

# IMPACT DES CONCEPTS DEVELOPPÉS DANS LE PROJET PVP4GRID SUR LE RESEAU ELECTRIQUE

**France**

**Project PVP4Grid**

**D4.1**

**Livrable public**

**Auteurs : Gregory Neubourg, Becquerel Institute**

**Collaboration : Hespul**

**Bruxelles, Janvier 2020**



This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 764786

## Table des Matières

0	PRÉAMBULE .....	3
1	INTRODUCTION.....	5
1.1	Structure du système électrique en France.....	5
1.2	Le nouveau cadre réglementaire de l'UE pour l'autoconsommation et ses dispositions relatives au réseau .....	7
2	PRINCIPALES IMPLICATIONS DES CONCEPTS PVP4GRID POUR LE RÉSEAU .....	12
2.1	Simulations.....	12
2.1.1	Hypothèses .....	12
2.1.2	Simulations du groupe 2 (1 bâtiment avec plusieurs appartements) 15	
2.1.3	Simulations du groupe 3 (La communauté d'énergie).....	17
2.1.4	Conclusion des simulations.....	20
2.2	Tests .....	20
2.2.1	Résultats .....	21
2.2.2	Conclusions des simulations .....	22
3	FREINS ET LEVIERS POUR DÉVELOPPER L'AUTOCONSOMMATION .	23
3.1	Cadre réglementaire, démarches administratives et aspects économiques 23	
3.1.1	Autoconsommation individuelle.....	23
3.1.2	Autoconsommation collective.....	24
3.1.3	Communautés énergétiques .....	28
3.2	Recommandations .....	28
3.2.1	Recommandations pour l'ensemble des projets en autoconsommation.....	28
3.2.2	Recommandations concernant l'autoconsommation collective .....	29

## 0 PRÉAMBULE

Fin 2019, le parc photovoltaïque français approchait les 10 GW. Depuis 2012, la puissance mise en service annuellement stagne entre 600 MW et 1 GW. Or, pour atteindre les objectifs à 2028 inscrits dans le projet de Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE), ce rythme des raccordements devrait monter à environ 3,5 GW/an. Le gouvernement français met la priorité sur le développement des parcs au sol, plus économiques, toutefois un objectif de 300 MW/an est maintenu sur le segment des petites et moyennes toitures (inférieures à 100 kW). Le gouvernement souhaite par ailleurs orienter les projets de ce segment vers l'autoconsommation via un système de guichet ouvert. En 2019, plus de 300 MW d'installations PV sur le segment 0-100 kW ont été raccordés, dont près de 100 MW en autoconsommation.

Depuis 3 ans, l'autoconsommation décolle. Quasiment négligeable en 2016, celle-ci concerne plus de 30 % de la puissance raccordée en 2019 sur le segment 0-100 kW. Elle est essentiellement portée par le dispositif d'obligation d'achat du surplus. Sur un parc d'environ 230 MW en autoconsommation fin 2019<sup>1</sup>, plus de 206 MW bénéficiaient d'un contrat d'achat et des aides de l'État associées. En effet, l'autoconsommation hors obligation d'achat est fortement limitée du fait d'un coût final de l'électricité bas, notamment par rapport à d'autres pays européens. La parité « réseau » (compétitivité par rapport aux prix de détail) est donc atteinte sur certains segments, mais pas la parité « marché » (compétitivité par rapport aux prix de marché de gros).

Au niveau Européen, le récent paquet « Une énergie propre pour tous les Européens » (paquet CE4AE) a introduit une mise à jour complète de la politique énergétique de l'UE. Parallèlement à d'autres changements importants, les nouvelles règles permettent aux individus et aux collectifs de devenir des prosommateurs de l'énergie, c'est-à-dire de produire, stocker ou vendre leur propre énergie à partir de sources renouvelables.

Le projet PVP4Grid explore les concepts de d'autoconsommation d'énergie photovoltaïque (PV), en particulier en termes de communautés énergétiques, en effectuant une analyse qualitative et des simulations quantitatives et en testant ces

---

<sup>1</sup> Segment 0-100 kW sur la partie du territoire national gérée par Enedis (95 % du territoire) – Données Enedis.

concepts dans huit pays de l'UE différents, avec l'objectif global de mieux comprendre les facteurs influençant le développement de l'autoconsommation.

Ce rapport examine ces concepts et leurs implications pour le réseau électrique et les acteurs du réseau français sur base des résultats des simulations et des tests réalisés à l'aide d'un modèle développé par la TU Wien.

Le rapport analyse également les freins et leviers en termes techniques et réglementaires que représente le développement de l'autoconsommation individuelle et collective.

Enfin, le présent rapport se clôture par des recommandations sur base des discussions et échanges tenus lors d'un workshop sur le sujet coorganisé par HESPUL à Lyon en octobre 2019.

# 1 INTRODUCTION

## 1.1 Structure du système électrique en France

Le paysage électrique français repose sur un marché libéralisé depuis 2008 avec une séparation entre les acteurs suivants :

- **Les Producteurs** : Un acteur, EDF, contrôle environ 90 % de la production électrique conventionnelle. La filière photovoltaïque est plus dispersée, toutefois le secteur a tendance à se concentrer depuis quelques années. En 2019 dix acteurs contrôlaient 34 % de la capacité photovoltaïque installée.
- **Les Fournisseurs** : EDF, le fournisseur historique est encore l'acteur principal car, en 2018, il a fourni 78 % des clients et 65 % de l'électricité. Le mécanisme de l'ARENH (Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique) a été mis en place dans le but de développer une offre concurrente au fournisseur historique. L'ARENH donne ainsi la possibilité aux fournisseurs alternatifs d'acheter l'électricité produite par EDF à un prix fixe de 42 €/MWh, dans la limite de 100 TWh par an. Bien que ce système ait permis de développer une offre concurrente significative sur la partie fourniture, les investissements des nouveaux fournisseurs dans les nouveaux moyens de production restent faibles comparés au parc historique.
- **Le Régulateur** : La Commission de Régulation de l'Energie, CRÉ, est l'autorité administrative indépendante chargée de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'énergie. Ses compétences concernent également le réseau électrique et le raccordement des utilisateurs à celui-ci. Elle a notamment les missions suivantes :
  - Elle fixe les méthodologies utilisées pour établir les Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)
  - Il décide de l'évolution de ces tarifs
  - Elle précise les conditions de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité
  - Elle approuve les barèmes de raccordement des opérateurs de systèmes desservant plus de 100 000 clients

- **AODE** : Les Autorités Organisatrices de la Distribution d'Energie sont les collectivités locales propriétaires du réseau de distribution. Elles contrôlent le GRD sur le périmètre de la concession. Dans ce cadre, elles planifient les investissements sur le réseau avec le GRD. Elles sont également responsables des investissements et des travaux sur le réseau public de distribution d'électricité. Elles jouent ainsi un rôle déterminant dans le système de péréquation tarifaire entre zones urbaines et rurales.
- **Les Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD)** : Le réseau de distribution, propriété des collectivités locales, est géré à 95% par Enedis. Le reste du réseau de distribution est géré par des entreprises locales de distribution (ELD). Il y a environ 170 ELD aujourd'hui.  
Les GRD définissent les règles de raccordement des usagers des réseaux sous le contrôle du régulateur et dans le cadre des règles édictées par celui-ci.
- **Le Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT)** : le réseau de transport est la propriété de RTE, dont la mission est toujours d'assurer l'équilibre entre la production et la consommation. Pour ce faire, RTE doit anticiper les investissements à réaliser dans les infrastructures du réseau de transport et doit connaître en temps réel l'état de son réseau, ainsi que les injections et les soutirages sur ce réseau.

