

L'autoconsommation collective : perspectives réglementaires, sociétales et économiques

Louis-Marie Denoyel

▶ **To cite this version:**

Louis-Marie Denoyel. L'autoconsommation collective : perspectives réglementaires, sociétales et économiques : D'un système linéaire et centralisé à un système diffus et localement organisé : mutation du système électrique vers la décentralisation et la pluralisation des acteurs. 2018. hal-01889021

HAL Id: hal-01889021
https://enpc.hal.science/hal-01889021

Submitted on 5 Oct 2018

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

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

L'autoconsommation collective : perspectives réglementaires, sociétales et économiques

D'un système linéaire et centralisé à un système diffus et localement organisé : mutation du système électrique vers la décentralisation et la pluralisation des acteurs

Thèse professionnelle pour le Mastère spécialisé PAPDD, chez Direct Energie, année universitaire 2017-2018.

Louis-Marie DENOYEL

Encadré par M. François-Mathieu POUPEAU (LATTS) et M. Yohann LHERMURIER (Direct Energie)

Nouvel usage dont la généralisation est permise par l'utilisation croissante des technologies numériques dans le secteur de l'électricité et par l'essor de la filière photovoltaïque (PV), l'autoconsommation – le fait pour un consommateur de produire lui-même une partie de son énergie – manifeste une possibilité de transformation profonde du système électrique, en réponse à une demande sociétale d'implication des citoyens dans la transition énergétique. L'Autoconsommation Collective (ACC) en particulier remet en question les modes de tarification des réseaux, les mécanismes d'équilibrage et les rôles des acteurs du système électrique. Quelles sont les possibilités ouvertes par le cadre législatif et réglementaire en cours de construction, les positionnements des parties prenantes et les déterminants économiques et techniques des projets d'ACC ? À partir de ces interrogations, l'objectif est de mettre en lumière les questions posées par les transformations du système électrique que l'évolution des usages laisse prévoir.

Initiée avec l'ordonnance n°2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité, la construction du cadre réglementaire a fait l'objet d'une concertation organisée fin 2017 par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE). L'étude approfondie de ce cadre, la comparaison avec le cadre allemand, l'analyse des contributions des parties prenantes et la modélisation économique des projets d'ACC conduisent à formuler des recommandations pour accompagner le développement de cet usage naissant et anticiper les transformations du système électrique à venir. Les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de l'Electricité (TURPE) doivent être révisés, ainsi que les conditions du monopole concédé aux Gestionnaires de Réseaux de Distributions (GRD). L'ACC étant encore à un stade embryonnaire en France, le cadre réglementaire – déjà relativement pesant – doit être construit progressivement pour laisser aux projets pilotes le temps de s'adapter et d'explorer les solutions techniques, contractuelles et économiques. La prime à l'investissement est la forme de soutien la plus adaptée à ce type de projet photovoltaïque.

L'émergence des communautés énergétiques locales

À l'opposé du développement historique des systèmes électriques – dont la structure linéaire est découpée entre production, transport, distribution et fourniture –, les regroupements de citoyens en communautés énergétiques leur permettent de se saisir collectivement des enjeux de la maîtrise de l'énergie et de s'affranchir partiellement de certains maillons de la chaîne électrique standard (la production centralisée et le transport) pour la partie de l'énergie qui est gérée localement. Au-delà des bé-

néfices sociétaux, en termes de renforcement de la communauté locale et d'implication des citoyens, l'intérêt de telles structures est de rapprocher productions et consommations et donc d'éviter les pertes en ligne dues au transport de l'électricité sur longues distances (8% de pertes en France). L'intégration dans les systèmes nationaux de ces communautés fondées sur des capacités de production renouvelable intermittente représente un défi pour les opérateurs centraux chargés de l'équilibrage du système et de la gestion du réseau public, dont le taux d'utilisation est amené à décroître alors que son rôle de garantie de puissance pendant les pics de demande s'en trouvera accru (E-Cube, 2018).

Par rapport à une initiative individuelle, la communauté énergétique présente l'avantage crucial – tant pour le système électrique national que pour chaque participant – de faire foisonner les productions et les consommations.

