

## Autoconsommation : opportunité ou vraie fausse piste ?

*Note de décryptage et de positionnement – décembre 2013*

L'autoconsommation est de plus en plus souvent présentée comme une solution pour le développement futur des énergies renouvelables électriques « de proximité » en général et du photovoltaïque en particulier. Ses promoteurs mettent en avant le fait qu'elle permettrait de soulager la CSPE acquittée par les consommateurs et de limiter l'impact de la production sur le réseau de distribution, notamment en termes de besoin de renforcement.

Toutefois, une lecture attentive des nombreuses déclarations et présentations sur le sujet montre que la définition de cette notion n'est pas homogène et que la compréhension de toutes les implications d'un système qui la favoriserait est loin d'être partagée par tous les interlocuteurs.

La présente note a pour objectif d'éclairer le débat afin d'orienter les éventuelles mesures incitatives dans une direction qui ne soit pas contre-productive pour les différents acteurs de la filière : l'industrie, les installateurs et autres professionnels, les producteurs, mais surtout les consommateurs qui auront à en assumer le coût financier *via* la CSPE et les gestionnaires des réseaux qui auront à gérer les conséquences concrètes de son éventuel développement.

Les réflexions présentées ici s'inscrivent dans le contexte actuel, mais elles pourraient être modifiées par des évolutions à venir comme une accélération de la pénétration du photovoltaïque sur le réseau, une augmentation sensible des prix de vente, régulés ou non, de l'électricité, le développement de nouveaux usages comme les véhicules électriques ou encore l'émergence de nouvelles technologies de stockage (hydrogène, méthanation).

### 1. Considérations préalables

#### Rappels de quelques principes physiques

Du point de vue de la physique, l'électricité suit toujours le chemin le plus court de moindre résistance pour aller du point où elle est produite vers le point de consommation le plus proche.

Lorsqu'un système photovoltaïque produit de l'électricité, ce sont toujours les appareils en fonctionnement au même moment à proximité immédiate qui seront alimentés en priorité, indépendamment du type de raccordement et de l'existence ou non d'un contrat d'achat.

Dans le cas d'un système installé sur un bâtiment équipé d'un compteur électrique de consommation, trois situations peuvent se présenter :

- le producteur bénéficie d'un contrat d'achat en « vente de la totalité » : le système est raccordé directement au réseau public de distribution *via* un compteur de production posé par le gestionnaire de réseau (ERDF ou ELD) en parallèle du compteur de consommation (un nouveau raccordement est créé), toute la production est mesurée ;
- le producteur bénéficie d'un contrat d'achat en « vente de surplus » : le système est raccordé au tableau du circuit électrique intérieur et un compteur de production est posé



en série sur le raccordement existant, tête-bêche par rapport au compteur de consommation ; seule la partie de la production qui n'est pas directement consommée à l'intérieur du bâtiment est mesurée ;

- le producteur ne bénéficie d'aucun contrat d'achat et se trouve en situation d'« autoconsommation totale »: tout en restant soumis pour des raisons de sécurité à une obligation de déclaration et à une convention d'exploitation avec le gestionnaire de réseau, le système peut être raccordé en un point quelconque du circuit intérieur, les frais de raccordement sont nuls, la production n'est pas mesurée par le GRD et les éventuels excédents sont en définitive donnés gratuitement au réseau.

Dans le premier cas, l'électricité qui est injectée dans le réseau public peut revenir instantanément dans le circuit intérieur pour être consommée immédiatement si un appareil est en fonctionnement dans le bâtiment : d'un point de vue physique, il n'y a donc aucune différence avec les deux autres cas, seul le mode de valorisation économique varie. Cela permet notamment au producteur de bénéficier de l'obligation d'achat et des tarifs associés dont il faut rappeler qu'ils ont été mis en place pour offrir aux producteurs d'électricité renouvelable une visibilité et une stabilité suffisante pour leur permettre d'investir sans risque dans une filière dont le développement a été jugé d'intérêt général.

### **Qu'est-ce que l'autoconsommation ?**

L'autoconsommation peut se définir en première approche comme la part de la production qui est consommée dans le bâtiment où elle est produite.

On peut considérer qu'il existe toujours une part d'autoconsommation « spontanée » correspondant au fonctionnement naturel (sans intervention particulière) des appareils durant les périodes de production, qui dépend des équipements et des activités des occupants.

Pour une production donnée, cette part sera d'autant plus élevée qu'un plus grand nombre d'appareils sera en fonctionnement dans le bâtiment au moment où la production est la plus importante, c'est-à-dire en journée et plutôt en été.

Ainsi, pour des systèmes dimensionnés pour produire l'équivalent de la consommation annuelle du bâtiment, le taux moyen annuel d'autoconsommation spontanée est de l'ordre de 20% dans un logement en l'absence de pilotage<sup>1</sup>, mais ce pourcentage peut être plus bas, de l'ordre de 10 à 15 % dans le cas, courant en France, de maisons individuelles avec chauffage et ECS électriques. À cet égard, la Figure 1 ci-dessous montre clairement que le pilotage des ballons d'ECS tel qu'effectué actuellement en « heures pleines/heures creuses » est en contradiction avec la logique d'autoconsommation.

Le taux moyen d'autoconsommation spontanée peut aller jusqu'à 40 % si une gestion intelligente est mise en place *via* une « box énergie » associée à des actionneurs et programmeurs pour les différents appareils<sup>2</sup> ; dans le secteur tertiaire, cette part peut s'élever à 70 % voire 100 % du fait de la meilleure synchronisation de la consommation et de la production<sup>3</sup>. Dans le cas présenté en Figure 2, le taux d'autoconsommation spontanée sur l'année complète est de 100 % lorsque le potentiel photovoltaïque de la toiture est maximisé.

