

# INFORMATION ET DÉBATS

## ÉVALUATION ÉCONOMIQUE DE L'AUTOCONSOMMATION PHOTOVOLTAÏQUE EN FRANCE : IMPACTS DE LA POLITIQUE DE SOUTIEN ET DE LA STRUCTURE TARIFAIRE

*Olivier REBENAQUE* <sup>1, 2\*</sup>

L'autoconsommation photovoltaïque (PV) est un phénomène qui se développe de plus en plus en France, notamment grâce à la baisse des coûts de production des panneaux PV mais également aux subventions. La structure des tarifs de réseau joue un rôle prépondérant sur la rentabilité de telles installations. Actuellement, les tarifs de réseau sont largement basés sur un montant fixe toute l'année ou selon un tarif dit heures pleines, heures creuses. La commission de régulation de l'énergie a récemment introduit un nouveau tarif réseau dont le prix est différent selon la saison. L'idée sous-jacente du régulateur est d'introduire des tarifs qui reflètent au mieux les coûts des gestionnaires de réseau. Ce type de tarif est amené à se développer à l'avenir du fait de l'accroissement des unités de production intermittentes connectées au réseau de distribution. Cela peut avoir un impact non négligeable sur la rentabilité des installations PV en autoconsommation.

Pour étudier cet impact, cette étude analyse la rentabilité de l'autoconsommation PV individuelle avec la politique de soutien actuelle et sous différents tarifs réseaux. Puis, une politique alternative est proposée dans laquelle les batteries sont subventionnées. On étudiera la synergie entre les batteries et différents tarifs qui pourraient être proposés à l'avenir tels qu'un tarif à 4 plages temporelles ou un tarif réseau facturé essentiellement à la puissance souscrite. Enfin, une comparaison des coûts des politiques sera présentée.

<sup>1</sup> Chaire European Electricity Markets (CEEM), Université Paris-Dauphine, PSL University-LEDA, UMR CNRS-IRD, Place du Maréchal de Lattre de Tassigny, 75116 Paris, France.

<sup>2</sup> Ces travaux ont été réalisés au sein de la Chaire Economie du Climat, 28 Place de la Bourse, Palais Brongniart, 75002 Paris.

### MOTS-CLÉS

Photovoltaïque

Autoconsommation

Politique de soutien

Tarif réseau

## Introduction

La possibilité de produire sa propre électricité via des panneaux photovoltaïques (PV) attire de plus en plus de ménages. En 2016, date à laquelle un cadre réglementaire a été mis en place pour l'autoconsommation PV, seuls 8 200 ménages ont tenté l'expérience. Fin juin 2020, on dénombre 76 685 autoconsommateurs résidentiels connectés au réseau public de distribution géré par Enedis<sup>1</sup>. Cette évolution est due, d'une part, à la volonté des ménages de produire leur propre consommation et, d'autre part, aux subventions qui diminuent les coûts d'investissement. La rentabilité de l'autoconsommation dépend également du niveau des tarifs de détail et de la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de l'électricité (TURPE). Afin de refléter au mieux les coûts des gestionnaires de réseau, la commission de régulation de l'énergie a introduit un nouveau tarif réseau composé de 4 plages temporelles. Il est très probable qu'à l'avenir, des offres commerciales innovantes soient proposées avec des prix différents selon les heures et les saisons, se substituant aux offres classiques telles que les tarifs heures pleines, heures creuses (HP/HC) ou les tarifs fixes toute l'année (en base). Cela pourrait avoir un impact sur la rentabilité si les ménages autoconsomment davantage lors des périodes où les prix sont élevés ou faibles. Ces tarifs sont très intéressants du point de vue du système électrique s'ils incitent les autoconsommateurs à autoconsommer lors des périodes de tension. Cependant, la politique de soutien actuelle, notamment les tarifs d'achat, ne permet pas d'inciter à de tels comportements.

Cette étude a pour objectif d'évaluer la politique actuelle en termes de rentabilité pour les autoconsommateurs individuels et en termes de coûts pour les pouvoirs publics. Pour cela, une simulation de la rentabilité de l'autoconsommation avec la politique actuelle a été réalisée sous différentes structures du TURPE. Ensuite, une politique alternative est proposée pour laquelle on supprime les tarifs d'achat pour mettre en place une prime d'achat à la batterie. L'objectif est d'analyser si l'installation de batteries permet d'augmenter la rentabilité de l'autoconsommation sous différentes structures tarifaires.

## 1. L'autoconsommation photovoltaïque en France

### 1.1. Situation actuelle

Selon l'ordonnance n°2016-1019 du 27 juillet 2016, l'autoconsommation d'électricité « est le fait pour un producteur, dit autoproducteur, de consommer lui-même et sur un même site tout ou une partie de l'électricité produite par son installation ». Cette ordonnance, ratifiée par l'Assemblée Nationale et le Sénat le 15 février 2017, a permis de créer un cadre réglementaire pour favoriser le développement de l'autoconsommation. Actuellement, la production PV représente la technologie favorisée pour les ménages et les entreprises désireux de produire leurs propres consommations d'électricité. Selon le graphique ci-dessous, le ménage autoconsomme dès lors que la production rencontre la consommation (aire bleue). A travers cet exemple, on constate qu'il y a constamment des échanges de flux avec le réseau électrique étant donné que la production PV est rarement équivalente au volume

---

<sup>1</sup> Enedis gère 95% du réseau national de distribution.

d'électricité consommée. Lorsque la consommation est supérieure à la production, une partie de la consommation est achetée via un fournisseur. Inversement, lorsqu'il y a un surplus de production, la production est injectée dans le réseau.

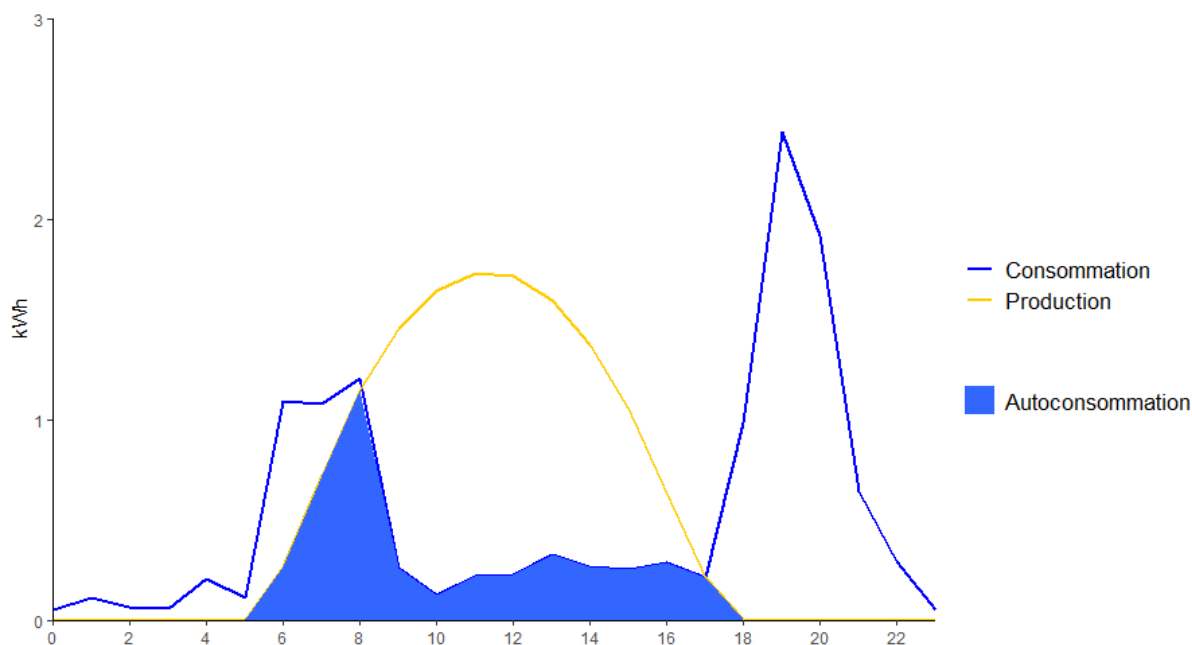


Figure 1: Profil de consommation et de production d'un ménage

Le taux d'autoconsommation défini comme la part de la production consommée est généralement faible en France puisque les périodes de consommation ne correspondent pas toujours à celles de production. Les taux d'autoconsommation moyens observés dans nos pays voisins sont faibles : environ 30% en Allemagne et en Italie (GSE, 2015). Il est possible d'augmenter ce taux grâce à un meilleur pilotage des appareils électriques. Par exemple, les clients autoconsommateurs de la société Monabee ont un taux d'autoconsommation moyen de 55% et de 78% pour ceux possédant un chauffe-eau<sup>2</sup>.

