



Le photovoltaïque au service du consommateur : autoconsommation, nouvelles offres & nouveaux marchés

Conférence du 2 et 3 décembre 2020

Septembre 2021

Auteure : Catherine Rollet, chargée de mission solaire
Catherine Rollet, OFATE • Catherine.rollet.extern@bmwi.bund.de

Soutenu par :



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Soutenu par :



MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉCOLOGIQUE

*Liberté
Égalité
Fraternité*



Disclaimer

Le présent texte a été rédigé par l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE). La rédaction a été effectuée avec le plus grand soin, toutefois l'OFATE décline toute responsabilité quant à l'exactitude et l'exhaustivité des informations contenues dans ce document.

Tous les éléments de texte et les éléments graphiques sont soumis à la loi sur le droit d'auteur et/ou d'autres droits de protection. Ces éléments ne peuvent être reproduits, en partie ou entièrement, que suite à l'autorisation écrite de l'auteur ou de l'éditeur. Ceci vaut en particulier pour la reproduction, l'édition, la traduction, le traitement, l'enregistrement et la lecture au sein de banques de données ou autres médias et systèmes électroniques.

L'OFATE n'a aucun contrôle sur les sites vers lesquels les liens qui se trouvent dans ce document peuvent vous mener. Un lien vers un site externe ne peut engager la responsabilité de l'OFATE concernant le contenu du site, son utilisation ou ses effets.



Table des matières

| | |
|--|-----------|
| Disclaimer | 2 |
| I. Introduction | 4 |
| II. Cadres réglementaires de l'autoconsommation en France et en Allemagne | 4 |
| II.1. Panorama de l'autoconsommation en France et en Allemagne | 4 |
| II.2. Cadre réglementaire en France | 7 |
| II.3. Cadre réglementaire en Allemagne | 9 |
| III. Nouveaux enjeux des installations PV en autoconsommation | 11 |
| III.1. Cadre réglementaire et retour d'expérience d'un projet en autoconsommation collective en Suisse | 11 |
| III.2. Retours d'expérience de projets en autoconsommation collective en France et en Allemagne | 16 |
| III.3. Photovoltaïque et autoconsommation en entreprise | 20 |
| III.4. Fourniture directe d'électricité PV aux riverains d'une centrale solaire | 22 |
| IV. Autoconsommation et transition juste | 24 |



I. Introduction

Cette synthèse présente les points essentiels abordés lors de la conférence en ligne organisée par l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE) les 2 et 3 décembre 2020, intitulée « Le photovoltaïque au service du consommateur : autoconsommation, nouvelles offres & nouveaux marchés ».

Bien qu'elle se soit développée à des rythmes différents, l'autoconsommation est désormais une réalité en France et en Allemagne, avec respectivement 85 000 et 600 000 centrales installées. Si l'autoconsommation individuelle a trouvé une certaine dynamique, l'autoconsommation collective, qui repose sur la répartition entre un producteur et des consommateurs voisins de l'électricité produite par la centrale solaire, n'a toutefois pas encore percé. Pourtant son potentiel est fort : près de 4 millions de foyers pourraient participer à de tels projets en Allemagne, estime par exemple la société Solarimo, spécialisée dans l'autoconsommation collective.

L'autoconsommation contribue à atteindre les objectifs fixés par la Programmation pluriannuelle de l'Énergie (PPE) et par la loi allemande sur les énergies renouvelables (*Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG*), mais elle pose également des questions fondamentales de modèle concernant notre système électrique et notre société. Telle que mise en œuvre actuellement, l'autoconsommation peut par exemple renforcer les inégalités entre les consommateurs sur le plan du financement du réseau et de la transition énergétique.

Dans cette synthèse, après avoir présenté le panorama de l'autoconsommation, nous approfondirons les cadres réglementaires en France et en Allemagne ([Chapitre II](#)), puis nous nous intéresserons aux enjeux de l'intégration au réseau et au marché des installations solaires en autoconsommation ([Chapitre III](#)). Nous y donnerons un aperçu de différentes applications de l'autoconsommation individuelle et collective, ainsi que de leurs modèles d'affaires. Enfin, nous considérerons l'autoconsommation dans un contexte plus large ([Chapitre IV](#)).

Lors de la conférence, les 2 et 3 décembre 2020, nous ne disposions pas encore de la version finale de la loi allemande sur les énergies renouvelables (loi EEG), adoptée le 21 décembre 2020 et entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2021. Cette nouvelle loi fixe les objectifs de la transition énergétique (100 GW pour le photovoltaïque à horizon 2030) et revoit le cadre de soutien aux énergies renouvelables : de nouvelles règles ont notamment été décidées pour l'autoconsommation en relevant l'exonération du prélèvement EEG à 30 MW, contre 10 MW auparavant, conformément aux recommandations européennes, et en étendant le périmètre de l'autoconsommation collective au « quartier ».

II. Cadres réglementaires de l'autoconsommation en France et en Allemagne

II.1. Panorama de l'autoconsommation en France et en Allemagne

Présentation :

Panorama de l'autoconsommation en France et en Allemagne : de quoi parle-t-on ? – Pascale Jean, Partner, PwC
Le support de présentation (en anglais) et l'enregistrement sont disponibles sur le [site](#) de l'OFATE.

Dans sa présentation, Pascale Jean (PwC) est revenue sur les définitions de l'autoconsommation en France et en Allemagne. Il s'agissait d'en donner un aperçu général et de mettre en évidence les différences majeures entre les deux pays.



En France, la loi Énergie et Climat¹ de 2019 définit les deux formes d'autoconsommation individuelle et collective. Cette loi autorise à ce que le producteur et le consommateur d'une installation PV ne soient pas la même personne, ce qui n'est pas le cas en Allemagne pour l'autoconsommation individuelle.

Dans le cas de l'autoconsommation collective, une telle opération en Allemagne est réservée à différents consommateurs situés dans un bâtiment d'habitation sur lequel se trouve la centrale de production. L'installation peut être gérée par un tiers, la situation rencontrée le plus fréquemment étant celle d'un propriétaire qui produit et livre l'électricité aux locataires de son immeuble. Ce modèle, appelé le *Mieterstrom*, existait déjà pour la cogénération de chaleur et d'électricité à partir d'une source flexible (gaz naturel, bois, déchets ménagers...) avant d'être étendu au photovoltaïque. En France, il est possible de réaliser une opération d'autoconsommation collective sur « un périmètre géographique étendu »², au-delà d'un bâtiment et en aval d'un poste de tension de réseau, même si les consommateurs ne sont pas sur le même poste de tension de réseau, dans une distance de 2 km. Il est permis de mener une telle opération à l'échelle d'un quartier ou d'un village. En octobre 2020, une dérogation³ a été publiée pour élargir le diamètre à 20 km dans les zones rurales.

Profitabilité d'un projet en autoconsommation

Sujet clé pour le développement de l'autoconsommation, Pascale Jean s'est intéressée aux éléments constituant la profitabilité de tels projets. En fonction de l'installation, il est par exemple possible de bénéficier d'un avantage sur le prix de l'électricité produite par le biais de l'exonération de taxes, telles que le prélèvement EEG en Allemagne ou le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) en France.

De fait, la rentabilité d'un projet en autoconsommation repose sur quatre catégories de paramètres :

- le coût d'investissement initial de l'installation ;
- le prix de l'électricité sur le marché, à laquelle va se substituer l'électricité de l'installation ;
- le coût de l'achat du surplus injecté dans le réseau (des tarifs d'achat ou des compléments de rémunération liés aux prix du marché) ;
- le taux d'autoconsommation.

L'intérêt économique va dépendre de la capacité à augmenter ce taux d'autoconsommation, estime notamment Pascale Jean. Pour cela, il est par exemple possible de recourir à un système de stockage qui permettrait d'augmenter le taux de couverture à 60 % (contre 20 % à 40 % pour les petites installations sans stockage), voire jusqu'à 90 %, ou encore d'utiliser un *Energy management system* (EMS) ou des services système liés à des offres de flexibilité. En outre, l'abondance et la complémentarité des profils de consommation (foisonnement) trouvent, selon Pascale Jean, tout leur sens, sur ce plan, dans les opérations d'autoconsommation collective.

Évolution de l'autoconsommation en Allemagne

Sur l'ensemble des installations photovoltaïques en Allemagne (1,2 million), plus de la moitié seraient en autoconsommation individuelle, soit 600 000 environ, estime PwC. À noter : le développement du solaire est essentiellement porté par les installations inférieures à 100 kWc, mais également par les segments des plus grandes capacités.

En 2019, 11 % de l'électricité photovoltaïque produite l'a été en autoconsommation, représentant 5,3 TWh.

¹ Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, [lien](#).

² Arrêté du 21 novembre 2019 fixant le critère de proximité géographique de l'autoconsommation collective étendue, [lien](#).

³ Arrêté du 14 octobre 2020 modifiant l'arrêté du 21 novembre 2019 fixant le critère de proximité géographique de l'autoconsommation collective étendue, [lien](#).

Development of electricity prices & EEG remuneration and impacts on small scale installations

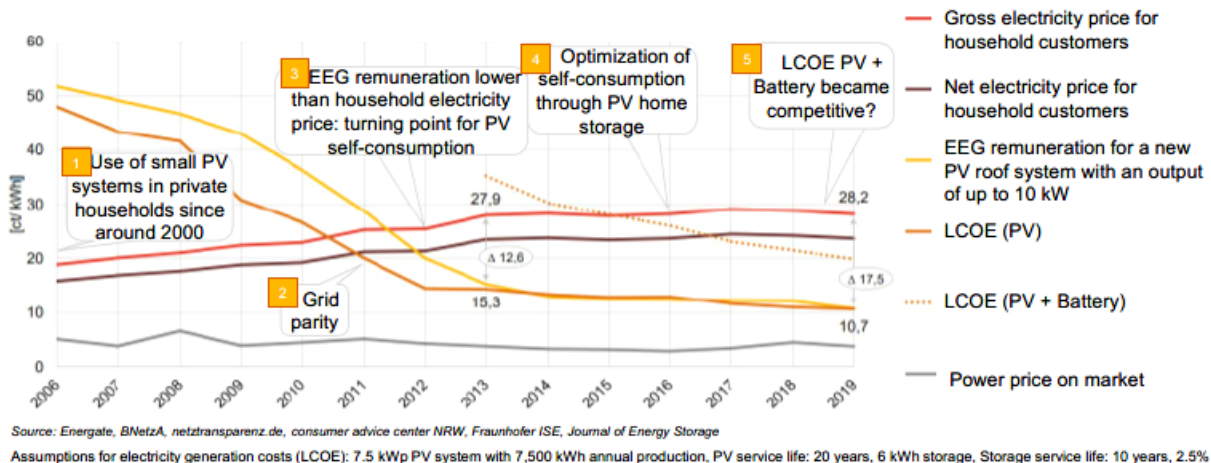


Figure 1 – Évolution du prix de l'électricité, de la rémunération EEG des petites centrales et LCOE du PV. Graphique : PwC

À partir de 2011-2012, deux événements ont favorisé le développement de l'autoconsommation en Allemagne : d'une part la parité réseau⁴, d'autre part l'exonération de certaines taxes telles que le prélèvement EEG (de l'ordre de 20 % du prix total de l'électricité à l'achat pour un consommateur en Allemagne) (voir Figure 1). Pascale Jean souligne que l'exonération de ces taxes crée une différence significative entre le prix d'achat de l'électricité du réseau et le prix substitué que l'on obtient avec la centrale en autoconsommation, en tenant compte de l'investissement, permettant d'avoir un impact visible sur la facture d'électricité du consommateur.

