

Les rapports
d'étonnement



Rapport d'étonnement de l'atelier du cycle national 2017-2018

Autoproduction et autoconsommation
d'électricité solaire photovoltaïque :
amorce d'un scénario disruptif du système électrique ?

Cycle national
de formation
2017-2018

*L'inconnu
et l'incertain
Comment
les distinguer
et faire avec*

Autoproduction et autoconsommation d'électricité solaire photovoltaïque : amorce d'un scénario disruptif du système électrique ?

Résumé

L'autoproduction et l'autoconsommation d'électricité solaire photovoltaïque sont mineures dans le secteur français de l'énergie. Mais leur développement est révélateur d'un défi majeur de la transition énergétique hexagonale : transformer un système électrique centralisé, concentré, peu émetteur de CO₂ et relativement compétitif. Dans un tel contexte, le changement ne va pas de soi et fait légitime débat : y-a-t-il un intérêt à l'autoproduction et l'autoconsommation ? Leur développement menace-t-il le système électrique actuel ? Quelle articulation privilégier pour concilier au mieux écologie et efficacité énergétique ? Une fois les termes de l'équation posés, nous esquissons une tentative de sa résolution, aboutissant au résultat (à la préconisation) suivant(e) : renforcer le développement de l'autoconsommation partielle avec stockage, grâce à un système d'incitation différencié et évolutif, sous forme de subvention à l'investissement couplée à un abonnement forfaitaire au réseau et à la fixation d'un tarif d'achat du surplus inférieur au tarif de vente de l'électricité par le réseau. À équation complexe, solution complexe !

Animateur de l'atelier

Philippe ROCHER, directeur du Cabinet METROL, animateur de colloques sur la transition énergétique et les énergies renouvelables

Auditeurs de l'atelier

Agnès BEHAR, directrice du Développement, groupe EFREI

Fabien BLANCHOT, maître de conférences hors classe, co-directeur de la chaire Confiance et Management, Dauphine recherche en management (UMR CNRS 7088), Université Paris-Dauphine

Flavio CHIOMENTO, chef de la Division évaluation et valorisation de la science et la technologie de défense, Direction de la stratégie, Direction générale de l'armement, ministère des Armées

Christian DUCROT, directeur de recherche, chef de département adjoint Santé animale, Institut national de la recherche agronomique (Inra)

Laurence GRANDJEAN, chargée de mission, Caisse d'assurance retraite et de la santé au travail (CARSAT) Alsace-Moselle ; vice-présidente, Syndicat national des organismes de sécurité sociale, Confédération française de l'encadrement-Confédération générale des cadres (CFE-CGC)

Bruno PREVOST, VP, directeur technique des Systèmes d'information Groupe, Thales

Sabine TUYARET, déléguée à la qualité d'usage et à l'accessibilité, déléguée du site du Palais de la Découverte, Universcience

Nakita VODJDANI, déléguée aux Relations européennes et internationales, Agence nationale de la recherche (ANR)

Georges WEIL, professeur des universités, praticien hospitalier, directeur du Pôle étudiants pour l'innovation, le transfert et l'entrepreneuriat oZer (Pépité oZer), université Grenoble Alpes

Personnalités rencontrées ou entendues

Yves BAMBERGER, Membre de l'Académie des technologies. Conseiller Scientifique du Président d'EDF

Étienne BEEKER, ingénieur-chercheur en économie de l'énergie, conseiller scientifique au Département développement durable de France Stratégie

François BERTIÈRE, président directeur général de BOUYGUES Immobilier, membre de l'Académie des technologies

Mélodie BUOT de l'ÉPINE, coordinatrice du pôle photovoltaïque chez HESPUL

Franck CHEVALLEY, président directeur général, ATOS Worldgrid, EDF global account executive

Raphaël GERSON, adjoint au chef du Service réseaux énergies renouvelables, ADEME, Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

Robin GIRARD, enseignant chercheur, Centre procédés, énergies renouvelables et systèmes énergétiques (Persée), Ecole des Mines de Paris

Marc LE DU, responsable du domaine prospective des systèmes électriques, Réseau de Transport d'Electricité (RTE) R&D

Florence LEFEBVRE-JOUD, adjoint au directeur du LITEN (CEA), en charge des activités scientifiques du Laboratoire d'innovation pour les technologies des énergies nouvelles et les nanomatériaux

Patrick LIMINANA, chargé de mission à la Direction de la Stratégie, ENEDIS

Richard LOYEN, délégué général d'ENERPLAN, Syndicat des professionnels de l'énergie solaire

Marie-Line VAIANI, Directrice du projet Cluster énergies renouvelables, Pôle énergies renouvelables, Electricité de France, EDF

Introduction

Selon le GIEC (2014, chapitre 7)¹, le secteur de la fourniture d'énergie est le plus important contributeur mondial d'émissions de gaz à effet de serre (approximativement 35% des émissions anthropiques totales en 2010). De ce constat scientifique, découle un des enjeux majeurs de ce XXI^{ème} siècle : la transition énergétique, c'est-à-dire la modification profonde des modes de production et de consommation de l'énergie.

Il s'agit de passer d'un système énergétique reposant largement sur l'utilisation de ressources non renouvelables et polluantes à un mix énergétique combinant principalement des ressources faiblement carbonées et renouvelables. Les énergies dites renouvelables (solaire, éolienne, hydraulique, marine, géothermie) sont celles qui utilisent des ressources naturelles disponibles et inépuisables à l'échelle humaine. Elles sont faiblement carbonées (peu émettrices de gaz à effet de serre)², raison pour lesquelles elles sont qualifiées d'énergies décarbonées, propres ou vertes. Mais il n'y a pas pleine correspondance entre renouvelable et décarbonée : l'énergie nucléaire, qui n'est pas renouvelable car la consommation d'uranium n'est pas compensée par un processus de reconstitution naturelle, est également peu émettrice de CO₂.

Bien qu'il puisse apparaître évident que la transition énergétique soit un impératif catégorique, au sens d'Emmanuel Kant, pour combattre

le réchauffement climatique et tenter de sauver l'humanité, ses modalités et son rythme ne constituent en rien un phénomène de génération spontanée, au sens aristotélicien. Ils sont nécessairement le fruit des jeux des différents acteurs concernés par cette transition, au rang desquels nous retrouvons le citoyen, le politique, le chercheur et l'industriel. Car il n'y a pas de raison qu'il y ait alignement naturel entre eux, et parce que les choix à faire sont plus complexes que simplement binaires : il ne s'agit pas d'arbitrer entre l'économie et l'écologique, entre la compétitivité et la sécurité, entre le court terme et le long terme, mais bien d'essayer de concilier du mieux possible les différentes exigences, d'imaginer des solutions qui soient à la fois pertinentes, au regard des enjeux, faisables, au regard des ressources mobilisables, et acceptables, au regard des acteurs concernés et de leurs intérêts.

L'objectif n'est pas ici d'aborder la question de la transition énergétique dans sa globalité mais l'une de ses dimensions : la production et l'autoconsommation d'électricité solaire photovoltaïque. C'est, peut-on penser, aborder les choses par le petit bout de la lorgnette car on s'intéresse à une source d'énergie qui est mineure et devrait, à priori, le rester. Mais, tout comme le battement d'ailes d'un papillon au Brésil peut provoquer une tornade au Texas, le développement de l'autoproduction et de l'autoconsommation d'électricité solaire photovoltaïque est susceptible, dans le système électrique français, de provoquer une disruption qui suscite questionnement sur les mesures appropriées pour l'enrayer ou l'accompagner. Nous exprimons enfin ici nos convictions de citoyens éclairés par les témoignages et rapports de scientifiques et d'experts que nous avons recueillis et consultés, à propos de quelques-unes des questions clés qui se posent.

1 Changements climatiques 2014, Contribution du Groupe de travail III, «L'atténuation du changement climatique» (2014)

2 Aucune énergie n'émet en réalité « zéro carbone » si l'on intègre les étapes en amont et en aval de la production d'énergie (fabrication du panneau solaire, de l'éolienne, du réacteur nucléaire...)

I. Autoproduction, autoconsommation et solaire : sens et place

L'autoconsommation est le fait pour un producteur, dit auto-producteur, de consommer lui-même et sur un même site tout ou partie de l'électricité produite par son installation³. Elle peut être individuelle (un unique producteur et un unique consommateur) ou collective (plusieurs producteurs et/ou plusieurs consommateurs). Dans ce dernier cas, l'échelle peut aller jusqu'à une centaine de points de livraison et doit s'appuyer sur une infrastructure de collecte et de traitement des données pour répartir comptablement la production. L'électricité produite est soit consommée instantanément, soit après stockage. La part de l'électricité produite qui n'est pas consommée peut être stockée ou injectée sur le réseau électrique et, dans ce cas, bénéficier à d'autres consommateurs d'énergie.