La rentabilité d'un investissement PV en autoconsommation dépend fortement du taux d'autoconsommation. C'est pourquoi le gouvernement a introduit des subventions pour accélérer son développement. Les autoconsommateurs bénéficient d'une prime pour l'achat des panneaux PV réduisant le coût d'investissement. Ils bénéficient également d'un tarif d'achat garanti sur 20 ans pour la production injectée dans le réseau (Tableau 1). Ce tarif leur garanti un revenu stable dans le cas où le taux d'autoconsommation est faible.

S'ils le souhaitent, les ménages peuvent également vendre toute la production (vente en totalité) à un tarif d'achat garanti sur 20 ans (18,57 cts€/kWh). C'est ce type d'incitation qui a permis l'essor de la technologie PV (Figure 2 – gauche) mais depuis 2016, date à laquelle les subventions pour l'autoconsommation ont été mises en place, la part des installations en autoconsommation sont plus importantes (Figure 2 – droite). Les installations dites en autoconsommation partielle bénéficient du

<sup>2</sup> <https://www.monabee.fr/>

tarif d'achat sur la production excédentaire tandis que les installations dites en autoconsommation totale injectent le surplus gratuitement dans le réseau. Ces dernières bénéficient de coûts administratifs réduits.

Tableau 1 : Subventions pour l'autoconsommation PV

1er trimestre - 2019	[0 – 3] kW	]3 – 9] kW
Prime installation	400 €/kW	300 €/kW
TVA appliquée à l'achat des panneaux PV	10%	20%
Raccordement au réseau	0€	0€
Tarif d'achat du surplus	0,10€/kWh	0,10€/kWh

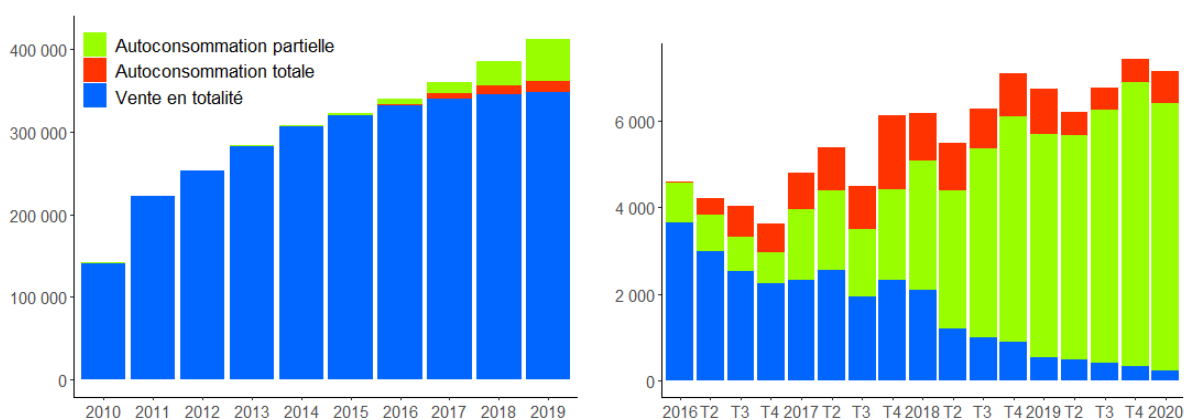


Figure 2: Evolution cumulée des installations PV résidentielles (gauche) et évolution trimestrielle (droite)

La rentabilité de l'autoconsommation dépend du tarif de l'électricité et du taux d'autoconsommation. Lorsque le tarif exprimé en kWh est inférieur au coût de production PV, il est dès lors économiquement rentable d'autoconsommer (à condition que le taux d'autoconsommation soit suffisant). Le montant du tarif est déterminant car plus il est élevé et plus il est rentable d'autoconsommer mais la structure du tarif est également importante. Il y a 3 composantes dans les tarifs de détail de l'électricité. La première est la composante dite énergie qui rémunère le fournisseur, puis la composante réseau rémunérant les gestionnaires de réseau et les taxes. En France, le tarif réseau appelé TURPE<sup>3</sup> est lui-même composé de 3 composantes : la composante comptage, gestion et soutirage. La composante soutirage se divise en une partie dite puissance facturée selon la puissance souscrite et une partie dite énergie facturée selon la consommation d'électricité (Tableau 2).

La composante soutirage représente l'essentielle de la facture TURPE et fait actuellement l'objet de nombreux débats car le mode de tarification de cette dernière impacte la rentabilité de l'autoconsommation. La méthode de calcul de ce tarif, ainsi que sa structure, dépendent de nombreux principes économiques mais également de considérations politiques. Pour recouvrir les coûts des gestionnaires de réseau, il est possible de considérer un tarif uniquement à la puissance souscrite (en

<sup>3</sup> Le TURPE est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> aout 2018 pour une durée d'environ 3 ans.

€/kW) ou à l'inverse, uniquement à la consommation annuelle (en €/kWh). Pour un ménage français, le TURPE est composé d'une part liée à la puissance représentant environ 20 à 30% et le reste lié à l'énergie consommée. La structure de ce tarif a un impact non négligeable sur la rentabilité de l'autoconsommation. En effet, plus la part dite puissance est importante, plus les économies réalisées sur les kWh autoconsommés diminuent. La rentabilité serait alors en partie déterminée par la capacité des autoconsommateurs à diminuer leur puissance souscrite.

Tableau 2: TURPE appliqué au 1er août 2019 pour les consommateurs résidentiels (CRE, 2019)

Composante	Base	HP/HC
<b>Gestion</b>		12,72€/an
<b>Comptage</b>		20,40€/an
<b>Puissance</b>	5,40€/kW	7,92€/kW
<b>Energie</b>	3,77 cts€/kWh	HP = 4 cts€/kWh HC = 2,45 cts€/kWh

En octobre 2017, des ateliers ont été organisés par la commission de régulation de l'énergie (CRE) pour savoir si oui ou non, un TURPE spécifique pour les autoconsommateurs serait pertinent. L'argument pour un tel ciblage est que la production PV a des impacts sur les réseaux électriques. Les autoconsommateurs peuvent induire des effets positifs ou négatifs notamment sur des aspects purement physiques tels que la tension ou le dimensionnement du réseau. Ces aspects ne sont pas pris en compte dans la tarification mais il est nécessaire d'y réfléchir maintenant afin de refléter les coûts et les bénéfices d'une pénétration toujours plus importante d'unités PV raccordées au réseau. Néanmoins, l'idée d'un TURPE spécifique aux autoconsommateurs a été abandonnée faute d'études mais également dû faite qu'il n'est pas possible de contraindre des usagers à opter pour un tarif réseau sur la base de leurs équipements électriques. En revanche, un TURPE spécifique aux opérations en autoconsommation collective a été introduit dans le TURPE 5 mais il n'est pas imposé<sup>4</sup>. Le TURPE 5 n'a pas apporté de modification substantielle quant à la part puissance et énergie pour les ménages mais le régulateur a introduit un nouveau tarif avec des prix différenciés selon la saison. Il existait déjà des tarifs avec des prix différents selon les heures de la journée (heures pleines/ heures creuses) mais c'est la première fois qu'il existe des prix différents selon la saison. Ce tarif est censé mieux refléter les coûts des gestionnaires de réseau avec des tarifs plus élevés en hiver là où les coûts sont les plus importants. Pour les autoconsommateurs, introduire une saisonnalité dans les tarifs peut avoir un impact sur la rentabilité de leurs investissements étant donné que les tarifs sont élevés en hiver alors que la production PV y est faible et inversement en été (Rebenaque, 2017).