En associant PV et stockage (secteur en expansion et qui continuera à se développer selon PwC, 180 000 systèmes associant PV et stockage étant installés fin 2019), il serait même possible d'atteindre le « o bill », c'est-à-dire une situation où l'on n'achète pas l'électricité d'un fournisseur.

En ce qui concerne le modèle de l'autoconsommation collective, déployé à travers 677 installations, le *Mieterstrom* ne décolle pas, malgré un parc immobilier représentant 22 millions de foyers en logement collectif, dont 80 % en location, selon PwC.

Évolution de l'autoconsommation en France

En France, la situation est plus contrastée. Si la rentabilité d'une opération en autoconsommation peut être bonne avec des centrales puissantes, surtout dans le sud de la France, la rentabilité économique par rapport au coût d'électricité du réseau est encore difficile à trouver sur le segment des petites installations. Les projections laissent toutefois entrevoir des améliorations de prix, estime Pascale Jean.

En France, 85 000 centrales sont installées en autoconsommation totalisant une capacité de 360 MW. Linéaire, la croissance a atteint + 16,5 % au premier semestre 2020. Le modèle privilégié des autoconsommateurs est celui de l'autoconsommation avec revente du surplus sur le réseau, malgré des tarifs d'achat en baisse.

Au sujet de l'autoconsommation collective, le nombre de projets mis en œuvre est faible, le modèle de développement de ce segment n'a pas encore été trouvé.

Les défis de l'autoconsommation en France et en Allemagne

Selon Pascale Jean, les défis du développement de l'autoconsommation sont constitués par les difficultés liées à l'accessibilité des projets, sur les plans administratif et réglementaire, de même que par le sujet de l'éco-délinquance, de

⁴ Lorsque le prix de l'électricité à l'achat a atteint le même niveau que le prix de l'électricité produit localement.



l'assurance et de la confiance concernant la production des centrales (qui ne tiendraient pas leur promesse de production).

Deux débats relevant des éléments de philosophie et de modèle du système électrique sont également engagés :

- le rôle du réseau : si l'autoconsommation se développe, comment ajuster le financement du réseau pour assurer sa stabilité ?
- le dimensionnement des installations afin d'arriver à un bon niveau d'autoconsommation : faut-il limiter la puissance d'une installation ou choisir d'augmenter sa puissance au risque de fragiliser la stabilité du réseau électrique en injectant trop d'électricité dans le réseau ?

Pour terminer sa présentation, Pascale Jean a esquissé un aperçu des innovations ayant pour ambition de rendre le marché davantage accessible et attractif. Les solutions vers lesquelles le marché pourrait se projeter sont par exemple les systèmes associant photovoltaïque et stockage virtuel, les modèles « flat rate » (avec prix fixe) et les modèles « o euro bill ».

II.2. Le cadre réglementaire en France

Présentation :

Cadre réglementaire de l'autoconsommation en France – Cyril Martin de Lagarde, Adjoint au chef du bureau de la production électrique et des énergies renouvelables, Ministère de la Transition écologique (MTE)
Le support de présentation (en anglais) et l'enregistrement sont disponibles sur le [site](#) de l'OFATE.

Définie pour la première fois dans une ordonnance⁵ en juillet 2016, l'autoconsommation est apparue assez récemment dans la loi française et ne cesse d'évoluer, rappelle Cyril Martin de Lagarde (MTE).

Selon cette ordonnance, lors d'une opération d'autoconsommation individuelle, l'électricité doit être produite et consommée par une même personne (ou ménage) morale ou physique. Une ordonnance de février 2017⁶ précise que la production et la consommation doivent avoir lieu au même endroit et soit au même moment, soit après une période de stockage, cette définition n'a pas évolué depuis. Enfin, en 2019, en réponse à la directive européenne RED II sur les énergies renouvelables, la loi Énergie et Climat spécifie que l'installation peut être détenue ou gérée par un tiers, notamment pour l'opération et la maintenance.

L'ordonnance de juillet 2016 mentionnée plus tôt introduit également la notion d'autoconsommation collective, lorsque plusieurs producteurs ou consommateurs participent à l'opération. Celle-ci doit avoir lieu en aval d'un unique poste de transformation vers la basse tension et les parties prenantes doivent être reliées entre elles au sein d'une personne morale organisatrice – celle-ci établira un contrat avec le gestionnaire du réseau de distribution (GRD), en lui communiquant la liste des participants et la règle d'allocation de l'électricité produite⁷. La définition est modifiée dans loi Pacte en mai 2019 à titre expérimental puis dans loi Énergie et Climat à titre pérenne où l'on redéfinit l'opération d'autoconsommation collective au sein d'un même bâtiment.

L'« autoconsommation collective étendue » permet aux participants de consommer l'électricité produite dans un rayon de 1 km ou, avec une dérogation, jusqu'à 10 km en milieu rural⁸. La puissance maximale d'un projet est limitée à 3 MWh en France métropolitaine. En outre, la loi Énergie et Climat autorise les organismes des habitations à loyers modérés à devenir personne morale organisatrice d'opérations d'autoconsommation collective.

Il est à noter que les systèmes de net-metering (où le compteur tourne dans les deux sens) ne sont pas autorisés en France puisqu'il implique que l'électricité injectée soit valorisée au même prix que l'électricité soutirée sur le réseau.

⁵ Ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité, [lien](#).

⁶ Loi n° 2017-227 du 24 février 2017 ratifiant les ordonnances n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité, [lien](#).

⁷ L'arrêté de novembre 2019 précise également la liste des données à communiquer au gestionnaire de réseau, qui permettront de faire un retour d'expérience sur l'autoconsommation collective d'ici quelques années.

⁸ En d'autres termes, la distance séparant les deux participants les plus éloignés ne doit pas excéder 2 km, respectivement 20 km.

Selon les chiffres d'Enedis, 86 060 installations en autoconsommation étaient mises en service fin septembre 2020. Les demandes de raccordement ont fortement augmenté au 3^e trimestre 2020 (+ 50 % par rapport au trimestre précédent). À la date de la conférence, 39 opérations d'autoconsommation collective avaient été mises en œuvre, représentant 600 participants dont 75 producteurs. Les objectifs fixés par la Programmation pluriannuelle de l'Énergie⁹ pourraient être dépassés pour l'autoconsommation, estime Cyril Martin de Lagarde. Ceux-ci visent 200 000 autoconsommateurs PV et 50 opérations d'autoconsommation collective mises en service d'ici 2023.

Mécanismes de soutien

Dans une opération d'autoconsommation individuelle, deux mécanismes de soutien peuvent s'appliquer :

- Le dispositif de guichet ouvert (arrêté tarifaire¹⁰ du 9 mai 2017) qui permet d'obtenir un tarif d'achat pour l'électricité injectée pour les centrales de moins de 100 kWc.
- Une prime à l'investissement comprise entre 90 et 390 euros par kWc installé (à la date de la conférence), selon la taille de la centrale.

Tous deux sont dégressifs proportionnellement à la puissance, par palier (0-3 kWc ; 3-9 kWc ; 9-36 kWc ; 36-100 kWc).

Les centrales de plus de 100 kWc doivent passer par un appel d'offres pour obtenir un complément de rémunération qui, selon Cyril Martin de Lagarde, valorise l'énergie autoconsommée et pénalise l'électricité injectée. Il rappelle que, malgré la volonté du gouvernement de promouvoir les énergies renouvelables et d'encourager l'autoconsommation, les candidats aux appels d'offres ont tendance à sous-dimensionner leur installation par crainte d'être pénalisé.

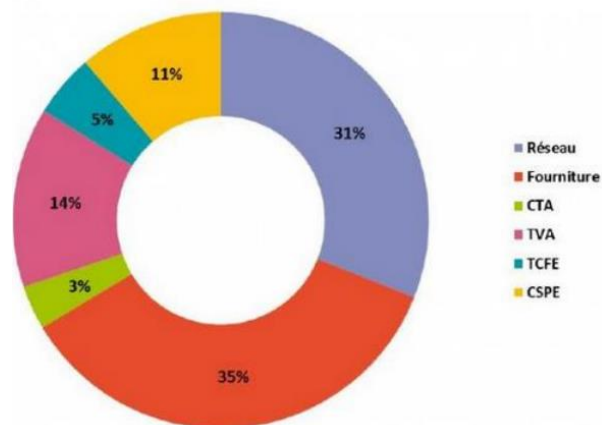


Figure 2 – Composition du prix de l'électricité en France. Graphique : MTE

En outre, dans le cas d'une opération d'autoconsommation individuelle résidentielle, la part de l'électricité autoconsommée n'est pas assujettie aux taxes basées sur la consommation d'électricité (celles-ci représentent un tiers de la facture d'électricité), ni à la part variable du Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE).

Selon Cyril Martin de Lagarde, ces exonérations permettent de valoriser l'électricité quasiment au prix de la fourniture, ce qui revient à la valoriser à peu près au triple du prix de marché.

Contrairement à l'autoconsommation individuelle, les projets d'autoconsommation collective ne bénéficient pas d'exemption des taxes d'électricité et n'ont pas la possibilité de recevoir de complément de rémunération ni de tarif

⁹ Programmation pluriannuelle de l'Énergie, [lien](#).

¹⁰ Arrêté tarifaire du 9 mai 2017, [lien](#).

d'achat pour le surplus d'électricité non autoconsommé et injecté sur le réseau. La Commission de régulation de l'Énergie (CRE) a toutefois établi un tarif TURPE optionnel pour les opérations en autoconsommation collective en aval d'un poste de transformation (les exploitants peuvent décider d'y recourir ou non), qui tarife différemment l'électricité autoconsommée et l'électricité issue du réseau ; le différentiel de prix doit inciter à autoconsommer plus qu'à soutirer.¹¹

Selon Cyril Martin de Lagarde, les évolutions suivantes pourraient avoir lieu :

- L'extension du guichet tarifaire pour les centrales solaires jusqu'à 500 kWc a été acté : le futur schéma prévoit un tarif d'achat et des primes pour les centrales en autoconsommation de moins de 100 kW, un tarif d'achat pour le surplus d'électricité des centrales de plus grande capacité, qui pourrait être au même montant que l'on soit en injection totale ou partielle.
- Pour l'autoconsommation collective, il est envisagé de permettre aux installations de moins de 500 kWc d'injecter leur surplus d'électricité non consommé (ni individuellement ni collectivement) et de le revendre à EDF ou à un autre contractant en contrepartie d'un tarif d'achat.
- Une autre piste envisagée est, dans les appels d'offres, de compenser directement via la formule du complément de rémunération le montant du TURPE et des taxes sur l'électricité non autoconsommée collectivement.

II.3. Le cadre réglementaire en Allemagne

Présentation :

Cadre réglementaire et programmes de soutien à l'autoconsommation en Allemagne : exemple à l'échelle d'une région – Karl GreiBing, Chef de la direction énergie, Ministère de l'Environnement, du Climat et de l'Énergie du Bade-Wurtemberg

Le support de présentation (en anglais) et l'enregistrement sont disponibles sur le [site](#) de l'OFATE.

Si le Bade-Wurtemberg, (11 millions d'habitants, 13,3 % de la population allemande, représentant une part de 15,3 % de l'économie allemande) se situe en dessous de la moyenne sur le plan de la production d'énergies renouvelables, c'est notamment en raison de la forte disparité dans la croissance de l'éolien qui, de par la géographie du pays, ne peut pas se développer dans le sud autant que dans le nord (où l'offshore connaît une forte croissance). Alors que la dernière centrale nucléaire de la région fermera fin 2022, le photovoltaïque doit être le pilier de la production électrique en Bade-Wurtemberg, estime Karl GreiBing (Ministère de l'Environnement, du Climat et de l'Énergie du Bade-Wurtemberg) (voir Figure 3).