Pour mesurer la part de l'autoproduction consommée sur le site et la part de la consommation totale autoproduite, on utilise deux indicateurs : le taux d'autoconsommation (production consommée sur le site / production totale du site) et le taux d'autoproduction (production consommée sur le site / consommation totale du site). Par exemple⁴, si une maison est équipée d'un toit photovoltaïque, qu'elle a une consommation journalière de 12kWh et une production de 18kWh dont 4,3 kWh consommés sur place, il en résulte que son taux d'autoconsommation est de 24% (4,3/18) alors que son taux

d'autoproduction est de 36% (4,3/12).

On compte actuellement plus de 390 000 installations photovoltaïques en France (cumulant une puissance de 7 400 GW)⁵, dont environ 300 000 chez des particuliers, à comparer aux 33 millions de foyers raccordés au réseau. Seulement 18 000 sont en autoconsommation partielle ou totale. C'est relativement peu, comparativement à ce qu'on peut observer en Allemagne ou en Italie (respectivement 4,5 et 2,5 fois plus d'installations photovoltaïques qu'en France en 2016)⁶

De même, le photovoltaïque ne représente qu'une faible proportion de la production d'électricité en France (de l'ordre de 1,6% en 2016) et une part minime de la production totale d'énergie en France (de l'ordre de 0,4%) puisque l'électricité représente moins de 25% de l'énergie consommée en France, le solde provenant principalement des énergies fossiles.

Toutefois, cette « marginalité » doit être relativisée. Premièrement, le solaire représente en France en 2016 plus de 9% des énergies renouvelables qui, elles-mêmes, représentent de l'ordre de 19% de la production d'électricité (hydroélectricité : 12 %, éolien : 3,9 %, solaire : 1,8 %, bioénergies : 1,8 %), le nucléaire fournissant presque les ¾ de l'électricité⁷. Ces 9% sont loin d'être négligeables si l'on prend en compte la production intermittente du photovoltaïque.

3 Une installation photovoltaïque est principalement composée de quatre éléments : un module photovoltaïque qui génère l'électricité, un câble, un onduleur et un réseau de distribution. Les cellules photovoltaïques peuvent être placées sur une toiture, un garde-corps, une façade, etc.

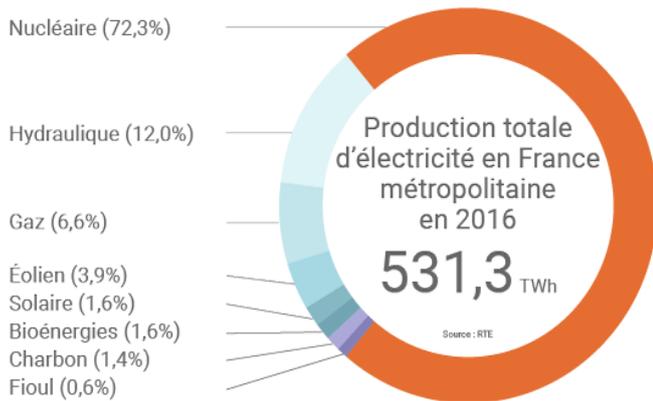
4 D'après HESPUL, 2013

5 SDES d'après ENEDIS, RTE, EDF-SEI, CRE et les principales ELD

6 Source : EurObserv'ER (avril 2017)

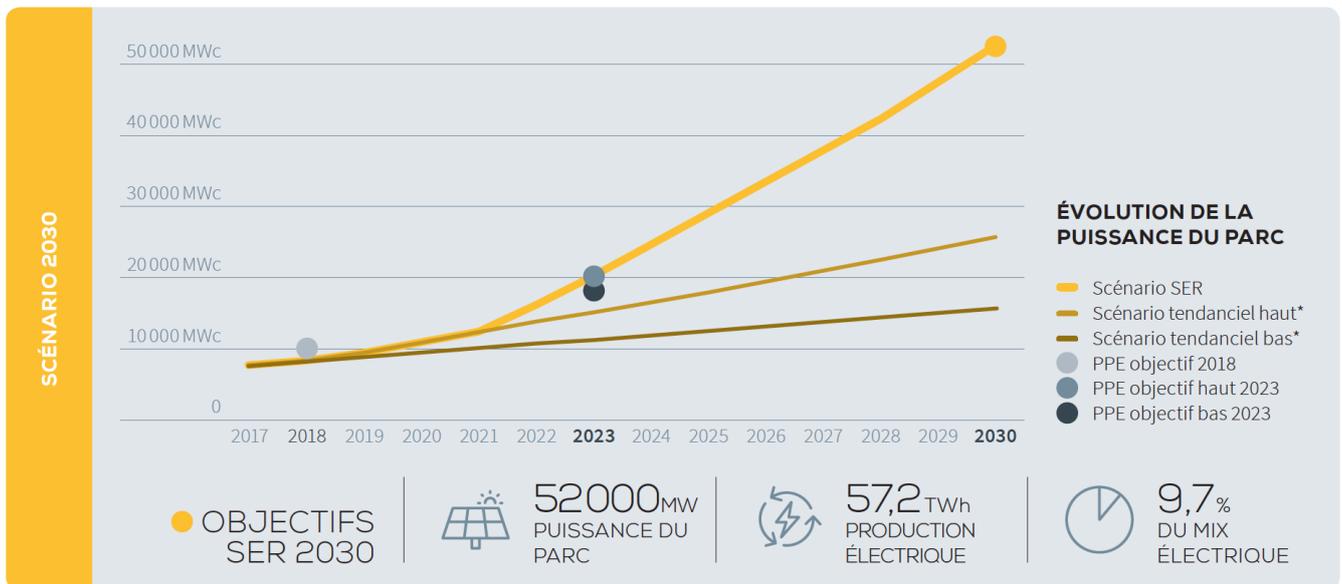
7 Source : Bilan électrique français 2016, RTE

Figure 1 - Répartition totale de la production d'électricité en France



Deuxièmement, le poids de production photovoltaïque dans la production électrique croît continuellement depuis la fin des années 2000 : il est passé de 0,007% en 2008 à 1,6% en 2016¹. Troisièmement, enfin, les projections faites par différentes instances anticipent une accélération de cette tendance, la plus optimiste envisageant que le solaire tangente les 10% de la production électrique à l'horizon 2030 (figure 2). Ces perspectives sont cohérentes avec les évolutions réglementaires en matière d'énergies renouvelables : la Loi de transition énergétique pour la croissance verte d'août 2015 fixe pour objectif de porter la part des énergies renouvelables à 40% à l'horizon 2030. Au niveau européen, la Commission européenne fixe un scénario encore plus ambitieux : 80% d'énergies renouvelables à l'horizon 2050.

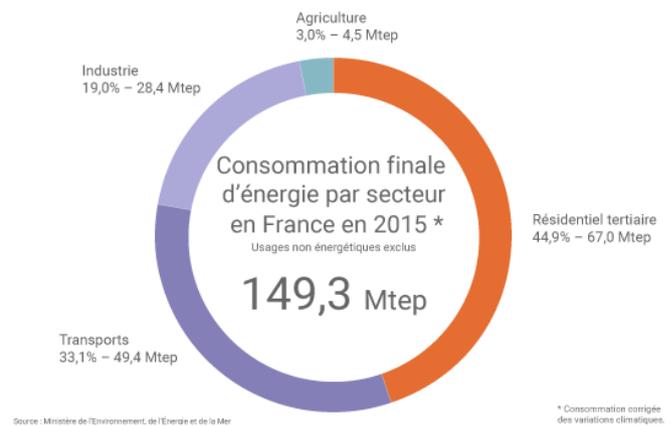
Figure 2 – Perspectives de l'électricité solaire photovoltaïque



Source : Syndicat des énergies renouvelables²

En France, les perspectives pour le solaire se comprennent d'autant mieux qu'elles peuvent être déployées dans un secteur particulièrement énergivore, celui des bâtiments. En 2015, le secteur des bâtiments a compté pour 44,9% de la consommation finale d'énergie en France. Les deux tiers de la consommation énergétique de ce secteur proviennent des bâtiments résidentiels, le tiers restant des bâtiments du tertiaire³. Dans d'autres pays européens, comme l'Allemagne, le renouvelable représente déjà 30% du mix électrique⁴

Figure 3 - Répartition des énergies par secteur



1 D'après Agence Internationale de l'Énergie.
 2 Révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie. Les scénarios du SER pour construire le nouveau modèle énergétique français, janvier 2018

3 Source : RTE
 4 Intervention de Robin Girard à l'IHEST (2018)

II. Le système électrique français : centralisation, concentration, compétitivité, régulation

Du point de vue du consommateur particulier, l'électricité est telle-ment présente dans la vie quotidienne qu'il ne se demande même plus d'où elle vient. Elle est là, disponible à volonté lorsque l'on appuie sur l'interrupteur. Le courant électrique qui arrive dans les prises des maisons vient en réalité de parcourir un ensemble de fils et de lignes électriques qui traversent le territoire. L'origine, la distribution et le transport de l'électricité depuis son lieu de production jusqu'à la lampe de chevet est un parcours long, complexe qui requiert la présence de plusieurs acteurs.

