
MOTS CLES

Autoconsommation

Photovoltaïque

Subventions
croisées

AUTOCONSOMMATION ET TRANSFERTS DE RICHESSES ENTRE CONSOMMATEURS

Analyse des problématiques liées au développement de l'autoconsommation photovoltaïque

Olivier Rebenaque

.....

Face à la baisse importante des coûts de la filière photovoltaïque, l'autoconsommation s'est développée dans de nombreux pays et ce phénomène devrait s'étendre jusqu'en France très prochainement. Sans une régulation adaptée, l'autoconsommation entraîne des transferts de richesses des producteurs photovoltaïques vers l'ensemble des consommateurs finaux. Ce phénomène a incité certains gouvernements à modifier leur régulation pour « taxer » les autoconsommateurs.

Afin de mettre en place une régulation efficiente en France, cet article analyse les politiques dédiées à l'autoconsommation en Allemagne, au Danemark et en Espagne. Puis, à l'aide d'une prospective de la production photovoltaïque à l'horizon 2035, les transferts de richesses entre autoconsommateurs et consommateurs finaux sont estimés si le cadre réglementaire reste identique.

.....

Chaire Economie
du Climat

Palais Brongniart,
4ème étage

28 place de la
bourse

75002 PARIS

Olivier Rebenaque est doctorant à la Chaire Economie du Climat. Ce travail a été réalisé en collaboration avec la Direction Stratégie d'Enedis (Florent Chiappini du Pôle Economie et Prospective)

Introduction

La mise en place de tarifs d'achat de la production photovoltaïque garantis au-dessus de leur coût de production a permis un essor considérable de cette filière en France. En effet, les capacités installées cumulées sont passées de 90 MW en 2008 à 7 017 MW au troisième trimestre 2016 (soit 378 900 sites) selon le ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer. Ces tarifs d'achat sont financés par l'ensemble des consommateurs à travers la contribution au service public de l'électricité (CSPE) payée sur leurs factures d'électricité. Parallèlement à la croissance des installations photovoltaïques, la CSPE est passée de 8,4 millions d'euros en 2008 à 2,2 milliards en 2015 (Commission de régulation de l'énergie). Cette croissance a été observée dans d'autres pays et pour limiter la charge qui incombe aux consommateurs, certains ont décidé de favoriser l'autoconsommation puisque les kilowattheures non vendus et consommés sur place n'ont pas besoin d'être couverts par les tarifs de rachat. Néanmoins, le développement de l'autoconsommation ne diminue pas nécessairement la charge pour l'ensemble de la collectivité. En effet, si les autoconsommateurs sont exonérés des taxes (notamment la CSPE) sur les kilowattheures qu'ils autoconsomment, les pertes pour l'état sont transférées vers l'ensemble des consommateurs. De plus, les autoconsommateurs n'entraînent pas nécessairement une baisse de coûts pour les gestionnaires de réseaux et s'ils sont exonérés de la redevance payée pour l'acheminement de l'électricité alors les pertes pour les gestionnaires de réseaux seront compensées par tous les consommateurs finaux à travers la hausse de la redevance réseau. En effet, les coûts générés par les gestionnaires sont intégralement couverts par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité¹.

Après avoir expliqué les problématiques liées au développement de l'autoconsommation photovoltaïque, cet article propose d'étudier les politiques mises en place par l'Allemagne, le Danemark et l'Espagne pour mettre en perspective la situation française. De nombreuses études identifient les subventions croisées induites par le développement de l'autoconsommation mais de manière qualitative sans pour autant les quantifier sauf quelques exceptions (Athawale et al, 2016 ; Picciariello et al, 2015 ; Simshauser, 2015). Pour combler cette insuffisance, un travail prospectif est présenté pour estimer le volume d'électricité photovoltaïque autoconsommée à l'horizon 2035 en France pour avoir une idée de l'impact de l'autoconsommation.

1. Problématiques liées au développement de l'autoconsommation

1.1 Définitions et enjeux

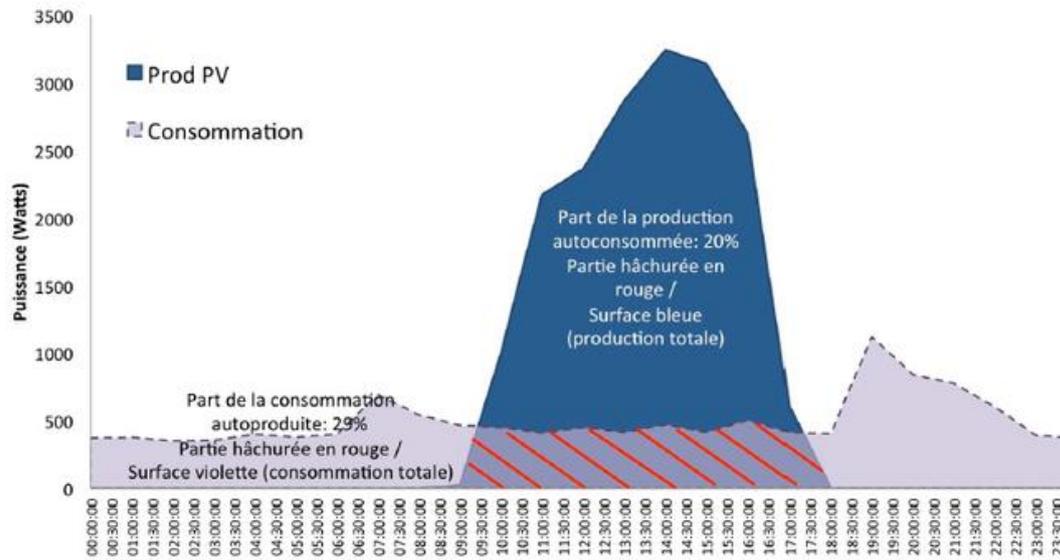
1.1.1 Définitions

En France, selon l'ordonnance relative à l'autoconsommation d'électricité publiée le 27 juillet 2016 « une opération d'autoconsommation est le fait pour un producteur, dit autoproducteur, de consommer lui-même tout ou partie de l'électricité produite par son installation² ». Elle peut être collective si « les points de soutirage et d'injection sont situés sur une même antenne basse tension du réseau public de distribution ». Cette définition est globalement la même pour l'ensemble des pays qui autorisent les actes d'autoconsommation. La principale différence entre les différents cadres légaux concerne la possibilité pour l'autoconsommateur de vendre le surplus à un résident se situant proche de la production photovoltaïque.

¹ Il existe certaines exceptions mais cela ne concerne pas le développement des énergies renouvelables

² <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/ordonnance/2016/7/27/DEVR1615431R/jo/texte>

Figure 1 : Profil de production et de consommation d'un ménage sur une durée de 24 heures



Source : Hespul

Afin d'avoir une représentation concrète de l'autoconsommation, on peut observer la courbe de consommation et de production d'un ménage sur une durée de 24 heures. Selon la définition fournie par cette ordonnance, l'autoconsommation correspond à la partie hachurée en rouge sur la figure 1. Il y a deux possibilités pour calculer le volume d'autoconsommation : soit par le taux d'autoconsommation ou soit par le taux d'autoproduction. Le taux d'autoconsommation correspond à la part de la production d'électricité qui est consommée sur le site où elle est produite alors que le taux d'autoproduction correspond à la part de la consommation d'électricité qui n'est pas soutirée du réseau et produite sur le site de consommation. En d'autres termes, cela correspond aux relations suivantes :

- Taux d'autoconsommation = $\frac{\text{Consommation pendant la période de production}}{\text{Production totale (Surface hachurée en rouge / Surface bleue)}}$
- Taux d'Autoproduction = $\frac{\text{Consommation pendant la période de production}}{\text{Consommation totale (Surface hachurée en rouge / Surface violette)}}$

Les deux notions sont différentes car maximiser le taux d'autoconsommation se traduit par une diminution des injections dans le réseau en sous-dimensionnant l'installation photovoltaïque (afin de diminuer la production) ou en déplaçant la consommation d'électricité pendant la période de production. En ce sens, maximiser le taux d'autoconsommation n'incite pas tant à diminuer la consommation totale d'énergie mais à la déplacer pendant les périodes de production. A l'inverse, maximiser l'autoproduction peut se traduire par une diminution de la consommation totale. Cette distinction est importante notamment pour évaluer les mécanismes incitatifs mis en place et leurs conséquences. L'approche par le taux d'autoconsommation est retenue dans ce travail pour analyser les impacts sur le réseau et sur le transfert de charge entre consommateurs. Dans ce schéma, le bénéfice pour un autoconsommateur correspond d'une part, à l'économie réalisée sur la facture d'électricité qui dépend de l'évolution de prix de l'électricité, des taxes et des tarifs d'acheminement et d'autre part, à la vente du surplus d'électricité produite et non consommée sur le site.

1.1.2 Impacts financiers du soutien aux énergies renouvelables

En France, le développement des énergies renouvelables est soutenu par des tarifs d'achat de l'électricité produite supérieurs aux prix de marché. Ces subventions ont été financées par les consommateurs finaux à travers une contribution présente dans la facture d'électricité : la contribution au service public de l'électricité (CSPE). La pénétration de la production renouvelable dans le secteur électrique a eu deux conséquences. La première est un transfert de charge financière des producteurs renouvelables vers l'ensemble des consommateurs d'électricité. En 2015, la commission de régulation de l'énergie (CRE) estime une contribution de la CSPE à hauteur de 2,2 milliards pour le financement de l'achat de la production photovoltaïque alors que la contribution s'élevait à 120 millions d'euros en 2010. Pour limiter la hausse de la CSPE, le gouvernement a prévu des réformes qui se feront en deux temps. En 2016, la contribution a été intégrée à la taxe intérieure sur les consommations finales d'électricité. Elle s'applique à l'ensemble des consommateurs quelle que soit la puissance souscrite et le tarif est fixé à 22,5€/MWh. En 2017, les charges de la CSPE qui ne sont pas liées à la transition énergétique (budget du médiateur, cogénération, tarifs sociaux et péréquation tarifaire) seront couvertes par la mission « Ecologie, développement et mobilité durable ». Cette mission sera financée par le budget de l'état. Concernant les dépenses liées aux énergies renouvelables, le gouvernement crée un compte d'affectation spécial « Transition énergétique » abondé par la fiscalité écologique intégrant la taxe carbone³. Le montant de la CSPE sera stabilisé à 22,5 €/ MWh du fait de l'élargissement de l'assiette actuelle de la CSPE vers les autres énergies carbonées (pétrole, gaz). La hausse de la charge de financement des énergies renouvelables sera donc répercutée en partie sur les consommateurs de gaz et de pétrole.