Il est important de préciser dès maintenant une information importante concernant le TURPE et le tarif de l'électricité. Les ménages sont en relation uniquement avec leurs fournisseurs pour la facturation de l'électricité consommée. Les fournisseurs « remboursent » ensuite les gestionnaires de réseau sur la base de la consommation et de la puissance souscrite de leurs clients. Les fournisseurs ne sont en aucun cas tenus de refléter les tarifs réseaux dans leurs offres de fourniture. Bien entendu, la construction des différents TURPE proposés par le régulateur sont censés inciter les fournisseurs à

<sup>4</sup> Voir <https://www.photovoltaique.info/fr/> rubrique autoconsommation collective pour en savoir plus.

innover et à proposer différentes offres de fourniture. Il existe aujourd'hui des offres avec des heures supers creuses, des prix plus faibles le week-end etc. Ce changement dans les offres de fourniture peut limiter ou au contraire favoriser l'autoconsommation à condition de maximiser l'autoconsommation pendant les heures où le tarif est le plus élevé. La domotique, les appareils connectés et les batteries stationnaires permettront d'atteindre cet objectif. Par la suite, nous nous intéresserons spécifiquement aux batteries dont le coût de production est en baisse constante depuis quelques années (Schmidt et al., 2017).

## 1.2. Les batteries comme vecteur de l'autoconsommation photovoltaïque

Il existe plusieurs technologies de batterie pour des usages domestiques. 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 batterie. Elles restent aujourd'hui la technologie dominante sur le marché mondial pour différents types d'usage. Néanmoins, les batteries lithium-ion offrent actuellement de nombreux avantages comparés aux batteries au plomb (Hesse et al., 2017). En effet, elles ont une durée de vie plus élevée et elles n'ont pas besoin de maintenance ni d'être dégazées. Puis, l'installation de ce type de batterie est plus aisée (IRENA, 2017). 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 PV. 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 représentait 95% des batteries domestiques installées en 2017 (Lerbinger and Müller-Lohse, 2018). 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 ou de titanate de lithium. Les plus répandues sont celles composées de nickel-manganèse-cobalt (NMC) et les batteries au phosphate de fer lithié (PFL) (Beltran et al., 2020; Hesse et al., 2017; IRENA, 2017).

L'autoconsommation avec batterie reste encore marginale dans les pays développés. Un pays comme l'Allemagne considéré en avance sur ce sujet dénombre 180 000 foyers disposant d'une batterie début 2020 (Euroberver, 2020). Le développement des batteries a été impulsé par une subvention directe mais également par la hausse du tarif de détail. D'un point de vue économique, l'installation d'une batterie est intéressante si le coût de stockage par kWh<sup>5</sup> est inférieur au prix de détail moins le prix de revente du surplus (il faut bien soustraire la rémunération du surplus car les kWh stockés et autoconsommés ne seront pas vendus au tarif d'achat). Par exemple, le tarif réglementé de vente 2020, sans différenciation temporelle, est de 15,46 cts€/kWh (sans la composante puissance du TURPE) et le tarif d'achat est de 10 cts€/kWh. Il faut donc que chaque kWh stocké coûte moins que  $15,46 - 10 = 5,46$  cts€/kWh (Figure 3). Or, certaines études académiques montrent que le coût complet du stockage se situe entre 40 et 60 cts€/kWh selon la capacité de la batterie (Pena-Bello et al., 2017). Les coûts des batteries sont donc encore trop élevés comparés au tarif.

---

<sup>5</sup> LCOS - Levelized cost of storage en anglais.

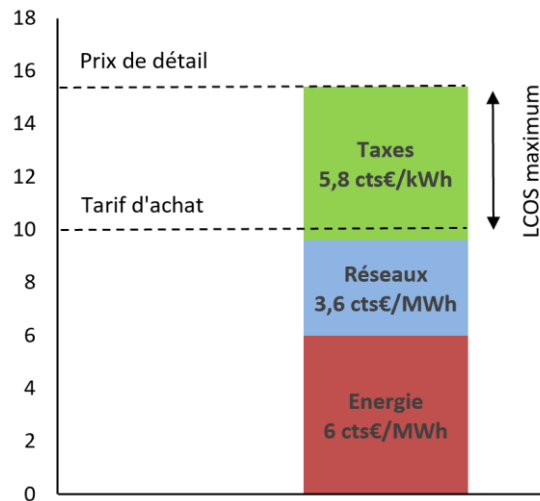


Figure 3: Tarif réglementé de vente en 2020 (cts€/kWh) sans la part puissance (LCOS - Levelized cost of storage)

De nombreux travaux académiques ont analysé la rentabilité des installations PV couplées avec une batterie stationnaire en Allemagne. Déjà en 2013, Hoppmann et al. (2014) affirmaient que l'installation d'une batterie en plomb était rentable en Allemagne 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 augmentaient significativement (Kaschub et al., 2016; Truong et al., 2016). Même si dans certains cas, l'autoconsommation PV avec batterie était rentable en Allemagne, certains auteurs ont montré que la rentabilité était plus élevée sans batterie (Hesse et al., 2017; Quoilin et al., 2016). Cela est dû notamment aux tarifs d'achat qui permet d'obtenir un revenu élevé et stable (Barbour and González, 2018; Sani Hassan et al., 2017). En France, l'autoconsommation PV avec batterie serait rentable à l'horizon 2030 (Yu, 2018).

Les études susmentionnées se focalisent essentiellement sur les coûts des technologies mais non sur les tarifs. La comparaison entre le coût complet de stockage et le tarif ne prévaut que si ce dernier est fixe toute l'année. On peut aisément comparer un coût du stockage en kWh avec un tarif fixe toute l'année. La tâche est nettement plus difficile avec un tarif horo-saisonnier ou avec une composante réseau dépendant essentiellement de la puissance souscrite. Certaines études académiques ont montré qu'ils étaient intéressants d'installer une batterie en présence de tels tarifs (Kaschub et al., 2016; Solano et al., 2018).

Il semble donc pertinent d'analyser l'impact des subventions et de la structure du tarif de réseau sur la décision d'autoconsommer ou non avec une batterie. La rentabilité n'est pas le seul motif d'une telle évaluation. De nombreuses études ont montré que l'autoconsommation peut être bénéfique pour le réseau en diminuant les congestions pendant les périodes de fortes tensions et ainsi différer ou éviter des investissements pour les gestionnaires de réseau (Li et al., 2016; Rowe et al., 2014, 2013). Une voie pour atteindre cet objectif est de mettre en place des signaux tarifaires pour inciter les autoconsommateurs à réduire leurs consommations lors des périodes de tension.

## 2. Rentabilité de l'autoconsommation sous différentes politiques et structures tarifaires

Afin d'analyser la politique actuelle de soutien à l'autoconsommation en France, cette étude présente une simulation de la rentabilité d'une installation PV couplée ou non avec une batterie pour différentes capacités et sous différentes structures tarifaires.

### 2.1. Modèle et hypothèses

#### a) Modèles économiques

##### (i) Parité réseau

Une approche largement utilisée pour analyser la rentabilité de l'autoconsommation est celle du coût complet de production (ou LCOE – Levelized Cost Of Electricity). Le LCOE représente le coût de l'investissement divisé par la somme de la production actualisée sur la durée de vie des panneaux PV. Lorsque le LCOE est égal au tarif de détail, la parité réseau est atteinte. Dès lors, une personne est indifférente entre investir dans des panneaux PV pour autoconsommer toute la production et acheter toute sa consommation via un fournisseur. De nombreux commentateurs ont avancé que lorsque la parité réseau serait atteinte, l'autoconsommation serait rentable. Cette affirmation masque de nombreux éléments sous-jacents à la rentabilité d'un tel investissement. En premier lieu, lorsque la parité réseau est atteinte, il faut que le ménage autoconsomme toute la production pour que l'investissement soit rentable. De plus, le tarif d'achat n'est pas pris en compte. La parité réseau est atteinte selon l'égalité suivante :

$$LCOE = (Tx_{autoconso} * Tarif\ de\ détail) + (Tx_{surplus} * Tarif\ d'achat)$$

Ceci n'est valable que pour un tarif de détail constant sur la période considérée. Or, ne pas considérer l'inflation peut sembler très limité notamment au vu des dernières augmentations du tarif réglementé de vente<sup>6</sup>. C'est pourquoi dans la première partie des résultats, le taux d'autoconsommation nécessaire pour atteindre le seuil de rentabilité sera montré.