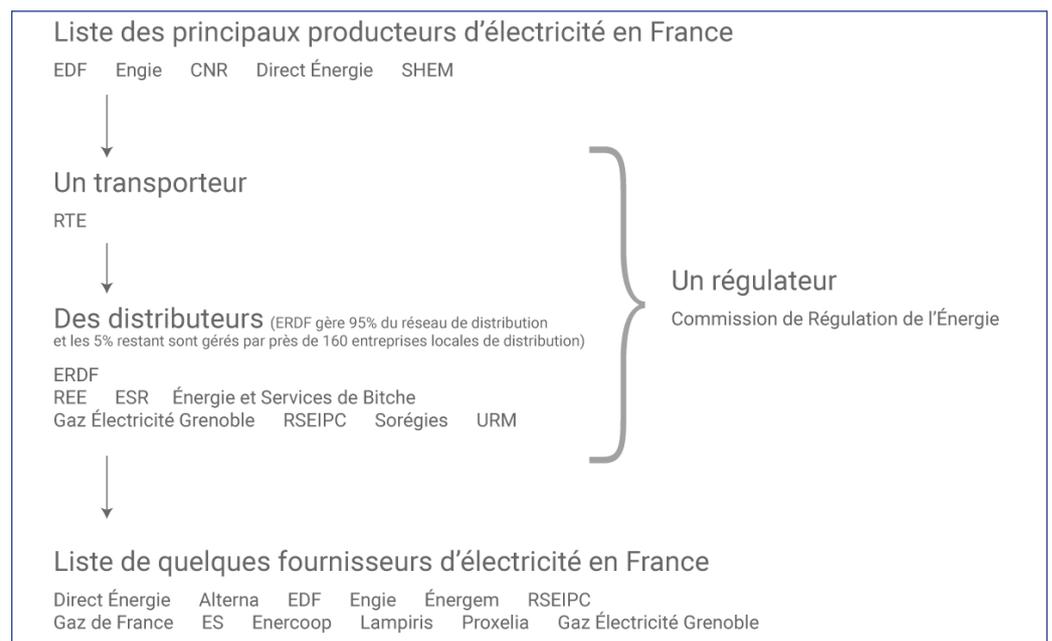
En amont du réseau électrique coexistent plusieurs producteurs d'électricité. EDF est de loin le plus important d'entre eux (monopole jusqu'en 2007), devant Engie qui revendique le *leadership pour la production d'énergies renouvelables*. EDF est le seul producteur d'électricité qui exploite des centrales nucléaires pour 78% de sa production –dont environ un cinquième doit être vendu à ses concurrents dans le cadre de l'ouverture du marché de l'électricité– et se présente comme le « champion de la croissance bas carbone ». Les producteurs d'électricité assurent leur production de manière centralisée ou décentralisée et la vendent.

En aval du réseau, coexistent également plusieurs fournisseurs d'électricité (17 fournisseurs au 31 décembre 2016)¹ qui assurent la commercialisation de l'électricité auprès du client final. Le marché de l'électricité (et du gaz) est en effet ouvert à la concurrence pour l'ensemble des clients depuis 2007. Toutefois, EDF conserve 83% de part de marché sur le segment résidentiel, les fournisseurs alternatifs se partageant le solde. Ces fournisseurs proposent désormais une offre d'autoconsommation qui associe un service de fourniture et de production d'électricité (par exemple l'offre « Mon soleil & Moi » d'EDF ENR, l'offre « My Power » d'Engie), mais celles-ci portent davantage sur l'investissement en moyen de production photovoltaïque et de stockage, que sur la fourniture. Les fournisseurs orientent le plus souvent ces autoconsommateurs vers des offres vertes afin de bénéficier d'une électricité d'origine 100 % renouvelable. Le développement de ces offres est amené à se poursuivre dans le cadre de l'application de La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Entre la production et la fourniture finale de l'électricité, les opérateurs des réseaux sont en situation de monopole naturel. On distingue le réseau de transport et le réseau de distribution. Le réseau de transport est constitué de lignes très haute tension (THT) et haute tension (HT). Les premières permettent de relier les régions et les pays entre eux ainsi que d'alimenter directement les grandes zones urbaines. Les secondes permettent le transport à l'échelle régionale ou locale. RTE (Réseau de transport d'électricité) gère ce réseau et en assure l'exploitation, la maintenance, et le développement. Le réseau de distribution est constitué de lignes moyenne tension (MT) et basse tension (BT). Les lignes MT permettent le transport de l'électricité à l'échelle locale vers les petites industries, les PME et les commerces. Elles font également le lien entre les clients et les postes de transformations des compagnies de distribution du courant. Les lignes BT permettent la distribution d'énergie électrique vers les ménages et les artisans et représentent plus de la moitié du réseau national. Enedis gère 95% de ce réseau de distribution et garantit un accès au réseau électrique aux clients des fournisseurs quels qu'ils soient.

Pour le bon fonctionnement d'un système qui mixte des activités concurrentielles en amont et en aval du réseau, et des activités monopolistiques en son centre, **une autorité de régulation veille : la Commission de régulation de l'énergie (CRE)**. Elle est notamment un acteur clé de la définition du tarif réglementé de l'électricité et du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe).

Figure 4 - Les principaux acteurs du marché électrique²



1 CRE, Rapport 2016-2017 : Le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel, 2018

2 Connaissance des Énergies, d'après CRE

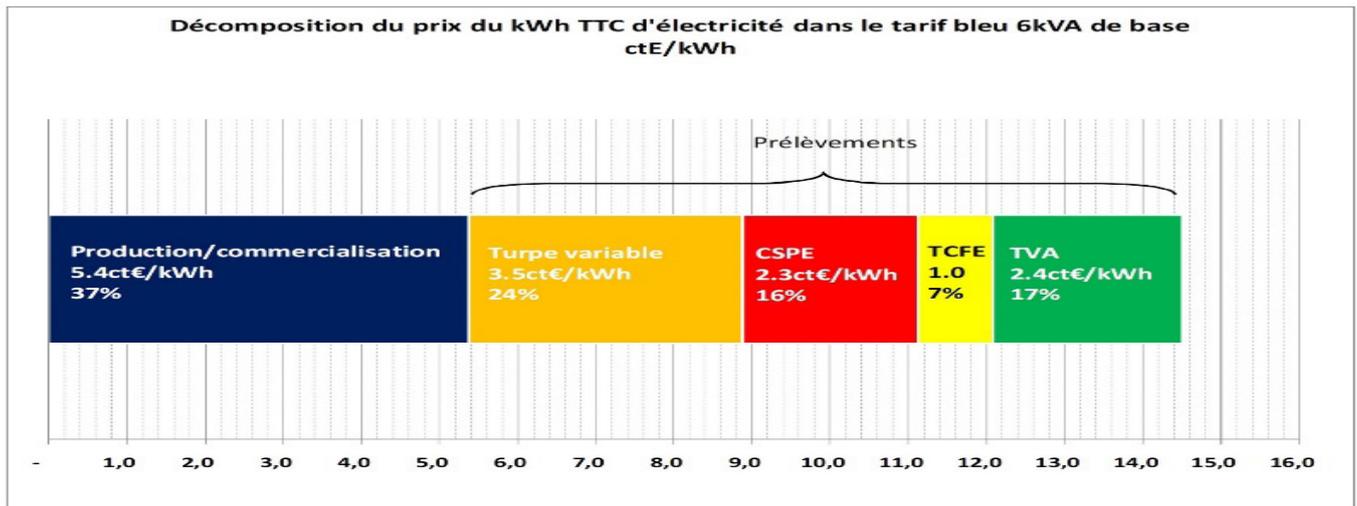
Encadré 1 - Les trois composantes du tarif de l'électricité¹

Le « tarif de l'énergie » - 37% : couvre le coût de production (investissement et charges de fonctionnement) et/ou les coûts d'approvisionnement (achat d'électricité sur le marché de gros de l'électricité) ainsi que les coûts de commercialisation des fournisseurs d'électricité. Aujourd'hui, le consommateur a le choix entre deux catégories d'offres de prix : les tarifs réglementés de vente (définis par les ministères en charge de l'économie et de l'énergie, sur proposition de la CRE), proposés uniquement par le fournisseur historique (EDF) et les fournisseurs historiques locaux (entreprises locales de distribution) et les offres de marché, proposées par l'ensemble des fournisseurs (historiques ou alternatifs)

Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe) – 24% : Il couvre les coûts d'exploitation, de maintenance et de développement des réseaux publics de transport et de distribution. Ce tarif est calculé par la CRE. Cette composante est plus importante pour un consommateur résidentiel que pour une grande entreprise (qui n'utilise que le réseau de transport)

Des taxes et contributions (TCFE, CTA, CSPE, TVA) – 39% : les Taxes locales sur la consommation finale d'électricité (TCFE) qui dépendent du lieu d'habitation, au bénéfice des collectivités locales (commune et département), la Contribution tarifaire d'acheminement (CTA) qui finance les retraites des employés des industries électrique et gazière, la Contribution au service public d'électricité (CSPE) qui couvre les charges relatives aux missions de service public de l'électricité et **finance notamment le développement des énergies renouvelables**, et la TVA (taux de 5,5% sur l'abonnement et de 20% sur la consommation).