La deuxième conséquence du développement des énergies renouvelables est une augmentation des coûts pour les gestionnaires de réseau à travers le renforcement des lignes existantes et de la gestion de l'intermittence, notamment pour la gestion du plan de tension et de fréquence qui sont répercutés sur l'ensemble des consommateurs⁴ à travers la hausse du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). Ces coûts sont majoritairement supportés par le réseau de distribution qui absorbent 93% de l'énergie produite par les renouvelables en 2014. Selon Enedis⁵, 338 000 panneaux photovoltaïques sont raccordés au réseau de distribution géré par Enedis à la fin de l'année 2015 dont 96% dans le secteur résidentiel. Les frais de raccordements sont à la charge des producteurs photovoltaïques mais les coûts du renforcement des réseaux sont à la charge du gestionnaire de réseau et sont donc acquittés par l'ensemble des consommateurs finaux à travers le paiement du TURPE qui correspond à environ 26% de la facture d'électricité pour un ménage. En revanche, les coûts liés à la création d'ouvrages réseau sont quant à eux financés et répartis entre les producteurs renouvelables (pour des installations supérieures à 36 kWc) selon une quote-part définie par les schémas régionaux climat air énergie et les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

³ La taxe carbone concerne les consommations de pétrole, de gaz et de charbon pour les secteurs qui ne sont pas soumis au marché de quotas européen de CO2

⁴ Ces coûts sont difficiles à estimer et peuvent difficilement être répercutés vers les producteurs d'énergies renouvelables.

⁵ Enedis est le principal gestionnaire du réseau public de distribution en France et couvre 95% du territoire français.

1.1.3 Enjeux liés à l'autoconsommation photovoltaïque

Suite à la baisse importante des coûts de la filière photovoltaïque et de la hausse de la facture d'électricité TTC, la production solaire atteindra prochainement la parité réseau, c'est-à-dire une situation où les coûts complets de production photovoltaïque sont égaux au prix de détail. A ce stade, un individu est indifférent entre consommer la totalité de l'électricité du réseau ou installer des panneaux photovoltaïques pour consommer sa production. Selon l'ADEME, la région PACA (la région la plus ensoleillée de France) devrait atteindre la parité réseau aux alentours de 2020 pour toutes les nouvelles installations même les plus coûteuses.

Le développement de l'autoconsommation peut avoir des effets bénéfiques pour la collectivité comme pour les gestionnaires de réseau. En effet, pour l'Etat, cela signifie la diminution ou la suppression des tarifs de rachat et donc une hausse limitée ou une baisse de la CSPE liée au développement du photovoltaïque. Pour les ménages et les entreprises, l'autoconsommation signifie une indépendance énergétique et une possibilité de maîtriser sa consommation en cherchant à faire correspondre la production photovoltaïque avec ses besoins en électricité. Le développement de centrales de production décentralisées a de nombreux impacts pour le réseau électrique. Tout d'abord, les pertes en ligne sur le réseau diminuent, ainsi que les émissions de gaz à effet de serre associées⁶. En effet, plus l'électricité transite sur une longue distance, plus les pertes sont importantes (effet Joule) donc si la production est consommée sur place, il y a moins de pertes. En moyenne, le niveau de pertes est d'environ 4% à 6% pour l'électricité distribuée en basse tension. Enfin, maximiser le taux d'autoconsommation peut diminuer les besoins de renforcement du réseau si cela conduit à une baisse de la pointe de consommation ou de production soutirée ou injectée sur le réseau.

Les coûts de long terme pour les gestionnaires de réseau dépendent du dimensionnement du réseau déterminé en fonction des pointes de consommation. Un autoproducteur soutire moins d'énergie du réseau, mais ne diminue pas nécessairement sa pointe. La production photovoltaïque est diurne donc elle peut réduire la pointe aux heures méridiennes dans le cas des postes sources qui connaissent leur appel de puissance maximal entre 10h et 16h. En revanche, dans de nombreux cas, la pointe de demande a lieu le soir aux alentours de 19h (sauf en été⁷). L'autoproducteur a donc besoin de souscrire à une puissance équivalente pour continuer à satisfaire sa demande d'électricité le soir. Il faut donc que le réseau soit dimensionné de telle sorte à satisfaire toute la consommation de l'utilisateur en l'absence de production. En ce sens, l'autoproducteur ne diminue pas les coûts de long terme pour les gestionnaires de réseau et, en l'absence de changement tarifaire, il ne paie pas une partie du tarif d'acheminement et de taxes sur la production qu'il autoconsomme. Cela représente des recettes en moins pour le gestionnaire de réseau et l'Etat qui seront à la charge de tous les consommateurs finaux d'énergie. De plus, le tarif d'acheminement en Europe est basé majoritairement sur l'énergie consommée ce qui cause un risque de ne pas recouvrir les coûts pendant les périodes de pointes. Ce phénomène induit des flux financiers et des prix instables de l'électricité (Picciariello et al, 2015 ; Kubli, 2015 ; Simshauser, 2015). Si on ne modifie pas la structure tarifaire pour diminuer les transferts de charges, on fait face à une situation de « death spiral » (Costello et al, 2014; Felder et al, 2014) où l'autoconsommation induit une hausse de la facture d'électricité provoquée par les transferts de charges qui incitent les agents à passer à un système d'autoconsommation et ainsi de suite. Dans ce cas, le réseau se trouve avec de moins en moins d'électricité acheminée et donc moins de revenus alors que le

⁶ Les pertes en ligne représentent 1,325 million de tonnes de CO₂e en 2014 pour Enedis qui gère 95% du réseau de distribution en France.

⁷ La pointe lors de la saison d'été se situe entre 22h et 23h.

service rendu reste inchangé, à savoir la garantie de la qualité de la desserte électrique en tous points du réseau à tous moments, que cela corresponde ou non aux périodes de production des installations photovoltaïques.

Pour avoir un aperçu des enjeux liés à l'autoconsommation, on se concentre dans ce qui suit sur la situation de la France en matière d'autoconsommation et le retour d'expérience des pays qui l'ont soutenue.

1.2 Réglementation en France et en Europe

Actuellement, l'autoconsommation est une réalité dans de nombreux pays pour les secteurs industriels, tertiaires et résidentiels. Nous nous intéresserons ici aux cas de l'Allemagne, de l'Espagne et du Danemark pour mettre en perspective la situation française. L'étude des mécanismes instaurés et leur modification sont importantes à prendre en compte pour anticiper la future réglementation en France en matière d'autoconsommation.

1.2.1 Allemagne

En 2014, l'Allemagne possède 38 GW de panneaux photovoltaïques installés et elle possédait la plus importante puissance installée cumulée dans le monde jusqu'en 2013. Ce développement a été financé par une taxe sur la facture d'électricité, l'EEG⁸ qui est l'équivalent de la CSPE, payée par tous les ménages. Les entreprises et notamment les plus grosses consommatrices d'électricité ont été exemptées de cette taxe jusqu'en 2014. Pour diminuer les injections de production photovoltaïque dans le réseau électrique, l'Allemagne a mis en place un système incitatif en 2009 pour favoriser l'autoconsommation, toujours financé par l'EEG. Le gouvernement octroyait une prime pour chaque kilowattheure autoconsommé en fonction de la puissance installée et du pourcentage d'autoconsommation (tableau 1).

Tableau 1: Montants des primes à l'autoconsommation en Allemagne (cts€/kWh)

Capacités	100 à 500 kW		30 à 100 kW		Inférieures ou égales à 30 kW	
	< 30%	> 30%	< 30%	> 30%	< 30%	> 30%
Taux d'autoconsommation						
Janvier 2010	0	0	0	0	22,76	22,76
Juillet 2010	14,27	18,65	16,01	20,39	17,67	22,05
Octobre 2010	13,35	17,73	15,04	19,42	16,65	21,03
Janvier 2011	9,48	13,86	10,95	15,33	12,36	16,74
Janvier 2012	8,63	12,61	9,96	13,95	11,25	15,23
Janvier 2013	7,85	11,48	9,06	12,69	10,24	13,86
Janvier 2014	7,14	10,44	8,25	11,55	9,31	12,61

Source : Sarasa-Maestro C, Dufo-Lopez R, Bernal-Agustin J, 2013

⁸ Erneuerbare Energien Gesetz.

Les autoconsommateurs bénéficiaient également de tarif de rachat garanti pour la vente du surplus de production injecté dans le réseau. Une exonération s'appliquait sur le montant des taxes et du tarif d'acheminement pour les kilowattheures autoconsommés. La prime a été très incitative dans le secteur résidentiel car la part des installations autoconsommant une partie de leur production a considérablement augmentée entre 2009 et 2013 pour atteindre 95% en 2013 pour les installations photovoltaïques de moins de 10 kW⁹ (tableau 2). Néanmoins, les taux d'autoconsommation moyens observés sont de 27% en 2011 et 2012 dans le secteur résidentiel. Comme on l'a vu précédemment, la consommation des ménages n'est pas synchronisée avec la production photovoltaïque. Malgré une prime plus élevée en cas d'un taux d'autoconsommation moyen supérieur à 30%, le taux observé ne dépasse pas ce seuil. On remarque aussi à travers la figure 3 que la part des installations qui autoconsomment est très faible pour les capacités comprises entre 10 kW et 1 000 kW (qui correspondent principalement à des installations commerciales et industrielles) alors que cette tranche de puissance a crû significativement entre 2008 et 2010 pour décroître ensuite à partir de 2011.

Tableau 2 : Part des installations qui autoconsomment en Allemagne.