## **1.2 Le nouveau cadre réglementaire de l'UE pour l'autoconsommation et ses dispositions relatives au réseau**

Un nouvel ensemble de règles européennes récemment adopté - « Une énergie propre pour tous les citoyens européens » - vise à développer l'une des principales initiatives politiques à long terme de l'UE, à savoir l'Union européenne de l'énergie.

Les principaux objectifs de cette Union sont, entre autres, de placer les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique au centre d'un nouveau marché intérieur de l'énergie et de placer les citoyens au cœur de l'Union de l'énergie. Il comprend des objectifs à l'échelle européenne, notamment celui de porter la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique de l'UE à 32 % d'ici 2030.

Le nouveau cadre doit permettre aux citoyens de participer activement à des conditions de concurrence équitables sur l'ensemble du marché et de bénéficier de la transition énergétique de l'Europe. Elle vise à responsabiliser et à protéger les consommateurs grâce à une meilleure information sur la consommation et les coûts de l'énergie et contribue à la mise en place d'un filet de sécurité plus fort pour lutter contre la pauvreté énergétique et les consommateurs vulnérables. En outre, les labels énergétiques et les mesures d'éco-conception visent à accroître les économies d'énergie et à favoriser les comportements économes en énergie. En outre, les consommateurs disposent d'un plus grand choix au quotidien, ce qui leur permet de jouer un rôle plus actif et de s'engager en tant qu'autoconsommateurs - ou "prosommateurs" - sur les marchés de l'électricité, en investissant dans les énergies renouvelables, et plus particulièrement dans les panneaux solaires, puis en consommant, stockant ou vendant l'énergie qu'ils produisent, et en bénéficiant de marchés de l'électricité fonctionnels et organisés.

La nécessité de décarboniser davantage les économies mondiales pour lutter contre le changement climatique et l'ambition de faire de l'Europe le premier continent neutre sur le plan climatique devraient être confirmées par ce que la future présidente de la prochaine Commission européenne, Ursula von der Leyen, a choisi d'appeler le "Green Deal européen" - un ensemble de nouvelles initiatives politiques annoncées pour la nouvelle période législative de 2019 à 2024 "afin de réduire les émissions plus fort et plus rapidement, et d'au moins 50 % pour 2030". Parallèlement, chaque État membre de l'UE doit transposer les nouvelles règles communautaires dans son droit

national et les refléter dans ses plans nationaux en matière d'énergie et de climat. Une trajectoire aussi ambitieuse nécessitera que les citoyens et les coopératives jouent un rôle accru dans l'adoption des énergies renouvelables via l'autoconsommation. Afin de soutenir l'élaboration prochaine de politiques à cet égard, les résultats et les recommandations du projet PVP4Grid peuvent être utilisés pour aborder et réduire les obstacles au-delà des cadres réglementaires existants dans l'UE.

### **Le nouveau cadre réglementaire de l'UE pour l'autoconsommation**

Bien que l'autoconsommation ne soit pas un concept nouveau, et que les prosommateurs individuels soient relativement répandus en Europe, l'UE oblige désormais ses États membres à adopter des cadres législatifs habilitants à cet égard jusqu'à la fin de 2019 - et démontre sa vision selon laquelle les consommateurs peuvent participer aux marchés de l'énergie au même titre que les autres acteurs. En introduisant de nouvelles dispositions et les définitions correspondantes, l'UE reconnaît pour la première fois officiellement les prosommateurs, en tant qu'"prosommateurs renouvelables" et "clients actifs", autorisés à produire, stocker et consommer de l'électricité à partir de sources *renouvelables*, mais aussi à exercer des activités allant au-delà de l'autoconsommation, comme la participation à des programmes de flexibilité ou d'efficacité énergétique. Ainsi, l'électricité, produite individuellement ou collectivement, peut être injectée dans les réseaux et, en retour, faire en sorte que les prosommateurs reçoivent une rémunération qui reflète la valeur du marché. Néanmoins, cela n'est pas censé représenter la principale activité commerciale ou professionnelle d'une personne. L'électricité en aval du compteur n'est pas facturée, bien que des exemptions soient prévues pour les installations de plus de 30 kW, pour l'électricité qui bénéficie de régimes d'aide, ou s'il existe des risques pour le réseau résultant de l'augmentation des quantités d'électricité réinjectées sur ce dernier (à partir de 2026). Cette participation active aux marchés de l'énergie est encore renforcée par la facilitation des accords d'achat d'électricité, des échanges entre pairs et des systèmes de réponse à la demande.

En outre, les nouvelles dispositions visent à supprimer les obstacles liés à une bureaucratie trop lourde en protégeant les consommateurs d'être soumis à des exigences et procédures techniques et administratives disproportionnées. Par exemple, les prosommateurs qui possèdent des installations de stockage d'énergie ont le droit d'être raccordés au réseau dans un délai raisonnable.



## **Les dispositions relatives aux réseaux**

D'un point de vue macro-économique, le défi le plus urgent résulte de l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques, et en particulier au niveau de la distribution où plus de 90% des SER sont connectées. Les coûts globaux du système doivent être répartis entre tous les utilisateurs du réseau tout en trouvant un équilibre dans la poursuite des deux principes primordiaux - et potentiellement contradictoires - de durabilité et d'accessibilité financière. Durable, car en encourageant les clients actifs et les prosommateurs de sources d'énergie renouvelables (ainsi que l'engagement des consommateurs sous d'autres formes, telles que les communautés de citoyens et d'énergies renouvelables), on augmente la part des SER dans le bouquet énergétique de l'UE et on contribue à la réalisation des objectifs de décarbonisation de l'UE. Et abordable, car la plupart des coûts de réseau en Europe sont encore socialisés entre tous les utilisateurs du système et payés sous forme de tarifs de réseau pour assurer le flux de revenus des opérateurs de réseau. Alors qu'aujourd'hui un nombre croissant de consommateurs acquièrent une plus grande autonomie énergétique et contribuent donc moins au réseau et aux coûts globaux du système - tout en restant dans la plupart des cas connectés aux réseaux de distribution pendant les périodes sans soleil ni vent. Les consommateurs "passifs" ou ceux qui n'ont pas les moyens ou l'accès à l'autoconsommation renouvelable devront assumer une part plus importante du coût du système et pourraient être confrontés à une augmentation de la facture énergétique. Les nouvelles règles de l'UE reconnaissent et répondent à la nécessité de contrebalancer ce conflit d'intérêts :

- Les redevances de réseau doivent refléter les coûts et contribuer au partage global des coûts du système, et comptabiliser séparément l'électricité consommée sur le réseau et l'électricité injectée dans le réseau, en supprimant progressivement les systèmes de compensations après 2023, afin de garantir que les prosommateurs paient le coût total du service d'utilisation du réseau et ne transfèrent pas leur part des coûts sur les clients sans autoconsommation renouvelable.
- Des Principes relatifs aux redevances et aux tarifs des réseaux - par exemple pour le raccordement des consommateurs aux réseaux - selon lesquels les citoyens ne doivent pas être découragés de devenir des prosommateurs. Les

tarifs de distribution peuvent également être différenciés, en fonction des profils de consommation ou de production des utilisateurs du système.

- Les clients actifs sont financièrement responsables des déséquilibres qu'ils provoquent dans le réseau électrique, mais ils peuvent déléguer leur responsabilité d'équilibrage à des acteurs du marché offrant de tels services (appelés "agrégateurs"). En ce qui concerne la flexibilité, les consommateurs doivent payer une compensation aux autres acteurs du marché ou à leur responsable d'équilibre qui sont directement affectés par leur activité de flexibilité.