Figure 5 – Décomposition du prix d'un kWh



Source Enertech

En 2016, le prix TTC moyen de l'électricité domestique en France était de 17,1 c€/kWh, soit 17% de moins que le prix moyen dans l'Union européenne (20,5 c€/kWh), 27% de moins qu'en Italie (23,4 c€/kWh) et 42% de moins qu'en Allemagne (29,8 c€/kWh)².

Tout comme la vente d'électricité nucléaire représente l'essentiel des recettes d'EDF, le Turpe représente **plus de 90% des ressources de RTE et d'ENEDIS** pour l'entretien, le dépannage et la modernisation des réseaux de transport et de distribution. Il s'agit donc d'une pierre angulaire de l'équilibre global du système électrique français. Le TURPE est construit sur quatre grands principes, les deux premiers permettant la solidarité nationale :

Péréquation : le prix de vente est calculé de façon identique sur l'ensemble du territoire.

Timbre-poste : le tarif n'est pas fonction de la distance parcourue

entre le lieu de production de l'électricité et son lieu de consommation.

Équité : le tarif dépend de la puissance souscrite et de la quantité consommée.

Efficiences : le tarif varie selon les saisons, les jours de la semaine et les heures de la journée

C'est donc dans un contexte marqué par une très forte centralisation de la production, du transport et de la distribution de l'énergie, **un poids très élevé d'une énergie faiblement carbonée, le nucléaire, une forte réglementation et un tarif de l'électricité très compétitif que doivent se développer l'autoconsommation et l'autoproduction d'électricité solaire photovoltaïque**. Cela pose un certain nombre de défis.

¹ Source : www.connaissancedesenergies.org

² Source : Eurostat

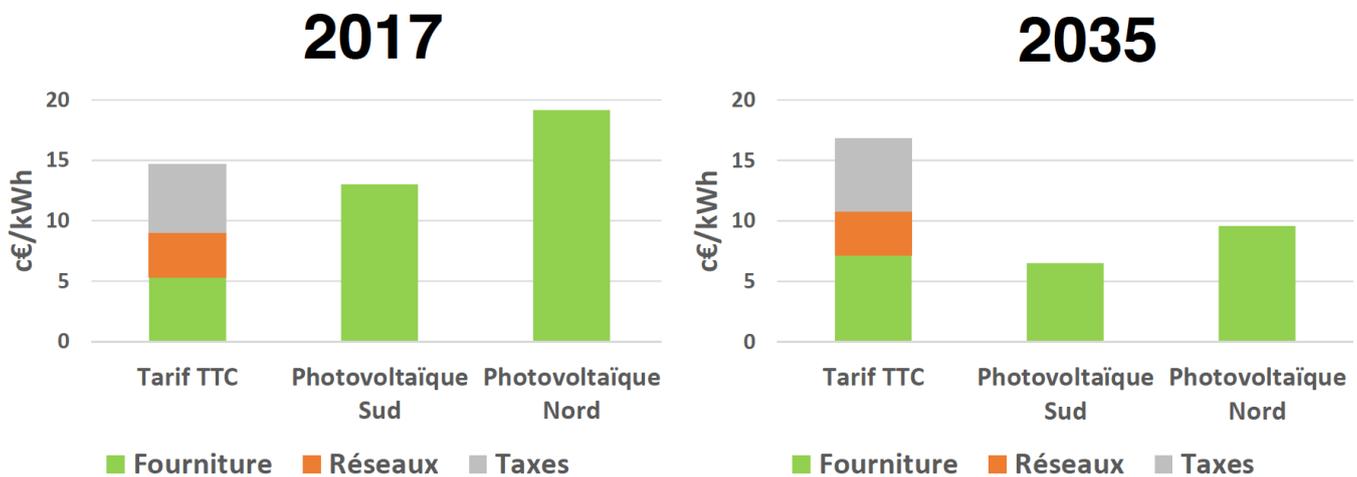
III. Développement de l'autoconsommation-autoproduction : le débat

L'autoconsommation et l'autoconsommation d'électricité solaire photovoltaïque (AAESP) comportent d'indéniables atouts qui, combinés, justifient leur développement. Il y a d'abord les atouts du photovoltaïque (PV). Le PV contribue à baisser les émissions de CO₂¹ sans menacer l'efficacité énergétique : dans les zones les plus ensoleillées de l'Hexagone, les experts estiment que le coût de production de l'énergie PV est déjà inférieur au tarif bleu du kWh, tendance qui devrait se renforcer dans les années à venir (figure 6). A titre d'exemple, l'électricité nucléaire coûterait aujourd'hui entre 45 et 85 € le MWh, selon que l'on incorpore ou non les frais de démantèlement dans le calcul du coût, alors que l'énergie solaire coûterait entre 25 et 80 € le MWh, d'après ce qui ressort de nos échanges avec le panel d'experts interrogés. Le développement du PV facilite par ailleurs, en complément du développement des autres énergies vertes, le désengagement progressif du nucléaire dont personne n'ignore les risques.

vrages électriques et de niveaux de tension par lesquels l'électricité transite. Par ailleurs, l'autoconsommation n'exige pas l'occupation d'espaces au sol que requièrent des fermes PV de grande envergure. Enfin, elle permet de mobiliser l'épargne de la population française pour accompagner la transition énergétique.

Si l'enjeu énergétique est une baisse des émissions de CO₂ à moindre coût, alors les AAESP ont bien leur place dans le processus de transition énergétique et, corrélativement, dans l'évolution souhaitable du mix énergétique. Elles sont, de toute manière, incontournables, en vertu même de la loi. Par exemple, les bâtiments doivent être construits selon la norme BBC (Bâtiment basse consommation) et consommer moins de 50kWh par m² par an (alors qu'une maison ancienne peut consommer 330 kWh/m²/an) et devront, à compter du 1^{er} janvier 2021, être à énergie positive (produire plus d'énergie qu'ils n'en consomment). La décentralisation de la production énergétique est donc programmée.

Figure 6 - Une forte baisse attendue du coût des productions photovoltaïques



Source : RTE

Les atouts de la décentralisation de la production, permettent aussi de justifier les AAESP par rapport à une production PV centralisée. La décentralisation modifie le rapport des consommateurs à l'énergie en les sensibilisant à la maîtrise de la consommation d'électricité. Elle peut aussi être utile au réseau : si l'autoconsommation s'effectue à des heures de forte consommation où la production centralisée est chère et/ou lors de pointes de consommation, elle contribue à diminuer cette pointe, et donc, sur le long terme, la taille des ouvrages de réseau nécessaires pour y faire face. En outre, la localisation de la production près des sites de consommation diminue le volume de pertes techniques, en limitant le nombre d'ou-

Le développement des AAESP pose néanmoins un certain nombre de questions techniques, économiques et éthiques qui font débat et constituent autant de zones d'incertitudes ou d'inconnu. Nous en avons relevé cinq.

LES AAESP menacent-elles le système électrique actuel ? Elles sont parfois considérées comme une forme d'ubérisation, concept ici utilisé pour faire référence à une disruption dans le système électrique. D'une part, les AAESP peuvent menacer les acteurs historiques. En effet, l'autoconsommation fait mécaniquement perdre des recettes aux producteurs et fournisseurs actuels d'énergie et l'autoconsommation est un manque à gagner pour les gestionnaires du réseau (Turpe) et l'État (taxes) puisque, dans la situation actuelle, le calcul du Turpe et des taxes est exclusivement assis sur l'énergie fournie par le réseau. D'autre part, les AAESP font courir un risque de « communautarisme énergétique » qui conduirait à se détourner de la solidarité électrique nationale, apanage du système centralisé qui s'incarne dans les principes de péréquation et de timbre-poste. Toutefois, les AAESP ne pouvant constituer à court et moyen terme qu'une part très limitée de l'énergie consommée en France, il est difficile d'imaginer qu'elles puissent mettre en péril le système actuel. D'autant qu'elles ne sont pas adaptées aux besoins énergétiques importants comme ceux des industriels, car il faut disposer

1 Même si les panneaux photovoltaïques utilisent des métaux rares et sont largement produit en Chine qui utilise des centrales à charbon comme principale source d'énergie, le bilan carbone semble rester positif et le temps de retour énergétique sur le système dans son ensemble serait inférieur à 2 ans. Toutefois, ce sujet est peu documenté et mérite de plus amples recherches. Dans tous les cas, il est important d'intégrer ce paramètre dans les mécanismes de soutien, en encourageant une production des panneaux en France et en Europe. En revanche, le recyclage des panneaux serait maîtrisé.

d'une grande superficie de panneaux photovoltaïques pour assurer une production d'énergie adaptée, ce qui peut s'avérer coûteux et, surtout, impraticable (limite des surfaces disponibles). En outre, les AAESP ne peuvent conduire à « l'autarcie énergétique », dans la mesure où, même avec un stockage local, elles ne permettent pas d'assurer la sécurité requise en matière d'approvisionnement énergétique continu tout au long de l'année, quelles que soient les heures du jour, les saisons et les conditions climatiques. Elles ne peuvent donc être considérées qu'en tant que complément, et non substitut, au système actuel¹.