##### (ii) Valeur actuelle nette

Dans le cas de prix horosaisonniers ou d'un tarif réseau à la puissance souscrite, il n'est pas pertinent d'analyser la parité réseau. Nous étudierons principalement la rentabilité au travers de la valeur actuelle nette (VAN) qui compare le coût d'investissement avec la somme des cash-flow actualisés :

$$VAN = CF - PV - Onduleur - Batteries$$

Les cash-flow (CF) représentent les économies de facture réalisées pour chaque kWh autoconsommé et la vente du surplus. PV correspond à l'investissement des panneaux PV. L'onduleur est supposé être remplacé une fois la 12<sup>e</sup> année. Enfin, le coût des batteries dépend de 3 choses : la première batterie installée, le rachat de la batterie une fois que la précédente est obsolète et la valeur de la dernière batterie installée lorsque la fin de la durée de vie des panneaux PV est atteinte. C'est un élément important car on réalise ici des simulations et non une optimisation. Il se peut qu'une batterie soit

---

<sup>6</sup> Il est possible d'intégrer le taux d'inflation dans le calcul du LCOE si on utilise un taux d'actualisation réel.



remplacée juste avant la fin de la durée de vie des panneaux PV. Dans ce cas, le ménage possède une batterie fonctionnelle qu'il peut utiliser à d'autres fins.

### (iii) Parité stockage

La rentabilité des batteries est analysée en comparant deux indicateurs : le « levelized value of electricity » (LVOS) et le « levelized cost of electricity » (LCOS). Le premier représente la valeur actualisée de l'énergie déchargée durant la durée de vie de la batterie. C'est valeur est exprimée en €/kWh et est calculée en divisant les cash-flows par la somme actualisée de l'énergie déchargée. Le deuxième indicateur représente les coûts actualisés exprimés également en €/kWh. Il s'agit des coûts d'investissement divisés par l'énergie déchargée. Lorsque que le LVOS est supérieur au LCOS, il est rentable d'investir dans une batterie. Dans le cas contraire, on calcule une prime permettant d'atteindre la parité stockage. Cette notion est semblable à la parité réseau : lorsque la parité stockage est atteinte, un ménage sera indifférent entre installer une batterie pour stocker le surplus ou vendre le surplus.

### b) Profils de consommation et technologies

Nous considérons deux ménages situés à Carpentras dont les profils de consommation ont été simulés avec le logiciel « LoadProfileGenerator »<sup>7</sup>. La consommation annuelle des ménages est de 4 600 kWh ce qui correspond quasiment à la consommation moyenne d'un ménage français en 2018. Le premier nommé CH05 est composé de deux parents travaillant à l'extérieur de la maison et de 3 enfants. Le deuxième ménage nommé CH45 est semblable à la différence qu'un des deux parents travaille à la maison. Le profil de consommation de CH45 est davantage synchronisé aux périodes de production. Cela nous permettra de comparer les résultats selon deux ménages différents par leurs taux d'autoconsommation.

La production a également été simulée via un software « Renewables Ninja »<sup>8</sup>. On suppose que la durée de vie des panneaux PV est de 25 ans avec un coût de 2 830€/kW et de 12 ans pour l'onduleur avec un coût de 400€/kW (ADEME, 2020; I Care & Consult, 2017). Concernant les batteries, nous retenons la technologie lithium-ion puisqu'elle représente actuellement la plus grande part de marché (IRENA, 2015). Les batteries LFP sont actuellement performantes 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. La quantité d'électricité qui transite dans la batterie dépend de nombreux paramètres présentés dans le Tableau 3. Toutes les données sont issues d'une revue menée par IRENA et correspondent au scénario de référence sauf pour les coûts de la batterie qui représentent le scénario « pire » car les coûts d'installation ne sont pas pris en compte (IRENA, 2017). La capacité de la batterie dépend de la profondeur de décharge, c'est-à-dire, le volume qui peut être déchargé sans causer de sérieux dommages. Puis, la production stockée n'est pas entièrement restituée. Il y a des pertes selon le type de batterie. Un taux d'efficacité de 95% signifie que 5% de l'électricité est perdue lors du stockage et 5 autres lors du déstockage. Les performances des batteries lithium-ion sont amenées à évoluer au rythme de la croissance de ce marché et à ses

---

<sup>7</sup> <https://loadprofilegenerator.de/>

<sup>8</sup> <https://www.renewables.ninja/>

nombreuses applications (Zubi et al., 2018). Cependant, nous supposons que ces performances resteront constantes sauf pour les coûts d'investissement supposés être divisés par 2 entre 2020 et 2030 (IRENA, 2017).

**Tableau 3: Paramètres des batteries LFP (IRENA, 2017)**

Profondeur de décharge	95%
Efficacité de la batterie	95,3%
Autodécharge	0,01%/jour
Durée de vie	14 années
Cycles maximums	5100 cycles
Coûts (TTC)	650€/kWh

La durée de vie d'une batterie est difficile à estimer ex ante car le vieillissement de la batterie dépend de nombreuses conditions liées à la température, à l'état de charge et au temps qui affectent les composants chimiques. Les études académiques différencient le vieillissement lié au temps et à l'électricité qui transite à chaque heure dans la batterie (Weißhar and Bessler, 2017). Parmi les différentes caractéristiques des batteries, on trouve généralement deux informations liées à la durée de vie de la batterie. La première est la durée de vie de la batterie si elle n'est jamais utilisée. En d'autres termes, la batterie se dégrade naturellement même sans l'utiliser. La deuxième est le nombre de cycles maximum qu'elle peut atteindre avant d'être obsolète. Un cycle représente la charge et la décharge complète de la batterie. Pour une batterie de 4 kWh, un cycle correspond à 8 kWh (4kWh de charge + 4kWh de décharge). Dans cette étude nous reprenons le même modèle que Beltran et al., (2020) pour simuler le vieillissement de la batterie. La batterie est supposée être remplacée lorsque la capacité atteint 70% de la capacité nominale de la batterie (Beltran et al., 2020).

### c) Tarif

Nous considérons 4 différents tarifs pour simuler la rentabilité de l'autoconsommation. Deux d'entre eux, le tarif base et heures pleines/ heures creuses (HP/HC) constituent la majorité des tarifs choisis par les consommateurs français. Les chiffres retenus sont ceux des tarifs réglementés de vente appliqués en 2020 (Tableau 4). Les deux autres n'ont été proposés par aucun fournisseur mais sont susceptibles d'être proposés à l'avenir (du moins pour le tarif à 4 plages). Il s'agit d'un tarif à 4 plages temporelles et d'un tarif avec une composante réseau facturée uniquement selon la puissance souscrite. Pour déterminer le montant du tarif à 4 plages temporelles, nous avons pris le tarif réglementé HP/HC mais on a remplacé le TURPE par celui avec 4 plages temporelles (Tableau 5). Pour le tarif à la puissance souscrite appelé « pointe », la facture TURPE annuelle en base pour les deux ménages a été divisée par la puissance souscrite, à savoir 6 kW. On suppose que la facture se fait par pas de 0,1 kW. Les tarifs sont supposés augmenter à raison d'1% par an (inflation moyenne ces 10 dernières années) et le taux d'actualisation nominal de 3,7%.