Sur le plan national, 11 % de l'électricité produite est utilisée en autoconsommation.

Le Land s'est fixé pour objectifs :

- une capacité PV installée de 6 GW et une production de 6 TWh en 2020 ;
- multiplier cet objectif par un facteur 4 d'ici 2050, ce qui semble réalisable pour Karl GreiBing.

¹¹ Après la conférence, le 21 décembre 2020, la CRE a publié ses projets de décisions sur le futur TURPE (TURPE 6) , faisant évoluer la tarification de l'autoconsommation, [lien](#).

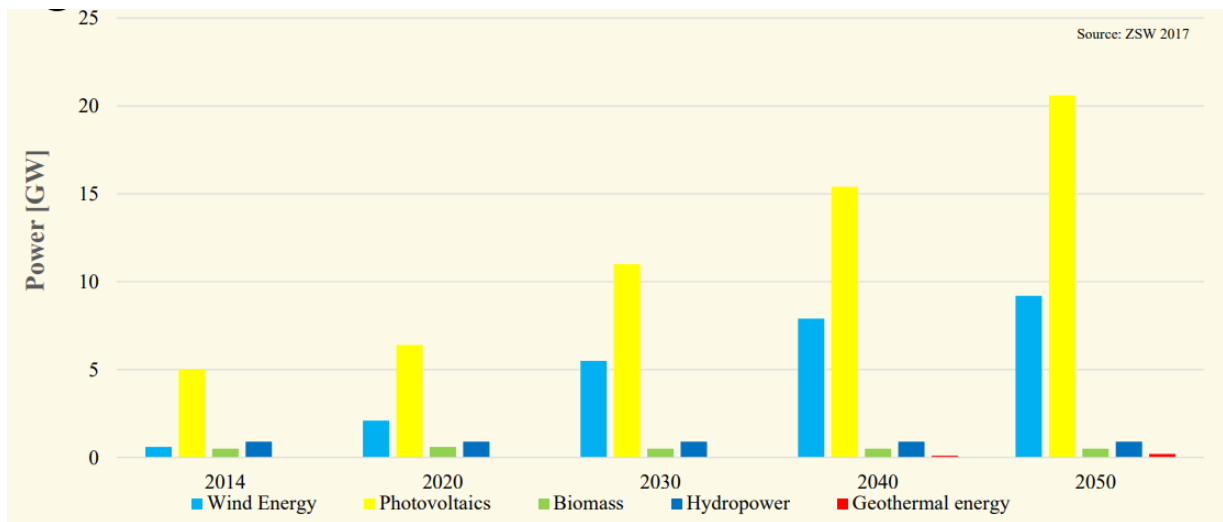


Figure 3 – Les objectifs du Bade-Wurtemberg. Graphique : Ministère de l'Environnement, du Climat et de l'Énergie du Bade-Wurtemberg

Pour promouvoir le développement des énergies renouvelables, le Bade-Wurtemberg a introduit des lois incitatives spécifiques :

- **La Loi sur la protection du climat (*Klimaschutzgesetz*¹²)**. Finalisée en octobre 2020, cette loi oblige, à partir de 2022, les bâtiments non résidentiels à être dotés d'installations PV. Au cours du prochain mandat (après les élections au parlement du Land de mars 2021), le but sera d'étendre cette obligation aux bâtiments résidentiels, annonce Karl Greiβing. Cette mesure est également discutée au niveau national pour les bâtiments résidentiels. L'obligation concerne aussi les grands parkings (plus de 75 places), dans les entreprises et dans les supermarchés. Cette mesure serait porteuse d'un potentiel d'installation annuelle de 100 MW à 500 MW, et d'un potentiel d'augmentation de 10 % par an.
- **La Loi pour la chaleur renouvelable**. Elle prévoit que, lors de l'échange d'un système de chauffage dans des bâtiments résidentiels ou non résidentiels, la part des énergies renouvelables pour chauffer doit atteindre au moins 15 %. Le photovoltaïque y est également pertinent en combinaison avec une pompe à chaleur ou une batterie de stockage par exemple.

D'autres mesures ont été engagées telles que la création de l'association de coordination Solarcluster¹³, la mise en place de centres de recherche ou encore la promotion des batteries. Rappelant qu'il n'est pas possible de promouvoir directement le PV au niveau des collectivités ou des Länder depuis l'application de la loi sur les énergies renouvelables (loi EEG) en Allemagne, Karl Greiβing explique que ce dernier programme promeut l'installation de batteries lorsqu'elles sont couplées avec du PV, l'objectif étant ainsi à la fois de développer le PV en toiture et de participer à la stabilité du réseau et de la fourniture. Cette mesure a soutenu 4 000 systèmes PV + stockage cumulant 50 MW de capacité PV et 31 MWh de batterie.

En conclusion, pour Karl Greiβing, l'augmentation des prix d'émission de CO₂ à 30 euros/tonne et la hausse des prix de marché permettront de rendre les énergies renouvelables très compétitives. Il n'est alors pas irréaliste de s'imaginer pouvoir se passer des subventions publiques pour développer des projets PV dans un avenir proche.

¹² Loi sur la protection du climat du Bade-Wurtemberg, [lien](#) (en allemand)

¹³ Le Solar Cluster a pour objectif de promouvoir le développement du cadre juridique des énergies renouvelables, de créer un marché durable pour l'énergie solaire et de sensibiliser le public, [lien](#) (en allemand)

III. Nouveaux enjeux des installations PV en autoconsommation

III.1. Cadre réglementaire et retour d'expérience d'un projet en autoconsommation collective en Suisse

Présentation :

Retour d'expérience d'un projet d'autoconsommation collective en Suisse - Parmisse Jacot-Descombes, Cheffe de projets, Si-Ren

Le support de présentation (en anglais) et l'enregistrement sont disponibles sur le [site](#) de l'OFATE.

En Suisse également, l'annonce de nouvelles mesures pour accélérer la transition énergétique étaient en attente au moment de la conférence. Dans sa présentation, Parmisse Jacot-Descombes, chargée de mission pour Si-Ren, outil d'investissement de la ville de Lausanne dans les énergies renouvelables, a esquissé les grandes lignes de la réglementation en vigueur avant de présenter un projet d'autoconsommation collective.

Lausanne s'est fixé l'objectif de neutralité carbone d'ici 2030, dépassant les objectifs de la Confédération Suisse.

Focus sur la réglementation suisse

La stratégie énergétique 2050 a été votée par la population de la Confédération helvétique en mai 2017 et repose sur trois piliers: la sortie du nucléaire, le développement des énergies renouvelables et l'augmentation de l'efficacité énergétique.

La réglementation est basée principalement sur deux lois, en cours de révision au moment de la conférence :

- La loi sur l'énergie
- La loi sur l'approvisionnement en électricité.

Une consultation a été lancée en avril 2020, les décisions devraient être annoncées en mai 2021. Ces révisions concernent en plusieurs points l'autoconsommation, et notamment l'introduction d'appels d'offres pour les grandes centrales (il n'y en a pas actuellement) ainsi que la révision des tarifs d'approvisionnement.

En 2018, les opérations d'autoconsommation collective ont été autorisées via la création d'un regroupement de consommateurs ayant désigné un représentant unique auprès du gestionnaire du réseau de distribution (GRD), à la condition que les terrains des consommateurs soient contigus. Depuis avril 2019 il est possible de créer un regroupement de consommateurs sur des terrains séparés par une rue, une voie ferrée ou un cours d'eau.

Le soutien financier pour la production solaire est composé d'une subvention fédérale unique, basée sur la puissance et sur une contribution de base dépendant de la capacité de l'installation (définie par paliers : moins de 30 kWc, jusqu'à 100 kWc et au-delà de 100 kWc).

Cette subvention est financée à l'aide du supplément perçu sur la consommation d'électricité dédié à la promotion des énergies renouvelables s'élevant à 2,3 ct/kWh. Il existe également des aides de la part des cantons et des villes, mais celles-ci ne sont pas à destination du PV directement.

L'autoconsommation collective peut être organisée sous la forme d'un « regroupement dans le cadre de la consommation propre » (RCP), c'est-à-dire un groupe de résidents qui mettent en commun leur consommation d'électricité et disposent à proximité immédiate d'une centrale photovoltaïque.

Dans le canton du Valais, des éco-quartiers sont en cours de développement, incluant des micro-grids et recourant au RCP. En outre, des projets de transformation de centrales solaires de l'injection totale vers l'autoconsommation sont également en cours de réalisation.

L'administration au sein des RCP peut être prise en charge par des entreprises, dont le portefeuille de service peut aussi proposer le suivi et la gestion énergétique dans le cas multi-fluide (eau, chaleur).

Dans le cadre d'une opération d'autoconsommation en RCP, les gestionnaires de réseau de distribution sont toujours tenus d'acheter le surplus d'électricité produit. Parmissse Jacot-Descombes précise que, dans certains cas, la commercialisation directe est choisie, mais cela ne serait pas très répandu.

En décembre 2020, seuls les consommateurs dépassant 100 MWh de consommation annuelle pouvaient choisir leur fournisseur d'énergie. Dans le cadre de la révision en cours des lois sur l'énergie, l'ouverture totale de marché pourrait être étendue aux ménages et aux petits consommateurs. Cette mesure pourrait avoir un impact sur la création des RCP, estime Parmissse Jacot-Descombes.

L'opération d'autoconsommation collective présentée comportait 22 unités et des profils de consommation très différents : église, boulangerie, imprimerie, laboratoire... regroupés en un RCP.

Dans le cadre de ce projet, basé sur une installation de 230 kWc en toiture, les compteurs privés des utilisateurs ont été démontés pour en installer un unique (puisque dans le cadre d'un RCP, il n'y a qu'un seul client unique auprès du GRD). La régie immobilière a pris le rôle du représentant du RCP.

Le taux d'autarcie a été estimé à 23 %, 64 % de l'énergie provenant du réseau et les 13 % en surplus étant injectés sur le réseau.

Sur le plan financier, la subvention de la Confédération représentait 30 % de l'investissement initial du projet. Les consommateurs ont pu voir une réduction de leur facture d'électricité de l'ordre de 20 %.

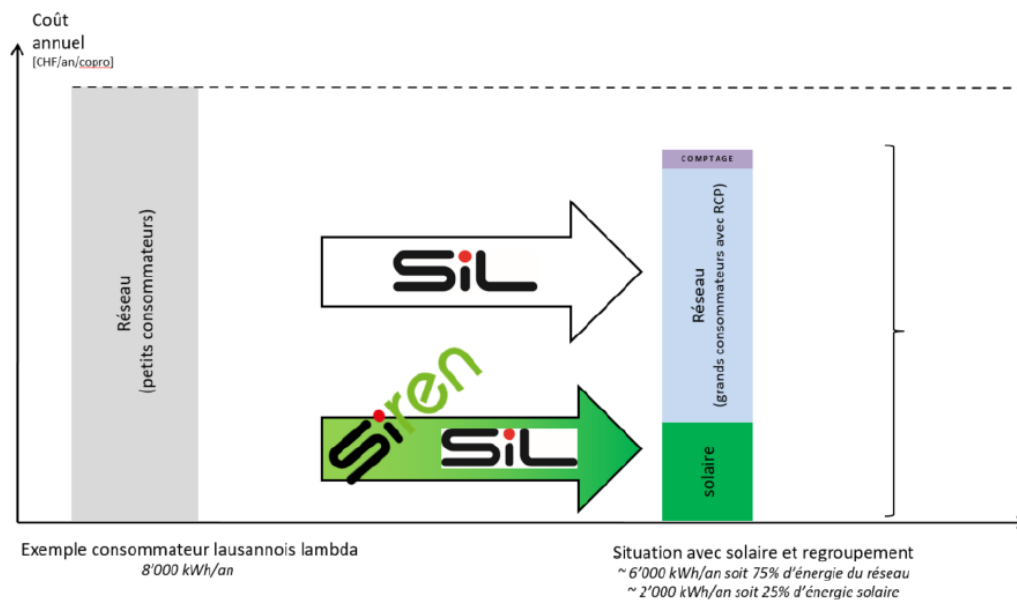


Figure 4 - Économies réalisées par un « petit » consommateur de 8000 kWh par an (les Services industriels de Lausanne (SiL) alimentent l'agglomération lausannoise en électricité, gaz, énergie thermique et prestations multimédia). Graphique : Si-Ren

Dialogue : Modèle « prosumer » : quels modèles d'affaires ? Quelles exigences ?