Le foisonnement des usages

Mettre en commun plusieurs usages permet de lisser les courbes de consommation ou de production agrégées, et ce d'autant plus si les usages rassemblés sont complémentaires dans le temps – comme un site tertiaire et un site résidentiel pour le foisonnement des consommations par exemple, ou une production éolienne et une production PV. Mettre en commun plusieurs productions et consommations génère une meilleure synchronisation entre les deux et permet donc d'absorber une plus grande part de la production renouvelable au niveau local, ce qui atténue les contraintes d'absorption des surplus renouvelables par le système électrique national.

Une communauté énergétique prend souvent la forme d'un marché local, construit sur une plateforme d'échanges d'électricité de pair à pair, et s'appuyant parfois sur un micro-réseau physique (Mengelkamp et al., 2018). En France et en Allemagne, une forme spécifique est en train d'émerger, celle de l'autoconsommation collective. Cela consiste pour un ensemble de petits producteurs et de consommateurs à proximité immédiate, situés dans un même bâtiment par exemple, à établir une relation contractuelle pour la fourniture d'électricité. Cette pratique est encadrée par la Loi sur l'électricité locative en Allemagne (juin 2017) et par l'ordonnance de juillet 2016 en France, ratifiée en février 2017 et précisée par décret et arrêté tarifaire en avril et mai 2017.

Cadre réglementaire français et questions soulevées par l'ACC

Le cadre français prévoit le regroupement des producteurs et des consommateurs au sein d'une Personne Morale Organisatrice (PMO), chargée de la gestion du projet. Le GRD est chargé du comptage des flux et de la répartition de la production entre les consommateurs (cf. Figure 1) d'après les coefficients de répartition que lui transmet la PMO. La CRE est chargée d'élaborer un TURPE spécifique pour les participants.

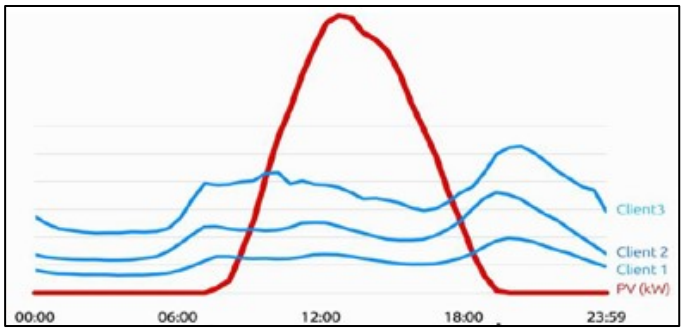


Figure 1 : Courbes de charge journalières d'un producteur et de trois consommateurs dans une opération d'ACC. (Source : CRE, 2018).

Le montage d'une opération s'avère complexe puisque l'architecture contractuelle doit inclure la PMO, les consommateurs et producteurs individuels, le GRD local, des fournisseurs, un acheteur du surplus de production et des responsables d'équilibre. La solution de comptage et le type de réseau de l'opération sont d'autres points épineux. Contrairement à l'Allemagne où l'utilisation de réseaux privés et d'un comptage privé est autorisée, la jurisprudence française (l'affaire Valsophia/Enedis en 2014) a tranché en faveur du monopole de comptage et de distribution concédé au GRD pour justifier l'interdiction de telles solutions. De même, la rétrocession d'électricité, interdite en France, est autorisée en Allemagne dans le cadre de la fourniture d'électricité d'un locataire par son bailleur à partir d'une production renouvelable à proximité immédiate. À ces éléments s'ajoute l'ab-

sence en Allemagne d'obligation de créer une structure telle que la PMO.

Le cadre français contraste avec le cadre allemand également en matière de soutiens. Alors que l'ACC de taille moyenne (< 100 kWc) n'est éligible à aucun soutien en France, l'Allemagne lui ouvre le droit aux tarifs d'achat du surplus garantis et à un complément de rémunération pour l'électricité autoconsommée. Cette même électricité est exonérée du tarif d'acheminement, étant donné qu'elle ne transite pas par le réseau public (l'opération d'ACC doit reposer sur un réseau privé).