Par ailleurs, le risque de baisse du Turpe et des taxes peut être maîtrisé à travers l'ajustement du système de tarification. Si certains préconisent une taxe sur l'autoconsommation pour compenser les pertes de revenus, d'autres considèrent cela comme relevant de l'hérésie, du « féodalisme énergétique ». Une autre option consiste à augmenter la part forfaitaire des abonnements au réseau (représentant aujourd'hui en moyenne 20% du coût) en diminuant la part liée à la consommation (représentant aujourd'hui en moyenne 80% du coût)², de façon à ce que les autoconsommateurs continuent de payer leur quote-part au bon fonctionnement du réseau, puisqu'ils l'utilisent. Mais il y a danger à réduire significativement la part variable du tarif, car elle est une incitation à économiser, à moins que le Turpe ne soit ajusté que pour les autoconsommateurs. Même s'il est cohérent que le coût d'accès au réseau soit supporté de la même manière par tous ses usagers, l'assujettissement des autoconsommateurs au Turpe pourrait être différé, afin de renforcer l'incitation à l'investissement PV. Selon Enerplan, l'exonération du Turpe et de taxes pour les pionniers en autoconsommation, qui représentent actuellement 0,05% des consommateurs (18 000 sur 33 millions de clients), constituerait « seulement » un manque à gagner de l'ordre de 4% (600 millions sur 15 milliards de Turpe).

Si les AAESP ne semblent pas menacer le système actuel à court et moyen termes, elles requièrent en revanche son adaptation. Leur développement, combiné à celui des nouveaux usages comme les véhicules électriques favorise le déploiement de dispositifs de pilotage pour permettre aux gestionnaires d'optimiser les flux électriques et limiter les risques de coupure. Le développement concomitant des systèmes d'information, du Big Data et des technologies « *smart* », fait émerger de nouveaux métiers et de nouveaux acteurs. Au vu de l'évolution récente des services aux Etats-Unis, l'agrégation deviendra une prestation complémentaire, s'ajoutant à une palette de services énergétiques existants - l'agrégateur servant alors d'intermédiaire entre le système électrique, les utilisateurs (particuliers, logements collectifs, industriels, bâtiments tertiaires) et les producteurs autonomes. Son rôle est d'optimiser le fonctionnement d'un ensemble aussi large que possible de bâtiments ou sites tertiaires et industriels, du point de vue de leur demande instantanée d'électricité, afin de le rendre acteur de l'équilibre du système électrique. Le marché en France est en phase expérimentale, mais très prometteur, avec des acteurs comme *Energy Pool*, filiale de Schneider Electric, *Ecometering*, filiale d'Engie ou *Dalkia* filiale d'EDF. Les travaux d'études pour l'agrégation se concentrent sur le développement de modèles de prévision et de modélisation financière, afin d'identifier le modèle économique permettant d'intégrer les « *Smart grids* » dans le marché actuel.

¹ CRE, juillet 2017

² Comme dans la téléphonie mobile. Enedis préconiserait une répartition moyenne 50%-50% entre l'abonnement et la consommation.

Faut-il seulement promouvoir l'autoproduction ou aussi l'autoconsommation ? La production locale décentralisée (autoproduction) peut être partiellement ou totalement injectée dans le réseau de distribution. Cela peut contribuer à réduire les besoins centralisés de production mais aussi requérir le redimensionnement des « tuyaux » du réseau. Mais l'incidence demeure incertaine et ne semble pas constituer un enjeu technique majeur. En effet, il n'y a perturbation du plan de tension que si ce qui est injecté localement n'est pas simultanément consommé localement. Au plus pose-t-elle la question de la répartition du surcoût éventuel pour adapter le réseau aux nouvelles sources et nouveaux lieux de production d'électricité. Certains proposent à cet égard un Turpe « à 2 vitesses » : moins cher quand l'autoproduction alimente uniquement le réseau local, plus cher quand elle alimente le réseau national.

Si l'autoproduction n'est pas injectée dans le réseau, il n'y a pas de risque de perturbation technique mais l'autoconsommation intégrale en génère d'autres³ : celui d'une surconsommation pendant les périodes d'ensoleillement pour écouler l'autoproduction non injectée sur le réseau (à moins qu'il y ait stockage, cf. infra) – ce qui est contraire aux objectifs de maîtrise de l'énergie – ou un risque de sous-dimensionnement des installations avec comme conséquence une augmentation du coût de l'autoproduction (perte d'économies d'échelle) et une réduction du potentiel PV national.

En conséquence, l'autoconsommation partielle, c'est-à-dire avec vente des surplus d'autoproduction, est considérée par certains comme l'option la meilleure, car elle incite les porteurs de projet à ne pas sous-dimensionner leur installation et à exploiter au mieux le gisement que représente leur toiture, tout en obligeant les installations à se déclarer.

Faut-il ou non coupler des AAESP avec du stockage local ?⁴ Le PV est une énergie intermittente. Son couplage avec des batteries est possible pour emmagasiner l'excédent d'énergie afin de la restituer ultérieurement au moment opportun, augmenter ainsi l'autonomie et la sécurité énergétique, la stabilité du réseau électrique et éviter le recours à des combustibles fossiles. Certains considèrent que c'est une aberration économique (surcoût significatif) voire écologique, car le réseau de distribution est un lieu de stockage naturel : plus exactement, le réseau peut être utilisé pour injecter les surplus de l'autoproduction par rapport aux besoins de consommation du moment et pour soutenir les besoins de consommation non couverts par l'autoproduction. Mais d'autres y voient une condition du développement du PV, ajoutant que des batteries recyclées ou en usage (voitures) peuvent être utilisées.

Avec le développement des voitures électriques et des EnR, le stockage électrochimique à l'aide de batteries (Lithium-ion, Ni-Cd ou Pb acide) fait l'objet d'une compétition féroce et des offres de type « *Power Wall* » de Tesla, ou Northvolt, commencent à apparaître pour répondre au marché des AAESP en offrant un stockage / restitution journalier, mais pas intersaisonnier. A l'instar des cellules PV,

³ HESPUL, 2013, 2017

⁴ Les éléments techniques relatifs au stockage mentionnés dans cette section s'appuient notamment sur : (1) Joint EASE-EERA Energy Storage Technology Development Roadmap 2017 - <http://ease-storage.eu/ease-eera-energy-storage-technology-development-roadmap-2017/> ; (2) Ademe, Le stockage de l'énergie, Nos expertises, 10 avril 2014 <http://www.ademe.fr/expertises/energies-renouvelables-enr-production-reseaux-stockage/passer-a-l'action/stockage-lenergie/>; (3) N.Wakim, EDF annonce un grand plan de stockage électrique, Le Monde, 27 mars 2018 http://www.lemonde.fr/economie/article/2018/03/27/edf-annonce-un-grand-plan-de-stockage-electrique_5277028_3234.html#xwPS-6G49p8HopWwd.99

le prix des batteries a diminué de 80% entre 2010-2017. Toutefois, pour accompagner la production massive de batteries, il faudra résoudre le problème d'approvisionnement et d'utilisation de métaux rares et aussi le recyclage des matériaux toxiques.

Le stockage décentralisé, associé à des capteurs communicants, ouvre aussi la voie à des concepts de réseaux énergétiques intelligents, destinés à assurer une optimisation en temps réel du système électrique intégrant la prédiction temporelle de la production, les appels de puissance et l'introduction de nouveaux usages. Le potentiel de convergence du numérique et des systèmes énergétiques offre un champ d'innovation d'usages et de services encore peu exploités et potentiellement fécond.

Le stockage plus long terme et grande énergie est possible avec des techniques dans la filière hydrogène qui sont en phase d'essai et seront probablement commercialisées dans la prochaine décennie. Dans la filière, dite « *Power to gas* », l'électricité excédentaire sert à électrolyser l'eau et produit de l'hydrogène qui peut être stocké et utilisé directement. Cet hydrogène peut aussi en présence de CO₂ créer du méthane qui sera alors stocké à l'échelle saisonnière puis utilisé comme combustible. Le *Power to gas* valorisera ainsi les excédents de production d'électricité renouvelable sous forme de gaz avec une capacité de stockage intersaisons ou d'utilisation directe dans le réseau gazier. Certains dispositifs d'électrolyse peuvent fonctionner aussi en mode inverse sous forme pile à combustible et générer quand nécessaire directement de l'électricité en utilisant l'hydrogène généré comme combustible.