1 Ces chiffres sont issus de l'étude allemande de l'Institut de recherche en économie écologique de Berlin (IOW 2011, [Effects of self-consumption and grid parity of photovoltaic systems](#) qui a évalué l'autoconsommation des ménages de 2 à 4 personnes, avec des installations PV de 3 à 5 kWc (800 à 1000 kWh/kWc annuels), sans stockage. Ces chiffres sont donc à utiliser avec précaution en France.

2 Idem.

3 Idem.

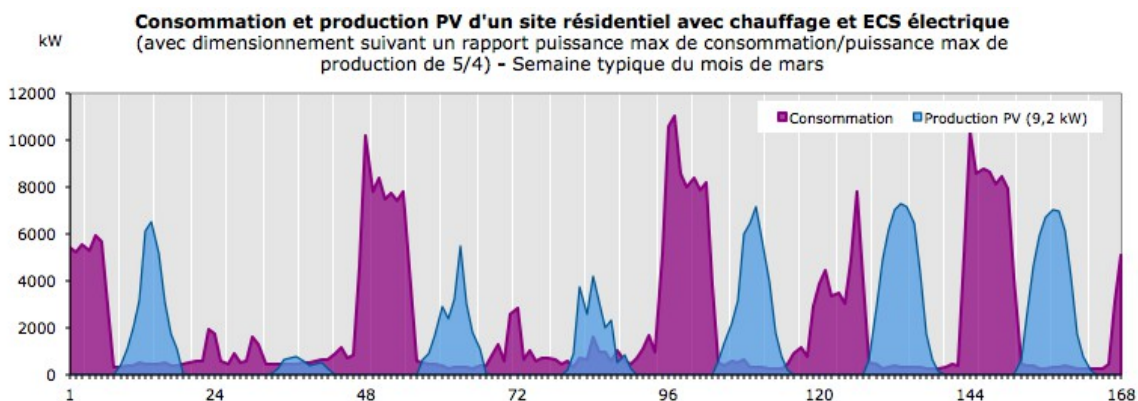


Figure 1: Profil hebdomadaire de consommation d'électricité et production photovoltaïque pour une maison individuelle type avec chauffage et ECS électriques (suivant un signal heures pleines/heures creuses) au mois de mars lorsque consommation et production photovoltaïque sont fortes. Source : Hespul.

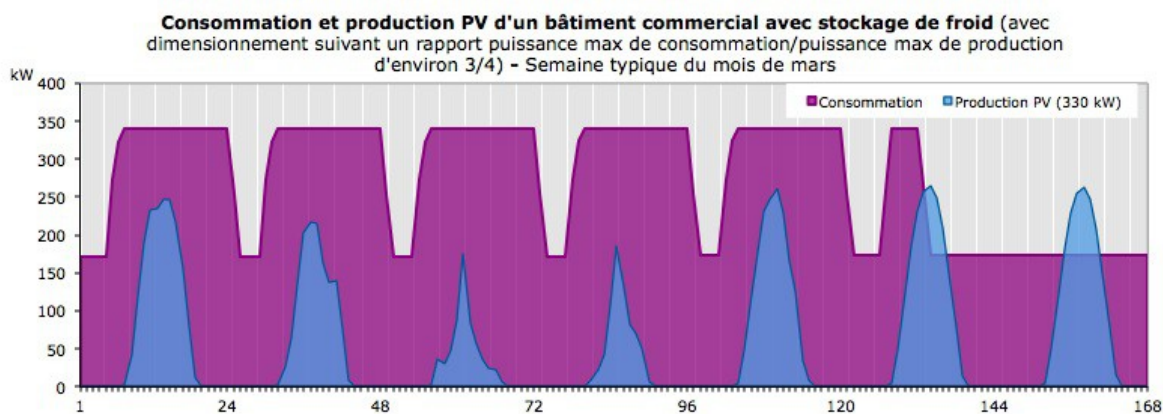


Figure 2: Profil hebdomadaire de consommation d'électricité et production photovoltaïque pour un site commercial avec stockage de froid au mois de mars lorsque consommation et production photovoltaïque sont fortes. Source : Hespul.

Il est possible d'augmenter le taux d'autoconsommation de trois façons différentes :

- limiter la puissance du système photovoltaïque pour qu'une part plus importante de la production soit consommée dans le bâtiment : on va dans ce cas doublement à l'encontre du but recherché de développement des énergies renouvelables à moindre coût, puisque des systèmes plus petits produisent moins et coûtent plus cher ;
- augmenter le nombre et/ou la puissance des appareils en fonctionnement en période de production pour favoriser l'*autoconsommation instantanée* : on peut dans ce cas s'interroger sur l'utilité de cette consommation supplémentaire, ainsi que sur son coût ;
- stocker une partie de la production dans le bâtiment pour la consommer plus tard dans une logique d'*autoconsommation différée* : se pose alors la question de l'efficacité technique, économique et écologique des solutions disponibles à l'échelle considérée, qui est loin d'être avérée dans l'état actuel des choses.

Puisqu'aucune de ces solutions n'apporte de réponse satisfaisante, on est en droit de se demander si ce n'est parce que la question est mal posée, à tout le moins que les objectifs d'une stratégie visant à favoriser l'autoconsommation n'ont pas été clairement définis.



## Autoconsommation ou autoproduction ?

Les deux notions semblent à première vue très proches, mais il est important de bien comprendre les implications respectives d'une démarche visant à favoriser l'une plutôt que l'autre, qui sont très différentes.