Bon nombre des nouvelles dispositions à cet égard sont maintenues à un niveau plutôt général, car la répartition des coûts et le financement de l'accès aux réseaux d'énergie et de leur utilisation diffèrent au sein des différents membres de l'UE. Cela dépendra donc de la manière dont les États membres vont procéder et transposer les nouvelles directives européennes dans leur législation nationale. D'autres clarifications juridiques devraient également être définies y compris l'agrégation et le stockage de l'énergie, le cadre pour les clients actifs et les producteurs renouvelables. Les codes de réseau sont des règlements d'application juridiquement contraignants de la Commission européenne qui régissent toutes les transactions transfrontalières sur le marché de l'électricité et l'exploitation des systèmes.

Du point de vue du réseau électrique, la décentralisation croissante du système énergétique européen a un impact majeur sur la manière d'exploiter les réseaux de manière abordable, durable et sûre. Une grande partie des SER, y compris l'électricité produite par les producteurs, sont connectées à moyenne et basse tension et intégrées par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) dans les réseaux. Par conséquent, l'UE a attribué de nouveaux rôles et responsabilités aux GRD qui, dans leur fonction d'entités monopolistiques réglementées (il n'existe pas de réseaux électriques parallèles, pour de bonnes raisons), deviendront des "facilitateurs de marché neutres" et devront assurer une gestion plus active du système, mais sans interférer dans les marchés existants. Bien qu'il ne fasse pas explicitement référence aux clients actifs et aux producteurs renouvelables, cela se reflète dans le nouveau cadre réglementaire de l'UE pour les GRD et vise à encourager la poursuite du développement de réseaux "intelligents, flexibles et numérisés" - une condition préalable pour connecter et intégrer l'autoconsommation. Cela implique, en particulier

pour l'électricité intermittente, le recours à la flexibilité pour déplacer les charges et faire correspondre la production et la demande (les réseaux électriques doivent être en équilibre à tout moment), l'accès aux installations de stockage, des règles de gestion de la congestion (en période de fort ensoleillement ou de vent), des modèles d'échange et de gestion des données, la poursuite du déploiement des compteurs intelligents et une meilleure coopération entre les gestionnaires de réseaux de transport (GRT, exploitant des réseaux à haute tension et à longue distance) et les GRD, ainsi que l'interaction avec les acteurs du marché.

Dans l'ensemble, avec le nouveau cadre communautaire sur l'autoconsommation, les principes sur les redevances et les tarifs de réseau, ainsi que pour les nouvelles règles d'exploitation des réseaux de distribution d'électricité, l'UE tente d'établir un juste équilibre entre les besoins des consommateurs et ceux du système électrique - ce que les États membres devront désormais prendre en compte lorsqu'ils mettront en œuvre le paquet "[Énergie propre pour tous les citoyens Européens](#)" dans leur législation nationale.

## 2 PRINCIPALES IMPLICATIONS DES CONCEPTS PVP4GRID POUR LE RÉSEAU

Quels sont les impacts économiques des modèles d'autoconsommation collective et de communauté énergétique sur le réseau électrique ?

Pour répondre à cette question, le projet "PV-Prosumers4Grid" a mené une étude détaillée, étendue à huit pays européens dont la France, en utilisant à la fois des simulations informatiques (2.1) et des tests sur des données réelles (2.2).

Les principaux résultats de cette étude, qui peut être téléchargée sur le site [www.pvp4grid.eu](http://www.pvp4grid.eu), sont présentés dans les paragraphes suivants. Le lecteur est donc invité à se référer à cette étude pour plus de détails sur les hypothèses de calcul et leurs résultats.

### 2.1 Simulations

#### 2.1.1 Hypothèses

Le consortium PVP4Grid a évalué les avantages théoriques du partage de l'énergie produite par les systèmes photovoltaïques pour deux configurations :

- Un seul bâtiment avec différents appartements et un commerce (groupe 2),
- In village européen : plusieurs habitations dont le groupe 2 et des bâtiments commerciaux (groupe 3).

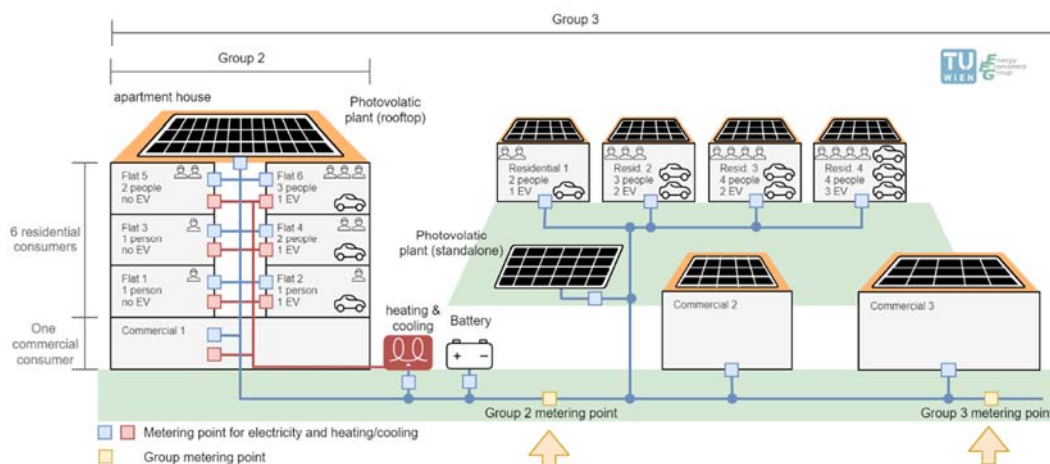


Figure 1 : Schéma des groupes 2 et 3 avec les points de mesure du groupe

3 scénarios ont été envisagés :

- Un scénario sans SER (*consommation du réseau*),
- Un scénario avec SER (*pas de communauté*),
- Un scénario avec SER et communauté (*communauté*).

L'approche communautaire tient uniquement compte des mesures du groupe. Si l'on considère uniquement le groupe 2, le point de mesure du groupe 2 est pertinent. Pour l'évaluation du groupe 3, seul le point de mesure du groupe 3 est pris en compte (voir Figure 1). Pour plus de clarté, les points de comptage communautaires ne sont pas nécessairement des points de comptage physiques mais peuvent être l'agrégation de tous les points de comptage individuels en amont.

Scénario	Point de mesure	Options d'investissement	Partage de l'énergie
Consommation du réseau (Grid consumption)	Comptage individuel (par ménage)	Aucune	Non
Pas de communauté (No community)	Comptage individuel (par ménage)	PV & Batteries	Non
Communauté (Community)	Comptage de groupe	PV & Batteries	Oui

Tableau 1 : Aperçu des scénarios communautaires

Outre les scénarios communautaires, 2 **scénarios de demande** sont définis pour refléter l'effet du couplage sectoriel à l'avenir :

- Le scénario à faible consommation est appelé *scénario de référence*. En considérant une consommation d'électricité "normale", toute la chaleur pour le chauffage au sol et l'eau chaude est générée par des combustibles fossiles et n'est pas prise en compte dans la consommation d'électricité. Comme le refroidissement est largement utilisé dans le sud de l'Europe, une charge de refroidissement individuelle dans le cadre de la consommation d'électricité est considérée pour tous les pays.
- Le *scénario Futur* comprend toutes les charges du scénario de base, mais la production de chaleur est assurée par des pompes à chaleur. De plus, les

véhicules électriques (VE) sont pris en compte. Par conséquent, la consommation d'électricité du scénario est beaucoup plus élevée en raison du couplage des secteurs.