- Sandra Hannappel, Chargée de mission énergies renouvelables, Agence fédérale des Réseaux (*Bundesnetzagentur*)
- Julien Jimenez, Sous-directeur, Direction de l'énergie et du climat, Conseil régional de Nouvelle-Aquitaine

Les supports de présentation (en anglais) et l'enregistrement sont disponibles sur le [site](#) de l'OFATE.

Le développement de l'autoconsommation s'accompagne d'une nouvelle équation à résoudre : comment rendre le modèle d'affaires attractif pour le consommateur tout en assurant un financement des réseaux suffisant à son renforcement ?

Pour débiter la table ronde, les deux intervenants ont effectué deux courtes présentations : Sandra Hannappel a présenté les deux modèles d'affaires proposés par l'Agence fédérale des Réseaux pour les centrales en autoconsommation, et Julien Jimenez les modèles émergents du PV dans la région Nouvelle-Aquitaine et ses problématiques.

Selon Sandra Hannappel, les petites centrales photovoltaïques ont un poids important dans la production d'électricité en Allemagne, la production PV pouvant couvrir 25 % de la consommation. Par conséquent, elles devraient assumer des responsabilités plus importantes sur le marché de l'électricité. Elle estime que les prosumers devraient notamment se sentir responsables de l'énergie qu'ils produisent.

Dans le système actuel, il arrive qu'à certains moments de la journée la quantité d'électricité fournie au consommateur soit supérieure à ses besoins : c'est notamment le cas lorsque l'électricité solaire produite est autoconsommée et que de l'électricité issue du réseau est fournie selon un profil de charge défini préalablement et standardisé (zone verte et rouge sur la figure 5 ci-dessous). La part d'électricité du réseau provient de moyens conventionnels et génère ainsi des émissions de CO₂ supplémentaires et superflus. Dans son ensemble, ce fonctionnement fragilise la sécurité du système. Compte-tenu des capacités installées à l'heure actuelle, le risque n'est pas encore très élevé, mais avec l'objectif d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique, il va prendre de l'ampleur, estime Sandra Hannappel.

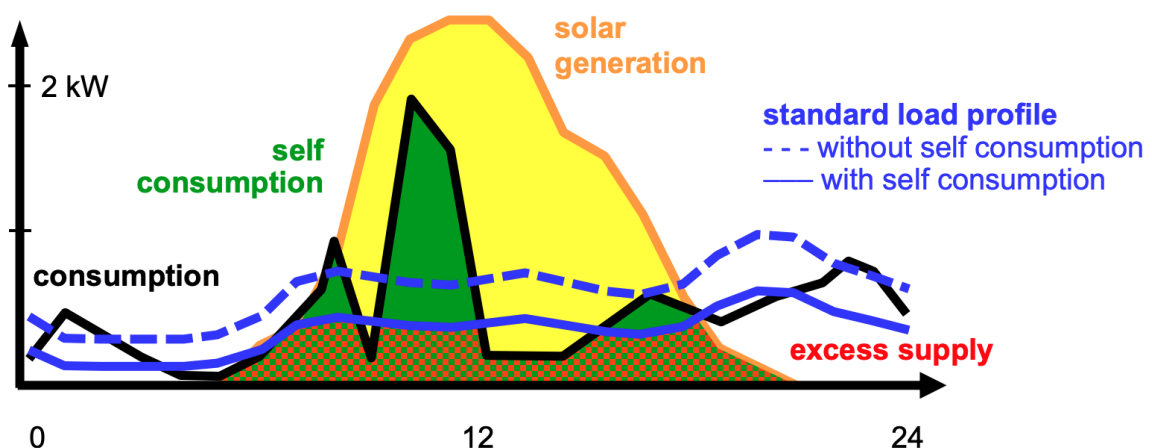


Figure 5 – Profils de consommation et de production d'un consommateur muni d'une installation PV en autoconsommation. Graphique : Agence fédérale allemande des Réseaux (*Bundesnetzagentur*)

Pour éviter ce phénomène, l'Agence fédérale des réseaux a formulé deux propositions de modèles :

- Le premier modèle prévoit qu'en cas d'autoconsommation, la mesure de la consommation d'électricité et de l'injection du surplus sur le réseau soit effectuée au pas de 15 minutes, de même que la mesure de la fourniture d'électricité issue du réseau (qui ne s'appuiera plus sur un profil de charge standard). Le surplus de l'électricité



injecté devrait alors être mis en vente directe sur le marché, de telle sorte que le consommateur soit responsable de cette quantité d'électricité.

Dans ce modèle, les avantages actuels tels que l'exonération totale ou partielle du prélèvement EEG seraient préservés à la condition que les centrales soient complètement intégrées au marché.

- Le second modèle prévoit l'injection de la totalité de l'électricité photovoltaïque produite sur le réseau, dont la vente serait gérée par le gestionnaire de réseau comme c'est le cas actuellement. La fourniture du consommateur en électricité serait alors possible et pertinente selon un profil de charge standard. Le soutien public octroyé aux projets serait identique au système actuel de tarifs d'achat pour l'électricité injectée (de fait, il n'y aurait pas d'exonération prévue pour l'électricité « autoconsommée »). Ce modèle est notamment intéressant pour les centrales arrivées en fin de contrat de tarif d'achat puisque les autoconsommateurs continueraient à percevoir des tarifs d'achat (bien que réduits pour compenser les frais de mise sur le marché par le gestionnaire de réseau).

Sandra Hannappel souligne que, dans les deux cas, l'objectif est d'augmenter le nombre de centrales PV tout en assurant le bon fonctionnement du système.

Julien Jimenez rappelle que, dès 2013, la région Nouvelle-Aquitaine a lancé un premier dispositif de soutien financier pour des projets d'autoconsommation individuelle. Elle a accompagné des projets cumulant 19 MW entre 2013 et 2018. Les feuilles de route de sa stratégie globale d'accompagnement des transitions énergétique et écologique se fixent pour objectif d'atteindre 45 % de taux de couverture en EnR de la consommation de la région en 2030 (aujourd'hui ce taux avoisine 22 %).

En ce qui concerne l'énergie photovoltaïque, la région a pour but d'installer 6 GW d'ici 2030. Actuellement, 2,1 GW sont installés, ce qui représente 25 % de la capacité totale installée en France. Si la région s'est positionnée sur l'autoconsommation, elle l'a fait dans une logique d'appropriation des énergies renouvelables électriques et de ses enjeux. L'autoconsommation permet en effet de se questionner sur sa consommation électrique et son adéquation avec la production renouvelable, affirme Julien Jimenez.

L'intervenant souligne que la rentabilité des projets est liée au pourcentage d'autoconsommation : pour être rentable, le maximum d'électricité produite doit être consommé, ainsi la courbe de production du projet d'autoconsommation doit être en adéquation avec la courbe de consommation. Par exemple, un site présentant un taux de couverture de sa consommation de 24 %, correspondant à 92 % d'électricité autoconsommée, peut être équilibré économiquement. Les retours d'expérience des projets développés en région Nouvelle-Aquitaine ont permis d'identifier les sites propices et les profils des candidats les plus adaptés à ce type d'opération. En l'occurrence, les centres commerciaux (40 % des projets réalisés) ont un profil intéressant car ils présentent un talon de consommation stable durant toute l'année. Le secteur agroalimentaire convient également aux modèles d'autoconsommation.

En outre, la région s'engage dans le développement de l'autoconsommation de deux secteurs :

- l'industrie car l'appétence de la part des industriels est forte. La disponibilité du foncier ou des surfaces en toiture est toutefois un facteur limitant car elle ne permet pas toujours d'ajuster la production aux besoins du consommateur. De surcroît, les industriels ne souhaitent pas toujours figer leur foncier sur une longue durée (au moins 20 ans pour un projet PV) puisque, en envisageant une croissance importante, leur besoin en foncier augmenterait et ils détérioreraient la rentabilité du projet « à date » en autoconsommation.
- l'autoconsommation collective, où, même si les textes législatifs existaient déjà, le soutien des autorités locales et de la région était encore nécessaire au moins pour structurer les opérations. Julien Jimenez rappelle, comme l'avait fait Pascale Jean de PwC, que les freins sont la complexité du dispositif dans sa mise en œuvre et sa non rentabilité puisqu'une telle opération ne bénéficie pas de réduction de taxes comme y a droit l'autoconsommation individuelle.

Sandra Hannappel a poursuivi la discussion en rappelant que, si l'autoconsommation est très développée en Allemagne, elle n'est pas réservée à l'énergie photovoltaïque. Au contraire, du côté des industriels, l'autoconsommation



individuelle y est déployée depuis longtemps et s'est effectuée avec des moyens de production d'électricité conventionnelle¹⁴.

Au sujet de l'autoconsommation collective, elle explique son faible développement, comme en France, par un manque de rentabilité de tels projets : à la différence de l'autoconsommation individuelle, il n'y a par exemple pas d'exonération du prélèvement EEG sur l'électricité autoconsommée.

Toutefois, l'intervenante voit avec scepticisme la possibilité de mettre en œuvre des avantages fiscaux pour les communautés d'énergie telles que définies dans le *Clean Energy Package* car cela pourrait laisser place à des abus. Selon Sandra Hannappel, cela a déjà été le cas dans le cadre d'appels d'offres éoliens lors desquels les conditions de participations avaient été simplifiées pour les communautés citoyennes. Il s'est avéré que de grandes entreprises étaient cachées derrière les communautés candidates, détournant le concept et la finalité de ces conditions. Il faudrait donc être particulièrement vigilant dans le cadre de ces projets.

Quel serait alors le modèle idéal permettant de développer l'autoconsommation et d'assurer un financement suffisant pour le réseau ? Les avantages financiers accordés aux autoconsommateurs sont les exonérations, totales ou partielles, du tarif d'utilisation des réseaux, du prélèvement EEG et d'autres taxes sur le prix de l'électricité, amenant ces autoconsommateurs à se désolidariser du financement des réseaux. Il est ainsi nécessaire de trouver d'autres modèles pour financer le réseau, estime Sandra Hannappel. À l'heure actuelle, le tarif d'utilisation des réseaux allemand se base sur un prix au kWh pour les foyers (composante énergie) alors qu'il s'appuie sur la puissance souscrite pour les clients industriels (composante capacité). Il serait toutefois difficile de se baser sur ce dernier modèle pour les foyers, estime Sandra Hannappel, car il serait compliqué à mettre en œuvre.