Tableau 4: Tarifs réglementés en base et HP/HC en 2020 et montant du tarif à la puissance

Tarifs	Base	Heures Pleines	Heures Creuses	Pointe
<b>Part variable (cts€/kWh)</b>	15,46	17,81	13,37	11,86
<b>Part fixe (€/kW)</b>	5,24 – 7,67	5,24 – 7,67		39
<b>Périodes</b>	Toute l'année	[7h à 14h[ [17h à 2h[	[2h à 7h[ [14h à 17h[	Toute l'année

Tableau 5: Montant du tarif à 4 plages temporelles

4 plages (cts€/kWh)	Décembre à Avril		Décembre à Avril	
	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
<b>Energie</b>	7,2	5,2	7,2	5,2
<b>Taxe</b>	6,1	5,4	6,1	5,4
<b>TURPE</b>	5,6	3,3	1,3	1,0
<b>Tarif de détail</b>	18,9	13,9	14,5	11,6

Trois types de simulation de la charge de la batterie ont été réalisés selon le tarif en place. Dans le cas d'un tarif en base, la charge de la batterie se fait de manière « normale », c'est-à-dire que la batterie se charge dès que la production est supérieure à la consommation et se décharge dans le cas contraire. Cette stratégie est appelée en « Base » dont l'objectif est de maximiser l'autoconsommation. La deuxième stratégie appelée « HP/HC » s'applique pour les tarifs avec différenciation temporelle. Cette stratégie vise à maximiser l'autoconsommation pendant les heures pleines. Pour cela, la batterie est chargée en priorité pendant les heures creuses et lorsque celle-ci a atteint sa capacité maximale, la production excédentaire alimente les appareils électriques de la maison ou est injectée dans le réseau. La troisième stratégie appelée « pointe » vise à diminuer la pointe de consommation du ménage et donc sa puissance souscrite. On s'est contenté ici de diminuer la pointe de 2 kW au maximum. Pour ce faire, la batterie est chargée en priorité 24h avant l'avènement d'une pointe de consommation<sup>9</sup>.

## 2.2. Résultats

### a) Politique de soutien actuelle

Tout d'abord, on présentera le *LCOE* 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.

Sans subvention, le LCOE est de 11,75cts€/kWh ce qui signifie que la parité réseau est atteinte dans le sud de la France. En prenant en compte l'inflation, le seuil de rentabilité est atteint avec un taux d'autoconsommation de 60%. Seul le ménage CH45 atteint ce seuil mais avec des panneaux PV de 1,5kW (Figure 4). Avec les subventions actuelles, le LCOE diminue et atteint environ 9,3cts€/kWh ce qui est inférieur au montant des tarifs d'achat. Cela signifie que le seuil de rentabilité serait atteint même sans autoconsommer la production. Un élément intéressant à considérer est le suivant : si on

<sup>9</sup> Pour plus de détails concernant ces stratégies, voir (Rebenaque, 2020)

suppose que les ménages bénéficient toujours des primes pour l'investissement PV et que les tarifs d'achat soient supprimés, mais en supposant que les ménages revendent le surplus au prix spot ( $\approx 40\text{€}/\text{MWh}$ ), le seuil de rentabilité serait atteint avec un taux d'autoconsommation de 41%. Pour le ménage CH45, l'investissement serait toujours rentable pour des capacités inférieures à 3 kW mais également pour CH05 avec une capacité PV de 1,5 kW. De nombreuses installations seraient donc susceptibles d'être rentables dans le sud de la France sans tarifs d'achat.

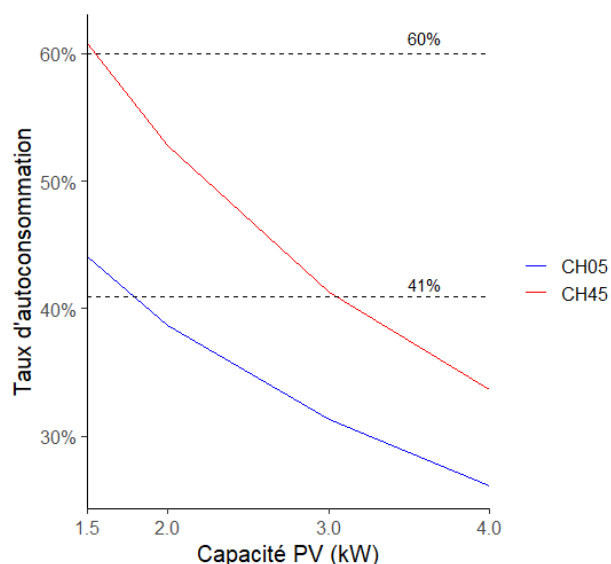


Figure 4: Taux d'autoconsommation selon la capacité PV installée

Cette analyse est valable pour un tarif en base mais il est très probable qu'à l'avenir, différents tarifs soient proposés. La Figure 5 présente la VAN selon le tarif en vigueur. On constate que la VAN des installations en autoconsommation (sans batterie) est positive pour toutes les capacités considérées dans la simulation, exceptée pour une installation de 4kW sous le tarif en pointe et le tarif en base et à 4 plages temporelles mais uniquement pour CH05. La VAN la plus élevée est atteinte avec une capacité de 3 kW pour les deux ménages sous le tarif HP/HC : 3 200€ pour CH45 et 2 360€ pour CH05. Au-delà, la baisse de la prime pour les panneaux PV et les taxes appliquées sur les revenus issus du surplus a pour effet de décourager le surdimensionnement. Pour les deux ménages, le tarif HP/HC est le plus intéressant. Etant donné que les heures pleines correspondent principalement aux heures d'ensoleillement, les gains sont plus importants par rapport au tarif en base. Le tarif à 4 plages n'est pas incitatif car l'autoconsommation est plus importante en été là où le tarif est plus faible qu'en base (cf annexe - Tableau 7). L'écart de VAN est de 400€ au maximum entre ces tarifs. L'impact du tarif ne semble donc pas être très important si on le met au regard d'un investissement d'une durée de 25 ans. En revanche, le tarif à la puissance a un impact très important sur la VAN. Cela est dû au fait que la production PV ne permet pas de diminuer la puissance souscrite que de 0,27kW pour CH45 et donc l'économie sur la partie réseau du tarif de détail est très faible. Quant à CH05, la consommation de pointe ne diminue pas.

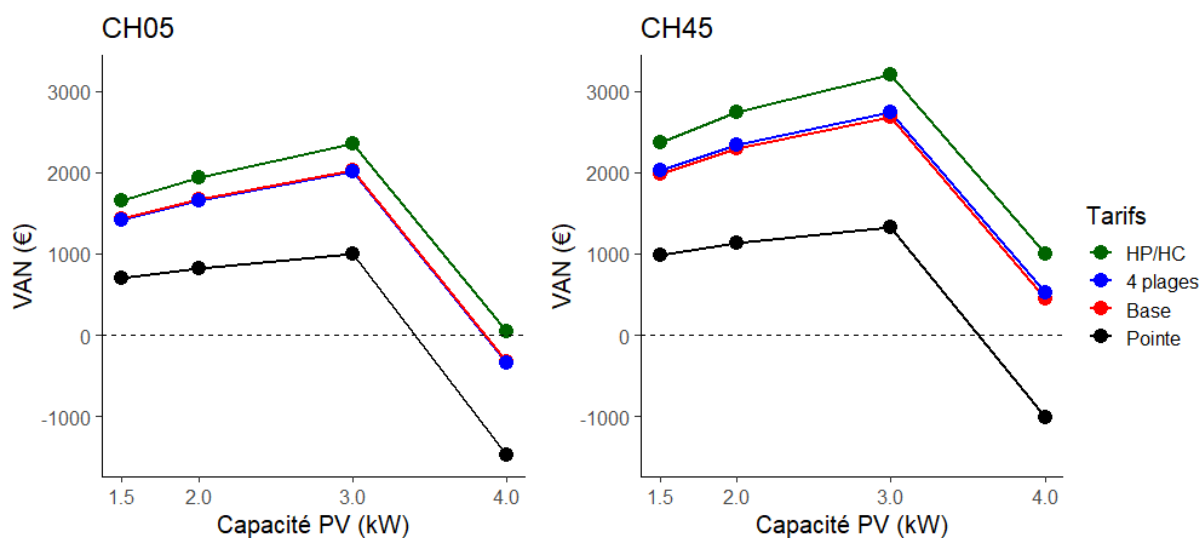


Figure 5: VAN avec la politique de soutien actuelle selon le tarif

#### b) Prime pour la batterie

Nous allons à présent analyser le montant de la prime nécessaire pour atteindre la parité stockage 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 3 stratégies :