Scénarios de demande	Chauffage au sol et eau chaude	Transport individuel
Référence (Baseline)	Fossile (non pris en compte dans le modèle)	Fossile (non pris en compte dans le modèle)
Futur (Future)	Pompes à chaleur électriques	Véhicules électriques

Tableau 2 : Aperçu des scénarios de la demande

### Les tarifs de l'énergie :

Voici les coûts de l'électricité tels qu'appliqués dans les simulations. Aucun coût n'est appliqué pour l'échange d'énergie au sein du groupe 2 et un coût fortement réduit est appliqué pour l'échange d'énergie au sein du groupe 3.

Origine de l'électricité	[€/kWh]
Electricité échangée au sein du groupe 2	-
Electricité échangée au sein du groupe 3	0.053
Electricité achetée via le réseau	0.130
Electricité excédentaire renvoyée sur le réseau	0,045

Tableau 3 : Origine de l'électricité

### Production solaire :

A noter que la simulation française a été réalisée avec les conditions d'ensoleillement de Paris.

### Période de simulation :

25 ans

### 2.1.2 Simulations du groupe 2 (1 bâtiment avec plusieurs appartements)

Les résultats les plus intéressants, tant pour le groupe 2 que pour le groupe 3, sont les résultats économiques. En particulier, il est intéressant de voir comment les coûts totaux, qui résultent de la somme des coûts d'investissement, du coût d'achat de l'électricité du réseau (Grid procurement), des coûts fixes annuels et des recettes provenant des ventes de l'électricité excédentaire, le tout sur 25 ans, évoluent dans les différents scénarios.

Les résultats sont présentés dans les deux graphiques suivants : La figure 2 montre la variation absolue des coûts totaux dans les différents scénarios, tandis que la figure 3 montre la variation des coûts totaux, mais de manière relative, en prenant comme référence le scénario « Grid Consumption »

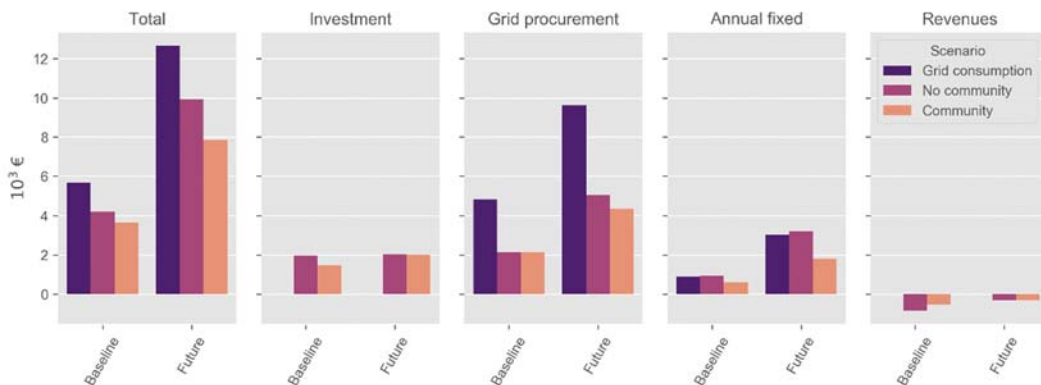


Figure 2 : Décomposition des coûts totaux sur 25 ans pour le groupe 2 en France

La Figure 2 montre clairement pour la France, mais c'est également le cas pour les autres pays inclus dans l'étude, une réduction des coûts totaux dans les deux scénarios incluant du photovoltaïque et, en particulier, le scénario "communautaire", où il est possible de partager l'énergie produite sur le toit du bâtiment où résident les consommateurs finaux. C'est encore plus clair dans le scénario futur.

La Figure 3 montre les mêmes résultats dans les autres pays, mais en termes d'économies relatives des deux scénarios "photovoltaïques" par rapport au scénario sans investissement. En général, dans le scénario de base ou le scénario futur, l'intérêt d'une communauté est supérieur d'environ 10 % à celui d'une approche non

communautaire. Comme les heures de pleine charge du photovoltaïque solaire sont plus élevées dans les pays du sud de l'Europe (l'Italie, l'Espagne et le Portugal), les économies sont plus importantes par rapport aux autres pays. Pour la France et l'Autriche, le prix de l'électricité étant moins élevé, l'intérêt global d'investir dans le photovoltaïque est moindre.

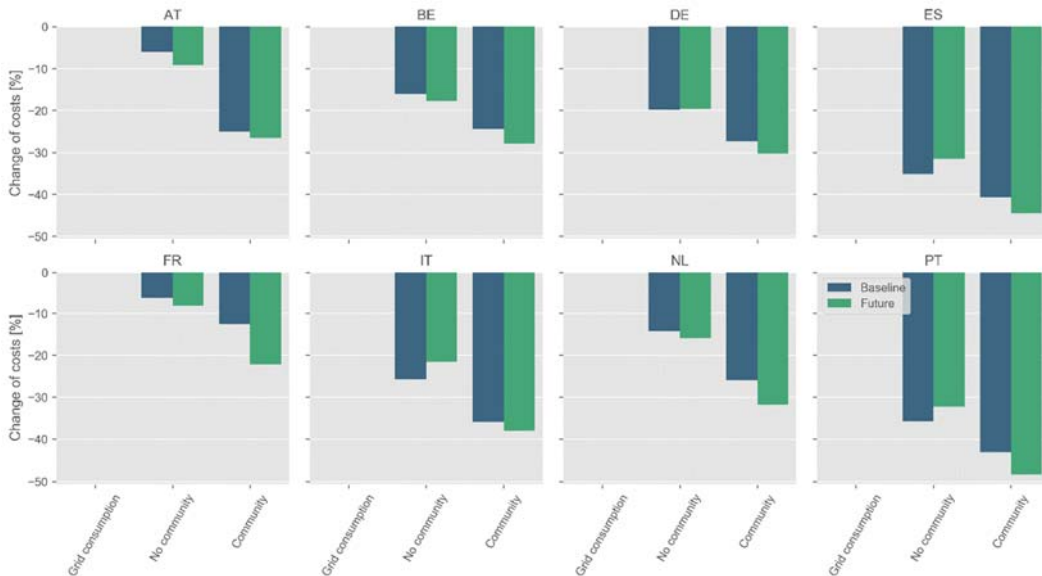


Figure 3 : Comparaison avec les autres pays (groupe 2)

Les résultats montrent également deux autres éléments importants pour le groupe 2 :

- C'est dans l'approche communautaire que l'investissement dans le solaire photovoltaïque est le plus important tout en étant limité par la superficie disponible sur la toiture.
- Les communautés d'énergies diminuent les besoins de batteries vu qu'il est plus économiquement intéressant de partager avec les voisins que d'investir et de stocker l'énergie excédentaire dans une batterie individuelle ou communautaire.

En termes de puissances de pointe (appel et renvoi), la Figure 4 reprends les trois scénarios. Elle nous indique que le scénario « communauté » est celui qui permet de diminuer le plus la charge résiduelle positive mais également les charges négatives. Comme indiqué précédemment, ceci est calculé au niveau du point de comptage commun et non pour les flux d'énergie entre les membres de la communauté.