Taille de l'installation	2009	2010	2011	2012	2013*	2014*
< 10 kW	7%	23%	69%	85%	95%	95%
10 – 40 kW	3%	10%	44%	70%	85%	85%
40 – 1 000 kW	0%	2%	15%	40%	70%	70%
> 1 000 kW	0%	0%	1%	1%	2%	2%

*Valeurs estimées par Energie Brainpool Source : Bundesministerium für Umwelt et bundesnetzagentur

Le système de prime à l'autoconsommation a été supprimé en 2012 après que l'Allemagne ait atteint la parité réseau sur le segment résidentiel. Face au montant important du dispositif de soutien au photovoltaïque qui s'est élevé à 10,2 milliards d'euros en 2014 et des baisses des contributions liées à l'autoconsommation, le gouvernement a décidé de réformer¹⁰ la loi concernant le soutien aux énergies renouvelables. Concernant l'autoconsommation, la loi prévoit de rétablir l'équité entre consommateurs en soumettant les autoconsommateurs à la taxe EEG à hauteur de 30% en 2015, 35% en 2016 et 40% à partir de 2017 sur les kWh autoconsommés (cela concerne les installations datant d'après août 2014).

Parallèlement, le gouvernement a mis en place en 2013, un mécanisme de subvention aux installations (inférieures à 30 kWc) équipées d'unités de stockage résidentiel dont le financement a été confié à la banque publique d'investissement KfW¹¹. Fin 2014, 20% des installations photovoltaïques ont bénéficié d'une subvention à hauteur de 3 300 euros en moyenne pour les coûts d'installation. Les anciennes installations sont peu équipées car le montant des tarifs d'achat antérieurs restent trop avantageux pour inciter à l'autoconsommation avec du stockage. En 2016, la réglementation a de nouveau été modifiée pour imposer aux bénéficiaires d'injecter

⁹ Tous les sites n'autoconsomment pas car il existe des barrières administratives et techniques qui empêchent certaines installations d'autoconsommer mais cela reste marginal selon l'OFAEnR.

¹⁰ <http://www.bmwi.de/FR/Sujets/Energie/Energies-renouvelables/la-loi-sur-les-enr-2014.html>

¹¹ La KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau) est une institution de droit public allemande qui a pour vocation de mettre en œuvre les missions d'intérêt public.

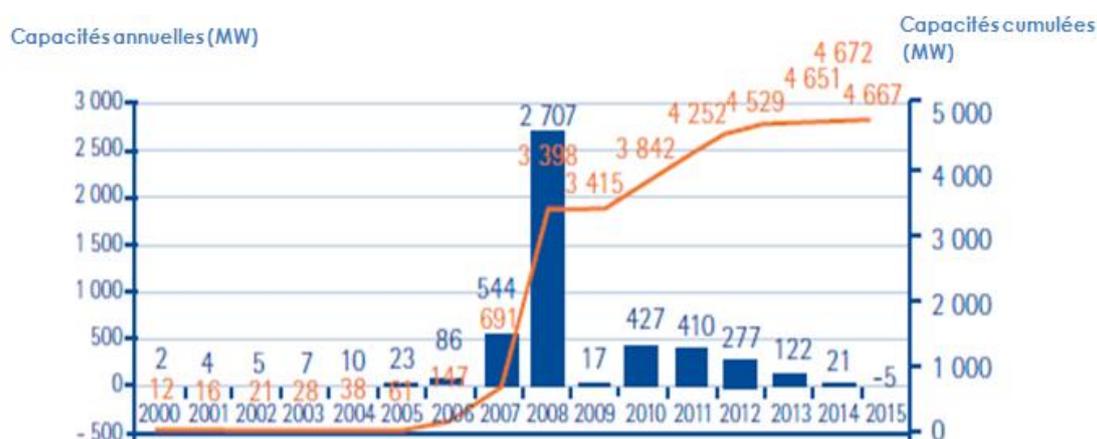
au maximum 50% de la puissance nominale de l'installation dans le réseau avec une dégressivité trimestrielle du montant de l'aide afin de compenser la baisse attendue du coût du stockage. Plus de 17 000 systèmes de stockage ont été installés en Allemagne sur la durée du programme, dont près de 14 000 auraient bénéficié de subventions.

1.2.2 Espagne

L'Espagne a connu un développement exponentiel des capacités photovoltaïques installées en 2007 et 2008 (figure 2). Comme en Allemagne ou en France, des tarifs de rachat de la production ont été mis en place. Le financement des subventions aux énergies renouvelables est assuré par déficit public du secteur électrique. Face à la dette créée par le développement soudain de la filière photovoltaïque (figure 4), la priorité du gouvernement a été de réduire ce déficit.

Pour cela, il a mis en place des quotas pour les capacités installées selon différentes tranches de puissance et il a diminué les tarifs de rachat. Le gouvernement a ensuite modifié la réglementation afin de supprimer tous types de tarifs préférentiels et premium pour les énergies renouvelables dont le photovoltaïque. En 2013, une baisse rétroactive des feed-in-tariff a été actée pour les capacités installées entre 2009 et 2011.

Figure 2 : Evolution des capacités installées en Espagne (Source : IEA PVPS)



L'Espagne a décidé d'autoriser l'autoconsommation en décembre 2013 pour diminuer le volume des tarifs de rachat. En octobre 2015, le gouvernement a validé un décret afin d'instaurer une taxe pour l'autoconsommation qui s'appliquera aux anciennes et nouvelles installations photovoltaïques¹². Cette taxe devrait entrer en vigueur prochainement. Elle combinera une contribution fixe calculée sur la puissance et une contribution variable en fonction de la production des centrales. La nouvelle réglementation prévoit que chaque abonné paie une taxe « moyenne » pour sa consommation annuelle, et non uniquement pour les moments où il utilise l'électricité du réseau général. Les petits systèmes de moins de 10 kW sont exemptés de la taxe sur la production mais non sur la puissance. Les centrales entre 10 kW et 100 kW ne seraient plus rémunérées pour la production excédentaire injectée sur le réseau. Les systèmes de stockage sont soumis à une taxe supplémentaire¹³. Logiquement, toutes ces mesures n'inciteront pas au développement des capacités photovoltaïque sous autoconsommation et l'évolution devra être la même que celle constaté en 2015.

¹² <http://www.lechodusolaire.fr/lespagne-veut-taxer-lautoconsommation-de-lelectricite-pv/>

¹³ <https://www.boe.es/boe/dias/2015/10/10/pdfs/BOE-A-2015-10927.pdf>

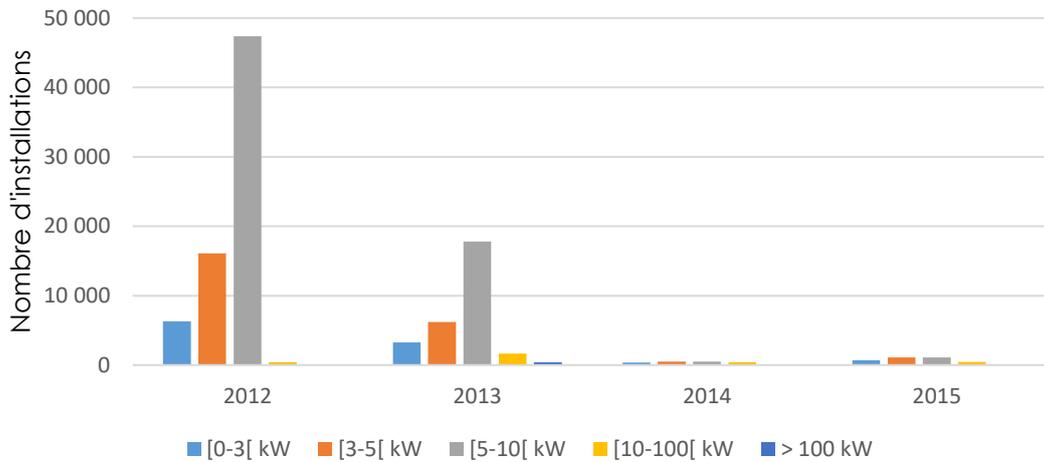
1.2.3 Danemark

De 2006 à 2012, le Danemark a mis en place un système de net-metering pour inciter au développement de la filière photovoltaïque sur son territoire. Ce mécanisme permettait à chaque client équipé de panneaux photovoltaïque de compenser sa consommation d'électricité avec sa production photovoltaïque annuelle. En d'autres termes, « le consommateur ne paye que la part résiduelle de l'électricité soutirée du réseau qui n'a pas été compensée par la quantité injectée » (DGEC, 2014). Le financement du développement des énergies renouvelables est supporté par les consommateurs finaux d'électricité à travers une contribution « public service obligation » (PSO) présente sur leurs factures d'électricité. Le coût du système de net metering est couvert et géré par le gestionnaire de réseau de transport danois de gaz et d'électricité qui est sous la tutelle du ministère du climat et de l'énergie (Energinet). En 2012, le Danemark a enregistré une croissance très forte des capacités installées (de 13 MW avant 2012 à 400 MW à la fin de l'année 2012). Le prix de l'électricité a été un facteur déterminant puisque il a atteint environ 0,29 €/kWh en 2011 (le prix le plus élevé en Europe) dont 58%¹⁴ de taxes et de TVA. Etant donné que les taxes ont une part très élevée dans le prix de l'électricité, l'essor des installations de panneaux photovoltaïques (environ 99% des capacités concernaient le secteur résidentiel donc éligibles au net metering) a entraîné un coût annuel de 65 millions d'euros (Kjaer et al, 2013).