Faut-il favoriser les AAESP individuelles ou collectives ? Il semble que l'autoconsommation collective soit préférable pour la collectivité, même s'il n'est pas exclu que les particuliers aient une préférence pour l'individuel. En effet, elle permet de « bénéficier de l'effet de foisonnement¹ des usages, par exemple entre secteurs résidentiel, tertiaire de bureaux et tertiaire commercial, ce qui autorise des taux bien plus élevés d'autoconsommation « naturelle » à coût réduit en s'affranchissant du besoin d'outils sophistiqués de pilotage et le cas échéant de batteries. » (HESPUL, 2017). En outre elle peut permettre de réaliser des économies d'échelle. Suivant cette perspective, il est souhaitable que le législateur prenne des mesures pour lever les barrières au développement de l'autoconsommation collective : obligation de créer une personne morale, non éligibilité du surplus au tarif d'achat, plafond de puissance pour bénéficier d'un Turpe spécifique, etc.

Faut-il subventionner le développement des AAESP ? Plusieurs raisons plaident en faveur d'un soutien. Premièrement, le faible prix de l'électricité en France et sa faible émission en CO₂, comparativement à la moyenne européenne, freine le développement des énergies renouvelables. Deuxièmement, l'installation d'un système de production d'énergie solaire a un coût significatif (elle nécessite l'intervention de sociétés spécialisées afin de garantir un bon niveau de qualité et d'efficacité, en plus du coût d'achat du dispositif technique) qui limite son rendement (l'amortissement est prévu sur 25 ans, durée de vie estimée des cellules PV). Il en résulte que le coût d'autoproduction reste, pour l'instant, relativement élevé dans les zones les moins ensoleillées et n'a donc pas de raison de susciter

l'engagement de *l'homo economicus* logeant au nord de la Loire. Troisièmement, si l'on souhaite promouvoir le stockage local, le coût d'autoproduction reste dissuasif, à court terme au moins, pour *l'homo economicus* français, quelle que soit sa localisation sur le territoire métropolitain. Quatrièmement, il faudrait une centaine d'années pour que toutes les résidences pouvant être équipées le soient, si on s'en tient au rythme des constructions nouvelles à énergie positive. Si l'on souhaite accélérer le développement des AAESP dans les logements existants, le subventionnement semble indispensable. La loi de 2017² va dans ce sens. Elle prévoit une prime à l'investissement pour les installations photovoltaïques en autoconsommation, si elles sont d'une puissance inférieure à 100 kWc³. Elle oblige les gestionnaires de réseaux à faciliter les conditions de raccordement des installations d'autoproduction. Grâce au compteur Linky, les logements en autoconsommation qui choisissent de vendre leur surplus peuvent le faire sans coût supplémentaire de raccordement. Enfin, la loi prévoit un tarif avantageux pour l'achat du surplus d'autoproduction. Il existe deux tarifs selon que l'autoproduction est entièrement vendue au réseau (avec achat de l'électricité consommée au tarif habituel ; dans ce cas achat par le réseau au prix de 0,25€ par kWh), ou que seule l'électricité autoproduite en excès par rapport à l'autoconsommation est vendue (dans ce cas achat par le réseau au prix de 0,10€ par kWh). Dans ces conditions, le rendement de l'investissement en PV chez un particulier, prenant en compte l'aide incitative, serait de 3 à 4%. Plusieurs acteurs considèrent que le tarif à l'achat par le réseau est trop avantageux, dissuadant l'autoconsommation et grevant le budget de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE). Par ailleurs, il n'est pas certain qu'il soit optimal de préférer le PV à l'éolien dans le nord et, donc, de fixer la subvention à un niveau tel qu'elle soit incitative pour des installations PV dans des zones peu ensoleillées. D'autres modalités incitatives ont été déployées chez nos voisins : valorisation de la production au-delà d'un certain taux d'autoconsommation en Allemagne, déduction fiscale de 50% accordée sur l'installation de production PV couplée à un stockage en Italie, etc. Des recherches sur les dispositifs incitatifs pratiqués dans les différents pays et leurs effets seraient salutaires, pour mieux identifier les options envisageables. Dans tous les cas, l'expérience française atteste que les politiques incitatives ont un effet significatif : la révision à la hausse des tarifs d'achat de l'autoproduction en juillet 2006 a conduit au décollage de la filière photovoltaïque : doublement de la puissance raccordée dès 2007, puis un triplement en 2008. Et les révisions tarifaires à la baisse à compter de 2010 ont conduit à un volume annuel d'installation en diminution régulière (Hespul, 2017). Vu l'évolution très rapide du coût des installations PV, il apparaît qu'une évolution plus réactive des incitations financières est à opérer dans l'intérêt général.

2 LOI n° 2017-227 du 24 février 2017 ratifiant les ordonnances n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité et n° 2016-1059 du 3 août 2016 relative à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et visant à adapter certaines dispositions relatives aux réseaux d'électricité et de gaz et aux énergies renouvelables

3 kWc = kilowatt crête = puissance crête de l'installation photovoltaïque = puissance maximale que l'installation peut produire dans les meilleures conditions d'ensoleillement. Le kWh (kilowattheure) est la quantité d'électricité effectivement produite par les panneaux solaires sur une période donnée.

1 « En raison du foisonnement de consommation dû à des habitudes de consommation différentes, la puissance maximale appelée par un groupe de consommateurs est très inférieure à la somme des puissances maximales appelées par chacun au cours de l'année. Dans ce schéma où une partie de la demande est d'abord captée par une production très localisée, cet effet de foisonnement diminue au niveau agrégé. » (Etienne Beeker, France Stratégie, janvier 2017).

IV. Convictions citoyennes

Dès le démarrage de notre parcours de formation nous avons été habités par un sentiment d'urgence... Une urgence d'action liée à la situation de notre planète, imprégnée d'une constante en trois signes : CO₂

L'équation à résoudre est moins simple. En atteste le développement du photovoltaïque, « micro-prisme » de la transition énergétique mais « macro-révéléateur » du défi auquel les acteurs publics sont confrontés : celui de la prise de décisions à fort impact environnemental, sociétal, économique et social dans un contexte marqué par la complexité, l'incertitude et l'inconnu. Si cela ne justifie pas l'indécision, cela permet de la comprendre : la peur de l'erreur est paralysante.

Entre Charybde (l'indécision) et Scylla (le risque d'erreur), nous préférons, comme Glaucos, la nymphe (avant qu'elle ne se transforme en monstre terrifiant). Le risque d'erreur est en effet préférable à l'indécision, qui conduit de manière certaine à la catastrophe. C'est notre première conviction. Nous nous engageons donc volontiers dans le registre des propositions. Tout en restant conscients que les « conseillers ne sont pas les payeurs » et que les citoyens que nous sommes ne sont pas des experts du photovoltaïque. Nos partis pris sont le fruit d'une triple action et de l'usage d'un triptyque. D'une part, ils sont la conséquence de l'audition d'experts, de lectures et d'échanges au sein d'un groupe divers (donc, riche, osons-nous dire) dont le présent rapport tente de rendre compte. D'autre part, ils ont passé avec réussite notre test citoyen de la pertinence, de la faisabilité et de l'acceptabilité. Ils pourraient sans doute échouer au même test s'il était pratiqué par d'autres, notamment des experts. Mais qu'à cela ne tienne, dès lors que cet échec suscite de nouveaux arguments, explications, éclairages, recherches et, ce faisant, aide l'acteur politique à étayer ses convictions et combattre les forces paralysantes de la décision.

Nos convictions relatives à l'autoproduction et l'autoconsommation d'électricité solaire photovoltaïque (AAESP) tiennent en quelques idées. Premièrement, les AAESP créent une réelle valeur dans le processus de transition énergétique et peuvent continuer à se développer sans menacer le système électrique actuel. Deuxièmement, les AAESP collectives doivent être encouragées, sans dissuader les AAESP individuelles. Pour ce faire, il faut adapter les incitations à ce qui est nécessaire et suffisant pour susciter l'investissement incluant des dispositifs de stockage dans les régions où le PV est plus pertinent que les autres énergies vertes (par exemple, les éoliennes). Troisièmement, le développement des AAESP ne doit pas se faire au détriment des principes de solidarité nationale, ce qui plaide en faveur d'une incitation, révisable avec l'évolution du coût des technologies, sous forme de subvention à l'investissement couplée à un abonnement forfaitaire au réseau pour les autoconsommateurs, avec exemption les premières années (comme pour l'impôt sur les sociétés en cas de création d'entreprise) pour renforcer l'attrait de l'investissement. Quatrièmement, l'autoconsommation partielle couplée au stockage est favorisée, en privilégiant un tarif d'achat du surplus injecté dans le réseau qui ne dissuade pas l'autoconsommation et n'encourage pas la surconsommation. Donc un tarif d'achat inférieur au tarif de vente de l'électricité par le réseau. Enfin, l'Etat français doit accorder une attention toute particulière à deux sujets connexes à celui des AAESP et potentiellement pourvoyeurs d'emplois qualifiés : le stockage sous toutes ses formes, gage d'efficacité et de sécurité énergétique, et les écosystèmes intelligents, pour un pilotage optimisé car l'énergie la moins chère et la moins polluante est celle que nous ne consommons pas.



Restitution des ateliers du cycle national

Amphithéâtre Poincaré - Ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation, 25 rue de la Montagne Sainte Geneviève, 75005 Paris

Autoproduction et autoconsommation d'électricité photovoltaïque

L'autoproduction et l'autoconsommation d'électricité solaire photovoltaïque sont mineures dans le secteur français de l'énergie. Mais leur développement est révélateur d'un défi majeur de la transition énergétique hexagonale : transformer un système électrique centralisé, concentré, peu émetteur de CO2 et relativement compétitif.