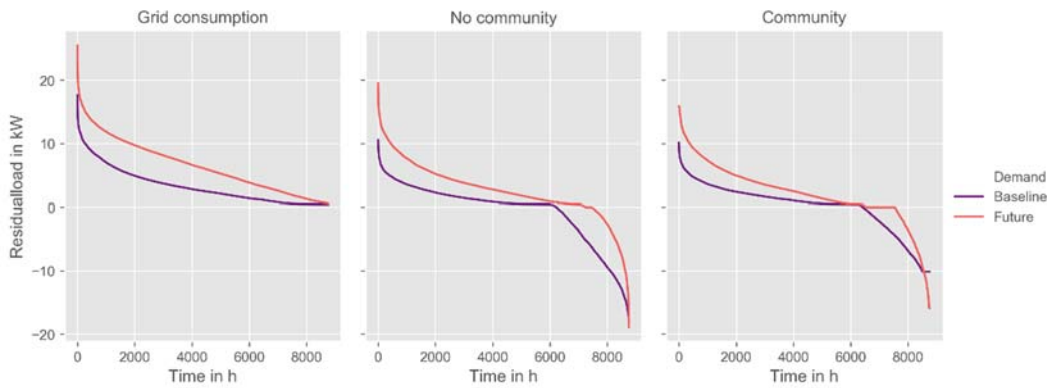


Figure 4 : Courbes de charge résiduelle pour la France (Group 2)

### 2.1.3 Simulations du groupe 3 (La communauté d'énergie)

Les résultats pour le village européen sont également intéressants. Ils montrent les mêmes tendances pour les investissements que dans le groupe 2 avec deux différences principales :

- Un nombre plus élevé de consommateurs, c'est-à-dire une demande totale d'énergie plus élevée, mais aussi une plus grande flexibilité.
- Plus de ressources locales disponibles, ce qui signifie que les investissements ne se limitent plus seulement à la surface du toit.

Ces deux éléments permettent des économies d'échelle.

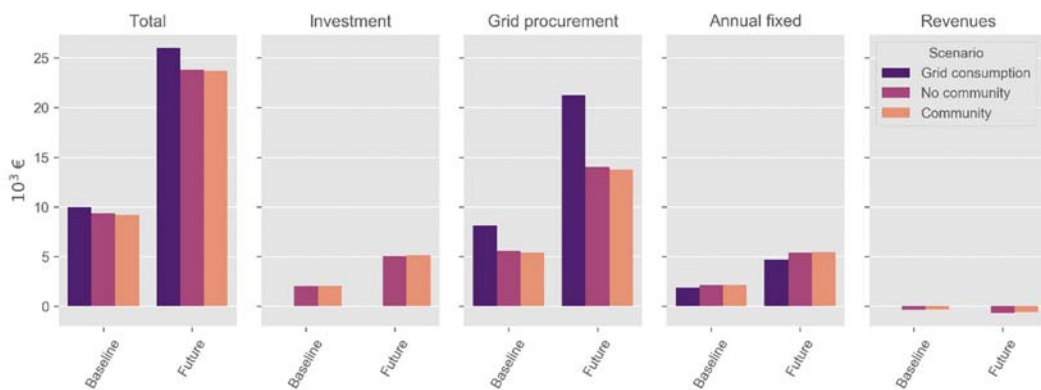


Figure 5 : Décomposition des coûts totaux sur 25 ans pour le groupe 3 en France

Dans l'approche du groupe 3, les simulations ne montrent pas de réduction significative des coûts (Figure 5) entre le scénario "Pas de communauté" et l'approche "communauté", tant dans le scénario de base que dans le scénario futur. Et cette tendance est similaire dans tous les pays analysés (Figure 6)

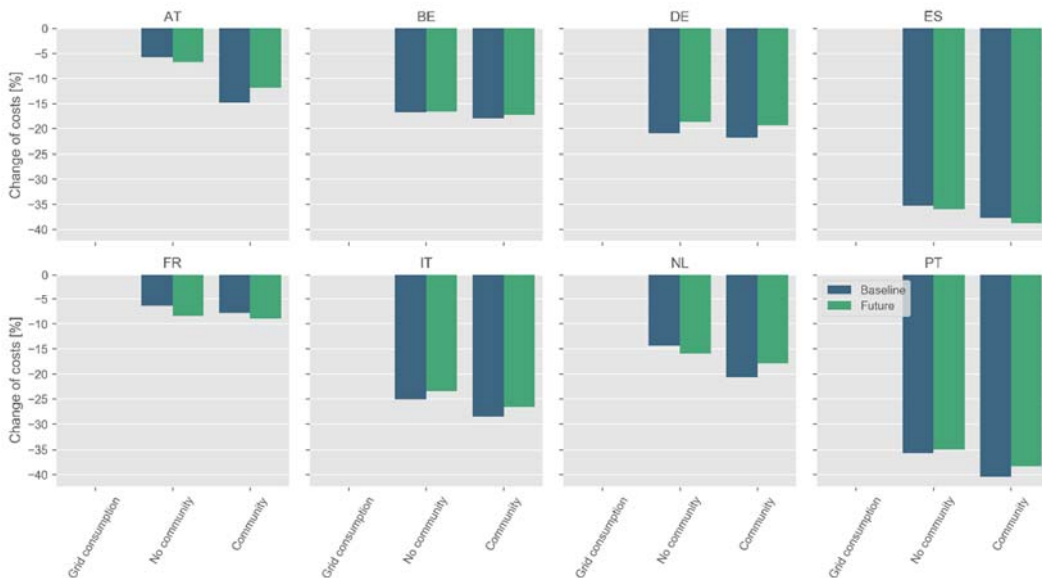


Figure 6 : Comparaison avec les autres pays (groupe 3)

En termes de capacité installée, les investissements dans le photovoltaïque sont plus que doublés dans le futur mais sont les plus faibles en France et en Autriche. Au niveau des batteries, le modèle conclut qu'il n'y a aucun cas où elles sont économiquement intéressantes pour la plupart des pays.

En termes de charge de pointe et d'alimentation de pointe, la Figure 7 montre les mêmes tendances que dans le groupe 2. L'approche de la communauté énergétique réduit la puissance de pointe de demande d'électricité. Dans le scénario futur, sans approche communautaire, le pic d'alimentation est très important et pourrait devenir problématique pour le réseau.

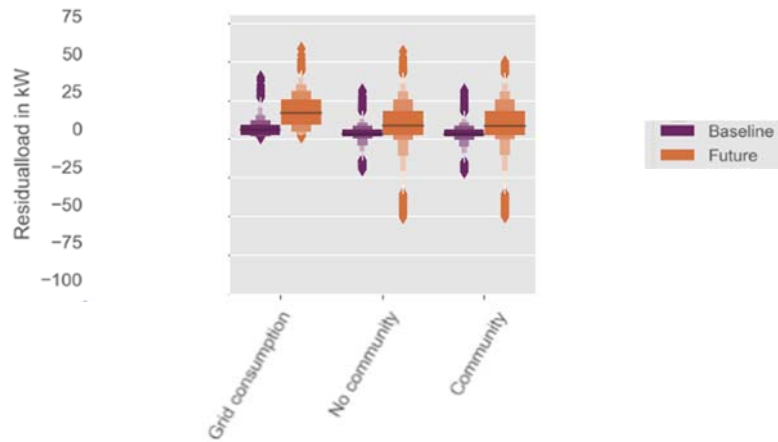


Figure 7 : Boxplot de la charge résiduelle pour la France (Groupe 3)

Enfin, une analyse de sensibilité d'un tarif lié à la puissance de pointe a été réalisée par le TU Wien pour les 8 pays cibles. Ils ont décidé de faire varier le prix de la forfaitaire de 0 à 60 €/kW.