Selon Julien Jimenez, les collectivités ont beaucoup d'outils en main pour orchestrer la stratégie de développement des énergies renouvelables. Les réseaux électriques appartiennent aux collectivités territoriales et locales, le foncier et le bâti relèvent également de leurs compétences avec les Plans locaux d'urbanisme (PLU)¹⁵. L'autoconsommation individuelle étant freinée par la disponibilité du foncier, son déploiement sera limité en termes de puissance installée alors que l'autoconsommation collective ne rencontre pas cet obstacle : elle permet de développer des projets de puissance beaucoup plus importante en faveur de communautés énergétiques plus nombreuses. Cette réflexion doit se faire à l'échelle locale et non nationale, estime-t-il. Selon Julien Jimenez, il est nécessaire que les politiques énergétiques au niveau local intègrent les enjeux de l'autoconsommation individuelle et collective ainsi que le financement du réseau. Pour cela, les collectivités ont besoin de monter en compétence et de définir une stratégie globale allant au-delà des projets individuels.

En Allemagne, à partir du 1^{er} janvier 2021, les premières centrales photovoltaïques arrivent en fin de contrat de tarif d'achat. N'ayant théoriquement plus le droit d'injecter sur le réseau, leur rentabilité risque d'être mises à mal, d'autant plus que de nouvelles dépenses sont à prévoir : achat d'un nouvel onduleur, installation d'un nouveau smart-meter et éventuellement les coûts d'un agrégateur pour vendre cette électricité sur le marché. Sandra Hannappel rappelle toutefois que ces centrales ne sont pas en autoconsommation, les tarifs d'achat pour l'injection de l'époque étant si élevés que l'autoconsommation n'était pas un modèle attractif.

Une réflexion serait, à l'avenir, d'associer une batterie intelligente au système photovoltaïque : ce modèle serait intéressant économiquement car il permettrait d'optimiser l'autoconsommation et de prendre part au marché de l'électricité, propose Sandra Hannappel. Réagissant au prix du marché, la batterie pourrait faire en sorte que l'électricité stockée soit utilisée quand les prix du marché sont élevés et que l'électricité soit soutirée du réseau lorsque les prix du marché sont bas. Toutefois se pose la question de la taille de l'installation à partir de laquelle ce type de projet avec batterie deviendrait rentable, et il n'est pas possible d'y répondre à ce jour.

¹⁴ Voir la note de synthèse de l'OFATE et EY Law sur l'autoconsommation industrielle en Allemagne, [lien](#).

¹⁵ Le Plan local d'urbanisme est un document définissant la destination générale des sols.

Pour Julien Jimenez, la rentabilité des tels projets en autoconsommation (60 EUR/MWh) + batterie (90 EUR/MWh) est difficile à trouver. La stratégie « batterie » devrait être axée sur la mobilité telle que le proposent les modèles PV et voiture électrique reliant batterie et réseau. La région Nouvelle-Aquitaine mise davantage sur les *Power Purchase Agreement* (PPA) pour les centrales qui seront en fin de soutien public dans les prochaines années.

III.2. Retours d'expérience de projets en autoconsommation collective en France et en Allemagne

Présentation :

« *Mieterstrom* » : évolution des modèles d'affaires -- Paul Krebs, Directeur commercial, Solarimo
Le support de présentation (en anglais) et l'enregistrement sont disponibles sur le [site](#) de l'OFATE.

Focus sur le *Mieterstrom*

Le *Mieterstrom* est un modèle d'autoconsommation collective réservé aux bâtiments d'habitation. Il autorise l'installation sur un immeuble d'une centrale PV de capacité maximale 100 kWc dont l'électricité produite sera distribuée entre les résidents y ayant souscrit.

L'opérateur a l'obligation de fournir l'électricité aux habitants à un prix inférieur de 10 % au prix de l'électricité du fournisseur de base local¹⁶.

Le soutien octroyé dans le cadre du *Mieterstrom* consiste en une exonération des taxes sur l'électricité et du tarif lié à l'utilisation des réseaux et en une aide financière versée à l'exploitant de la centrale, dont le montant est corrélé aux tarifs d'injection de l'électricité PV (il correspond au tarif d'achat en vigueur via la loi EEG diminué de 8,5 ct/kWh). En juillet 2017, lors de l'introduction de ce modèle, l'aide s'élevait à 3,8 ct/kWh en moyenne. Après une baisse des tarifs d'achat plus rapide que prévue ces dernières années, le tarif *Mieterstrom* est passé à 0 ct/kWh entre juillet et décembre 2020¹⁷.

Le surplus d'électricité non utilisé par les locataires est injecté sur le réseau est rémunéré au tarif d'achat classique.

Spécialiste du *Mieterstrom*, la filiale du groupe Engie créée en 2017 considère que le seuil de rentabilité d'une telle opération est atteint dans le cas de regroupements dépassant 14 logements. Louant la toiture et exploitant la centrale PV, Solarimo joue le rôle de fournisseur d'électricité pour les habitants de l'immeuble, les approvisionnant en électricité PV lorsque la centrale produit et recourant au réseau en cas de non production. La contrainte portant sur le prix de l'électricité est atteinte en général, les prix proposés sont mêmes inférieurs de 15 % voire 16 % – ceci est notamment possible suite à l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux à la hausse, qui permet de proposer un prix de l'électricité PV inférieur au prix de base, explique Paul Krebs.

Il est à noter que les habitants d'un immeuble dans lequel est réalisé un projet d'autoconsommation collective n'ont aucune obligation de choisir Solarimo en tant que fournisseur.

¹⁶ Le fournisseur commun local d'électricité (*regionaler Grundversorger*) est le fournisseur d'énergie qui approvisionne le plus grand nombre de clients résidentiels dans une zone de réseau donnée.

¹⁷ Le modèle de calcul de l'aide a été modifié dans la loi EEG en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2021. Le soutien est désormais compris entre 2,37 et 3,79 ct/kWh selon la taille de l'installation photovoltaïque.

Les freins au développement du *Mieterstrom* selon Solarimo

Si l'objectif du gouvernement allemand était de mettre en service une capacité solaire annuelle de 500 MW dans le cadre d'opérations de *Mieterstrom*¹⁸, dans la réalité seuls 21,77 MW ont été raccordés, à travers 1 062 projets. Ce volume représente un peu plus de 4 % de l'objectif.

Le pays dispose pourtant d'un fort potentiel, estime Paul Krebs : en Allemagne, bien que toutes ne soient pas adaptées à une installation PV, 750 millions de m² de toitures sont inutilisées, situées en particulier dans les villes. Solarimo estime que près de 4 millions de foyers pourraient être livrés en électricité solaire provenant de leur toiture. En outre, le prix de l'électricité du réseau étant élevé, les tarifs proposés dans le cadre du *Mieterstrom* sont avantageux.

Toutefois, Paul Krebs identifie de nombreux freins au développement du *Mieterstrom* :

- En l'absence d'incitation financière à leur attention, les grands propriétaires de logements tels que les coopératives ou les sociétés immobilières ne s'engagent pas dans des opérations de *Mieterstrom*. Leur rôle se limite à mettre à disposition leurs toitures pour y installer les panneaux photovoltaïques alors que, d'une part, ces derniers mobilisent les toits pour une longue durée et, d'autre part, les risques de sinistralité augmentent sans possibilité de les couvrir financièrement. Il y a ainsi absence d'intérêt économique et d'obligation pour les propriétaires des toitures.
- Une opération de *Mieterstrom* s'accompagne de coûts élevés liés aux compteurs (7 000 euros en moyenne), auxquels s'ajoutent les coûts de structure et d'installation de la centrale PV, particulièrement importants pour les centrales de 14 à 45 kWc.
- La collaboration avec les gestionnaires de réseaux n'est de surcroît pas toujours évidente au vu du grand nombre de gestionnaires de réseaux et *de facto* du grand nombre de façons d'appréhender le sujet et de leur éventuelle réticence.

Pour illustrer un autre problème rencontré lors de la mise en œuvre d'un projet de *Mieterstrom*, celui lié au « regroupement » des centrales, Paul Krebs présente le projet de Rheinsberg où Solarimo a construit dix centrales de 10 kWc. Implantées sur dix bâtiments différents sur un même terrain, l'ensemble des installations est considéré par l'administration comme un seul projet selon les règles fixant le montant du soutien financier. Cette réglementation est problématique selon Paul Krebs car les dix centrales ont dû être raccordées individuellement et être dotées de dix compteurs, augmentant considérablement les coûts, alors que le soutien est inversement proportionnel à la taille du projet global. L'intérêt économique de l'opération est alors compromis.

De fait, la dégressivité du soutien amène les développeurs de projets à mener des projets de petite envergure ; la plupart des centrales ont une capacité inférieure à 10 kWc.

À quelques semaines de l'adoption de la nouvelle loi EEG, Paul Krebs a formulé des propositions qui pourraient favoriser le développement des opérations de *Mieterstrom* en Allemagne, telles que la suppression des risques fiscaux pour les sociétés immobilières, l'ajustement du montant du soutien pour l'électricité vendue afin qu'il ne dépende plus du tarif d'achat, l'amélioration de la réglementation sur le regroupement des centrales et de celle liée à la stratégie de mesure ou encore l'ouverture des opérations à l'échelle du quartier.

¹⁸ Loi de promotion du *Mieterstrom* du 17 juillet 2017, [lien](#) (en allemand)

Présentation :

Photovoltaïque et autoconsommation collective : l'exemple de Partagelec Pénestin – Édouard Céreuil

Responsable du service Énergie, Morbihan Énergies

Le support de présentation (en anglais) et l'enregistrement sont disponibles sur le [site](#) de l'OFATE.

Le projet Partagelec à Pénestin, en Bretagne, est la première opération d'autoconsommation collective développée par Morbihan Énergies, établissement public au service des communes et de la communauté de communes pour l'électrification, portant une forte attention sur les sujets d'innovation. Mise en service en 2018, le retour d'expérience de cette opération a permis de mener 14 autres projets similaires, explique Édouard Céreuil, le responsable Énergie de Morbihan Énergies.

Constituée d'une installation de 40 kWc, le projet Partagelec associe des acteurs de la zone d'activités de Pénestin. Si, à l'origine, le producteur devait définir de manière statique la part de l'énergie produite qui serait affectée à chaque consommateur, il est désormais possible de répartir la production solaire de manière plus efficace et dynamique – en fonction du poids de consommation réelle ou théorique par rapport aux autres consommateurs ou encore au prorata de l'investissement financier dans la centrale.

Sur le plan technique, les conditions d'utilisation du réseau de distribution électrique ne sont pas différentes dans des opérations d'autoconsommation collective et individuelle.

Sur le plan juridique, il est possible d'utiliser le réseau pour vendre l'électricité à ses voisins sans être obligé de devenir un fournisseur (au sens juridique du terme). Le producteur d'électricité est l'acteur principal de l'opération : il construit l'installation PV et établit les contrats aussi bien avec les différents consommateurs pour leur vendre l'énergie en surplus qu'avec un fournisseur d'électricité de dernier recours qui achètera le surplus d'électricité non consommé. Une opération d'autoconsommation collective nécessite également la mise en place d'une « personne morale organisatrice » (PMO) à laquelle doivent adhérer le (les) producteur(s) et le (les) consommateur(s). Cette PMO est l'interface avec Enedis sur le plan de l'échange des données. Dans le cas de Partagelec, une association a été créée prenant le rôle de la PMO.