Comme on l'a vu précédemment, chercher à augmenter le taux d'autoconsommation conduit généralement à une désoptimisation du couple production-consommation, soit en limitant une production qui autrement viendrait se substituer à une énergie non-renouvelable, soit en augmentant inutilement une consommation dont on sait qu'elle doit au contraire être réduite, soit en incitant à s'équiper de moyens de stockage aux performances médiocres.

À l'inverse, chercher à augmenter le taux d'autoproduction, qui se définit comme la part de la consommation qui est produite sur place et non importée du réseau public, conduit à des comportements vertueux, en incitant à la fois à réduire la consommation d'énergie et à augmenter la production d'énergie renouvelable.

Prenons un exemple concret et réel, celui d'une maison équipée d'un toit photovoltaïque de 4 kWc, avec une consommation journalière, un jour de printemps, de 12 kWh (usages spécifiques de l'électricité uniquement) et d'une production de 18 kWh dont 4,3 kWh sont consommés sur place : le taux d'autoconsommation sera de 24 % tandis que le taux d'autoproduction sera de 37 % (voir tableau ci-dessous). Dans ce cas (consommation inférieure à la production), la quantité d'électricité soutirée au réseau a été diminuée de 37 % (et non de 24%) grâce à la production photovoltaïque : **c'est donc bien l'augmentation du taux d'autoproduction qui permet de réduire la quantité – et donc la facture – d'électricité importée du réseau.**

Consommation	12kWh
Production	18kWh
kWh consommé sur place	4,3kWh
Taux d'autoconsommation	$4,3/18 = 24 \%$
Taux d'autoproduction	$4,3/12 = 37 \%$

Comparaison autoconsommation / autoproduction

A noter que lorsque l'autoconsommation atteint 100 %, il n'y a pas d'électricité excédentaire à injecter dans le réseau puisque tout est consommé sur place, tandis que lorsque l'autoproduction atteint 100 %, il peut encore y avoir de l'électricité excédentaire qui est alors injectée dans le réseau, et qu'autoconsommation et autoproduction ne sont équivalentes que lorsque la production et la consommation annuelles d'électricité sont égales sur un périmètre donné (maison individuelle, bâtiment collectif d'habitation, quartier, etc.).



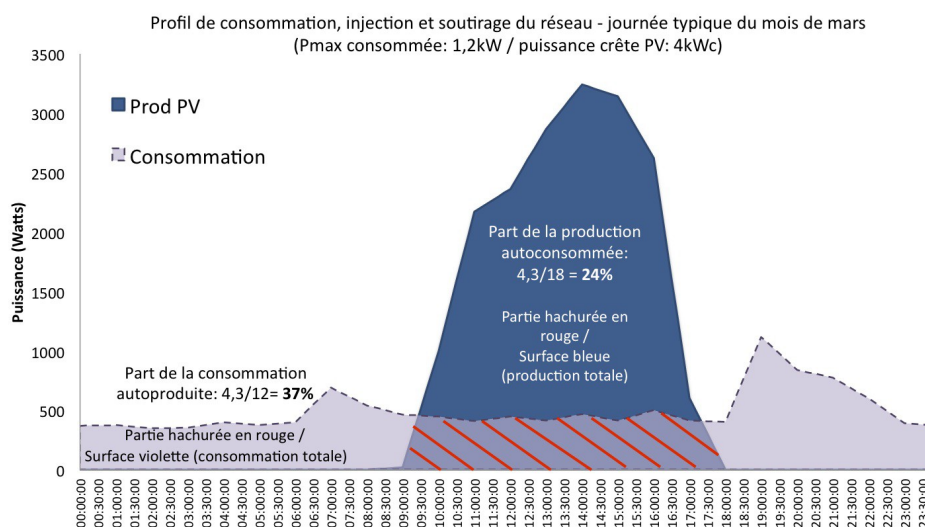


Figure 3: Distinction entre autoconsommation (part de la production totale qui est consommée sur place) et autoproduction (part de la consommation totale qui est fournie par la production sur place). Source : Hespul.

**La différence entre autoconsommation et autoproduction est cruciale : maximiser l'une ou l'autre ne revient pas au même dans de nombreux cas, chacune répondant à une problématique différente.**

- **Maximiser l'autoconsommation peut entraîner une surconsommation d'électricité, inciter au sous-dimensionnement de l'installation photovoltaïque en toiture, et décourager des initiatives d'efficacité énergétique, de manière à éviter toute injection sur le réseau.**
- **Maximiser l'autoproduction a tendance au contraire à encourager l'efficacité énergétique des équipements et l'utilisation optimale de la toiture, le réseau permettant de garantir que toute la production pourra être utilisée, même si ce n'est pas dans le bâtiment où elle a lieu.**

## 2. Tirer les leçons de l'expérience allemande

### Le cas allemand : de la « prime à l'autoconsommation » au « programme de soutien du réseau »

En Allemagne, l'autoconsommation a bénéficié entre janvier 2009 et mars 2012 d'un mécanisme de soutien qui valorisait pour les installations de moins de 500 kWc la part de la production autoconsommée à différents tarifs selon le taux d'autoconsommation (en-deçà ou au-delà de 30 %). Cette prime avait été mise en place initialement pour encourager la diminution de l'injection sur le réseau de manière à résoudre des problématiques techniques liées au développement très rapide du photovoltaïque, notamment la capacité d'accueil du réseau.