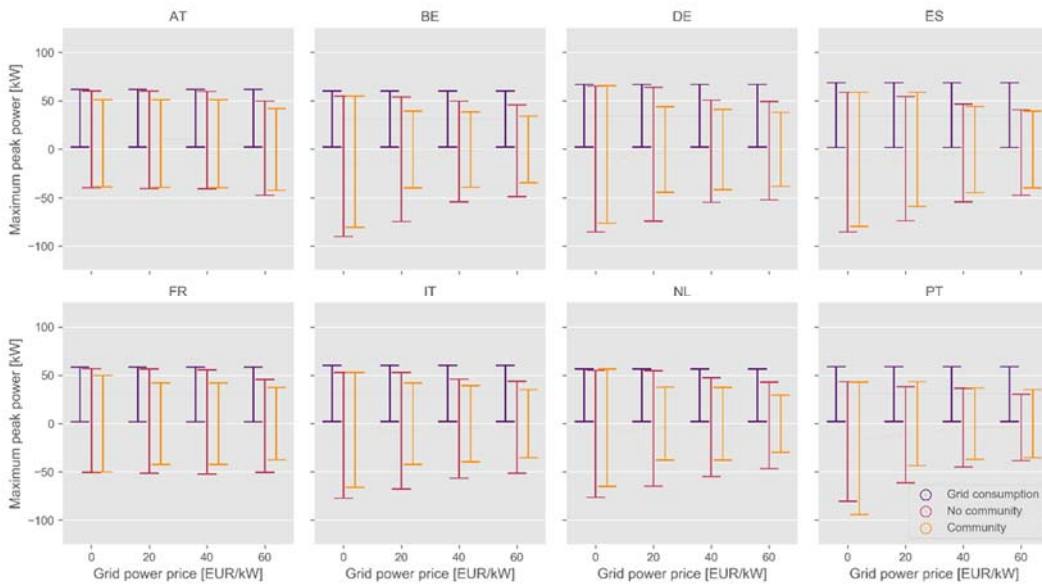


Figure 8: Analyse de sensibilité d'un tarif lié à la puissance de pointe

La Figure 8 montre la variation de la charge et de l'alimentation de pointe dans tous les pays cibles. L'axe des ordonnées inclut une variation du tarif de puissance entre 0 à 60 €/kW. Les résultats montrent qu'une telle tarification entraîne pour la plupart des

pays une adaptation des comportements et une réduction des pics de puissance dans les deux sens en particulier dans une approche communautaire.

Néanmoins, certains pays ont une meilleure capacité à réduire les pics que d'autres. Cela dépend principalement du facteur de production (c'est-à-dire les heures de pleine charge) du PV et de la corrélation entre la charge et la production.

### 2.1.4 Conclusion des simulations

Cette simulation théorique nous montre différents éléments pour la France :

- Dans tous les cas, il est intéressant pour l'utilisateur final d'installer du photovoltaïque. Cela réduira sa facture d'électricité. Mais la réduction est très faible par rapport aux autres pays étant donné le coût relativement faible de l'électricité.
- L'approche communautaire (groupe 3), même avec un prix fortement réduit pour l'énergie échangée au sein de la communauté, ne présente pas un grand avantage financier par rapport à l'approche individuelle.
- L'approche communautaire (groupe 3) a le potentiel de réduire la charge de pointe, ce qui est positif pour le réseau. Cette charge de pointe pourrait être réduite avec un tarif adapté.

## 2.2 Tests



*Figure 9: Le projet Prémian et ses participants.*

L'outil de simulation développé dans le cadre du projet PVP4Grid a également été testé sur des données réelles venant du projet Prémian, l'un des premiers projets

d'autoconsommation collective en France. Il s'agit d'un projet pilote utilisant la technologie blockchain. Le projet se compose de cinq bâtiments, de six consommateurs et d'un système photovoltaïque de 28 kWc.

Etant donné que la communauté a déjà un taux d'autoconsommation très élevé de 93,5 %, nous avons voulu connaître quelle serait la taille d'une extension optimale du système PV. De plus, nous nous sommes posé la question de l'effet de l'ajout de 3 véhicules électriques (VE).

Les détails de l'exercice sont disponibles sur le site web du projet PVP4grid.

### 2.2.1 Résultats

En combinant la consommation d'électricité des différents bâtiments et la superficie disponible en toiture, le modèle considère l'installation photovoltaïque rentable uniquement sur certains bâtiments. La boulangerie, qui a pourtant la plus grande consommation annuelle, ne se voit pas attribuer la plus grande installation solaire car sa consommation est fortement désynchronisée avec la production solaire. La Figure 10 nous indique la taille optimale des systèmes par bâtiment si aucune communauté n'avait été mise en place. Pour certains bâtiments, cela ne vaut pas la peine d'installer du solaire vu la consommation très faible.

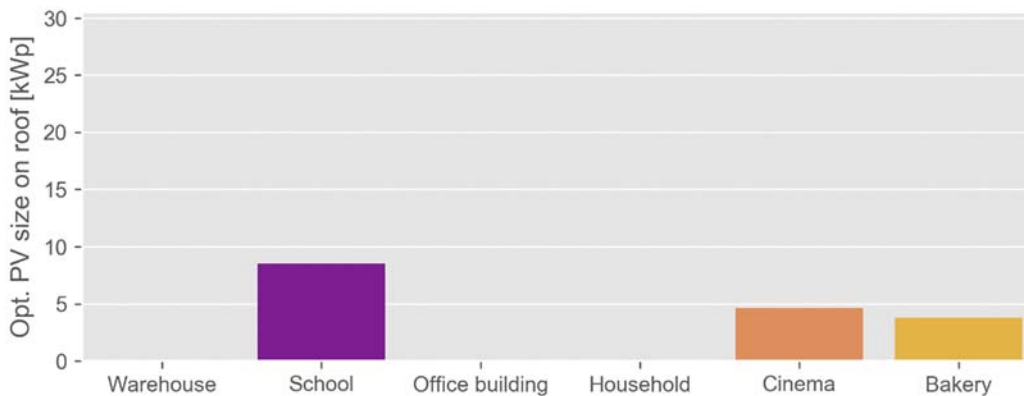


Figure 10: Taille optimale du PV sur le toit de chaque consommateur (sans communauté)

Les tests ont alors été réalisés en incluant ces bâtiments dans une communauté d'énergie et en déterminant l'extension optimale du système PV. Il en ressort que la

communauté d'énergie permet de diminuer les coûts par rapport au scénario sans communauté.

Une extension de 21 à 27 kWc permettrait même d'encore diminuer les coûts globaux mais de manière très marginale comme le montre le Tableau 4 ci-dessous résumant l'ensemble des simulations.

Alors que l'investissement individuel ne fait diminuer que très faiblement (3 %) les coûts totaux, la communauté actuelle permet une diminution de près de 10 %. Une extension de la taille du système photovoltaïque ne permet pas un gain financier significatif (+1 %).

Scénario	No PV		Pas de communauté		Communauté avec taille PV actuelle		Communauté avec taille PV optimale	
	PV [kWp]	Coûts [EUR]	PV [kWp]	Coûts [EUR]	PV [kWp]	Coûts [EUR]	PV [kWp]	Coûts [EUR]
No EV	-	19519	16.92	19000	28.00	17609	49.38	17320
EV	-	20494	-	-	28.00	18436	55.32	17990

Tableau 4 : Coûts de l'électricité et taille des systèmes PV selon les différents scénarios

### 2.2.2 Conclusions des simulations

L'approche communautaire permet une utilisation optimale des toitures et fournit de l'énergie photovoltaïque aux consommateurs ayant des toitures trop petites. Lorsque les consommateurs investissent ensemble dans des systèmes photovoltaïques, même les consommateurs à faible consommation peuvent bénéficier de l'énergie solaire photovoltaïque.

Le prochain couplage sectoriel du secteur des transports par le biais des VE entraîne une consommation d'énergie plus élevée qui accélérera la demande d'énergie locale propre. Grâce à la recharge systématique ou au déplacement de la charge, l'autoconsommation du PV peut encore augmenter.