La combinaison de cette charge avec l'atteinte de la parité réseau en 2012 (IEA PVPS, 2014) a conduit le gouvernement danois à réformer le système de subventions en novembre 2012 puis en juin 2013. Le mécanisme de net metering est maintenu mais la période de compensation est modifiée passant d'un an à une heure. Cela signifie que la production photovoltaïque consommée dans l'heure qui suit est considérée comme autoconsommée et ne fait l'objet d'aucune facturation. En revanche, la production injectée dans le réseau et non consommée dans l'heure qui suit est valorisée à travers un mécanisme de feed-in premium qui varie selon les prix du marché de gros dont le montant maximum est inférieur au prix de l'électricité. Les installations avec une capacité inférieure ou égale à 50 kW sont exemptées du « Public Service Obligation (PSO) tariff » (sur les kilowattheures autoconsommés) qui inclut les charges supportées par le gestionnaire de réseau composées des subventions pour les énergies renouvelables, les dépenses environnementales de recherche et développement et d'autres dépenses. En revanche, pour les installations supérieures à 50 kW, seule la contribution pour le financement des énergies renouvelables est exemptée sur la production autoconsommée. Il y a des mesures en discussion concernant la possibilité pour les autoconsommateurs de payer une redevance pour le réseau sur les kilowattheures autoconsommés (IEA PVPS, 2016). On voit très clairement sur la figure 3, qu'après la réforme du système de net-metering, l'évolution des installations photovoltaïques a considérablement chuté. Plusieurs facteurs permettent d'expliquer cette évolution. Après les pertes enregistrées par le gouvernement et le gestionnaire de réseau, la discussion portant sur la réforme du net-metering en 2012 et 2013 a d'abord été ambiguë, ce qui a provoqué un sentiment de défiance pour les investisseurs. De plus, la commission européenne a critiqué le mécanisme de financement des énergies renouvelables considéré comme contraire au principe de non-discrimination puisque les producteurs danois bénéficiaient de montants plus élevés par rapport aux producteurs renouvelables étrangers. Cela a abouti à une incertitude politique concernant l'évolution des incitations.

¹⁴ En 2011, le prix de détail était aux alentours de 0,29€/kWh dont 0,168€ de taxes et de TVA ainsi que 0,122€ de coût d'approvisionnement de l'électricité incluant la contribution au financement des énergies renouvelables.

Figure 3 : Evolution du nombre d'installations photovoltaïques par segment en kW au Danemark (données IEA PVPS)



Ensuite, le gouvernement a fixé un cap de 800 MW à atteindre en 2020 alors que la moitié a déjà été atteinte à la fin de l'année 2012 incluant une capacité maximale à atteindre pour les installations éligibles au système de net-metering.

1.2.4 France

En France, la loi de transition énergétique permet au gouvernement de prendre des mesures nécessaires pour développer l'autoconsommation. Début Juin 2016, le gouvernement a saisi le Conseil supérieur de l'énergie d'un projet d'ordonnance qui pose les bases légales de l'autoconsommation. L'ordonnance définitive est parue le 27 juillet 2016 (ordonnance n°2016-1019). Au-delà de l'autoconsommation individuelle, l'ordonnance introduit notamment la notion d'autoconsommation collective entre des consommateurs et des producteurs situés sur une même antenne basse tension. Un tarif spécifique d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité sera défini pour les consommateurs participants à des opérations d'autoconsommation lorsque la puissance de production installée qui les alimente est inférieure à 100 kW.

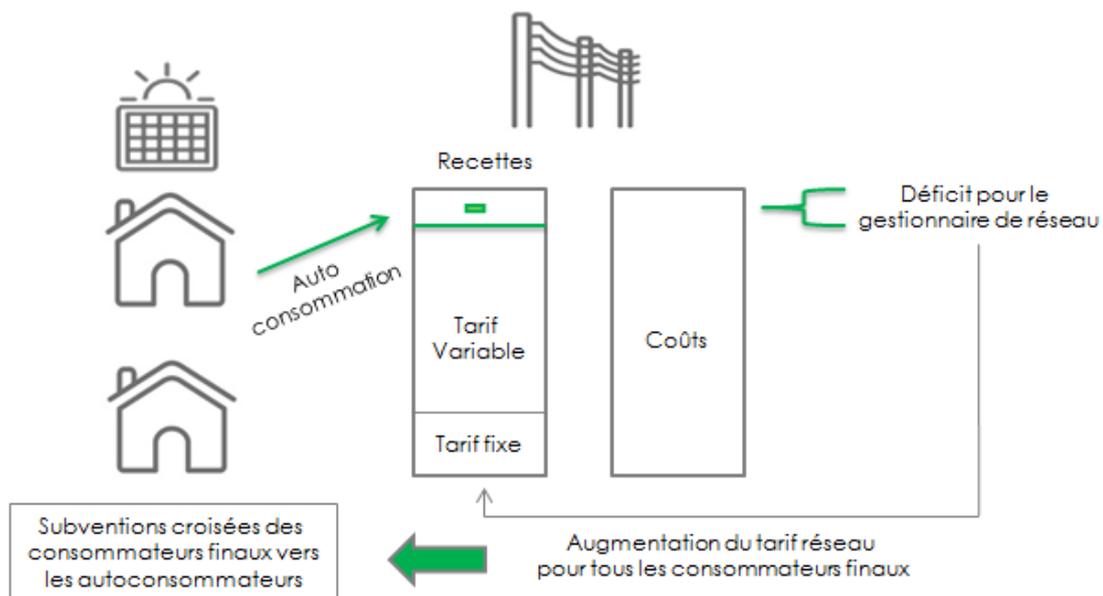
Le 26 mai 2016, la ministre de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer a saisi la commission de régulation de l'énergie (CRE) sur le cahier des charges de l'appel d'offre autoconsommation portant sur un volume de 50 MW. L'appel d'offre s'adresse aux secteurs industriels, tertiaires et agricoles, en particulier les centres commerciaux pour des installations comprises entre 100 et 500 kWc. Cela concerne tous les types d'énergies renouvelables (solaire, hydro-électricité ou moulins). Les lauréats bénéficieront d'une valorisation financière pour l'électricité autoconsommée qui sera d'autant plus importante que le taux d'autoconsommation sera élevé. L'appel d'offre concerne uniquement des installations toitures de grandes capacités car les taux d'autoconsommation observés dans le secteur industriel, tertiaire et agricoles sont élevés. En effet, l'activité des entreprises coïncide généralement avec la production photovoltaïque¹⁵. Le premier résultat de l'appel d'offre concerne essentiellement des installations photovoltaïques avec un taux d'autoconsommation moyen de 97% (CRE). Malgré un cadre réglementaire fixant les bases juridiques de l'autoconsommation, seuls 15 000 foyers équipés de panneaux photovoltaïques sont actuellement dans un modèle d'autoconsommation en France

¹⁵ Voir notamment le rapport de la DGEC sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable (2014).

selon Enerplan¹⁶. Cela représente 4% du parc photovoltaïque installé et pour le secteur tertiaire et industriel, il n'y a que quelques dizaines de projets qui sont sous autoconsommation notamment dans le cadre d'appels à projets lancés par certaines régions (Alsace, Aquitaine et Poitou-Charentes) et qui bénéficient d'une valorisation financière. Pour que l'autoconsommation se développe (sans subventions), il faut que la parité réseau soit atteinte. C'est lorsque les prix de l'électricité sont égaux au LCOE photovoltaïque¹⁷. Dans cette situation, un individu est indifférent entre investir dans une centrale photovoltaïque pour consommer sa production et soutirer l'intégralité de sa consommation du réseau. Actuellement, le prix de détail de l'électricité est inférieur au LCOE dans la majorité des régions françaises. Néanmoins, pour des régions avec un fort ensoleillement comme la région Provence-Alpes-Côte-D'azur, la parité réseau est atteinte mais seulement pour les installations photovoltaïques neuves d'une puissance comprise entre 3 et 9 kWc selon l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME). Concernant le segment des grandes toitures compris entre 36 kWc et 250 kWc, la parité réseau serait atteinte en 2020 pour toutes les technologies photovoltaïques en PACA. Cependant, il ne suffit pas d'atteindre la parité réseau pour que l'autoconsommation d'électricité soit compétitive car cela dépend également de la valorisation de l'injection du surplus. Si cette valorisation est en dessous du LCOE, il faut que le site atteigne des taux d'autoconsommation proches de 100% pour que l'installation soit rentable aux conditions réglementaires actuelles.

L'étude des politiques d'autoconsommation a mis en lumière la même séquence régulatoire pour l'Allemagne, l'Espagne et le Danemark. Les incitations financières ont permis de stimuler la filière photovoltaïque dans un premier temps. Néanmoins, le développement de l'autoconsommation associé à une tarification des réseaux assise majoritairement sur l'énergie consommée engendre des subventions croisées où les consommateurs finaux paient un tarif réseau plus important à mesure que la filière se développait (figure 4).

Figure 4 : Impact de l'autoconsommation sur le tarif réseau



¹⁶ Enerplan est une association des industriels de la filière photovoltaïque.

¹⁷ Le LCOE (Levelized Cost of Electricity) correspond au coût complet de l'installation photovoltaïque rapporté à la production électrique sur toute sa durée de vie.

De plus, l'autoconsommateur peut avoir un effet négatif sur les coûts (cf. Partie 1.3.3) selon les contraintes locales et creuser d'autant plus le bénéfice pour le gestionnaire de réseau. Le financement de la transition énergétique est devenu, par conséquent, de moins en moins acceptable pour la collectivité. Les pouvoirs publics ont donc modifié les incitations mises en œuvre initialement et cela s'est traduit notamment par la mise en place d'une contribution sur les kilowattheures autoconsommés.

2. Problématiques liées au développement de l'autoconsommation

Nous avons vu en quoi le développement de l'autoconsommation pouvait induire des subventions croisées mais peu de données sont publiées sur le montant des transferts de charges. Cette partie présente une estimation de l'impact financier lié au développement de l'autoconsommation en France à l'horizon 2035 avec le cadre de régulation actuel (c'est-à-dire avec une exonération des taxes et de la redevance sur les kilowattheures autoconsommés).

2.1 Prospective des capacités photovoltaïques installées en 2035

Actuellement, les installations de panneaux photovoltaïques sous autoconsommation ne représentent qu'une partie infime des capacités photovoltaïques installées en France. Il faut donc se projeter à long terme pour évaluer le manque à gagner pour l'Etat et les réseaux dû à l'autoconsommation. Pour estimer cela, une prospective des capacités photovoltaïques par tranche de capacité a été réalisée à l'horizon 2035. La prospective est construite à partir des scénarios d'environnement Enedis 2035.