La prime a été supprimée en avril 2012 suite à de nombreuses critiques sur la complexité de sa mise en œuvre et sur l'exonération de fait, pour la part de la production autoconsommée, de taxes diverses et surtout de participation au financement du développement des EnR (l'équivalent de la CSPE) et aux frais d'utilisation du réseau public de l'électricité (l'équivalent du TURPE)<sup>4</sup> ; elle a été remplacée par un mécanisme de soutien aux installations équipées d'unités de stockage conçues pour soutenir le

<sup>4</sup> En effet, l'étude de l'IOW (2011), montre que la mise en place d'une prime à l'autoconsommation se traduit non par un gain net pour la collectivité mais par un simple transfert de charge entre consommateurs et contribuables d'une part, et entre consommateurs et gestionnaires de réseaux d'autre part.

réseau public et réduire les besoins de renforcement<sup>5</sup>, dont la rémunération est conditionnée par un dimensionnement et un pilotage des batteries permettant de limiter la puissance injectée dans le réseau à 60 % de la puissance maximale. En outre, les batteries peuvent fournir des « services système » au réseau (plan de tension, fréquence).

### **Le cas français : une bouée de sauvetage pour une filière en difficulté ?**

En France, la situation est tout autre : avec à peine plus de 4 GW de puissance installée fin 2013 contre 34 GW en Allemagne, le photovoltaïque ne génère pratiquement aucune contrainte sur le réseau de distribution sauf dans des cas très particuliers d'installations photovoltaïques de taille importante en bout de réseau, éloignées de tout point de consommation.

La filière photovoltaïque française continue en revanche à souffrir des conséquences du moratoire de la fin 2010, auxquelles s'ajoute régulièrement de nouvelles étapes de complexification comme la bonification des tarifs d'achat pour la provenance européenne des panneaux. En outre, les récents changements des règles de calcul du plan de tension imposés par ERDF (diminution des marges admissibles d'élévation de tension au secondaire des postes HTA/BT) ont induit une augmentation très significative des coûts de raccordement pour les installations de plus de 36 kVA.

Dans ces conditions, les producteurs pourraient être tentés d'opter pour un schéma de raccordement en « autoconsommation totale » afin d'obtenir un coût de raccordement nul en contrepartie d'un engagement à autoconsommer toute l'électricité produite. **Si ce schéma dans lequel l'électricité éventuellement injectée n'est pas comptée devait se développer, l'absence d'étude d'impact et de moyens techniques de mesurer l'injection dans le réseau pourraient poser rapidement des problèmes aux gestionnaires de réseau de distribution.**

De plus, dans le contexte réglementaire français actuel, **l'association d'un dispositif de stockage d'électricité avec une installation photovoltaïque ne permet pas à cette dernière de bénéficier du tarif d'achat**, ce qui limite fortement la rentabilité de ces systèmes.

### **3. Éléments de réflexion sur la mise en place d'un soutien à l'autoconsommation**

Les discussions autour de la mise en place d'un mécanisme de soutien à l'autoconsommation arrivent dans un contexte où la volonté de maîtrise de la CSPE gonflée par des tarifs d'achat excessivement élevés entre 2006 et 2010 a conduit à un fort repli puis à une stagnation du secteur photovoltaïque du fait de tarifs d'achat trop bas auxquels s'ajoutent des coûts de raccordement de plus en plus élevés.<sup>6</sup>

Les éléments ci-dessous visent ainsi à expliciter dans quel cadre un mécanisme de soutien à l'autoconsommation ou à l'autoproduction peut être conçu pour l'intérêt général.

#### **Favoriser avant tout l'autoproduction « collective » en milieu urbain et périurbain ...**

Le soutien à l'autoconsommation, s'il n'encourage pas dans le même temps l'autoproduction, peut avoir l'effet pervers de mener à une « *exploitation insuffisante du potentiel en surfaces de toit* » (IOW, 2011). La Figure 4 ci-dessous issue d'une étude de cas réel illustre bien ce problème : si un pourcentage d'autoconsommation de 100 % est recherché, l'installation PV sera dimensionnée à 500 Wc (taux de couverture annuelle de la consommation de 5%) alors que la toiture peut accueillir 9,2 kWc (taux de couverture annuelle de la consommation de 84%).

5 En Allemagne, la majorité des coûts de raccordement et de renforcement sont payés par le gestionnaire de réseau et non par les producteurs qui eux, paient seulement le coût de branchement. Cette répartition incite le gestionnaire à optimiser ses investissements et à mutualiser les infrastructures.

6 Nous n'insisterons jamais assez pour dire que ce ne sont pas les tarifs d'achat très bas d'aujourd'hui qui sont à l'origine de l'augmentation importante de la CSPE mais bien le niveau très élevé des tarifs entre 2006 et 2010 !

En effet, en milieu urbain où vivent et travaillent plus de 80 % de nos concitoyens, la contrainte la plus forte ne porte pas sur la capacité d'accueil du réseau, mais sur la possibilité de trouver des surfaces de toitures adéquates pour accueillir le photovoltaïque (bonne orientation, compétition avec d'autres usages, zones protégées, etc).

Il est donc important dans la perspective d'une optimisation de la production et des systèmes d'aide qui la soutiennent que chaque toiture soit utilisée au maximum de son potentiel et non une partie seulement au prétexte que la puissance installée excéderait les besoins du bâtiment en question à certains moments de l'année.