- « Base » : maximisation du taux d'autoconsommation
- « HP/HC » : maximisation de l'autoconsommation pendant les heures pleines
- « Pointe » : minimisation de la pointe de consommation annuelle

Nous supposons que le surplus de production est revendu au prix spot moyen environ égal à 40€/MWh. Nous verrons ensuite la prime nécessaire en considérant les FIT. Pour atteindre la parité stockage, la prime requise diffère selon le tarif et le ménage (Figure 6). Elle serait comprise entre 300€ à 350€ pour le tarif en base, 200€ à 250€ pour le tarif HP/HC et 225€ à 300€ pour le tarif à 4 plages temporelles. La prime est plus faible sous les 2 derniers tarifs comparée à celle sous le tarif en base pour 2 raisons. D'une part, le LVOS est plus élevé étant donné que la batterie se décharge qu'en heures pleines là où le tarif est plus élevé que celui en base. D'autre part, le LCOS est plus faible car la stratégie de charge de la batterie affecte le volume d'énergie déchargée. 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 donc le dénominateur du LCOS est plus élevé menant à des chiffres plus faibles<sup>10</sup>.

Concernant, le tarif à la puissance, une prime comprise entre 130€ et 300€ est nécessaire pour atteindre la parité stockage sous le tarif pour le ménage CH05. La capacité à diminuer la pointe d'environ 1,3 kW diminue significativement le montant de la prime. Néanmoins, augmenter la capacité PV-batterie ne permet pas de diminuer davantage la pointe de consommation. Dès lors, augmenter la capacité entraîne une hausse des coûts plus importante que la hausse des gains. C'est pourquoi, le

<sup>10</sup> Les valeurs de LCOS sont disponibles en annexe (cf

Tableau 8)

dimensionnement affecte significativement le montant de la prime. Pour le ménage CH45, la batterie permet de diminuer la consommation de pointe de 0,24 kW quelle que soit la capacité. C'est pourquoi, le montant de la prime est plus élevée comparée aux autres tarifs.

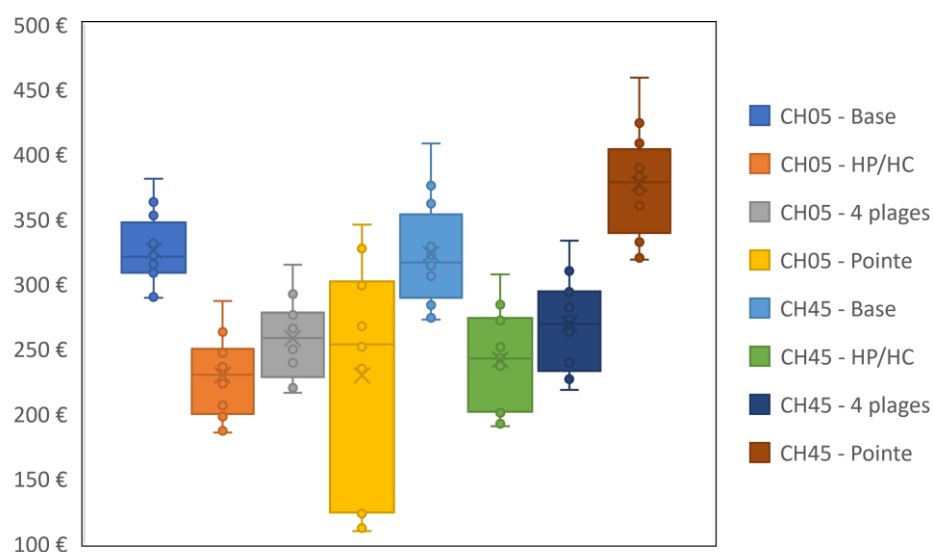


Figure 6 : Distribution de la prime à l'investissement batterie par capacité PV-batterie selon le tarif et le profil

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 :

$$LCOS = LVOS - FIT$$

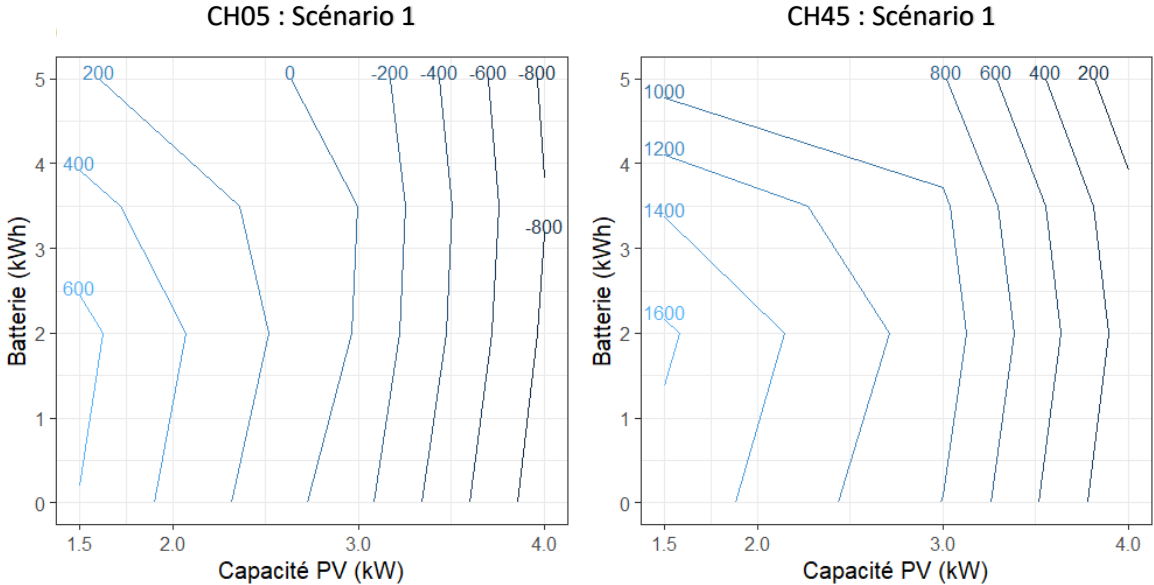
En stockant le surplus de production, l'agent fait face à un coût d'opportunité non plus égal au prix spot mais au FIT. L'écart minimum entre le LCOS et le LVOS est obtenu avec une installation PV/batterie de 1,5 kW/ 2 kWh pour CH05 sous un tarif à la pointe. Dans ce cas, la prime nécessaire est de 750€/kWh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

#### c) Résultats avec la politique alternative

Nous avons vu que supprimer les FIT et mettre en place une prime à l'investissement d'une batterie diminuerait la rentabilité de l'autoconsommation et donc, probablement son développement. L'objectif de cet info & débat n'est pas d'analyser l'impact des subventions sur le développement de l'autoconsommation. Nous allons voir dans quelles conditions, la rentabilité serait la même sous les 2 mécanismes de soutien. Pour cela, nous allons considérer 3 scénarios de prime PV-batterie :

- Scénario 1 : Prime PV = 30% des coûts et Prime batterie = 50% des coûts
- Scénario 2 : Prime PV = 50% des coûts et Prime batterie = 50% des coûts
- Scénario 3 : Prime PV = 50% des coûts et Prime batterie = 70% des coûts

Nous nous focaliserons sur le tarif à 4 plages temporelles car la CRE souhaite le généraliser dans les prochaines années. Dans le 1<sup>er</sup> scénario, il n’y a pas de capacité optimale. Pour CH05, la capacité de la batterie n’a pas d’impact significatif sur la VAN et notamment pour les capacités PV supérieures à 2 kW (Figure 7). Pour CH45, augmenter la capacité de la batterie mène à une baisse de la VAN pour des capacités égales ou inférieures à 3 kW. Cela est intuitif. Si la batterie est surdimensionnée par rapport aux panneaux PV, la batterie n’est pas souvent chargée au maximum et donc, le coût marginal est supérieur au revenu marginal. Pour le second scénario, les 2 ménages sont incités à investir dans une batterie pour maximiser leurs revenus. La capacité PV/batterie optimale est de 3kW/3,5kWh pour CH05 et de 3kW/2kW pour CH45. Cependant, la VAN est inférieure comparée au mode de soutien actuel : -500€ pour les 2 ménages. Le montant des primes du scénario 3 permet d’atteindre la même rentabilité maximale que sous la politique actuelle. Sous ce scénario, la capacité optimale est de 3kW/5kWh et le niveau de la prime d’une technologie n’affecte pas le dimensionnement de l’autre technologie. Par exemple, augmenter la prime PV incite à augmenter la capacité PV mais il n’y a aucune incitation à modifier la capacité de la batterie. En comparant le scénario 2 et 3, on peut remarquer que l’augmentation de la capacité de la batterie incite à augmenter la capacité de la batterie mais la capacité PV reste la même.