De nombreuses incertitudes existent aujourd'hui sur l'évolution de la capacité installée des énergies renouvelables (EnR) à l'horizon 2035. Enedis a défini quatre scénarios contrastés de leur développement au pas de temps annuel à une maille régionale en termes de capacités installées et de productible associé. Les trajectoires de développement des capacités photovoltaïques sont segmentées par niveau de puissance. La définition des scénarios d'environnement Enedis 2035 se fonde sur l'analyse de plusieurs facteurs qui conditionneront le rythme de développement des EnR. Ces déterminants peuvent être distingués en deux grandes catégories en fonction de leur maille géographique. Le coût des technologies, l'acceptabilité sociale, le cadre réglementaire et les incitations politiques ont été scénarisés à la maille nationale à l'horizon 2035. Des déterminants régionaux ont également été scénarisés à l'horizon 2035 tels que :

- le gisement de chaque région française¹⁸,
- les objectifs fixés par les Schémas Régionaux Climat Air Energie (SRCAE), à l'horizon 2020,
- l'historique de développement des capacités installées,
- la file d'attente des installations EnR,
- une estimation de l'acceptabilité locale, se basant sur l'activité des mouvements d'opposition,
- l'engagement des collectivités locales en faveur des EnR,
- Des spécificités locales éventuelles (zones protégées...).

Quatre scénarios ont été définis. Leurs principales caractéristiques sont résumées en annexe. **Toutes les données traitées et les scénarios sont au périmètre du réseau**

¹⁸ Travaux réalisés par l'ADEME et disponible dans l'étude « Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations »

public de distribution d'électricité géré par Enedis (soit 95% du réseau de France). La segmentation concerne quatre différentes tranches de puissance : les segments inférieurs à 36 kWc qui correspondent à des installations résidentielles ; ceux compris entre 36 kWc et 250 kWc qui se rapportent à des installations agricoles, tertiaires et industrielles ; ceux compris entre 250 kWc et 1 000 kWc qui correspondent à des grandes installations de toitures et des petites centrales au sol ; les installations supérieures à 1 000 kWc correspondant essentiellement à des centrales au sol destinées à la vente de la production.

2.1.1 Situation à la fin de l'année 2015

Les données des raccordements effectués par commune et par puissance de 2008 à fin 2015 ont permis d'établir la répartition par tranche de puissance au niveau national et à la maille des régions. La base de données regroupe toutes les centrales photovoltaïques inférieures à 12,5 MWh sauf pour les communes où les réseaux de distribution sont gérés par des entreprises locales de distribution d'électricité et pour lesquelles les données ne sont généralement pas disponibles. Les centrales d'une capacité supérieure à 12 MWh sont raccordées au réseau de transport (il peut exister certaines exceptions) et ne sont pas prises en compte dans l'analyse puisqu'on ne dispose pas de données précises pour ces centrales et elles ne sont pas destinées à autoconsommer une partie de la production.

Fin 2015, 5,24 GW de capacités photovoltaïques étaient raccordés au réseau public de distribution géré par Enedis répartis sur 338 023 sites. La part des centrales supérieures à 1 MWh est la plus importante parmi les capacités installées mais cela représente seulement 0,14% des sites raccordés (463 sites) alors que les sites d'une puissance inférieure à 36 kWc représentent 95,6% des sites (soit 323 253).

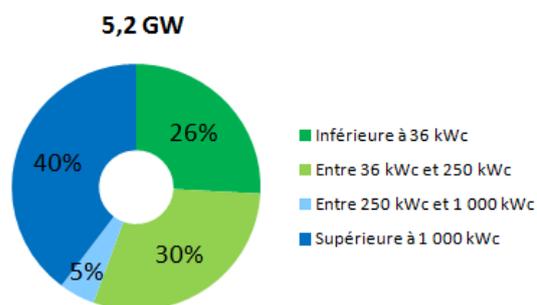


Figure 5 : Répartition par tranche de puissance des capacités photovoltaïques raccordées au réseau de distribution géré par Enedis à la fin de l'année 2015.

Sur la figure 6, on constate que la répartition des différents segments de puissance évolue nettement entre 2010 et la fin de l'année 2015. En 2008, les capacités photovoltaïques installées étaient très faibles. Les panneaux photovoltaïques avec une puissance inférieure à 36 kWc ont eu une croissance très forte entre 2009 et 2011 due à des tarifs d'achat de production très incitatifs.

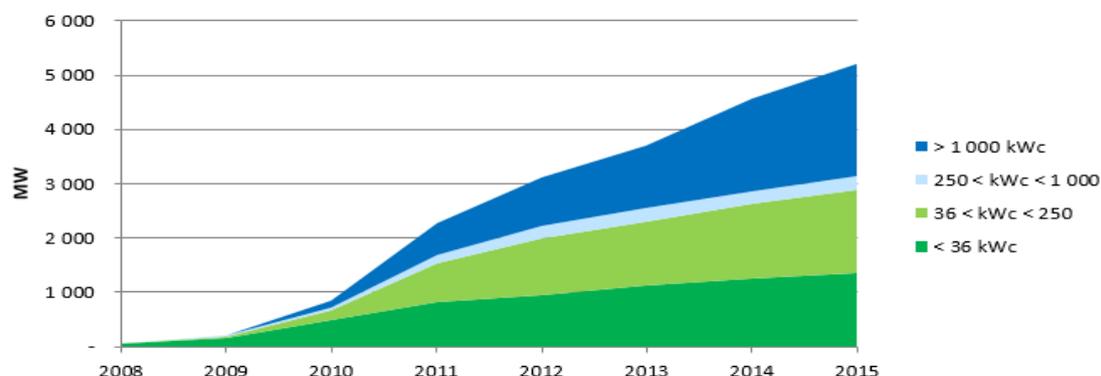
Après 2010, la croissance de cette tranche de puissance diminue, ce qui concorde avec le moratoire décidé fin 2010 par le gouvernement. Ensuite, les tarifs d'achat ont très fortement diminué pour tous les segments de puissance¹⁹. Concernant les centrales supérieures à 1 MWh, le système d'incitation était basé jusqu'en 2011 sur des tarifs d'achat comme pour les installations en toitures. Ce système a été abandonné et remplacé par la mise en place d'appels d'offres²⁰. Les lauréats du

¹⁹ Fin 2010, le nombre de projets enregistrés dépassaient les objectifs de 2012 fixé par le Grenelle de l'environnement. Le gouvernement a donc décidé de diminuer les tarifs d'achat afin de limiter les coûts pour la CSPE (contribution au service public de l'électricité).

²⁰ Le gouvernement a opté pour la mise en place d'appel d'offres afin de maîtriser le volume de capacités installées pour les centrales au sol et les installations en toitures supérieures à 1 MWh.

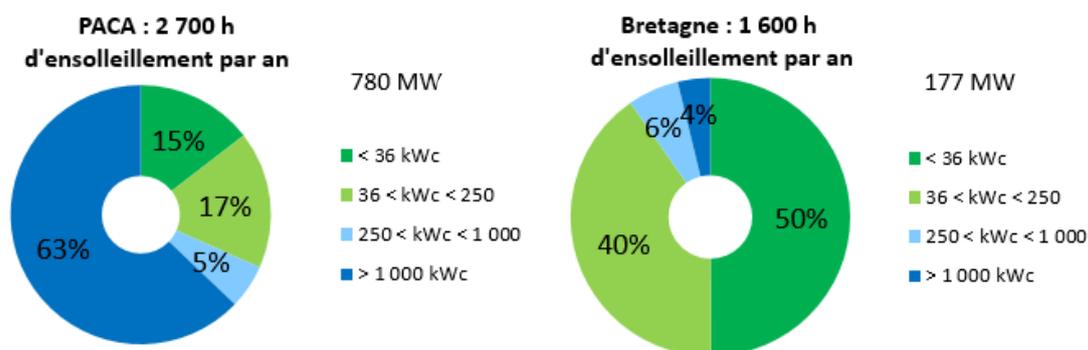
premier appel d'offre ont été désignés en 2012 mais il faut au moins un an à deux ans avant que les centrales soient mises en service et on le voit notamment à partir de 2013 où la hausse des capacités installées est très forte.

Figure 6 : Evolution des capacités photovoltaïques installées par tranche de puissance



Historiquement, l'évolution des différentes tranches de puissance dépend essentiellement du cadre incitatif. A l'échelle des régions, la part des différents segments de puissance photovoltaïques est très contrastée.

Figure 7 : Répartition par tranche de puissance des capacités photovoltaïques raccordées au réseau de distribution géré par Enedis à la fin de l'année 2015 en PACA et en Bretagne