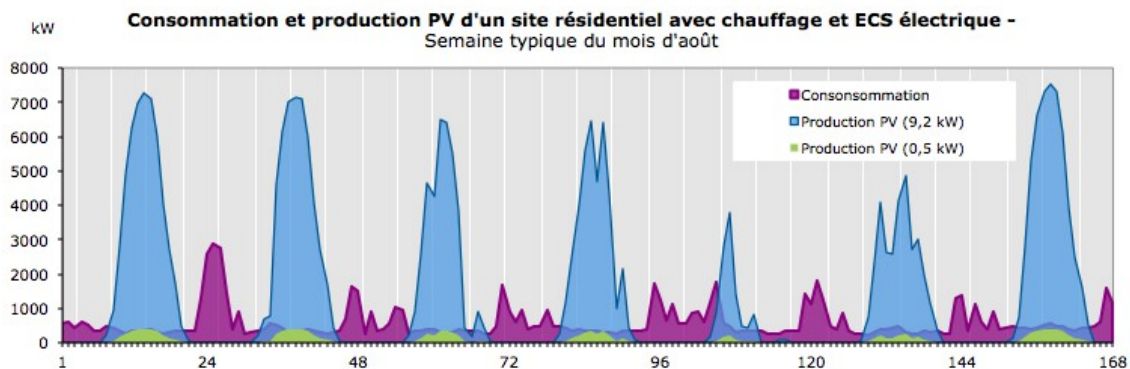


Figure 4: Profil hebdomadaire de consommation d'électricité et production photovoltaïque pour une maison individuelle type avec chauffage et ECS électrique (suivant un signal heures pleines/heures creuses) au mois d'août. Deux cas d'installations sont simulées : une installation de 9,2kWc qui correspond au potentiel maximal de la toiture et une de 0,5kWc qui permet d'atteindre un taux d'autoconsommation physique de 100 % à chaque heure de l'année. *Source : Hespul.*

Le soutien à l'autoproduction permet également d'encourager une démarche systémique consistant en premier lieu à chercher à réduire les consommations avant de penser à installer un système de production renouvelable.

### **... et revoir les conditions de raccordement en milieu rural**

La question se pose différemment en milieu rural, où la production d'électricité renouvelable peut poser des contraintes de tension, voire être refoulée sur le réseau de transport si le niveau de consommation est trop faible à un moment donné.

On notera toutefois que les règles actuelles de financement du raccordement au réseau qui est à la charge du seul producteur incitent déjà fortement ce dernier à dimensionner correctement son installation pour ne pas générer de contraintes sur le réseau .

Quoiqu'il en soit, plutôt que brider le potentiel de production renouvelable en dimensionnant « au plus juste » par rapport à la consommation si un mécanisme de soutien à l'autoconsommation est mis en place, il conviendrait de revoir les règles de dimensionnement et de conduite des réseaux de façon à en augmenter la capacité d'accueil sans pour autant générer de risques de contrainte ni imposer des travaux de renforcement importants.

## Privilégier l'autoconsommation et l'autoproduction dans le secteur tertiaire

Comme dit précédemment, il y a fort à penser que de nombreux sites tertiaires pourraient atteindre un taux d'autoconsommation proche de 100 % sans pilotage, surtout en présence d'équipements de froid ou de rafraîchissement qui génèrent une demande synchrone avec la production PV ; l'espace disponible en toiture ou en façade et la performance thermique du bâtiment seront décisifs pour obtenir un taux important d'autoproduction.

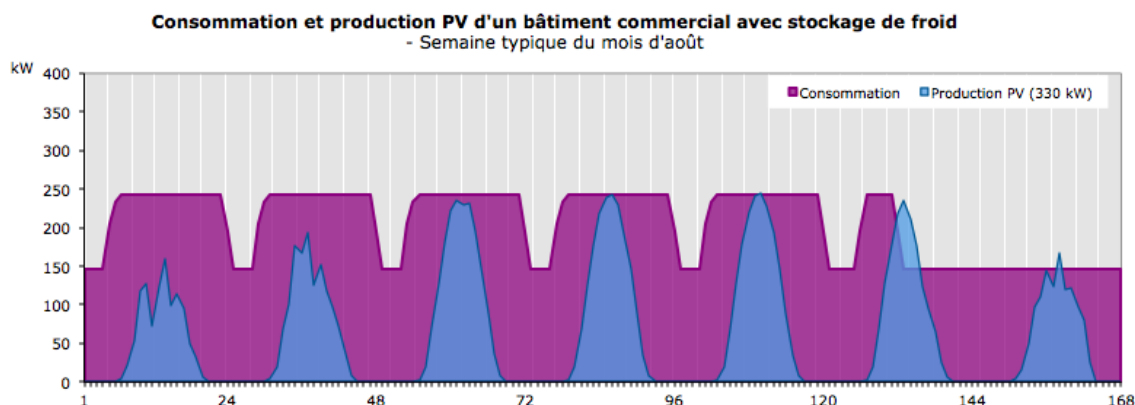


Figure 5: Profil hebdomadaire de consommation d'électricité et production photovoltaïque pour un site commercial avec stockage de froid au mois d'août lorsque consommation et production photovoltaïque sont fortes. Source : Hespul.

La Figure 5 présente un profil type hebdomadaire d'un bâtiment commercial avec stockage de froid dont la puissance crête de l'installation PV dépasse de 25 % la puissance maximale annuelle appelée par le site. La période choisie est critique puisqu'il y a forte production et relativement faible consommation (même site que pour la Figure 2).

## Inciter au stockage seulement lorsqu'il permet d'augmenter la capacité d'accueil du réseau

Une étude du Fraunhofer Institute publiée en 2013<sup>7</sup> s'est intéressée, à partir de la modélisation de différents types de réseaux de distribution à l'impact sur ces derniers de moyens de stockage associés à des systèmes photovoltaïques, avec pour objectif principal la stabilité de la tension.