## 3 FREINS ET LEVIERS POUR DÉVELOPPER L'AUTOCONSOMMATION

### 3.1 Cadre réglementaire, démarches administratives et aspects économiques

Le développement de l'autoconsommation collective et des communautés énergétiques repose sur des installations PV en toiture de petite et moyenne taille (moins de 100 kW). Or, le développement de ce type de projet peut s'avérer difficile du fait de la multiplicité et de la complexité des démarches administratives associées. En France, le coût d'entrée créé par ces seules démarches peut s'avérer être un obstacle plus important que les seuls aspects économiques. Ces démarches se décomposent en 3 grandes étapes :

- Les démarches liées à l'autorisation d'urbanisme. Celles-ci sont instruites par une collectivité locale.
- Les démarches liées au raccordement, effectuées auprès du GRD ;
- Les démarches liées au contrat d'achat (pour l'autoconsommation individuelle), effectuées auprès du GRD puis gérées par une filiale d'EDF, EDF Obligation d'Achat.

Si les démarches d'urbanisme sont quasiment identiques pour l'ensemble des projets de 0 à 100 kW, des différences significatives existent pour les autres démarches en fonction des montages, notamment entre l'autoconsommation individuelle et l'autoconsommation collective qui bénéficient respectivement d'un allègement des démarches et d'une complexité accrue.

#### 3.1.1 *Autoconsommation individuelle*

##### Démarches de raccordement :

Le cadre a tendance à être simplifié ces dernières années : les coûts de gestion et de comptage facturés aux autoconsommateurs ont été mutualisés pour la partie production et consommation. En résulte une baisse du Tarif d'Utilisation des Réseaux Public d'Électricité (TURPE) facturés aux autoconsommateurs individuels.

Par ailleurs, Enedis, le principal Gestionnaire de Réseau (GRD) qui couvre 95 % du territoire national, a récemment annoncé qu'il n'y aurait plus de devis de raccordement pour les très petites installations (inf. 9 kW) qui ne génèrent pas de contraintes. **Cette simplification permettra de réduire les délais de développement d'environ 3 à 6 mois pour les installations concernées.**

Taxes, contrat d'achat et considérations économiques :

L'essentiel des projets en autoconsommation est réalisé en vente du surplus et nécessite donc un contrat d'achat. Or, les délais de mise en place de ces contrats sont encore trop longs : de 6 mois à un an.

Début 2019, l'exonération de taxes sur l'électricité autoconsommée a été confirmée, y compris pour les projets en tiers-investissement. Si cette exonération diminue fortement l'incertitude fiscale, elle ne concerne que les installations en autoconsommation individuelle. L'autoconsommation collective est donc exclue de cette mesure.

Le mécanisme actuel de contrat d'achat repose sur un double dispositif de prime à l'investissement et d'achat des surplus injectés dans le réseau. L'essentiel de l'aide se concentre sur la prime à l'investissement, ce qui peut entraîner des biais. En effet, ce système peut permettre aux installateurs de vendre leurs équipements plus chers. Il est ainsi propice aux démarchages et aux escroqueries dont l'argumentation repose en grande partie sur la possibilité de bénéficier d'une prime de l'État.

### *3.1.2 Autoconsommation collective*

La France possède une réglementation encadrant l'autoconsommation collective, mais les points de blocage restent nombreux. En 2019, une vingtaine d'opérations de ce type étaient en cours et une centaine étaient en développement sur le territoire national. Le montage de ce type d'opération est par nature complexe : mobilisation des participants, constitution d'une personne morale, élaboration de la clé de répartition, etc. Loin de simplifier les démarches, le cadre réglementaire et administratif actuel vient au contraire ajouter de nouvelles couches de complexité.



### Réglementation :

La réglementation française définit deux types d'opérations d'autoconsommation collective :

- Par défaut, l'opération est réalisée à l'échelle du bâtiment.
- Par exception, l'opération peut être réalisée sur un périmètre dit étendu. Celui-ci correspond à un cercle d'un kilomètre de rayon et non à la structure réelle du réseau électrique. Ce périmètre a un statut expérimental jusqu'au 23 mai 2024. Dans le cadre de cette expérimentation de cinq ans, les utilisateurs participant au dispositif doivent fournir un grand nombre d'informations au Ministère de l'Environnement. Ces dernières démarches obligatoires viennent s'ajouter à la complexité inhérente à ce type de projets.

L'incertitude réglementaire reste donc très importante pour les opérations réalisées en périmètre étendu. Certaines dispositions de la loi énergie-climat de 2019 apportent toutefois des simplifications qui pourraient faciliter le processus de mobilisation des participants. En effet, les bailleurs sociaux peuvent désormais être la personne morale organisatrice de l'opération d'autoconsommation collective. Par ailleurs, les locataires des logements inclus dans l'opération y participent d'office, sauf demande explicite de retrait.

### Taxes, contrat d'achat et considérations économiques :

D'un point de vue raccordement, une installation de production inscrite dans une opération d'autoconsommation collective peut être développée (voir schémas ci-dessous) :

- *En autoconsommation individuelle* : dans ce cas, elle est d'abord raccordée sur le compteur d'un des consommateurs (en général le compteur des services généraux, les « communs », du bâtiment). L'énergie physique autoconsommée par ce consommateur est traitée comme de l'autoconsommation individuelle, et le surplus injecté sur le réseau public est partagé en tout ou partie par les consommateurs participant à l'opération d'autoconsommation collective.
- *En injection de la totalité* : dans ce cas, l'installation de production est raccordée via un compteur qui lui est propre et transite ensuite sur le réseau

public de distribution. L'intégralité de la production est alors sujette au cadre réglementaire de l'autoconsommation collective.

En France, l'ouvrage électrique qui permet de desservir en électricité les logements d'un bâtiment collectif s'appelle une colonne montante. Il se situe dans les parties communes, entre le coupe-circuit collectif (appareil de protection et de sectionnement) situé en pied d'immeuble et les compteurs électriques des logements. En France, les colonnes montantes font partie du domaine public. Cette particularité introduit une différence majeure entre les montages d'autoconsommation individuelle et collective sur les prélèvements appliqués.

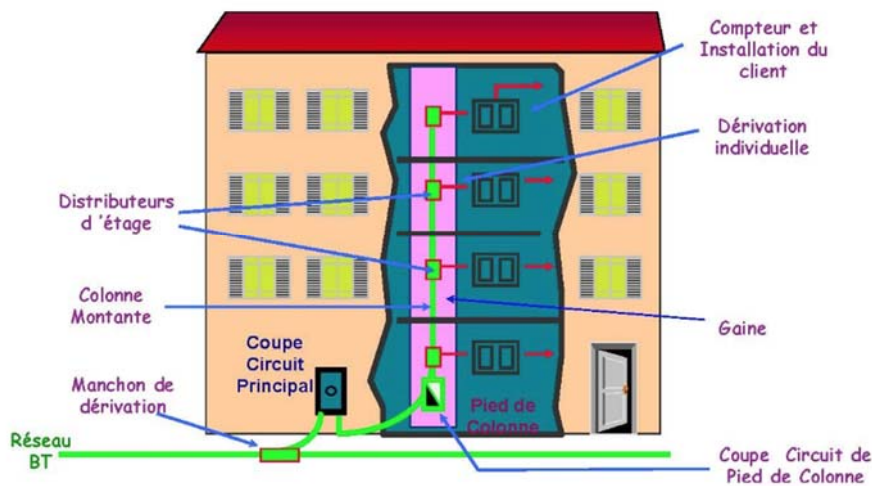


Figure 11 : Schéma de principe d'une colonne montante (source : SIPPAREC)

Dans une opération d'autoconsommation collective, l'électricité injectée via le compteur de production (compteur de l'autoconsommateur individuel ou compteur dédié au producteur) et transitant dans la colonne montante, et donc sur le réseau public de distribution, est taxée (CSPE<sup>2</sup> et TCFE<sup>3</sup>), tout comme l'électricité vendue par un fournisseur classique à un client final, même si elle est cette fois destinée à être partagée entre les consommateurs voisins. Elle est également soumise aux Tarifs d'Utilisation du Réseau Public d'Électricité (TURPE), indépendamment de la

<sup>2</sup> CSPE : contribution au service public de l'électricité

<sup>3</sup> TCFE : taxe sur la consommation finale d'électricité

distribution entre producteur et consommateur (c'est la logique d'une tarification au timbre-poste).