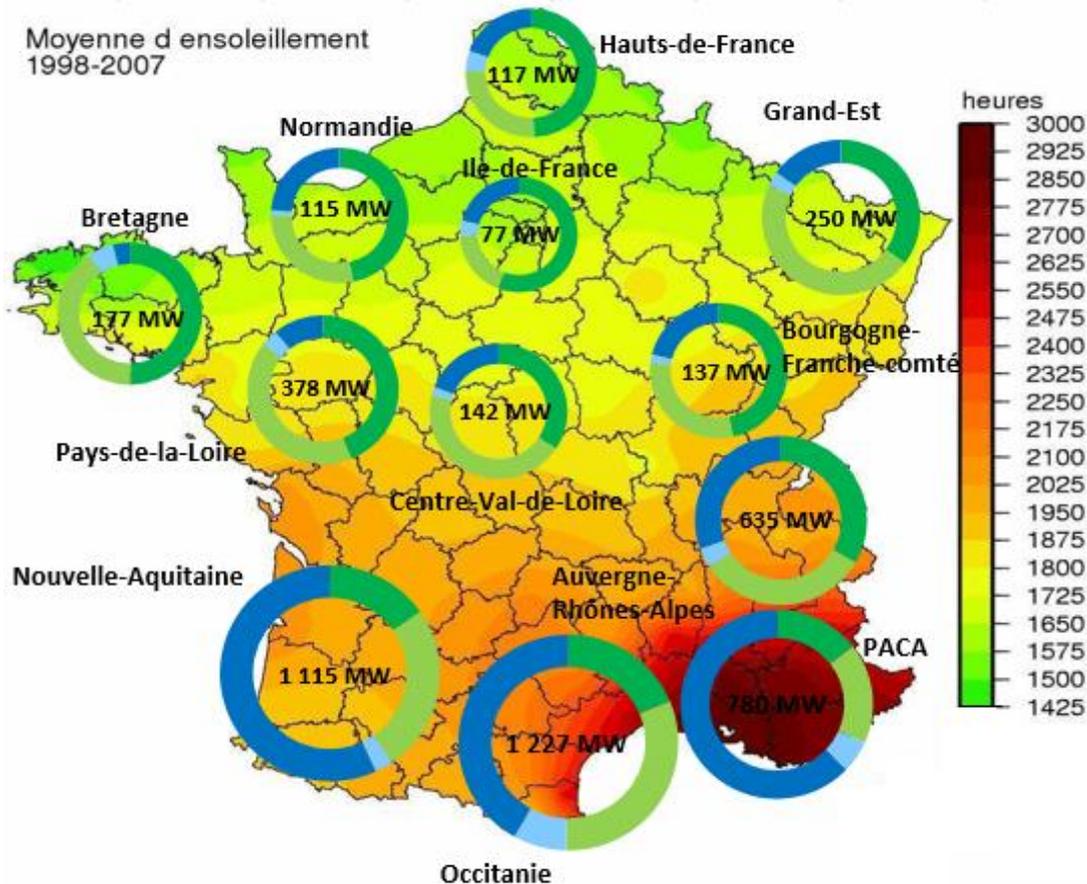


A partir de la figure 8, on constate très clairement que la répartition des différents segments de puissance retenus peut être très différente d'une région à une autre. Cela tient aux spécificités des régions : nombres d'heures d'ensoleillement, densité de population, parc de maisons individuelles, contraintes d'aménagement, volontarisme politique local... L'analyse prospective régionale implique en conséquence de tenir compte de ces caractéristiques propres à chaque région.

2.1.2 Principaux inducteurs étudiés pour le développement de l'autoconsommation

- Le nombre d'heures d'ensoleillement

Figure 8 : Volume des capacités installées par région et répartition des capacités installées par tranche de puissance (Carte de France).



Légende:

Installations inférieures à 36 kWc	Installations comprises entre 36 et 250 kWc	Installations comprises entre 250 et 1 000 kWc	Installations supérieures à 1 000 kWc
------------------------------------	---	--	---------------------------------------

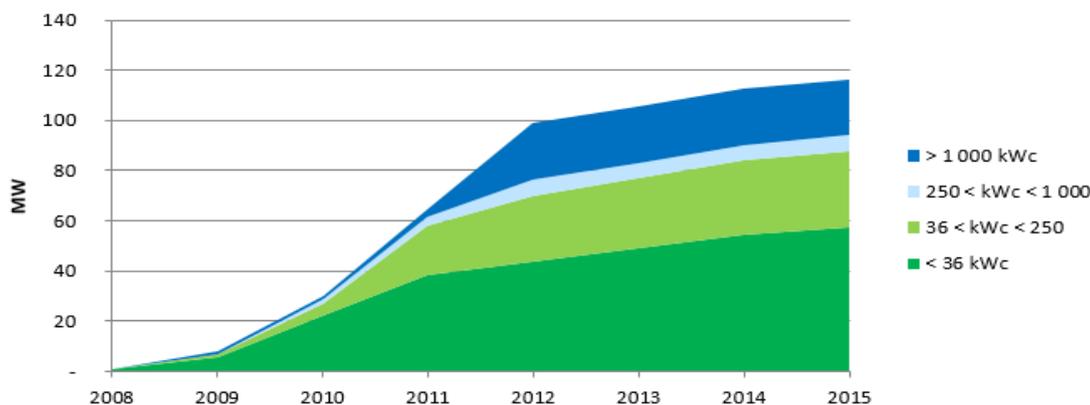
La figure 9 présente le volume de capacités installées par région et la répartition par segment de puissance. Logiquement, on observe que les capacités installées se situent majoritairement dans les régions les plus ensoleillées. On constate notamment qu'il y a une corrélation entre le nombre d'heures d'ensoleillement et la répartition des différentes tranches de puissance. En effet, la part des capacités installées pour les panneaux photovoltaïques supérieures à 250 kWc est plus importante dans les quatre régions les plus ensoleillées et inversement dans les huit autres régions. Cette corrélation sera utilisée pour définir la répartition par tranche de puissance des régions selon leur ensoleillement.

- L'historique du développement des capacités photovoltaïque par niveau de puissance

L'exemple de la région Hauts-de-France est significatif. En 2012, deux centrales de 10 MWc ont été mises en service à Maubeuge. A elles seules, ces deux centrales

représentent plus d'un tiers des capacités totales régionales installées au périmètre du réseau de distribution géré par Enedis.

Figure 8 : Evolution des capacités photovoltaïques installées par tranche de puissance (MW) en Hauts-de-France



L'analyse prend également en compte les appels d'offres qui ont été lancés par le gouvernement à partir de 2013. On fait l'hypothèse qu'une fois les lauréats désignés, il faut un à deux ans de délai avant que la centrale soit mise en service.

➤ La réglementation thermique des bâtiments

La prospective prend en compte les effets de la future réglementation thermique (RT) des bâtiments prévue pour 2018. La RT 2012 avait pour but de limiter la consommation d'énergie des bâtiments neufs avec des objectifs différents en fonction de la température enregistrée dans les régions. Les éléments fournis jusqu'à présent par les pouvoirs publics laissent à penser que le but de la RT 2018 sera de promouvoir les bâtiments producteurs ou les bâtiments à énergie positive. Une hypothèse sur les effets de la réglementation thermique 2018 a été retenue concernant l'obligation d'équiper les logements neufs de panneaux photovoltaïques. Cette obligation ne concernera que les régions bénéficiant d'un fort ensoleillement (supérieur à 2 100 h/an) : Provence-Alpes-Côte-D'azur, Occitanie, Nouvelle Aquitaine et Auvergne Rhône-Alpes.

Du fait de l'inertie constatée lors de la mise en place de la RT 2012 qui a été appliquée concrètement trois ans après son vote, nous faisons l'hypothèse que la nouvelle RT prévue en 2018 ne sera mise en œuvre qu'à partir de 2021. Le niveau d'obligation fixé par la RT 2018 et ses effets sur les capacités installées résidentielles dépendront des différents scénarios.

	Scénario Bleu	Scénario Gris	Scénario Violet	Scénario Vert
Taux d'installation de panneaux photovoltaïques sur les maisons individuelles construites à partir de 2021	20%	50%	50%	80%
Capacité minimum installée pour les maisons individuelles neuves	1 kWc	1 kWc	1 kWc	1 kWc

Actuellement, la médiane des capacités installées dans le secteur résidentiel est de 3 kWc. L'obligation de mettre au moins 1 kWc par maison individuelle peut donc paraître faible mais l'installation de panneaux photovoltaïques coûte entre 10 000€ et

13 000€ pour 3 kWc de puissance installée²¹. Une obligation de 3 kWc par maison individuelle neuve entrainera un surcoût significatif pour la construction d'un nouveau logement et peut logiquement entraver la dynamique de construction de logements neufs. De ce fait, on peut considérer que les pouvoirs publics souhaiteront limiter l'imposition de ce surcoût. Une analyse de sensibilité pour estimer les capacités installées avec l'obligation de mettre au minimum 3 kWc de panneaux photovoltaïques sur les logements neufs a néanmoins été réalisée.

➤ Les gisements de capacités photovoltaïques estimés par l'ADEME

L'ADEME a publié un rapport sur le développement des énergies renouvelables dans le mix électrique à l'horizon 2050 : « Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations ». Pour cela, l'ADEME a pris en compte les gisements²² disponibles calculés par Artelys²³ pour le développement des énergies renouvelables. Les gisements prennent en compte le potentiel de chaque région en fonction de la ressource naturelle disponible, des contraintes topologiques et sociétales. Les gisements sont disponibles pour les centrales photovoltaïques au sol et en toiture. Etant donné la répartition des panneaux photovoltaïques toitures et des centrales au sol au sein de chaque tranche de puissance, nous pouvons comparer les gisements des centrales au sol avec les capacités installées pour les tranches supérieures à 1 MWc et comparer les gisements des installations toitures avec les capacités installées pour les tranches inférieures à 1 MWc, même si cela ne correspond pas exactement à la situation actuelle (certaines toitures ont une capacité supérieure à 1 MWc).

➤ Résultats au niveau national en 2035.

Le scénario bleu est défavorable au développement des panneaux photovoltaïques, principalement du fait d'une croissance économique atone. L'accroissement des capacités installées sera assuré essentiellement par les centrales au sol supérieures à 1 MWc. Le scénario gris est favorable à la croissance des capacités photovoltaïques installées. C'est un scénario tendanciel et l'évolution des tranches de capacités suivra celle observée depuis 2013 c'est-à-dire par une part plus importante des centrales au sol. Le scénario vert est très favorable à l'accroissement des capacités photovoltaïques installées, il correspond à une transition énergétique accélérée. L'évolution de toutes les tranches de puissance augmentera considérablement. Concernant le scénario violet, du fait d'un taux de croissance annuel moyen du PIB très élevé, l'hypothèse retenue est que la part des capacités installées dans le secteur résidentiel et des entreprises (c'est-à-dire des capacités inférieures à 250 kWc) sera plus forte que les centrales au sol²⁴.

