationnaires comme source de flexibilité</i>	118
a) Attributs	118
b) Effacement diffus : rôle de l'agrégateur et du market design.....	119
c) Business case.....	120
1.3. <i>Revue de littérature sur les revenus issus de l'effacement diffus</i>	122
2. METHODOLOGIE.....	125

2.1.	<i>Hypothèses</i>	125
2.2.	<i>Modèle déterministe</i>	126
2.3.	<i>Modèle stochastique</i>	128
2.4.	<i>Scénarios</i>	129
3.	CAS D'ÉTUDE : MARCHÉ NEBEF ET DE CAPACITÉ	132
3.1.	<i>NEBEF</i>	132
3.2.	<i>Marché de capacité</i>	134
4.	RESULTATS	136
4.1.	<i>Volume d'effacement sur les marchés</i>	136
4.2.	<i>Rentabilité de l'effacement</i>	138
4.3.	<i>Prime nécessaire pour atteindre le seuil de rentabilité</i>	140
4.4.	<i>Comparaison des résultats avec le chapitre 3</i>	142
a)	Prime à l'investissement dans une batterie	142
b)	Impact pour le réseau	142
4.5.	<i>Discussion</i>	143
	CONCLUSION	144
	CONCLUSION GÉNÉRALE	146
	BIBLIOGRAPHIE	151
	LISTE DES ANNEXES	163
	LISTE DES TABLEAUX	165
	LISTE DES FIGURES	167
	TABLES DES MATIÈRES	169