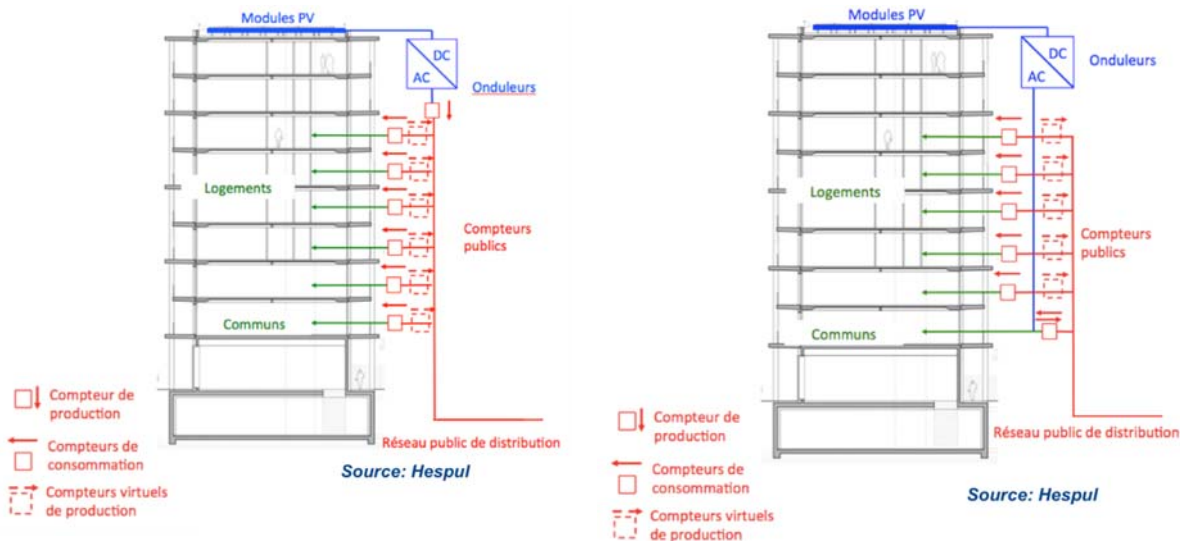


Figure 12 : Schémas de raccordement possibles pour une installation de production en autoconsommation collective dans un bâtiment collectif d'habitation (source : HESPUL)

A gauche : injection de la totalité sur la colonne montante via un compteur de production propre,

A droite : injection du surplus via le compteur des communs.

Cela signifie que la vente d'électricité d'un producteur à un consommateur participant au dispositif d'autoconsommation collective est taxée à hauteur d'environ 3,25 c€/kWh (en fonction de la valeur de la TCFE). Cette même vente sera également soumise au TURPE d'un montant supérieur à 3 c€/kWh. Par ailleurs, la somme des coûts de l'électricité vendue, des taxes et du TURPE sont soumis à une Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA) d'un montant de 20 %. Ces montants sont significatifs et impactent très négativement l'économie des projets. Ceux-ci ne peuvent ainsi pas être économiquement viables sans subventions de l'État ou des collectivités locales.

A la différence de l'autoconsommation individuelle, l'énergie excédentaire, c'est-à-dire non consommée par les participants à l'opération, n'est pas éligible à un tarif d'achat. Les producteurs utilisant ce dispositif vendent donc le surplus au prix de marché à un niveau qui reste insuffisant pour l'économie des projets. Les autorités administratives

ont conscience de ce problème et cette disposition pourrait donc être modifiée dans un nouvel arrêté tarifaire.

### *3.1.3 Communautés énergétiques*

La loi énergie-climat de 2019 introduit la notion de communauté énergétique dans la législation française. Si le cadre reste encore à préciser, il est d'ores-et-déjà défini que les communautés énergétiques ne pourront ni acquérir ni exploiter le réseau public de distribution d'électricité.

## **3.2 Recommandations**

### *3.2.1 Recommandations pour l'ensemble des projets en autoconsommation*

Deux recommandations principales :

- Les démarches administratives sont trop complexes et cela à tous les niveaux (urbanisme, raccordement et contrat d'achat). Elles doivent être simplifiées. Une possibilité pourrait être la création d'un guichet unique centralisant l'ensemble des démarches et des documents pour l'utilisateur. La quantité de documents et d'informations demandés pourrait également être réduite au strict nécessaire. Ce faisant, les délais de développement des projets et le coût d'entrée pourraient être réduits significativement.
- L'incertitude sur les coûts de raccordement et leur transmission tardive dans le projet représentent un frein important dans le développement de l'autoconsommation. Si des mesures comme la suppression des devis de raccordement pour les petits projets peuvent apporter des gains significatifs, des marges de progrès importantes subsistent. Le périmètre mutualisé des coûts de raccordement pourrait être accru. L'utilisateur devrait également recevoir un devis de raccordement beaucoup plus tôt dans son projet. Ce devis devrait par ailleurs être gratuit ou présenter un coût suffisamment faible pour que l'utilisateur ait intérêt à demander le plus tôt possible.

### 3.2.2 *Recommandations concernant l'autoconsommation collective*

#### Alignement de la réglementation française avec la nouvelle directive européenne « Une énergie propre pour tous les Européens » (paquet CE4AE)

Le cadre français de l'autoconsommation collective n'est pas conforme avec la Directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (Article 21) :

*"Les États membres garantissent que les autoconsommateurs d'énergie renouvelable 1. a) sont autorisés à pratiquer l'autoconsommation [...] d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables **sans être soumis à des procédures et à des charges disproportionnées ne reflétant pas les coûts ;**"*

Les procédures et charges suivantes nous paraissent disproportionnées :

- La complexité des procédures associées au montage d'une opération d'autoconsommation ;
- La taxation de l'électricité autoconsommée collectivement ;
- Ainsi que le paiement d'un TURPE identique à celui payé par un fournisseur classique.

*"2. Les États membres veillent à ce que les autoconsommateurs d'énergie renouvelable habitant dans le même immeuble comprenant plusieurs appartements, ou sur le même site commercial ou de partage de services ou appartenant à un même réseau fermé de distribution, **soient autorisés à pratiquer l'autoconsommation comme s'ils n'étaient qu'un seul autoconsommateur d'énergies renouvelables.**"*

La réglementation (interdiction de rétrocession de l'électricité) et les normes électriques (NFC14-100) ne permet pas de disposer d'un seul compteur en bas d'immeuble. Chaque consommateur pris individuellement doit disposer d'un dispositif de comptage, comptage servant ensuite d'assiette pour la CSPE et la TCFE.

Recommandations :

Un traitement plus équitable pourrait être accordé à l'autoconsommation collective, au moins sur le périmètre du bâtiment. Les dispositions suivantes pourraient être mises en place :

- Suppression du TURPE sur les kilowattheures autoconsommés collectivement ;
- Exonération de CSPE et de TCFE ;
- Mise en place d'un tarif d'achat pour le surplus.