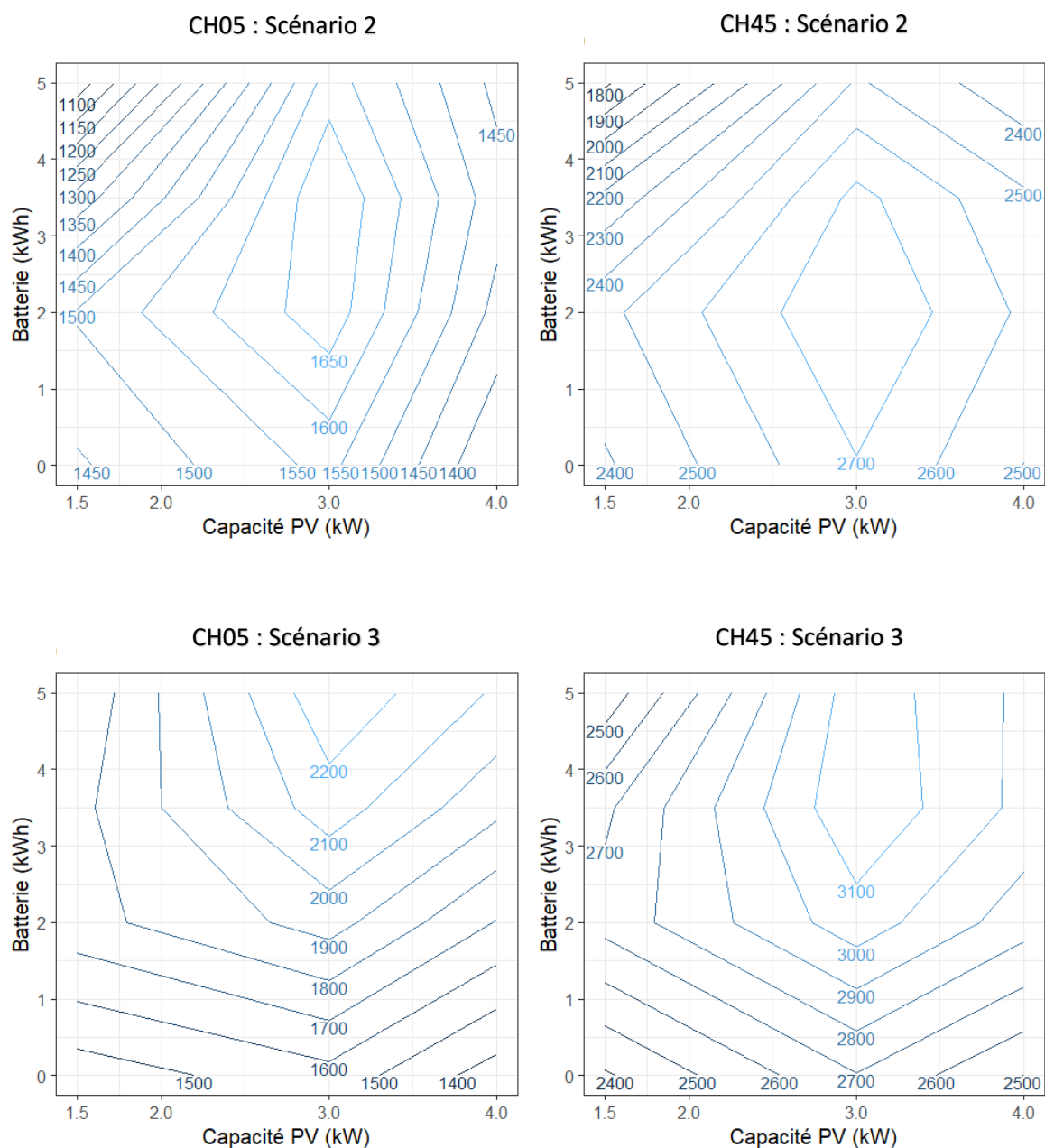


Figure 7 : VAN selon le montant de la prime PV-batterie sous le tarif à 4 plages

#### d) Comparaison des coûts de la politique

Afin d'évaluer les 2 politiques, il faut comparer la rentabilité qu'elles génèrent mais également les coûts. Ceux liés aux primes à l'investissement sont aisés à calculer car il s'agit de multiplier le montant de la prime en €/kW ou €/kWh avec le dimensionnement optimal. Pour les FIT, les coûts sont égaux à la différence entre le FIT et le prix spot, multipliée par le volume de surplus. Estimer l'évolution du prix spot sur 20 ans n'est pas envisageable tant les fluctuations sont imprévisibles. Nous supposons donc que le prix spot restera inchangé mais nous appliquons un taux d'inflation de 1% pour rester cohérents avec les hypothèses émises.

Les coûts de la politique actuelle sont calculés avec une capacité PV de 3 kW puisqu'il s'agit de la capacité qui maximise les gains. Pour la politique alternative, les coûts sont calculés selon les capacités



optimales des scénarios 2 et 3. Le Tableau 6 présente les coûts des deux politiques. On peut constater que, sous le scénario 3, la politique alternative est plus couteuse que l'actuelle : +33% à +43%. En garantissant la même rentabilité, la politique actuelle est donc moins couteuse. De plus, les coûts de la politique alternative est sensible au dimensionnement étant donné que les primes couvrent une part importante des coûts d'investissement. Dès lors, les coûts de la politique alternative seraient très difficiles à prévoir si elle était mise en place.

Tableau 6 : Comparaison des coûts des 2 politiques

Coûts (€)	Politique actuelle		Politique alternative		
			Scenario 2		Scenario 3
	CH05 – 3 kW	CH05 – 3 kW	3kWh/2kW	3kWh/3,5kW	3kW/5kWh
FIT	2435	2080	0	0	0
Prime PV	900	900	4245	4245	4245
TVA réduite	640	640	0	0	0
Prime batterie	0	0	650	1140	2275
<b>Total</b>	<b>4915</b>	<b>4560</b>	<b>4895</b>	<b>5385</b>	<b>6520</b>

## Conclusion

Ainsi, nous avons vu que les installations PV en autoconsommation étaient rentables actuellement dans le sud de la France même sans subvention à la condition d'autoconsommer au moins 60% de la production. Les deux ménages étudiés n'atteignent pas ce seuil mais les subventions actuelles permettent d'atteindre une VAN de 2360€ à 3200€ pour des capacités PV de 3 kW. Actuellement, le tarif à la puissance souscrite est le moins intéressant car la production PV ne permet pas de diminuer suffisamment la consommation de pointe. Puis, nous avons vu que le seuil de rentabilité des batteries était loin d'être atteint. Il faut donc une aide pour encourager les investissements mais pas seulement. En présence de tarifs d'achat, le gain lié au stockage est très faible. Les tarifs d'achat garantissent un revenu stable et conséquent aux autoconsommateurs. Cela semble poser un problème si on souhaite profiter des avantages que peut apporter l'autoconsommation au système. Sans dispositif de stockage, il est très difficile de piloter l'autoconsommation alors que cette technologie pourrait avoir un double avantage. D'une part, inciter les autoconsommateurs à diminuer leurs consommations lors des périodes de tension et d'autre part, augmenter leurs revenus en fournissant des services au système.