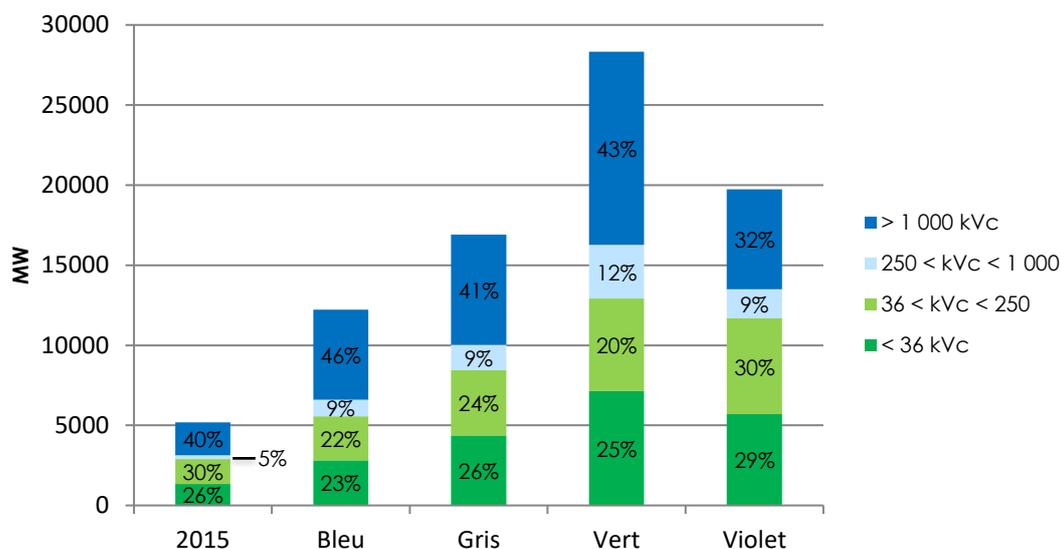
²¹ Selon la société de conseil Quelle Energie spécialisée dans le conseil en économie d'énergie.

²² Le gisement désigne le potentiel maximum qui peut être installé pour une technologie (ADEME).

²³ Artelys est une société de conseil en optimisation et en modélisation.

²⁴ Enedis est actuellement dans une phase d'échange avec les parties prenantes locales sur les scénarios d'environnement Enedis 2035. En conséquence, les valeurs affichées à la date de publication de ce document sont susceptibles d'évoluer.

Figure 9 : Evolution des capacités installées par tranche de puissance à l'horizon 2035 pour chaque scénario (Périmètre Enedis)



2.2 Estimation des subventions croisées

2.2.1 Calcul du volume d'autoconsommation à l'horizon 2035

Une fois que l'on a déterminé la capacité installée par tranche de puissance, on peut estimer le volume d'électricité autoconsommée à l'horizon 2035. Tout d'abord, il faut calculer la production d'électricité par tranche de capacité. La formule est la suivante :

- Production = Capacité installée * Facteur de charge * nombre d'heures de l'année

Le panorama des énergies renouvelables publié chaque année par le Syndicat des Energies Renouvelables, fournit le facteur de charge moyen par région. La durée d'ensoleillement peut être différente d'une année à l'autre. Pour corriger cet effet, on retient la moyenne du taux d'ensoleillement sur les années 2010, 2013 et 2014 pour chaque région. Les années intermédiaires n'ont pas été prises en compte faute de données. Le nombre d'heures dans l'année correspond à 8760 heures. Aucune hypothèse n'a été retenue concernant la baisse du rendement de la production photovoltaïque car selon une étude conduite par l'Institut Fraunhofer qui a observé 14 centrales photovoltaïques équipées en modules à base de silicium monocristallin et multicristallin, la dégradation moyenne de la production est de 0,1% par an. D'autres études expérimentales (deCardona and López, 1998; Moreton et al, 2015) montrent des baisses de rendements dues à l'irradiation ou à la température ambiante mais cet effet peut être compensé par de nombreuses innovations technologiques qui sont apparues au fil des années liées à l'amélioration du rendement de la production. On peut donc imaginer que le rendement des futurs panneaux sera plus élevé.

Ensuite, il faut déterminer la part des installations qui vont autoconsommer. On suppose que lorsque la parité réseau sera atteinte, tous les sites qui installeront des panneaux photovoltaïques en dessous de 1 MWh de capacité autoconsommeront. Il s'agit d'une hypothèse optimiste au regard de ce qui est observé en Allemagne puisque toutes les installations photovoltaïques raccordées après l'atteinte de la parité réseau n'autoconsomment pas. Comme on l'a vu, il peut exister des barrières

administratives et techniques qui semblent trop élevées pour certains producteurs mais cela reste marginal.

Un taux d'autoconsommation doit ensuite être appliqué par tranche de capacité. Cet exercice est particulièrement difficile car les taux d'autoconsommation observés en Europe sont très différents et dépendent de nombreux paramètres : ensoleillement, taille du ménage, profil de consommation etc. Le taux appliqué dans le modèle est basé sur une étude menée²⁵ en Rhône-Alpes où les profils de consommation et de production photovoltaïque ont été observés sur des sites équipés de compteur linky. Le taux moyen d'autoconsommation spontané est de 40% dans le secteur résidentiel et d'environ 70% pour le secteur tertiaire et industriel. En Europe, ils se situent entre 20% et 40% pour le secteur résidentiel selon la Direction Générale de l'Energie et du Climat²⁶. Compte tenu de l'incertitude actuelle, les taux d'autoconsommation retenus sont très proches d'un scénario à l'autre²⁷.

- Taux d'autoconsommation

Taille des installations	2025		2035		2025		2035	
	2025	2035	2025	2035	2025	2035	2025	2035
Inférieures à 36 kWc	40,0%	42,0%	40,0%	42,8%	40,0%	42,8%	40,0%	42,0%
Comprises entre 36 kWc et 250 kWc	70,0%	71,5%	70,0%	75%	70,0%	75%	70,0%	73,5%
Comprises entre 250 kWc et 1 000 kWc	75,0%	78,8%	75,0%	80,3%	75,0%	80,3%	75,0%	78,8%
Supérieures à 1 000 kWc	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%	20,0%

En 2035, on suppose que les taux d'autoconsommation augmenteront dans tous les scénarios avec le développement des technologies de gestion de la demande et des technologies de stockage. Une revue synthétique de la littérature a permis de nombreuses observations concernant l'effet de ces technologies sur l'évolution du taux d'autoconsommation. Dans le secteur résidentiel, il augmente de 13% à 24% avec l'installation d'une batterie de 0,5 kWp à 1 kWp, de 30% à 45% avec une batterie de 1,5 kWp et jusqu'à 60% avec une batterie de 4 kWp. La mise en place d'une gestion optimale de la demande accroît le taux d'autoconsommation de 2% à 15% (Luthander et al, 2015). En croisant les études sur l'évolution des coûts des batteries et des panneaux photovoltaïques avec les hypothèses d'évolution du prix de l'électricité (2% à 3% par an), la rentabilité des batteries ne sera effective que dans les scénarios violet et vert à partir de 2030.

²⁵ Voir PV-Net Metering : Promotion du photovoltaïque par l'optimisation du net-metering.

²⁶ La part de marché du chauffage électrique est très importante en France, c'est pourquoi le moyen d'autoconsommation spontané peut être élevé par rapport à ceux des autres pays européens. En France, le taux d'autoconsommation peut atteindre 68% à 75% en hiver.

²⁷ Des travaux plus approfondis basés sur l'analyse des courbes de charge mesurées des clients autoconsommateurs sont actuellement menés au sein d'Enedis et permettront d'obtenir des résultats beaucoup plus fins.

- Hypothèses d'évolution du taux d'autoconsommation entre 2015 et 2035

2035	Gris	Violet	Vert	Bleu
Résidentiel	10%	15%	15%	10%
Entreprise	5%	7%	7%	5%

Ces taux sont inférieurs à ceux observés dans la revue de littérature mais toutes les installations ne seront pas équipées de batteries. Une analyse de sensibilité a été menée en appliquant les taux d'autoconsommation observés en Allemagne après la mise en place de la prime à l'autoconsommation dans le secteur résidentiel (soit 27%).

Avec ces éléments, on peut calculer le volume d'autoconsommation par région :

- $\text{Autoconsommation} = \text{Production} * \text{Part des installations qui autoconsomment} * \text{taux d'autoconsommation}$

Une première estimation de l'effet financier pour les gestionnaires de réseaux et l'Etat peut être réalisée en multipliant la part des taxes et du TURPE dans le prix de l'électricité par le volume d'autoconsommation.

- $\text{Manque à gagner} = [(\% \text{ TURPE dans la facture d'électricité} * \text{Part variable du tarif}) * \text{prix de l'électricité}] + [\% \text{ CSPE dans la facture d'électricité} * \text{prix de l'électricité}]$

Le prix de l'électricité en 2035 dépendra des scénarios. Pour les scénarios où le développement des énergies renouvelables est fort, le prix de l'électricité continuera à croître de 3% par an. Plusieurs raisons expliquent cette hypothèse. Tout d'abord, les coûts pour les réseaux augmenteront avec le renforcement des lignes existantes et le développement de nouvelles infrastructures pour faire face au développement des installations. Ensuite, les centrales en back-up devront très probablement être financées pour assurer des moyens de production lorsque la production des centrales renouvelables sera nulle. Un marché de capacité est déjà prévu en 2017 pour certains pays européens. Enfin, il est possible qu'à l'avenir, les pouvoirs publics décident de subventionner d'autres énergies renouvelables (hydrogène, batteries, cogénération). Les données actuelles sur les prix de l'électricité sont fournies par Eurostat. Concernant le tarif acquitté par les entreprises, le prix de l'électricité retenu est celui payé par les entreprises avec une consommation annuelle inférieure à 500 MWh. Cela représente 98% des entreprises en basse tension dont le raccordement est compris entre 36 kW et 250 kW. On suppose qu'en 2035, la part du TURPE et de la CSPE dans la facture d'électricité sera identique à celles de 2015. Le montant de la part variable du tarif réseau est aujourd'hui différent entre les consommateurs. On retient donc ici, comme hypothèse la moyenne pour les ménages et les entreprises (commission européenne, 2015).

- Hypothèses d'évolution des prix à l'horizon 2035

2035	Gris	Violet	Vert	Bleu
Résidentiel	2%	3%	3%	2%
Entreprise	2%	3%	3%	2%

Toutes les hypothèses étant définies, les résultats des transferts de charges sont présentés dans la partie suivante.

2.2.2 Volume d'autoconsommation et montant des subventions croisées

Les résultats des flux financiers seront présentés à la maille nationale dans un premier temps. Puis, une analyse de sensibilité déterminera les hypothèses clefs du modèle.