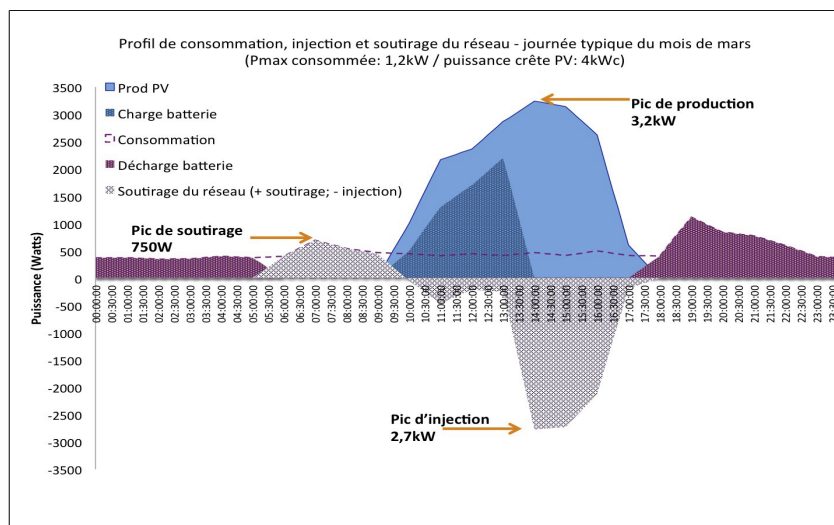
La conclusion est que « ***l'utilisation d'une batterie photovoltaïque axée sur les besoins du réseau permet de réduire le pic d'injection de tous les systèmes d'environ 40 %*** », ce qui permet **d'augmenter d'autant la capacité d'accueil et de créer une situation « gagnant-gagnant »**.

A l'inverse, la gestion « traditionnelle » d'une batterie axée sur l'optimisation pour le producteur-consommateur dans le cadre de la prime d'autoconsommation ne permet pas de soulager le réseau électrique du fait que la batterie est en général déjà chargée au maximum avant même que l'installation n'atteigne son pic de production.

Les deux schémas de la Erreur : source de la référence non trouvée illustrent clairement tout l'intérêt que peut avoir pour le gestionnaire de réseau un stockage « intelligent » basé sur une logique de coopération entre les acteurs.

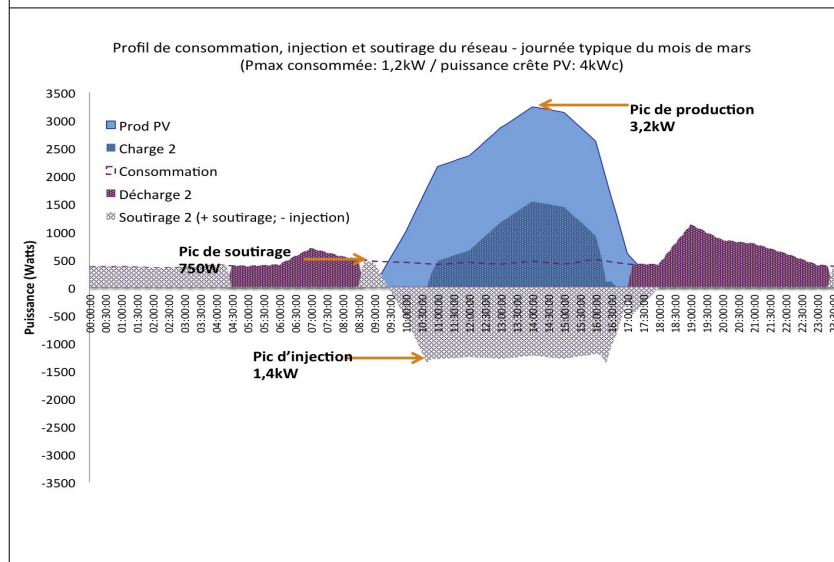
<sup>7</sup> Fraunhofer Institute, *ÉTUDE SUR LE STOCKAGE 2013 Courte analyse sur l'estimation et le classement des effets énergétiques, économiques et autres d'un soutien aux dispositifs de stockage électrochimique localisés*, Traduction de janvier 2013 par le bureau de coordination franco-allemand des énergies renouvelables.





### Scénario 1 : stockage dès que l'installation produit

Dans les systèmes actuels « PV+ stockage », l'unité de stockage se charge dès que la production photovoltaïque produit et se décharge dès que la consommation dépasse la production. Aucune incitation tarifaire n'encourage l'utilisation du stockage pour diminuer le pic d'injection ni le pic de soutirage. Dans cet exemple, le stockage a permis de réduire le pic journalier d'injection de 3,2kW à 2,7kW (16% de réduction) et la puissance de soutirage de 1,2kW à 0,75kW.



### Scénario 2 : stockage du pic de production PV

Le stockage peut aussi être utilisé de manière à stocker prioritairement le pic de production : dans cet exemple, le pic d'injection est ainsi réduit de 3,2kW à 1,4kW (56 % de réduction). L'unité est déchargée un peu plus tard le matin pour réduire la puissance maximale de soutirage de 1,2kW à 0,5kW. Dans cet exemple, la réduction du pic d'injection est plus importante que la réduction du pic de soutirage parce que la consommation est faible vis-à-vis de la production. Par contre, ceci nécessite d'intégrer des données de prévision de la production photovoltaïque.

Figure 6: Pilotage de l'unité de stockage pour maximiser les bénéfices du réseau (Capacité de stockage : 8 kWh, Puissance de charge maximale : 2 200 W). Source : Hespul

### Utiliser d'abord les capacités de stockage existantes !

La modulation d'une partie de la consommation peut être faite de manière automatique en modifiant simplement les plages des heures creuses de manière à démarrer les ballons d'ECS au moment du pic d'injection du photovoltaïque. Ceci pourrait d'ores et déjà être fait à coût zéro par les gestionnaires de réseau de distribution dans des zones à forte pénétration photovoltaïque.