Dans un tel contexte, le changement ne va pas de soi et fait légitimement débat : y-a-t-il un intérêt à l'autoproduction et l'autoconsommation ? Leur développement menace-t-il le système électrique actuel ? Quelle articulation privilégier pour concilier au mieux écologie et efficacité énergétique ?

Une fois les termes de l'équation posés, nous esquissons une tentative de sa résolution, aboutissant au résultat (à la préconisation) suivant(e) : renforcer le développement de l'autoconsommation partielle avec stockage, grâce à un système d'incitation différencié et évolutif, sous forme de subvention à l'investissement couplée à un abonnement forfaitaire au réseau, et à la fixation d'un tarif d'achat du surplus inférieur au tarif de vente de l'électricité par le réseau. À équation complexe, solution complexe !

Avec

Céline LAUVERJAT, directrice d'investissements énergie, MIROVA - Natixis Asset management

[Saynète introductive]

Personnage 1 Mesdames, messieurs bonjour. Nous avons l'honneur de vous présenter notre rapport sur l'autoproduction et l'autoconsommation d'électricité photovoltaïque. Voilà notre home sweet home : nous habitons ici et nous produisons et auto-consommons notre électricité photovoltaïque.

[Noir dans la salle]

Personnage 2 Mince, une coupure d'électricité !

Personnage 3 Tu as de l'électricité, toi ?

Personnage 2 Rien.

Personnage 4 Moi non plus. Je vais aller voir le disjoncteur.

Personnage 2 Tu sais si on a fait un changement d'abonnement ? On n'est pas passé en autoconsommation ?

Personnage 1 A tous les coups, avec la pluie, on n'a pas produit assez. Cela tombe toujours au plus mauvais moment.

Personnage 2 On est auto-consommateur, ce qui signifie que nous produisons de l'énergie grâce aux plaques photovoltaïques installées sur le toit et que nous consommons une partie de l'énergie produite.

Personnage 4 Mais on est toujours abonné au réseau ?

Personnage 2 Oui, on n'a pas vraiment le choix.

Personnage 1 Alors notre production n'est pas suffisante pour nos besoins.

Personnage 2 Ce n'est pas simple : nous produisons plus que nous consommons, mais pas au bon moment de la journée... J'ai regardé nos chiffres : nous consommons 12 kWh/j, nous en produisons 18 en pleine journée lorsque le soleil est au zénith mais nous consommons principalement en fin de journée.

Personnage 4 Pourquoi ne stocke-t-on pas le surplus de production électrique pour l'utiliser quand nous en avons besoin.

Personnage 1 J'ai entendu dire qu'on pouvait utiliser les batteries de voiture.

Personnage 2 Ce n'est pas très écologique. Le principe n'est-il pas que le réseau assure le stockage ?

Personnage 4 C'est bon, ce n'était rien, juste le disjoncteur.

Personnage 2 Georges me disait que nous produisions plus d'énergie que nos besoins, mais que nous ne sommes pas autonomes en énergie. Que faisons-nous de notre surplus de production ?

Personnage 4 Nous le vendons à EDF, et très cher. Plus cher que quand nous l'achetons !

Personnage 1 Tu veux dire qu'EDF t'achète l'électricité plus cher qu'il ne te la vend ? Mais c'est idiot !

Personnage 2 C'est parce que l'Etat veut favoriser la production d'électricité photovoltaïque.

Personnage 1 J'ai entendu dire que le réseau électrique n'était pas bien calibré pour absorber toute la production électrique. Alors pourquoi encourager un truc qui va poser des problèmes réseau. C'est idiot !

Personnage 2 Parce que l'Etat veut encourager la production d'électricité photovoltaïque.

Personnage 1 Attention, l'organisation de la distribution de l'électricité n'est pas si simple.

Personnage 4 C'est vrai. Le réseau électrique est encore plus compliqué que le réseau SNCF. La SNCF est encore un vrai monopole, alors que l'électricité est un mélange de concurrence et de monopole, avec plusieurs producteurs (bien évidemment EDF le plus important,

mais aussi Engie et tous les auto-producteurs), un seul transporteur pour la haute tension (RTE) et un quasi monopole de distributeurs en basse et moyenne tension (Enedis). Par contre, après, il y a plusieurs fournisseurs d'électricité (EDF, Engie, Direct Energie, etc.) bref tous ceux avec qui l'on signe ton contrat.

Personnage 2 Et pour surveiller le tout, une commission de régulation – la CRE – qui décide de la politique de prix.

Personnage 1 Et en plus, l'électricité ne se stocke pas ou mal. Nous produisons le jour et nous consommons surtout le soir. Alors pourquoi promouvoir l'électricité photovoltaïque ? C'est idiot.

Personnage 2 Parce que l'Etat veut encourager la production d'électricité photovoltaïque.

Personnage 1 En plus, on paie des taxes sur l'électricité. Si l'on autoproduit, qui va payer ? Ceux qui n'ont pas de soleil ? C'est idiot. Déjà que tout le monde veut aller dans le sud...

Personnage 2 Comme l'a dit de Gaulle à propos d'autre chose : « C'est un vaste programme ! ».

Personnage 4 Et si on demandait à Philippe Rocher de nous aider à comprendre ? C'est un pro.



Rapporteur du groupe Pour démêler le vrai du faux, rien de tel qu'un peu de méthode. La nôtre se résume à quatre dimensions.

1. Des rencontres avec des experts, notamment des scientifiques. Nous en avons rencontré une douzaine avec lesquels nous avons eu une trentaine d'heures d'échanges.
2. Des lectures de documents à caractère scientifique ou produits par des experts du domaine de la transition énergétique. Nous avons lu au moins une quinzaine de rapports sur le sujet.
3. Des échanges intersubjectifs entre nous qui font, eux aussi, pleinement partie de la dimension scientifique. Comme le rappelait Popper : pas de science sans échanges intersubjectifs.
4. Un coach pour réguler nos échanges, Philippe Rocher, que nous remercions vivement pour sa bienveillance et son exigence. Un juste équilibre qui nous a permis de progresser dans notre réflexion. Tout cela nous a permis non pas de traiter les questions, mais de parvenir à poser les bonnes questions.

Le système de questionnement

1ère question : L'autoproduction et l'autoconsommation d'électricité photovoltaïque menacent-elles le système électrique actuel ?

La réponse est oui : elle menace les acteurs historiques. L'autoconsommation fait perdre des recettes aux producteurs et aux fournisseurs d'énergie. Elle constitue un manque à gagner pour le gestionnaire de réseau, pour l'Etat puisqu'aujourd'hui nous payons le coût d'exploitation, de maintenance et de développement du réseau, ainsi que les taxes qui sont directement incluses dans le prix du kWh d'électricité fournie par le réseau. Par ailleurs, l'autoproduction et l'autoconsommation font courir un risque de communautarisme énergétique menaçant la solidarité électrique nationale.

2ème question : Faut-il seulement promouvoir l'autoproduction et/ou aussi l'autoconsommation ?

Deux problématiques sont sous-jacentes à cette simple question. Le mouvement naturel de l'électricité est d'aller du producteur vers le transporteur, vers le distributeur, vers les foyers. Si je ne consomme pas ce que je produis et que je le réinjecte, j'envoie des électrons dans l'autre sens. Cela pose-t-il un problème technique, le maillage

va-t-il le supporter, le plan de tension va-t-il le supporter ? Ce sont là de vraies questions à se poser. Par ailleurs, si j'auto-consomme absolument tout ce que je produis localement, ne vais-je pas surconsommer, créer un besoin ? Est-ce réellement vertueux ?

3ème question : Faut-il ou non coupler l'autoproduction et l'autoconsommation avec du stockage local ?

Le photovoltaïque étant une source d'énergie intermittente, son couplage avec un stockage local, par exemple des batteries, est possible voire souhaitable pour pouvoir restituer au moment opportun de l'électricité et augmenter ainsi l'autonomie, la sécurité énergétique, la stabilité du réseau, tout en évitant le recours à des combustibles fossiles.

Le stockage local permet aussi d'être plus résilient face aux pannes. Cela étant, il faut savoir que les techniques de stockage actuellement disponibles pour les particuliers ne permettent pas un stockage à long terme inter-saisonnier en France et ne conduisent donc pas à l'autarcie énergétique. Tant que l'on n'aura pas de stockage local, le réseau de distribution sera considéré comme un lieu de stockage naturel. Le réseau peut en effet être utilisé pour injecter le surplus d'électricité d'autoproduction par rapport aux besoins de consommation du moment.