Tableau 3 : Résultats de l'estimation de l'impact financier lié à l'autoconsommation

France continentale en 2035	Scénario gris	Scénario violet	Scénario vert	Scénario bleu
Volume d'autoconsommation	6,8 TWh	9,5 TWh	11,5 TWh	3,4 TWh
Part de l'autoconsommation dans la consommation totale ²⁸	1,9%	2,3%	3,2%	1%
Part de l'autoconsommation dans la production photovoltaïque totale ²⁹	36%	43%	36%	33%
Impact financier pour les gestionnaires de réseau de distribution (millions d'euros)	204	334	365	114
Impact financier pour l'Etat (millions d'euros)	382	632	680	216
Montants des transferts de charges des consommateurs d'énergie vers les autoconsommateurs en 2035	16€	26€	28€	9€

Sans changement de la structure tarifaire, la facture énergétique des consommateurs augmentera de 9€ à 28€ en 2035. Si on suppose que, en moyenne, la capacité installée dans le secteur résidentiel est de 3 kW, cela représente environ 940 000 autoconsommateurs dans le scénario bleu et 2 380 000 autoconsommateurs dans le scénario vert à l'horizon 2035. Selon les projections de l'Insee, à l'horizon 2035, le nombre de ménages sera compris entre 35,5 millions et 36,2 millions. Le montant des flux financiers est très différent selon les régions. Les régions Nouvelle-Aquitaine, Occitanie, Auvergne-Rhône-Alpes et Provence-Alpes-Côte-D'azur représentent 72% des charges financières des autoconsommateurs vers les consommateurs d'énergie. Ce sont les régions où les capacités photovoltaïques sont les plus élevées (les trois quarts des capacités se situent dans ces régions).

²⁸ Au périmètre du réseau de distribution en 2035

²⁹ La production photovoltaïque totale concerne tous les sites installés depuis 2008.

Conclusion

Le développement de l'autoconsommation photovoltaïque soulève de nombreuses problématiques. Le benchmark européen a mis en lumière les conséquences de subventions mal adaptées aux coûts des panneaux photovoltaïques. Cela a engendré des dépenses très élevées pour les gouvernements et donc pour les consommateurs finaux. Pour essayer de diminuer ces charges, l'autoconsommation est vue comme une solution mais les montants des taxes et du tarif non perçus ont incité les pouvoirs publics à fixer une charge sur les kilowattheures autoconsommés pour compenser ces pertes. La prospective à l'horizon 2035 montre qu'une première estimation des transferts de charges des autoconsommateurs vers les consommateurs d'énergie représenteraient entre 9€ et 28€ en 2035 en faisant l'hypothèse que la tarification actuelle reste inchangée. Des travaux plus approfondis sont nécessaires afin de compléter cette première analyse et d'estimer plus finement les effets du développement de l'autoconsommation. Cette situation peut contraindre le gouvernement français à mettre en place une taxe pour les autoconsommateurs semblable à celle établie en Allemagne et en Espagne au risque de freiner le développement de la filière photovoltaïque dans le secteur résidentiel, commercial, industriel et agricole.

Le modèle de l'autoconsommation est une opportunité pour les individus d'être acteurs de la transition énergétique mais il a besoin d'être accompagné d'une tarification adaptée afin de refléter efficacement les coûts engendrés par les autoproductions et les acteurs du système électrique, en particulier les gestionnaires de réseau de distribution. L'ordonnance relative à l'autoconsommation publiée le 27 juillet 2016 montre que les pouvoirs publics sont conscients de cette problématique car elle prévoit un tarif spécial pour l'autoconsommation. La détermination de ce tarif est néanmoins complexe car l'enjeu est double : limiter les transferts de richesses et favoriser le développement de cette technologie afin d'avoir une source de production neutre en carbone.

Références

- ADEME, 2015, Filière photovoltaïque française : Bilan, perspectives et stratégie.
- Boyette M, Chapon A, 2016, L'autoconsommation et la livraison directe : Schémas de valorisation photovoltaïque en Allemagne et en France. Office franco-allemand pour les énergies renouvelables.
- Commission Européenne, 2015, Study on tariff design for distribution systems.
- De Boeck L, Van Asch S, De Bruecker P, Audenaert A, 2015, Comparison of support policies for residential photovoltaic systems in the major EU markets through investment profitability. *Renewable Energy*, volume 86, p.42-43.
- Del Rio P, Mir-Artigues P, 2012, Support for solar PV deployment in Spain: some policy lessons. *Renewable and sustainable energy reviews*, volume 16, p.5557-5566
- DGEC, 2014, Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable.
- Eid C, Reneses J, Frías P, Hakvoort R, 2014, The economic effect of electricity net-metering with solar PV: consequences for network cost recovery, cross subsidies and policy objectives. *Energy Policy*, volume 75, p.244-254.
- EPIA, 2014, Global Market Outlook For Photovoltaics 2014-2018.
- European Commission, 2015, Best practices on Renewable Energy Self-Consumption. Commission staff working document.
- Gestore Servizi Energetici, 2014, Rapporto Statistico 2014 : Solare Fotovoltaico.
- Kubli M, Ulli-Ber S, 2016, Decentralisation dynamics in energy systems: A generic simulation of network effects.
- Luthander R, Widén J, Nilsson D, Palm, J, 2015, Photovoltaic self-consumption in buildings: a review. *Applied Energy*, volume 142, p.80-94
- IEA-PVPS, 2014, Review and analysis of PV self-consumption policies.
- Picciariello A, Vergara C, Reneses J, Frias P, Söder L, 2015, Electricity distribution tariffs and distributed generation: Quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers. *Utilities Policy*, volume 37, p.23-33
- Sarasa-Maestro CJ, Dufo-Lopez R, Bernarl-Agustin, 2013, Photovoltaic remuneration policies in the European Union. *Energy policy*, volume 55, p.317-328.
- Simshauser P, 2015, Distribution network prices and solar PV: resolving rate instability and wealth transfers through demand tariffs. *Energy Economics*, volume 54, p.108-122.
- Sioshansi Fereidoon, P. (2016). Residential Rate Design and Death Spiral for Electric Utilities: Efficiency and Equity Considerations In: Athawale R, Felder F (dirs.) (2016) *Future of Utilities, Utilities of the Future*. Walnut Creek, CA: Menlo Energy Economics. pp. 247-265.

Annexe

Caractéristiques principales des scénarios d'Environnement Enedis 2035 :

Scénario bleu

Le scénario bleu se caractérise par un contexte économique morose marqué par une croissance faible avec un taux de croissance annuel du PIB de 0,6% par an en euros constants sur la période. Il se traduit par une forte contraction de l'activité industrielle et un développement faible du secteur tertiaire. La croissance de la population de France continentale se limite à 6% sur la période suivant le scénario Fécondité basse de l'INSEE avec certaines régions voyant leur population diminuée. La faiblesse du pouvoir d'achat des ménages, des marges des entreprises et des dispositifs incitatifs publics freine les investissements dans les actions de développement des EnR.

Scénario gris

Le scénario gris se fonde sur une hypothèse de croissance annuelle du PIB de 1,3% par an en euros constants, conséquence d'une reprise de la production industrielle, en particulier grâce à un certain nombre de secteurs performants, après un recul depuis le début des années 2000. Sur le plan démographique, la croissance de 8% sur la période correspond au scénario central de l'INSEE et s'explique par l'importance des migrations par rapport au solde naturel. Le phénomène de vieillissement de la population engendre une diminution de la taille moyenne des ménages. Le contexte économique et les effets de la réglementation thermique des bâtiments et la baisse des coûts du matériel et d'installation photovoltaïques entraînent un développement des capacités installées.

Scénario violet

Le scénario violet repose sur une reprise de la croissance économique avec un taux de croissance annuel du PIB de 1,7% par an en euros constants accompagnée d'une importante hausse de la démographie correspondant au scénario Espérance de vie haute de l'INSEE. Cet accroissement, couplé à l'allongement de la durée de vie, se traduit par une augmentation importante du nombre de ménages et donc de logements. Porté par la croissance économique et les objectifs environnementaux adoptés, le développement des capacités photovoltaïques et éoliennes est significatif.

Le scénario vert

Le scénario vert repose sur des hypothèses de croissance économique (taux de croissance annuel du PIB de 1,3% par an en euros constants) et démographique (croissance de 8% sur la période) identiques au scénario gris. La sensibilité environnementale est forte et se traduit par des efforts d'économie d'énergie de source réglementaire (réglementation thermique) et économique (prix élevés de l'énergie et du CO₂, dispositifs de soutien et de financement), entraînant des gains d'efficacité énergétique importants dans les bâtiments neufs et existants et dans l'industrie. Le développement des EnR est volontariste et se traduit par d'importantes capacités installées photovoltaïques et éoliennes.

DERNIERES PARUTIONS

**Une Analyse Contrefactuelle du développement des énergies
Renouvelables** n°37

Marc BAUDRY et Clément BONNET

**Les flottes de véhicules : Quelles stratégies privées et publiques
pour quels enjeux économiques et environnementaux ?** n°36

Bénédicte MEURISSE avec Hugo BOIS

**Climate Change Mitigation in Temperate Forests :
The Case of The French Forest Sector** n°35

Sylvain CAURLA et Philippe DELACOTE

**Comparing Biomass-Based and Conventional Heating Systems with
Costly CO2 Emissions: Heat Cost Estimations and CO2 Breakeven
Prices** n°34

Lilian CARPENE, Vincent BERTRAND et Timothée OLLIVIER

**Revue Internationale des Politiques de Soutien aux Energies
Renouvelables : les Enseignements du Danemark, de l'Allemagne
et de la Chine** n°33

Clément BONNET

**REDD+ projects in 2014: an overview based on a new
database and typology** n°32

Gabriela SIMONET, Alain KARSENTY, Christian de PERTHUIS,
Pete NEWTON, Brian SCHAAP

Nos publications sont disponibles sur le site chaireeconomieduclimat.org

1.1.1 Directeur des publications Information et Débats : Marc BAUDRY

1.1.2 Les opinions exposées ici n'engagent que les auteurs. Ceux-ci
assument la responsabilité de toute erreur ou omission

La Chaire Economie du Climat est une initiative de CDC Climat et de l'Université Paris-
Dauphine sous l'égide de la Fondation Institut Europlace de Finance

contact@chaireeconomieduclimat.org