L'élaboration du cadre réglementaire de l'ACC en France soulève de nombreuses questions qui, au-delà de leur simple application au cas de l'ACC, ont une portée plus générale sur le fonctionnement du système électrique dans son ensemble.

- *Le TURPE doit-il répercuter exactement les coûts générés par les différents usages ou bien peut-il être utilisé comme outil incitatif ?* Les exonérations de tarifs sont souvent perçues comme un outil incitatif facile à mettre en place. Mais elles font courir le risque de transferts de charges entre utilisateurs et de restriction des financements disponibles pour le réseau.
- *Quels poids relatifs donner à la puissance souscrite et à l'électricité consommée dans le TURPE ?* L'électricité est aujourd'hui le facteur qui pèse le plus lourd dans la tarification du réseau, alors que le dimensionnement des réseaux dépend principalement des puissances appelées pendant les pics de demande et que le rôle de garantie de puissance du réseau public va aller croissant.
- *Quelle forme doivent prendre les soutiens aux énergies renouvelables (EnR) ?* Les soutiens indirects (exonérations de prélèvements fiscaux) ont l'avantage de la facilité administrative. Les soutiens directs ont le bénéfice de la visibilité et d'une meilleure adéquation à la réalité économique des projets PV.
- *Faut-il remettre en question les principes d'unicité du TURPE et de timbre-poste ?* Le tarif ne dépend pas de la distance parcourue par l'électricité consommée. Remettre ce principe en cause permettrait un meilleur reflet des coûts réels mais irait à l'encontre de la solidarité nationale.
- *Quelle marge de manœuvre doit être laissée aux communautés énergétiques locales ?* Quelles limites doivent être placées à une opération d'ACC en termes de périmètre et de choix de la méthode de répartition de la production par la PMO ?

Un cadre contesté et une absence de consensus entre acteurs

À l'automne 2017, la CRE a lancé une concertation pour sonder les positions des acteurs du secteur électrique sur l'autoconsommation et plus généralement sur les évolutions souhaitables du TURPE. Organisée en trois appels à contributions, la concertation touche aux sujets tarifaires, au cadre contractuel et aux mécanismes de soutien.

Si les pistes de simplification des cadres contractuels et administratifs font consensus, ce n'est pas le cas des sujets tarifaires et des soutiens.

Alors que les fournisseurs, les particuliers et les syndicats d'EnR soulignent les apports sociétaux de l'ACC, la CRE, les GRD et les producteurs centraux y voient plutôt un risque de déstabilisation et de surcoût pour le système électrique. Cette frilosité se manifeste notamment dans la proposition de nouvelles grilles tarifaires faite par la CRE en mai 2018, qui aboutit à des tarifs sensiblement égaux aux tarifs classiques ; proposition qui a été contestée ou désapprouvée presqu'unanimement par les parties prenantes, y compris par Enedis et l'ADEME.

Quant au périmètre autorisé pour les opérations d'ACC, la demande de son élargissement, portée par les syndicats d'EnR, n'est pas consensuelle mais pourra faire l'objet d'une étude coûts-bénéfices. Un élargissement permettrait d'accroître le foisonnement des usages, mais atténuerait le caractère très localisé de l'opération et les bénéfices réseaux qui y sont associés.

Un bilan économique encore non viable mais améliorable

De la modélisation économique d'une opération d'ACC générique de 20 kWc ressort un manque de maturité économique, qui reflète le stade embryonnaire de cet usage en France (il n'y a que deux projets en service en juin 2018). Cela n'est pas étonnant : l'ACC de taille moyenne ne bénéficie d'aucun soutien et le montage contractuel et opérationnel demandé par la réglementation nécessite un

lourd investissement en temps et en argent. En supposant que le TURPE évolue favorablement vers une réduction de 50% pour l'ACC, que la production est consommée sur place à 90% et que l'on se situe dans le sud de la France, les résultats sont meilleurs mais insuffisants. Le TRI projet avant impôts (TRI p.a.i.) est sensiblement nul, ce qui empêche de couvrir les taxes, les frais de financement et les risques liés à l'opération.