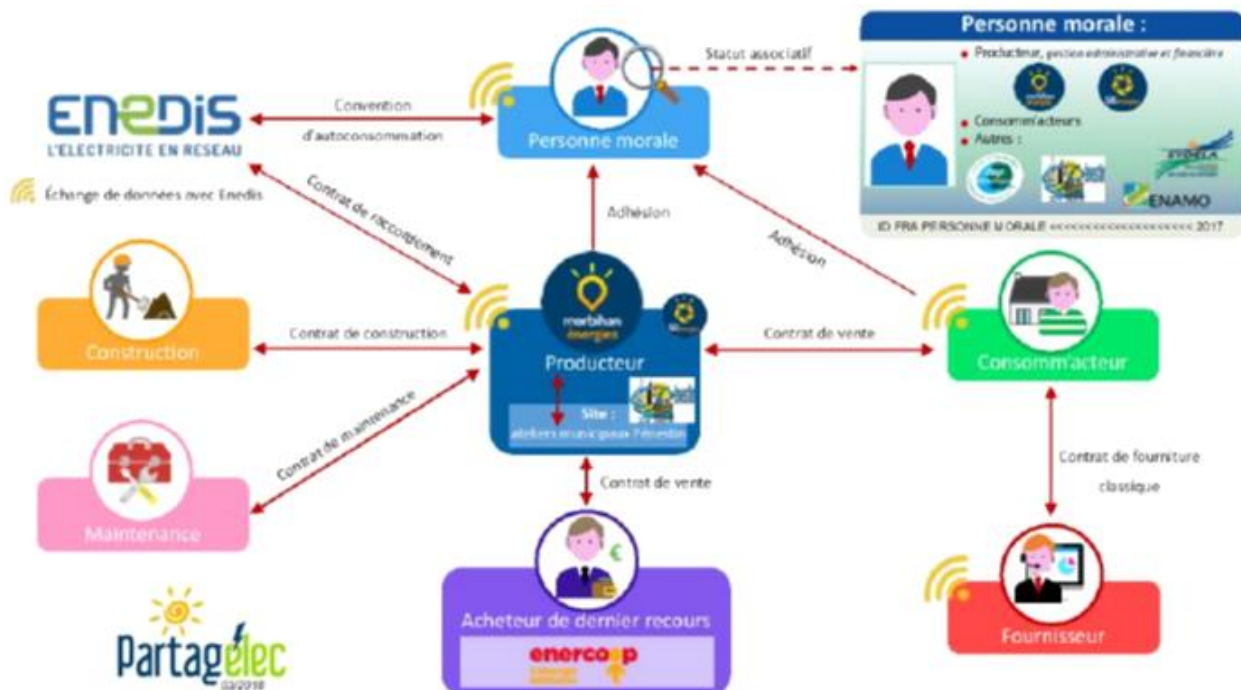


Figure 6 – Le montage juridique de l'opération d'autoconsommation collective Partagelec à Pénestin.

Graphique : Morbihan Énergies

Sur le plan économique, alors qu'un consommateur peut bénéficier de l'exonération (totale ou partielle) de taxes, des coûts d'utilisation des réseaux et du prix de la fourniture dans le cadre d'une opération d'autoconsommation individuelle, le consommateur en autoconsommation collective sera toujours redevable des taxes et du tarif d'acheminement sur l'électricité qu'il achète au producteur local. Pour ajuster les prix qu'il proposera aux consommateurs, le producteur local ne dispose ainsi que d'une marge de manœuvre sur le coût de la fourniture. Dans le cas du projet de Pénestin, ce prix a été évalué à 5,27 ct (ce qui correspondait au prix de l'époque de l'électron aux tarifs réglementés de vente (TRV)). En intégrant l'investissement et les coûts de fonctionnement calculés sur 20 ans, Morbihan Énergies a estimé le coût du kWh à 8,5 ct.

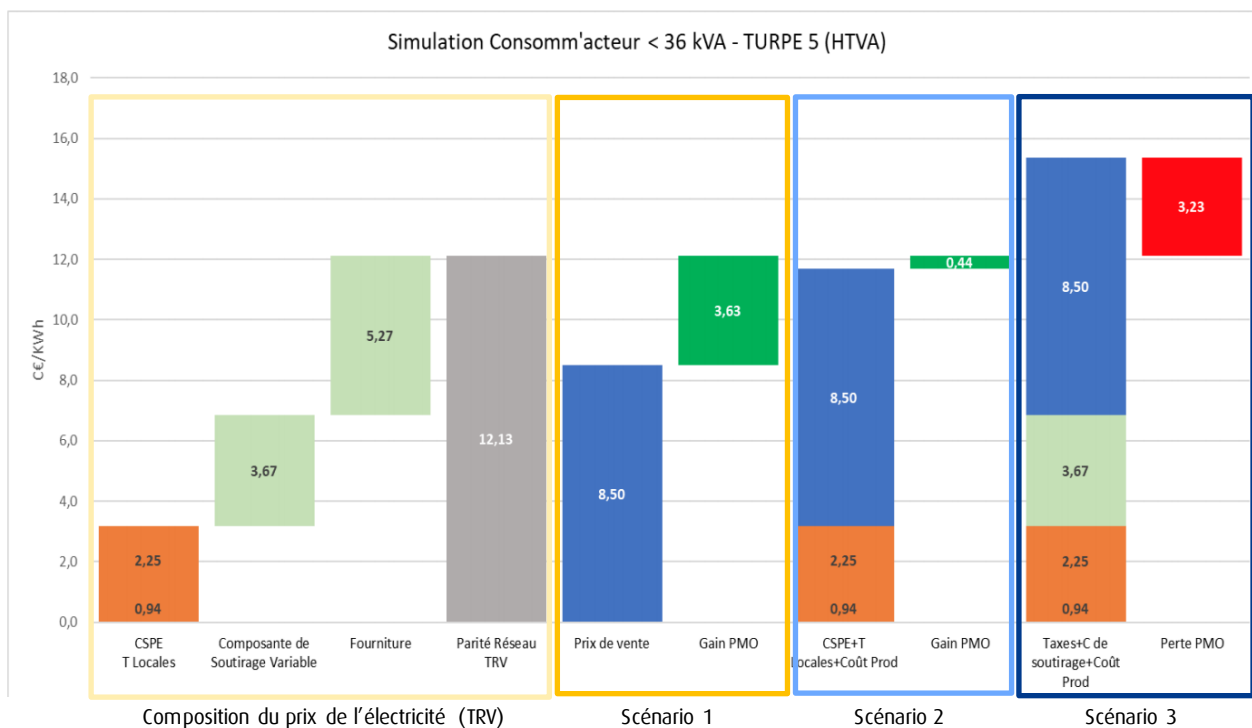


Figure 7 – Différents scénarios de composition du prix de l'électricité selon la présence ou l'absence de charges en comparaison avec le tarif réglementé de vente (TRV). Graphique : Morbihan Énergies

Le coût de production étant estimé à 8,5 ct/kWh par Morbihan Énergies, si le consommateur est exonéré des taxes et du tarif d'utilisation du réseau, le producteur serait capable de réaliser un gain de 3,63 ct/kWh (Figure 7, scénario 1). Si le consommateur est uniquement exonéré du tarif d'acheminement, le gain réalisé s'élève à 0,44 ct/kWh (scénario 2). Si le producteur propose l'électricité au prix de 8,5 ct/kWh et que le consommateur est soumis à l'ensemble des taxes et prélèvements, il paiera son électricité solaire plus chère que celle soutirée du réseau (scénario 3).

Édouard Céreuil rappelle également que le suivi et le traitement des données constitue une tâche importante et spécifique à l'autoconsommation collective : en fin de mois, le producteur dispose de l'ensemble des données de production et de consommation de chacun des acteurs au pas de temps 30 minutes. Cela représente une importante quantité d'informations à traiter et à analyser pour identifier la part d'électricité provenant du réseau et la part autoconsommée, puis il doit affecter les clés de répartition dans des délais courts et effectuer le suivi administratif des opérations, voire établir les factures aux consommateurs-acheteurs.



Depuis la mise en place de l'opération de Pénestin en 2018, Morbihan Énergies a lancé un programme de 14 opérations d'autoconsommation collective dans le département dans le but de faire bénéficier au territoire de retours d'expériences, mais aussi d'identifier la manière d'automatiser ce type de démarche. Si l'appétence et l'implication des communes et des citoyens sont fortes, il faudrait pouvoir simplifier les démarches, estime Édouard Céreuil. Les opérations d'autoconsommation collective nécessitent une organisation longue et complexe : un temps d'information, de sensibilisation puis de recrutement des acteurs de l'opération (consommateurs) est à prévoir, ainsi qu'une durée plus longue pour réaliser le montage financier.

De plus, la complexité liée à la création de la structure de PMO pour chaque opération constitue un frein. Morbihan Énergies a lancé, dans le cadre de l'association Smile avec les territoires, une étude juridique dans le but d'identifier des solutions permettant de mettre en œuvre ces opérations plus facilement. Une piste serait par exemple de recourir à une structure déjà existante, telle que la structure de syndicat départemental d'énergie qui intégrerait consommateurs, producteur et le rôle de la PMO au travers d'une convention pluripartite : cette solution devrait être expérimentée dans les prochains mois.

Enfin, une autre difficulté rencontrée dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective est la brièveté des contrats établis : contrairement aux contrats de tarifs d'achat conclus sur 20 ans, les contrats entre le producteur et les consommateurs d'une opération d'autoconsommation collective sont de courte durée : ils peuvent être résiliés annuellement, augmentant le risque dans la durée de voir le modèle économique de l'opération évoluer en fonction des évolutions techniques, réglementaires ou administratives.

Selon Édouard Céreuil, au-delà de l'aspect consommation, ce type de projet collectif suscite de l'intérêt de la part des citoyens car il permet de visualiser la production et d'aborder différents sujets liés à la maîtrise de l'énergie et aux problématiques des énergies renouvelables, et ainsi d'ouvrir le débat – un constat auquel aboutissent plusieurs intervenants dans le cadre d'opérations d'autoconsommation individuelle ou collective.

III.3. Photovoltaïque et autoconsommation en entreprise

Présentation :

Photovoltaïque et autoconsommation dans l'entreprise – Thorsten Coß, Directeur général, AVU Serviceplus
Le support de présentation et l'enregistrement sont disponibles sur le [site](#) de l'OFATE.

Dans sa présentation, Thorsten Coß (AVU Serviceplus) a souhaité se concentrer sur les défis rencontrés dans la pratique dans le cadre de projets d'autoconsommation en entreprise.

Dans le canton d'Ennepe-Ruhr où exerce AVU Serviceplus, la consommation d'énergie par habitant correspond au double de celle de Berlin – cette différence s'explique par le nombre important d'industries et de commerces qui y sont implantés, la plupart étant des petites et moyennes entreprises. Si le besoin en énergie est grand, la surface disponible pour le solaire ou l'éolien est inexistante, souligne Thorsten Coß. Il rappelle qu'à ce jour, en Allemagne, un consommateur a le choix entre 200 fournisseurs d'électricité et 100 fournisseurs de gaz et que les contrats de fourniture d'électricité dans l'industrie sont généralement revus annuellement.

Les clients s'adressant à AVU ne le font pas, en général, avec le souhait explicite d'installer du PV, mais pour optimiser leurs dépenses énergétiques. Ces entreprises grandes consommatrices d'énergie sont soumises chaque année à des contraintes d'efficacité pour bénéficier d'avantages fiscaux et c'est après avoir étudié leur fonctionnement complet qu'il est possible de déterminer si le PV est une solution pertinente ou non. Hors période de crise sanitaire, la consommation d'électricité dans l'industrie diminue de 1 à 2 % tous les ans, grâce à des mesures d'efficacité, comme l'éclairage LED ou à l'utilisation de nouveaux moteurs électriques par exemple. Pour Thorsten Coß, le PV peut parfaitement convenir à un entrepôt dont le fonctionnement est peu complexe et dont les besoins en énergie se limitent à l'éclairage ou au fonctionnement de bureaux administratifs (Figure 8).



Figure 8 – Volumes d'électricité consommée, produite localement et soutirée du réseau sur la plateforme logistique de Hattingen. On constate que très peu d'électricité est soutirée du réseau en journée car les besoins sont couverts par la production PV.
Graphique : AVU

L'argument principal menant un client à la décision d'investir dans une installation photovoltaïque est économique, à savoir si la production de la centrale solaire est moins chère que celle soutirée du réseau. Selon Thorsten Coß, l'argument écologique peut jouer un rôle, mais il n'est pas suffisant si le projet n'est pas pertinent économiquement.