Au-delà, le déploiement des compteurs communicants devrait permettre d'individualiser la modulation du ballon d'ECS pour les utilisateurs ayant une installation photovoltaïque en utilisant un signal avant compteur paramétré par l'utilisateur, par un agrégateur ou par le gestionnaire de réseau.

### Les unités de stockage électrique: un équipement onéreux qui doit être multifonctionnel

L'IOW conclut également que **l'autoconsommation sans dispositif de stockage reste aujourd'hui la formule la plus économique**. Dans les conditions allemandes, les meilleurs systèmes dans les gammes de puissance adaptées à une utilisation résidentielle ont un coût d'environ 500 euros par kWh de capacité de stockage pour une durée de vie de 5 à 10 ans alors qu'un coût de 300 à 400 euros par kWh et une durée de vie de 20 ans seraient nécessaires pour obtenir la même rentabilité qu'une installation sans stockage.



En France, le fossé est d'autant plus grand que les tarifs régulés de consommation sont deux fois moins élevés que le prix moyen de l'électricité pour les particuliers en Allemagne.

Pour avoir un réel intérêt économique, les unités de stockage devraient remplir plusieurs fonctions :

- éviter le renforcement des réseaux en augmentant leur capacité d'accueil de la production
- fournir des services-systèmes au réseau (puissance réactive, filtrage d'harmoniques, etc.)
- contribuer à diminuer la pointe de consommation dans une logique d'autoproduction
- lisser les fluctuations parfois rapides du photovoltaïque.

**Chacun de ces gisements de valeur obéit à une logique spécifique qui peut être contradictoire avec les autres, et la possibilité de les exploiter dépend de règles de dimensionnement, de fonctionnement et de rémunération des équipements : celles-ci doivent donc être élaborées avec le plus grand soin dans un contexte de collaboration entre toutes les parties prenantes.**

#### 4. Analyse comparative des mécanismes de soutien à l'autoconsommation

Différents mécanismes de soutien sont comparés dans le tableau page suivante ; cette analyse comparative doit être considérée comme une première grille de réflexion, qui sera enrichie des échanges futurs avec les autres acteurs de la filière.

#### 5. Recommandations

1. **L'autoconsommation et plus encore l'autoproduction sont à encourager en priorité dans le secteur tertiaire** où les pointes de consommation et de production coïncident, où des outils de pilotage des charges et de suivi de la production photovoltaïque sont fréquemment présents (GTC), et où la compétitivité directe du PV (« parité-réseau ») sera plus rapidement atteinte, avec notamment la fin dès 2015 des tarifs réglementés au-delà de 36 kVA.
2. Il convient en second lieu de **favoriser les démarches répondant à une logique d'autoconsommation collective plutôt qu'individuelle**, le cas échéant en adaptant la réglementation et en formalisant une procédure facilitatrice, à travers par exemple une réflexion autour d'une fonction d'« agrégateur » pour gérer la production diffuse répartie sur chaque boucle locale de distribution.
3. **Le soutien à l'autoconsommation n'est pas souhaitable pour les particuliers à l'heure actuelle** du fait que la marge de manœuvre pour augmenter la part d'autoconsommation est très faible. En outre, l'autoconsommation n'est pas un sujet prioritaire pour les réseaux urbains qui sont très peu contraints.
4. Pour les particuliers, **la généralisation des compteurs communicants et la mise en place d'une tarification horo-saisonnière ou dynamique encourageront de fait l'autoconsommation** et la diminution de la pointe de consommation par l'efficacité énergétique et/ou le déplacement de charges dans le temps.
5. **Un mécanisme de soutien à l'autoconsommation quel qu'il soit ne doit pas venir en contradiction avec les objectifs généraux de maîtrise de la demande en électricité.** Une solution possible est de le combiner avec des exigences de performance énergétique ou de diminution de la consommation d'électricité spécifique. **Il ne doit pas non plus avoir pour conséquences de limiter les puissances installées au détriment de l'optimisation des surfaces disponibles en toiture, notamment en milieu urbain.**

**Tableau 1. Analyse multi-critères des différents mesures participant de manière directe ou indirecte à l'autoconsommation de l'électricité photovoltaïque produite ou à l'autoproduction et Comparaison avec le schéma en vente totale**