Néanmoins, la rentabilité est plus faible sous une politique favorisant l'achat d'une batterie mais nous n'avons étudié que deux tarifs alternatifs. Si l'écart de prix était plus élevé entre les plages temporelles, cela augmenterait la rentabilité. De plus, nous n'avons pas considéré d'autres revenus qui pourraient être générés par le stockage comme l'effacement. En outre, nous n'avons pas considéré le stockage via un véhicule électrique alors que des subventions à l'investissement permettent de diminuer les coûts d'investissement.

## Références

- ADEME, 2020. Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France. Données 2019.
- 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>
- 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>
- CRE, 2019. 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.
- Euroberver, 2020. Baromètre Photovoltaïque.
- GSE, 2015. Rapporto Statistico 2015 : Solare Fotovoltaico.
- 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>
- 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.
- IRENA, 2017. Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030.
- IRENA, 2015. Battery Storage For Renewables: Market Status And Technology Outlook.
- 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>
- Lerbinger, A., Müller-Lohse, L., 2018. Systèmes de stockage d'électricité : présentation et état des lieux en France et en Allemagne. OFATE-DFBEW.
- Li, N., Uckun, C., Constantinescu, E.M., Birge, J.R., Hedman, K.W., Botterud, A., 2016. Flexible Operation of Batteries in Power System Scheduling With Renewable Energy. *IEEE Trans. Sustain. Energy* 7, 685–696. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2497470>
- 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>
- 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., 2020. An economic assessment of the residential PV self-consumption support under different network tariffs. Climate Economics Chair - Working Paper n°2020-01.
- Rebenaque, O., 2017. Autoconsommation et transferts de richesses entre consommateurs. Informations et Débats n°2017-50 de la Chaire Economie du Climat.

- Rowe, M., Holderbaum, W., Potter, B., 2013. Control methodologies: Peak reduction algorithms for DNO owned storage devices on the Low Voltage network, in: IEEE PES ISGT Europe 2013. Presented at the 2013 4th IEEE/PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE), IEEE, Lyngby, Denmark, pp. 1–5. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2013.6695291>
- Rowe, M., Yunusov, T., Haben, S., Holderbaum, W., Potter, B., 2014. The Real-Time Optimisation of DNO Owned Storage Devices on the LV Network for Peak Reduction. *Energies* 7, 3537–3560. <https://doi.org/10.3390/en7063537>
- 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>
- 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>
- Solano, J.C., Brito, M.C., Caamaño-Martín, E., 2018. Impact of fixed charges on the viability of self-consumption photovoltaics. *Energy Policy* 122, 322–331. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.07.059>
- 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>
- Weißhar, B., Bessler, W.G., 2017. Model-based lifetime prediction of an LFP/graphite lithium-ion battery in a stationary photovoltaic battery system. *J. Energy Storage* 14, 179–191. <https://doi.org/10.1016/j.est.2017.10.002>
- Yu, H.J.J., 2018. 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>

## Annexe

**Tableau 7: Taux d'autoconsommation selon les tarifs et les plages tarifaires**

CH05	Base	HP	HC	Hiver HP	Hiver HC	Été HP	Été HC
1	52%	37%	15%	11%	4%	26%	11%
2	39%	28%	10%	8%	3%	20%	8%
3	31%	23%	8%	7%	2%	16%	6%

CH45	Base	HP	HC	Hiver HP	Hiver HC	Été HP	Été HC
1	71%	55%	16%	16%	4%	39%	11%
2	53%	42%	11%	12%	3%	30%	8%
3	41%	32%	9%	9%	2%	23%	6%

**Tableau 8 : LCOS selon la capacité PV-batterie et le tarif**

Capacité PV/batterie	CH05			CH45		
	Base	HP/HC - 4 plages	Pointe	Base	HP/HC - 4 plages	Pointe
1,5kW/2kWh	0,2474	0,2204	0,2623	0,2426	0,2184	0,2455
1,5kW/3,5kWh	0,2850	0,2527	0,2932	0,2984	0,2467	0,2991
1,5kW/5kWh	0,3054	0,2706	0,3302	0,3420	0,2884	0,3468
2kW/2kWh	0,2388	0,2111	0,2563	0,2222	0,2127	0,2357
2kW/3,5kWh	0,2519	0,2362	0,2757	0,2496	0,2404	0,2654
2kW/5kWh	0,2752	0,2453	0,2937	0,2839	0,2688	0,2884
3kW/2kWh	0,2259	0,2104	0,2414	0,2156	0,2166	0,2237
3kW/3,5kWh	0,2429	0,2290	0,2536	0,2394	0,2367	0,2508
3kW/5kWh	0,2553	0,2445	0,2742	0,2470	0,2601	0,2604
4kW/2kWh	0,2255	0,2160	0,2410	0,2163	0,2127	0,2248
4kW/3,5kWh	0,2381	0,2294	0,2491	0,2365	0,2401	0,2482
4kW/5kWh	0,2481	0,2426	0,2671	0,2534	0,2617	0,2561

Tableau 9 : Prime batterie pour atteindre la parité stockage selon la capacité PV-batterie et le tarif

Capacité PV/batterie	CH05				CH45			
	Base	HP/HC	4 plages	Pointe	Base	HP/HC	4 plages	Pointe
1,5kW/2kWh	320 €	206 €	239 €	123 €	314 €	204 €	239 €	360 €
1,5kW/3,5kWh	363 €	263 €	292 €	267 €	376 €	251 €	282 €	424 €
1,5kW/5kWh	381 €	287 €	315 €	346 €	408 €	307 €	333 €	459 €
2kW/2kWh	309 €	187 €	220 €	126 €	284 €	192 €	227 €	332 €
2kW/3,5kWh	325 €	236 €	266 €	255 €	322 €	243 €	273 €	383 €
2kW/5kWh	353 €	249 €	278 €	327 €	362 €	284 €	310 €	408 €
3kW/2kWh	290 €	185 €	216 €	109 €	273 €	200 €	231 €	319 €
3kW/3,5kWh	315 €	223 €	251 €	235 €	310 €	237 €	263 €	374 €
3kW/5kWh	331 €	250 €	276 €	303 €	319 €	272 €	294 €	389 €
4kW/2kWh	289 €	198 €	224 €	112 €	274 €	190 €	218 €	320 €
4kW/3,5kWh	308 €	224 €	249 €	251 €	306 €	242 €	266 €	371 €
4kW/5kWh	322 €	247 €	271 €	299 €	329 €	274 €	294 €	385 €

# INFORMATION ET DÉBATS

## DERNIERES PARUTIONS

- Comment le Covid-19 modifie les perspectives de l'action climatique** **N°63**  
**Christian DE PERTHUIS**
- Potentiel de séquestration de carbone par le bois : étude des constructions neuves dans le secteur du logement français** **N°62**  
**Florine OLLIVIER-HENRY**
- Les risques financiers climatiques** **N°61**  
**Jérôme DEYRIS**
- Couverture du risque météorologique en agriculture : les leçons du cas français** **N°60**  
**Marielle BRUNETTE, Philippe DELACOTE, Richard KOENIG, Camille TEVENART**
- Le gaz renouvelable : état des lieux et perspectives économiques de la filière française** **N°59**  
**Côme BILLARD**
- Le brevet, un bon indicateur de l'innovation ? Le cas de l'éolien terrestre en Allemagne** **N°58**  
**Valentin LIGNAU**
- Une évaluation quantifiée de la « taxe carbone » française** **N°57**  
**Stéphane GLORANT**
- La transition énergétique face au tempo de l'horloge climatique** **N°56**  
**Christian de PERTHUIS, Boris SOLIER**

Directeur des publications Information et Débats : Marc Baudry

Les opinions exprimées dans ces documents par les auteurs nommés sont uniquement la responsabilité de ces auteurs.  
Ils assument l'entière responsabilité de toute erreur ou omission.

La Chaire Économie du Climat est une initiative de l'Université Paris Dauphine, de la CDC, de Total et d'EDF, sous l'égide de la Fondation Institut Europlace de Finance.