La prime à l'investissement est la forme de soutien la plus adaptée à la réalité du développement d'un projet PV, elle répond au besoin de financement initial du porteur de projet. Les niveaux de primes requis pour atteindre des TRI p.a.i. raisonnables (cf. Figure 2) peuvent paraître importants, mais sont expliqués par le coût de développement de l'opération, coût significatif aujourd'hui en l'absence d'expérience mais qui devrait baisser à terme.

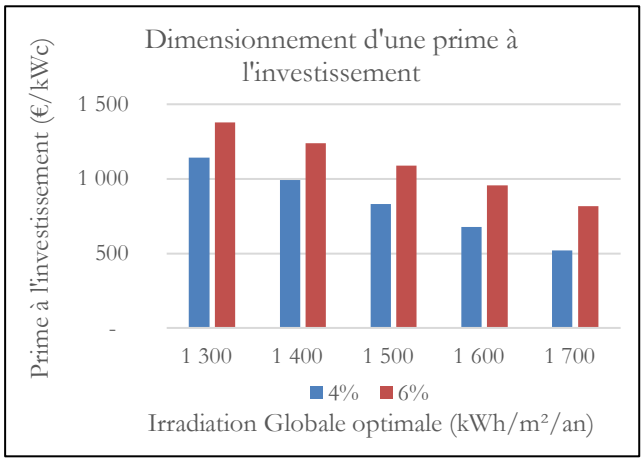


Figure 2 : Dimensionnement d'une prime à l'investissement, en fonction de l'irradiation solaire reçue et du TRI p.a.i. espéré. (Source : crédit personnel.)

Un scénario à l'horizon 2030 présente une situation économiquement viable, étant donné la hausse prévue du prix de détail de l'électricité, les baisses des coûts du PV et du coût de développement.

Recommandations et conclusion

1. Réviser la méthode de construction du TURPE afin de mieux refléter les coûts générés par les différents usages, et donc de sécuriser les financements nécessaires au renforcement et à l'extension des réseaux et de réduire les transferts de charges entre utilisateurs.

2. Soutenir le développement des premiers projets d'ACC sans essayer de parachever d'ores et déjà un cadre réglementaire ambitieux. Le manque de données et de retours d'expérience est manifeste ; il faut permettre aux projets pilotes de tester diverses solutions avant de statuer sur l'ensemble des dispositions fiscales, tarifaires et de soutiens.

3. Réviser et clarifier les conditions d'application de l'interdiction de rétrocession d'électricité, et adapter le cadre législatif relatif au monopole de distribution et aux réseaux privés. L'établissement du cadre contractuel entre PMO, GRD et participants est particulièrement complexe et explique souvent la lenteur du développement des projets.

4. Privilégier les soutiens directs aux soutiens indirects.

A ce jour, l'autoconsommation collective n'est pas mature, étant donné l'innovation technique, contractuelle et sociétale qu'elle implique, étant donné les changements qu'elle appelle dans les rôles des GRD, des producteurs et des fournisseurs. Si la réalité des bénéfices qu'elle apporte aux réseaux ne fait pas encore consensus – point à propos duquel toutes les parties prenantes insistent sur la nécessité d'études approfondies –, cette incertitude devrait être levée lorsque la réduction du prix des batteries rendra économiquement viable l'adjonction de dispositifs de stockage aux installations PV.

Bibliographie

CRE (2018), *Consultation publique n°2018-003 du 15 février 2018 relative à la prise en compte de l'autoconsommation dans la structure du TURPE HTA/BT et des tarifs réglementés de vente*, Paris.

E-Cube (2018), « Etude sur les perspectives stratégiques dans le secteur de l'énergie », Paris.

Mengelkamp E., Gärttner J., Rock K., Kessler S., Orsini L. et Weinhardt C. (2018), « Designing microgrid energy markets: A case study: The Brooklyn Microgrid », Applied Energy, vol. 210, pp. 870-880