Mécanismes	Impact sur le réseau de distribution	Réduction de la facture énergétique et Condition de rentabilité de l'installation	Réduction de la demande en pointe	COÛT SOCIÉTAL : CSPE + complexité administrative	Secteur visé /recommandé
<b>1. Mécanismes existants en France</b>					
1.1 Prime au kWc	Pas d'incitation : voir « schéma en autoconsommation totale »	Oui s'il y a autoconsommation effective. Condition : les installations ne doivent pas être vendues plus chères (prix maximum au kWc).	<b>Pas d'incitation</b>	<b>Coût d'investissement important pour la collectivité qui peut être comparable à payer le tarif d'achat. Simple à mettre en œuvre.</b>	Tertiaire : possible Résidentiel : à éviter
1.2 Vente totale	<b>Pas d'incitation ni de valorisation de l'autoconsommation physique sur le site</b>	<b>Pas de réduction de la facture de consommation. L'installation est rentabilisée par le tarif d'achat</b>	<b>Pas d'incitation</b>	<b>Situation de référence</b>	<b>Situation de référence</b>
1.3 Vente des surplus	Incitation à minimiser l'injection seulement si la parité réseau est atteinte Contribution limitée aux coûts d'infrastructures des réseaux et à leur utilisation	Oui, réduction de la facture de consommation.  Condition de rentabilité : atteinte de la parité réseau.	<b>Pas d'incitation.</b>	Moindre coût comparé à la vente totale mais baisse de la contribution au TURPE et aux taxes.  Relativement simple	Résidentiel, tertiaire : possible
1.3 Autoconsommation totale	Incitation à minimiser l'injection mais pas d'engagement contractuel à le faire Pas de contribution aux coûts d'infrastructures réseaux ni pour leur utilisation	Oui, réduction de la facture de consommation.  Condition de rentabilité : atteinte de la parité réseau <u>et</u> autoconsommation suffisante.	<b>Pas d'incitation.</b>	Moindre coût comparé à la vente totale mais baisse de la contribution au TURPE et aux taxes .	Résidentiel : non (risque financier) ; Tertiaire : possible si bonne synchronisation production-consommat <sup>9</sup>
<b>2. Mesures en cours</b>					
2.1 Tarifs horo-saisonniers	Incitation à l'autoproduction (consommer dans les périodes base et semi-base correspondant aux périodes de forte production photovoltaïque)	Oui : réduction de la facture si pas ou peu de soutirage en période de pointe. Condition de rentabilité : dépend de la différence entre le tarif de pointe et le tarif de base et du schéma de raccordement.	Oui	Pas de baisse de la CSPE sauf si l'exploitant choisit un schéma de raccordement en autoconsommation totale ou vente du surplus. Fonctionnalité rendue possible par les compteurs communicants – pas de coût supplémentaire	Résidentiel, tertiaire : intéressant
2.2 Tarif déréglémenté pour sites >36kVA	Incitation à l'autoproduction parce qu'accélère l'arrivée de la parité réseau Pas d'impact garanti sur le pic d'injection	Oui, réduction de la facture. Condition de rentabilité : dépend du schéma de raccordement	<b>Pas explicite d'incitation</b>		Tertiaire : intéressant

continué au verso....

Mécanismes	Impact sur le réseau de distribution	Réduction de la facture énergétique et Condition de rentabilité de l'installation	Réduction de la demande en pointe	COÛT SOCIÉTAL : CSPE + complexité administrative	Secteur visé /recommandé
<b>3. Mesures en vigueur dans d'autres pays ou envisagés par certains acteurs en France</b>					
3.1 Incitation financière au stockage	Incitation à l'autoconsommation seulement si une contrainte est imposée sur les paramètres de charge et décharge du stockage et si prise en compte de ces paramètres pour le dimensionnement du raccordement	Oui, réduction de la facture. Condition : l'unité de stockage est rentabilisée par l'incitation financière et la baisse des coûts de raccordement par rapport à la situation de référence.	Incitatif seulement si une contrainte est imposée sur les paramètres de décharge du stockage.	<b>Surcoût de la CSPE pour financer le stockage. Nécessite un contrôle sur le fonctionnement du stockage.</b>	Résidentiel : peu adapté vu les coûts Tertiaire : incitation à l'utilisation de stockage existant (thermique ou de secours), incitation au stockage
3.2 Changement de statut de fournisseur – vente d'un surplus à un tiers sans passer par un responsable d'équilibre	Incitatif à l'autoconsommation à l'échelle du quartier - Les prosumers paient quand même l'utilisation du réseau mais à moindre frais. - Les acheteurs de la production locale devront être exemptés de la partie transport du TURPE.	Oui. Condition de rentabilité : le prix de vente du surplus est suffisant.	<b>Pas d'incitation: l'autoconsommation et la vente dépendent du pourcentage d'autoconsommation à l'échelle du quartier et non de la période de la journée.</b>	Pas d'impact sur la CSPE. Nécessite des changements réglementaires : tout fournisseur et producteur doit actuellement être rattaché à un responsable d'équilibre (introduction de la notion d'agrégateur loca?)	Résidentiel : Non, trop complexe. Gros tertiaire : Oui par le biais d'un agrégateur associé à un responsable d'équilibre.
3.3 Net-metering	<b>Aucune incitation :</b> <b>- Le schéma ne tient pas compte de la temporalité au pas de temps horaire des injection et soutirage</b> <b>- Pas de cotisation au TURPE alors que le prosumer utilise le réseau en injection ET en soutirage.</b>	Oui, réduction de la facture de consommation. Condition de rentabilité : atteinte de la parité réseau.	<b>Non : le profil de consommation n'est pas modifié</b>	Très simple. Coût nul pour la CSPE mais baisse de la contribution à la CSPE.	Résidentiel : simplicité de mise en œuvre et suivi. Tertiaire : pas optimal parce que pas suffisamment incitatif.
3.4 Prime au kWh produit qui est consommé sur site	Incitation à l'autoconsommation: -Le kWh produit qui est consommé sur site a plus de valeur que s'il est injecté. -Encourage un dimensionnement de l'installation de manière à minimiser l'injection sur le réseau en énergie. -Contribution au TURPE à la hauteur de l'utilisation effective du réseau.	Oui, baisse de la facture. Condition de rentabilité : la prime doit permettre de couvrir les frais.	<b>Pas d'incitation : la prime dépend du pourcentage d'autoconsommation et non de la période de la journée.</b>	<b>Très compliqué : beaucoup de compteurs et de configurations différentes. Coût potentiellement plus faible pour la CSPE que la vente totale mais baisse de la contribution aux taxes.</b>	Résidentiel : compliqué Tertiaire : possible

### Légende

Incitatif	Incitatif selon conditions	Pas d'incitation	Pas d'incitation / situation de référence
-----------	----------------------------	------------------	---