Pour illustrer ses propos, l'intervenant a comparé les prix de l'électricité soutirée du réseau et de l'électricité produite localement par une centrale photovoltaïque de 100 kW (Figure 9). Constitué des composantes fourniture, taxes, prélèvement EEG et tarif d'acheminement de l'électricité, le prix de l'électricité soutirée du réseau s'élève à 20,57 ct/kWh. Le coût de l'électricité autoconsommée, exonérée de taxes et du prélèvement EEG, s'élève à 10,83 ct/kWh (les coûts d'investissement étant pris en compte). D'après ces données, il serait possible d'économiser 6 443 euros par an, pendant 20 ans. Ce montant est toutefois à relativiser, souligne Thorsten Coß, puisqu'il est à rapporter aux autres coûts de l'entreprise, coûts qui parfois s'élèvent à plusieurs millions d'euros rien qu'en termes de charges salariales.

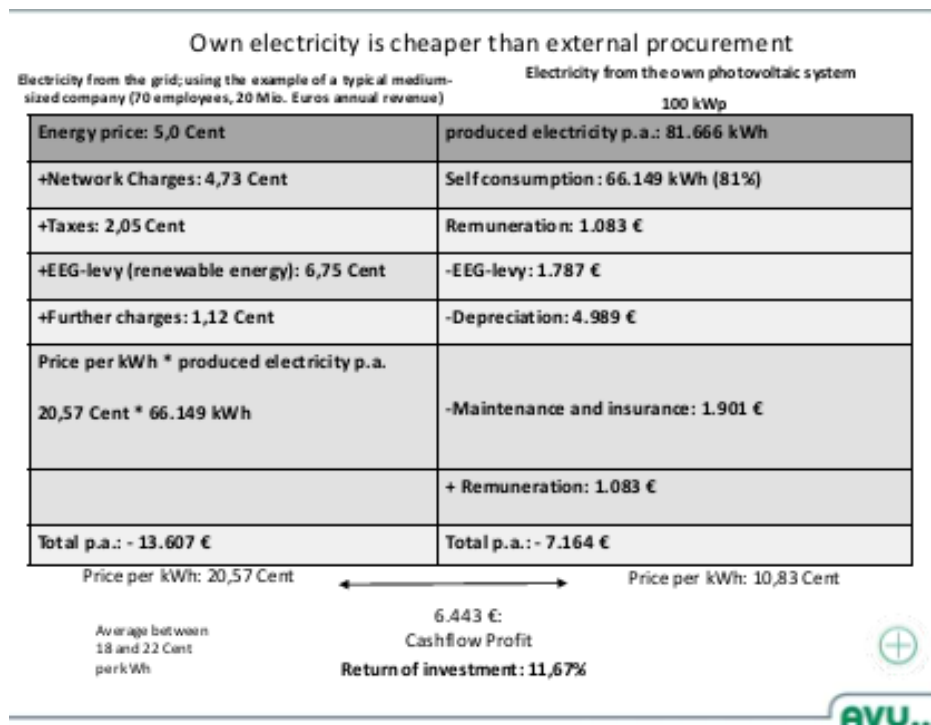


Figure 9 – Différence de prix entre l'électricité issue du réseau et l'électricité autoconsommée. Graphique : AVU

La puissance optimale d'une centrale s'élèverait à 100 kWc en général, les installations plus puissantes demandant souvent davantage de technique. En outre, le taux d'autoconsommation est un facteur important pour évaluer la rentabilité d'un projet. Dans le cas précis présenté, ce taux s'élève à 81 %, ce qui est très bon, explique Thorsten Coß. Il ajoute qu'il n'y a jamais de batterie dans ce type de projet car elles ne sont pas rentables.

Parmi les freins rencontrés par ses clients lors de la réflexion et de la mise en œuvre de ce type de projet, Thorsten Coß évoque notamment la lourdeur administrative, les nombreux critères de conformité à satisfaire – critères qui peuvent freiner une petite entreprise à entreprendre un tel projet, de peur de faire une erreur ou par manque de moyens pour vérifier la conformité – ou encore la complexité technique.

De son point de vue de développeur de projets, Thorsten Coß regrette un manque de main d'œuvre, principalement parmi les électriciens, et le manque de temps dont il dispose pour comprendre les besoins des clients et proposer des solutions pertinentes aux entreprises, disposant elles-mêmes de peu de temps. La démarche étant complexe pour les clients, il est indispensable de leur offrir un accompagnement spécifique, de même que de leur proposer des compétences en ingénierie et en conseils juridiques et fiscaux.

III.4. Fourniture directe d'électricité PV aux riverains d'une centrale solaire

Présentation :

Fourniture directe d'électricité PV aux riverains d'une centrale solaire – Jean de Pimodan. Business developer, Ekwater

Le support de présentation (en anglais) et l'enregistrement sont disponibles sur le [site](#) de l'OFATE.

Le projet RESolution, mené par le développeur de projets RES et le fournisseur d'énergie Ekwater, consiste en une offre locale d'énergie renouvelable proposée aux futurs riverains d'une grande centrale solaire dans la commune de Libaros en Occitanie (commune de 137 habitants). L'initiative avait pour but, pour RES, de disposer d'un nouveau levier d'acceptabilité auprès des autorités locales et auprès des riverains pour implanter dans la commune une centrale de

20 MW lauréate d'un appel d'offres de la Commission de régulation de l'Énergie, explique Jean de Pimodan. L'acceptabilité devant être stimulée par des retombées économiques, Ekwater a construit une offre d'énergie locale avec achat direct d'énergie et de garanties d'origine en mettant l'accent sur des prix compétitifs et sur la simplicité de l'offre afin de remporter la plus grande adhésion.

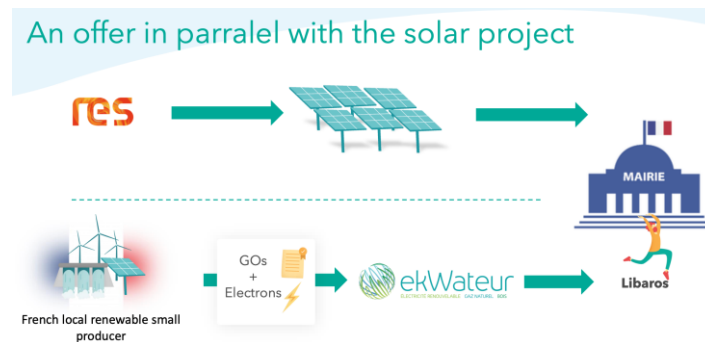


Figure 10 – Schéma de l'offre conjointe de RES et Ekwater. Graphique : Ekwater

Concrètement, RES a estimé le budget qu'il pouvait allouer pour permettre la réduction du prix de la fourniture aux clients finals (10 000 euros) puis, en se basant sur des estimations de souscription (15-20 % de la population) et de consommation (7000 kWh par an), une offre a été mise en place permettant aux consommateurs de réaliser des économies (390 euros par an) par rapport aux tarifs réglementés de vente (TRV).

Parmi les outils destinés à motiver les habitants de Libaros à choisir l'offre d'Ekwater (et à changer de fournisseur pour cela), un site web dédié a été réalisé leur permettant d'obtenir un devis spécifique et présentant un parcours de souscription très simple. Jean de Pimodan insiste également sur la nécessité d'aller à la rencontre des habitants de la commune et de la mairie pour les informer et discuter avec eux dans le cadre d'un tel projet. Il raconte notamment avoir vécu une expérience singulière en se retrouvant placé au centre de désaccords et de tensions issus davantage de la vie municipale que du projet photovoltaïque en lui-même.

Même si la réalisation de la centrale durera encore trois ans jusqu'à la production du premier électron, Ekwater propose d'ores et déjà son offre de fourniture à prix préférentiel aux riverains. Dès la mise en service de la centrale riveraine, Ekwater fera en sorte d'acheter les garanties d'origine qui seront émises afin de prouver que les clients consomment bien l'électricité de cette installation.

Jean de Pimodan a formulé d'autres constats dans le cadre de ce projet :

- Les communautés rurales dont la population est vieillissante ne sont pas toujours à l'aise avec l'outil numérique, Ekwater a formé un employé de mairie pour aider les habitants à souscrire à l'offre via le portail web. Ce poste a fait émerger des discussions sur leur consommation d'énergie.
- Les appréhensions des citoyens envers un changement de fournisseur d'électricité sont toujours présentes : peur des complexités administrative et technique et peur d'une éventuelle coupure d'électricité. Jean de Pimodan souligne qu'un travail pédagogique est primordial dans ce cas.

IV. Autoconsommation et transition juste

Keynote :

L'autoconsommation : à quel prix ? – Thomas Engelke, Chef du service énergie et habitat, Association fédérale pour la protection des consommateurs (VZBV)

Le support de présentation (en anglais) et les enregistrements sont disponibles sur le [site](#) de l'OFATE.

Thomas Engelke (VZBV) a montré le rôle et l'importance des consommateurs en tant qu'acteurs de la transition énergétique.

Selon un sondage paru en 2020 mandaté par l'association des consommateurs VZBV¹⁹, 80 % des consommateurs soutiennent la transition énergétique (qui se traduit notamment par la sortie du nucléaire, l'abandon des énergies fossiles et le développement des énergies renouvelables). Toutefois, les sondés ne sont pas satisfaits de la mise en œuvre de cette transition énergétique : 53 % estiment que le rythme de développement est trop lent.

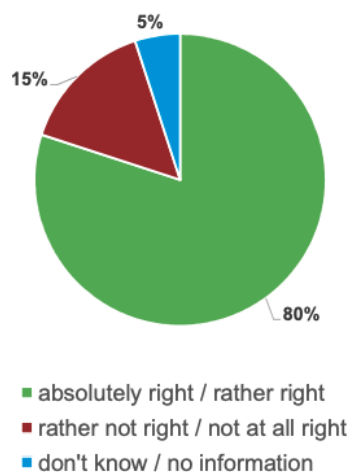


Figure 11 – Résultat du sondage YouGov 2020 pour la VZBV. La question était : « Selon vous, l'objectif de la transition énergétique, à savoir la sortie du nucléaire, l'approvisionnement à long terme en énergies renouvelables en évitant les énergies fossiles, est : ... ». Graphique : VZBV

La place des consommateurs est majeure dans la transition énergétique, rappelle Thomas Engelke, car ils consomment toujours plus d'électricité et produisent de plus en plus d'énergie renouvelable. L'autoconsommation joue par exemple désormais un rôle important aussi bien chez les propriétaires de maisons individuelles que chez les locataires d'appartements, mais aussi pour les riverains de centrales PV et d'éoliennes. Pour garantir l'approbation des consommateurs sur le long terme, sans laquelle la transition énergétique ne serait pas possible, la VZBV a formulé plusieurs mesures :

- Les consommateurs nécessitent un meilleur cadre réglementaire, en particulier pour la production d'électricité solaire, pour laquelle aucune charge financière supplémentaire ne devrait s'appliquer : la VZBV revendique la liberté de choisir entre autoconsommation, injection totale ou un mélange autoconsommation + injection.
- De même, pour soutenir la consommation de sa propre électricité, la VZBV demande qu'il n'y ait pas d'obligation d'installer un compteur intelligent pour les installations de moins de 7 kWc et qu'il n'y ait pas de prélèvement EEG pour les installations de moins de 30 kWc.

¹⁹ Les résultats du sondage sont disponibles ici : [lien](#) (en allemand).

Thomas Engelke espère également que la nouvelle loi EEG donnera un nouvel élan au modèle d'autoconsommation collective *Mieterstrom*, qui, en trois ans, n'a pas encore rencontré le succès attendu. Pour cela, la VZBV revendique l'équité financière entre l'électricité produite sur une maison individuelle et l'électricité produite sur un logement collectif, l'élargissement des opérations à l'échelle du quartier (ne pas limiter l'opération à l'immeuble où se situe la centrale de production) et de bonnes conditions juridiques pour les petits logements collectifs. En outre, une amélioration du cadre réglementaire pour l'électricité produite par les modules sur balcons devrait être apportée.

Dans le cas des riverains de centrales PV et éoliennes, sur lesquels il est également important de porter une attention particulière, VZBV soutient la mise en place d'un tarif spécifique d'électricité (*Bürgerstromtarif*) dédié à ces riverains. Celui-ci devrait être bien moins cher que le tarif normal et permettrait ainsi de stimuler l'acceptabilité citoyenne envers les projets d'énergie renouvelable.

Les coûts pour tous les consommateurs

Répartis de manière non équitable, les montants non perçus à travers l'exonération du prélèvement EEG des entreprises électro-intensives se reportent sur les ménages. Ainsi, bien qu'ils ne consomment que 25 % de la production d'électricité, ces derniers participent à hauteur de 36 % au fonds EEG. Thomas Engelke souligne en outre que le prix de l'électricité a plus que doublé au cours des 20 dernières années pour les ménages (Figure 12).



Figure 12 – Évolution du prix de l'électricité pour les ménages en Allemagne depuis 2000. Graphique : VZBV

Si les autoconsommateurs et les foyers bénéficiant du *Mieterstrom* se désolidarisent également du financement du fonds EEG (en étant exemptés de ce prélèvement), il n'en reste pas moins que la part du lion revient à l'industrie fossile : selon les chiffres de l'Agence fédérale des Réseaux²⁰, le montant du soutien accordé à l'autoconsommation en énergie fossile s'est élevé à plus de 5 milliards d'euros en 2019, contre 386 millions pour l'autoconsommation issue des énergies renouvelables. Ce sont donc les règles appliquées à ce secteur qu'il faudrait réformer en premier lieu, estime Thomas Engelke.

En outre, en 2020, en raison de la crise sanitaire du coronavirus, la consommation d'électricité a baissé ainsi que le prix de l'électricité sur le marché de gros, faisant augmenter simultanément le volume des compléments de rémunération issus du fonds EEG à verser aux exploitants de centrales PV. Alors que la baisse du prix de l'électricité n'a pas été reportée sur la facture des consommateurs, la hausse des compléments de rémunération l'a été. Le prélèvement EEG aurait dû augmenter de 3 ct/kWh, mais cette hausse a pu être contrée par des moyens financiers issus de la tarification²¹ du CO₂ – dans les faits également payée par les consommateurs privés – et du Budget national. Ces mesures

²⁰ Analyses de données : Coûts de l'électricité autoconsommée, Agence fédérale des Réseaux, décembre 2019, [lien](#) (en allemand)

²¹ Cf. Note de synthèse de l'OFATE, Tarification du CO₂ en France et en Allemagne, février 2021, [lien](#).



permettant de réduire le prélèvement EEG et ainsi le prix de l'électricité pour les consommateurs privés devraient être davantage envisagées, estime la VZBV. De même, l'association plaide pour que les privilèges financiers (concernant le prélèvement EEG et le tarif d'acheminement de l'électricité) dont peut bénéficier l'industrie soient supprimés ou financés par le biais des impôts. La taxe sur l'électricité devrait aussi être réduite au minimum européen.

Table ronde : Autoconsommation, réseaux et financement des EnR : quels coûts, quelles exigences ?

- Mélodie de l'Épine, Coordinatrice pôle photovoltaïque, Hespul
- Frédéric Fabre, Directeur administratif et financier, GreenYellow
- Claus Fest, Responsable gestion de produits Énergie, EnBW
- Christoph Rinke, BürgerEnergie Berlin

Les enregistrements sont disponibles sur le [site](#) de l'OFATE.

En réaction à la keynote de Thomas Engelke, Christoph Rinke, membre de la coopérative citoyenne BürgerEnergie Berlin dont le but est de promouvoir un système énergétique durable et social basé sur les énergies renouvelables, souligne qu'il est important que l'énergie soit produite et consommée au même endroit, notamment pour répondre aux problématiques liées au développement des réseaux en Allemagne. Selon lui, la décentralisation est indispensable pour limiter au maximum les travaux sur les réseaux.

Il rappelle en outre que, jusqu'en 2012, 40 % de la croissance de la capacité des énergies renouvelables a été portée par les citoyens, contribuant ainsi fortement aux premiers pas de la transition énergétique, et que la participation citoyenne est encore indispensable – par exemple à Berlin où a été fixé l'objectif de couvrir 25 % des besoins en électricité par du photovoltaïque en toiture d'ici 2050²². Cet objectif lui semble certes réaliste, mais il nécessite qu'un tiers du potentiel de surfaces disponibles soit mis à disposition par des citoyens privés.

En France, les ménages précaires ne portent pas toute la charge de la transition énergétique puisque, contrairement à l'Allemagne, le financement des énergies renouvelables provient désormais du budget de l'État, explique Mélodie de l'Épine, coordinatrice du pôle photovoltaïque chez Hespul. Elle rappelle notamment que la transition énergétique ne se limite pas à verdir l'électricité et qu'il faut aussi considérer les besoins de chaleur et de mobilité. Les ménages les plus précaires ont non seulement des difficultés à payer leurs factures d'électricité, mais aussi le carburant²³. L'objectif ne doit pas être de réduire leur contribution à la transition énergétique, mais de réduire l'ensemble de leurs charges énergétiques, ce qui peut se faire à travers un programme de rénovation énergétique par exemple (pour éradiquer les passoires thermiques notamment).

Dans le contexte du PV en entreprise, Frédéric Fabre, directeur administratif et financier de Greenyellow, distingue deux typologies de clients : les clients qui recherchent une nouvelle source de financement pour valoriser économiquement leur parc immobilier (les agriculteurs par exemple qui développent des centrales en autoconsommation ou en injection sur leurs hangars) et les clients « consom'acteurs » qui voient dans leur choix de consommation un acte fort citoyen. Pour ces derniers, l'aspect économique ne doit toutefois pas être un frein en représentant des charges supplémentaires.

Claus Fest, responsable gestion de produits Énergie pour EnBW, ajoute que trouver des solutions d'avenir d'autoconsommation est aussi importante qu'un cadre réglementaire stable.

Revenant sur les solutions qui permettraient de concilier au mieux le développement des énergies renouvelables et la maîtrise des coûts, Mélodie de l'Épine commence par rappeler que maîtriser les coûts n'est pas synonyme de payer le

²² Communiqué de presse du Land de Berlin, [lien](#) (en allemand)

²³ Le mouvement social des gilets jaunes est né suite à l'augmentation de la taxe carbone dont le but était de concilier transition énergétique et mobilité.



moins cher possible. Il est indispensable de considérer les coûts globaux d'un projet et de s'assurer que le poids financier s'équilibre sur l'ensemble des parties prenantes sans créer de charges inutiles. Elle estime par exemple que les coûts des opérations d'autoconsommation collective ne sont pas maîtrisés puisque ces projets s'accompagnent de nombreux frais inutiles (frais de montage juridique, d'études). De même, il faut reconsidérer la pertinence de l'appréciation des coûts de projets de centrales au sol, souvent mis en opposition à des projets en toitures de taille plus réduite. Pour ces derniers projets, le coût en rémunération du kWh est certes plus élevé, mais, au final, le coût global (pour l'investisseur, le citoyen, la collectivité) peut s'avérer moins élevé car les financements mobilisés sont moins chers ou parce qu'ils participent au renforcement du réseau. Les coûts pourraient également être davantage maîtrisés si on renonçait à financer du risque, comme c'est le cas dans les appels d'offres où les projets non lauréats doivent aussi être financés. Christoph Rinke partage le même avis sur les projets d'autoconsommation collective tels que le *Mieterstrom* : en simplifier la mise en œuvre permettrait d'en réduire les coûts. Ces projets rencontrent très peu de succès en Allemagne à cause de leur complexité, bien que les citoyens soient volontaires. Il faudrait simplifier les conditions de mise en œuvre, sur le plan réglementaire et législatif, aussi bien pour l'autoconsommation collective que pour les modules sur balcons.

Christoph Rinke revendique de plus une répartition davantage équitable du prélèvement EEG selon laquelle les gros consommateurs participeraient aussi au financement du fonds EEG. Pour Frédéric Fabre, le terme de « désolidarisation » du financement de la transition énergétique utilisé envers les industriels est trop fort car ces entreprises se sont aussi engagées dans l'autoconsommation par conviction et, surtout, car elles se meuvent dans le droit et dans la légalité, selon le cadre réglementaire en vigueur.

Désormais, il faut également considérer les « flexibilités », c'est-à-dire la capacité à adapter les besoins en électricité à la production, que peuvent proposer ces clients, estime Claus Fest. Les centrales PV en autoconsommation, le stockage domestique et le stockage mobile (électromobilité) seront des services rendus au réseau : cette bidirectionnalité encore au stade de projets de recherche deviendra une réalité, et une réflexion est à mener sur l'évolution des modèles de tarification en direction de la puissance et de la flexibilité. En outre, parallèlement au développement de l'autoconsommation et de la production décentralisée, il est essentiel d'avancer sur les économies d'énergie pour réduire les besoins des réseaux.

Mélodie de l'Épine et Christoph Rinke se rejoignent sur la nécessité de revoir cette tarification. Les coûts économisés via l'efficacité énergétique, l'autoconsommation et l'exonération des frais d'utilisation du réseau (qui sont rattachés au coût du kWh) pourraient être transférés vers une tarification basée sur la disponibilité d'une puissance, propose Mélodie de l'Épine – c'est le cas dans les télécommunications par exemple où l'on ne paye pas une conversation à la minute, mais un abonnement mensuel. Les solutions au déplacement de charges doivent être trouvées collectivement pour qu'elles soient équitables.

Selon Christoph Rinke, les propriétaires qui installent des panneaux PV ont déjà des avantages financiers, mais les locataires non : le *Clean Energy Package* pourrait permettre de réduire cet écart car il propose davantage de solutions pour les locataires pour profiter de leur propre électricité.

Enfin, Frédéric Fabre est revenu sur la nécessité de changer la vision des établissements financiers et bancaires. Le secteur accompagne les énergies renouvelables de manière de plus en plus forte, mais l'autoconsommation reste un sujet délicat car ces projets impliquent la prise en compte du risque client, ce qui diffère d'un financement classique. Pour pouvoir passer la prochaine étape dans le développement de l'autoconsommation, le secteur bancaire doit davantage soutenir ces projets.



Pour plus d'informations :

- Agence fédérale allemande des réseaux (*Bundesnetzagentur*), Éclaircissement sur les modèles Prosumer, juin 2020, [lien](#) (en allemand)
- Agence fédérale allemande des réseaux (*Bundesnetzagentur*), Analyse de données : les coûts de l'autoconsommation, décembre 2019, [lien](#) (en allemand)
- Commission de régulation de l'Énergie, page dédiée à 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, [lien](#)
- OFATE, Mémo sur la loi allemande sur les énergies renouvelables 2021, janvier 2021, [lien](#)
- OFATE, Note de synthèse externe sur l'autoconsommation industrielle en Allemagne, mai 2020, [lien](#)
- PwC, Perspectives de l'autoconsommation collective, vue par le prisme allemand, Tendances de la transition énergétique, mars 2018, [lien](#)