4ème question : Faut-il favoriser l'autoconsommation, l'autoproduction individuelle ou collective, au niveau d'un quartier, d'une commune, d'une collectivité ? L'individu va privilégier naturellement l'individuel pour auto-consommer chez lui. Pour autant, l'autoconsommation collective présente beaucoup d'avantages. On peut en effet autoproduire pour du résidentiel, pour du tertiaire bureau-tique, pour du tertiaire centres commerciaux. Elle présente aussi des inconvénients comme le fait de ne pas pouvoir revendre le surplus au tarif de rachat habituel, l'obligation de déclarer une personne morale.

5ème question : Faut-il subventionner ou non le développement de l'autoproduction et l'autoconsommation ?

La France, par rapport à cette question, est dans une situation un peu particulière avec un système de production très centralisé et

plus de 70% de l'électricité française provenant du nucléaire. De plus en France, le coût de l'électricité est extrêmement faible par rapport à la moyenne européenne. Ces deux raisons freinent le développement des renouvelables de manière générale en France. Cela étant, l'achat puis l'installation d'un équipement photovoltaïque représente un coût significatif qui n'est rentable qu'au bout d'une dizaine d'années sachant que l'équipement, lui, a une durée de vie d'environ 25 ans. Si en plus de cela on souhaite le coupler à du stockage local - et tout ceci sans incitation financière - le coût de l'autoproduction et de l'autoconsommation devient assez dissuasif bien que le prix des batteries et des cellules photovoltaïques dégringole.

L'équation

L'équation à résoudre est complexe mais en même temps intelligible. L'enjeu réside clairement dans le fait d'augmenter l'efficacité énergétique tout en réduisant la consommation de CO₂. La complexité à résoudre cette équation s'explique quant à elle par deux raisons. Première raison : parce que le mix énergétique peut être multiple. Il existe de nombreuses combinaisons possibles d'énergie verte.

Deuxième raison : parce que nombreux sont les acteurs pouvant avoir des intérêts divergents. Ces acteurs appartiennent à quatre grandes catégories : les acteurs de la filière énergétique (producteurs, fournisseurs, opérateurs de réseau) ; l'Etat qui joue un rôle très important en ce qu'il influence les évolutions législatives et les mécanismes incitatifs ; la CRE, la commission de régulation de l'énergie, qui joue un rôle clé dans la tarification de l'électricité pour la partie régulée ; toutes les autres parties prenantes (les syndicats professionnels du photovoltaïque, des associations qui promeuvent l'énergie verte, les collectivités locales, qui vont avoir leur mot à dire dans l'évolution du mix énergétique, etc.).

On peut donc se poser une question simple. Quel est le point de vue des différents acteurs que nous avons mentionnés ici sur le mix énergétique, la place du photovoltaïque et celle de l'autoconsommation. Plutôt que de vous faire une liste à la Prévert de différents points de vue, nous avons fait le choix de vous présenter une synthèse de nos convictions citoyennes nourries par ces témoignages.

Première conviction

L'autoproduction et l'autoconsommation créent une réelle valeur sans menacer le système électrique actuel. Elles participent en effet à la transition énergétique et contribuent à réduire les émissions de CO₂. Elles représentent aussi une part minime de l'électricité. Elles constituent également une valeur dans la mesure où elles encouragent la proximité du lieu de production et du lieu de consommation. Cette proximité permet de diminuer le volume des pertes techniques et d'éviter l'occupation des espaces au sol. L'autoproduction et l'autoconsommation modifient par ailleurs le rapport des consommateurs à l'énergie par la sensibilisation et la maîtrise de la consommation d'électricité. Elles mobilisent enfin l'épargne de la population française pour accompagner cette transition énergétique et favorisent l'investissement des entreprises.

Deuxième conviction

L'autoproduction et l'autoconsommation d'énergie photovoltaïque sont compatibles avec la solidarité nationale sous réserve d'adapter le mode de tarification de l'électricité. En effet, il n'y a pas de notre point de vue de risque d'autarcie énergétique dans la mesure où les consommateurs auront toujours besoin d'être connectés au réseau pour des compléments d'apport électrique. En revanche, l'autoconsommation pourrait risquer de provoquer une baisse de budget utile à l'entretien du réseau de distribution. Ceci pourrait être évité en modifiant le système de tarification, en augmentant en partie la part d'abonnement dans le tarif d'électricité (en moyenne actuelle-

ment de 20% uniquement). Troisième élément en relation avec cette conviction : l'autoconsommation et l'autoproduction ont toujours besoin d'un soutien à l'investissement compte-tenu du faible coût de l'électricité en France. En revanche, il nous paraît important d'adapter de manière réactive le tarif de rachat du surplus d'électricité dans la mesure où il y a une évolution extrêmement rapide des coûts d'investissement et qu'il ne faudrait pas, ni dissuader l'investissement, ni créer des phénomènes.

Troisième conviction

Il faut favoriser et encourager l'autoconsommation collective sans néanmoins dissuader l'autoconsommation individuelle. L'autoconsommation collective présente des avantages, comme de permettre le foisonnement des besoins et des apports. En revanche, il y a besoin d'évolutions réglementaires pour qu'elles puissent être développées réellement. L'autoconsommation individuelle a tout son intérêt notamment dans les régions ensoleillées. Il nous paraît important d'adapter les incitations financières à son développement en fonction de la pertinence du photovoltaïque d'une région à l'autre.

Quatrième conviction

Il faut vraiment miser sur les technologies du futur.

- . Le stockage : afin de prolonger l'autoconsommation dans la durée.
- . Les composants, le numérique.
- . Le Big data. Tout ce qui est actuellement réalisé sur un réseau national peut être transposé au niveau local, avec une économie au niveau de la gestion de la consommation et de la production.
- . Les nouveaux acteurs économiques et les nouveaux métiers. A l'ère de l'ubérisation de l'énergie, nous devons envisager dans les années qui viennent une ouverture du marché et un changement du paradigme de l'énergie et des acteurs qui vont avec.

Conclusion

L'autoproduction et l'autoconsommation doivent être envisagées de manière raisonnée dans le cadre de choix pertinents, réalisables, acceptables et accessibles. N'oublions tout de même pas que l'énergie la moins cher reste celle que nous ne consommons pas.

Philippe ROCHER Quelques commentaires. Vous avez évoqué 4 catégories d'acteurs. J'en ajouterai une cinquième – l'investisseur – pour vous présenter Céline Lauverjat, notre invitée, qui est directrice d'investissement chez Mirova, le groupe Natixis Asset Management. Vous avez également travaillé à la CDC où vous avez créé le département d'investissements dans les énergies renouvelables. Vous avez aussi travaillé en Equity, en fonds propres, sur la toute première grande centrale photovoltaïque il y a une dizaine d'années à Vinon-sur-Verdon. Cette synthèse appelle-t-elle chez vous des réactions ?

Céline LAUVERJAT Participer à la présentation et voir vos slides a modifié ce sur quoi je pensais vous challenger. Cela étant, j'ai été très intéressée par la liste des gens que vous avez interviewés, à savoir : quelqu'un de EDF, quelqu'un de RTE, quelqu'un de CEA, quelqu'un de EDF. Pour parler de l'autoconsommation, je me demande si ce panel est suffisamment homogène. Vous avez vous-mêmes rappelé que l'autoconsommation invitait à changer le paradigme. Pourquoi donc ne pas avoir interviewé des personnes en auto consommation, des installateurs, bref les acteurs de cette économie de proximité ?

Rapporteur du groupe Nous avons interviewé à peu près 12 intervenants, dont 4 ou 5 doivent effectivement graviter dans le monde d'EDF qui, avec RTE et Enedis, est de loin le plus gros acteur. Cela



étant, nous avons aussi rencontré HESPUL, NR PLAN, Bouygues Immobilier. Difficile de mener ce genre de réflexion sans rentrer en contact avec différentes personnes de l'écosystème EDF.

Céline LAUVERJAT C'est certain mais ce ne sont pas les acteurs de l'économie circulaire que vous défendez dans votre présentation. On est vraiment sur une maille électrique qui n'est pas celle des acteurs que vous avez interviewés en termes de représentation.

Rapporteur du groupe C'est exact mais en même temps nous ne voulions pas que l'on nous présente l'autoconsommation et l'auto-production comme une panacée. Nous voulions aussi le point de vue des résistants.

Philippe ROCHER Ils ont quand même vu HESPUL, un acteur historique de l'autoconsommation en France et NR Plan, le syndicat des professionnels.

Céline LAUVERJAT J'ai par ailleurs été un peu gênée par le terme d'ubérisation. L'ubérisation renvoie par définition au passage d'une situation de propriété à une situation de service. Or j'ai quand même l'impression que l'autoconsommation propose le chemin inverse. Le consommateur d'un service électrique devient propriétaire de sa centrale. Je pense donc que le choix du terme ubérisation ne correspond pas à ce que vous avez voulu passer comme message.

Rapporteur du groupe Il est vrai que c'est un terme que j'ai utilisé et que mes collègues ne partagent peut-être pas. Mais j'assume ma responsabilité. Nos entretiens nous ont montré que l'énergie est de plus en plus vue comme un service et plus comme un produit. Derrière l'ubérisation, se cachait également l'idée d'un potentiel changement de modèle économique.

Céline LAUVERJAT Certes, mais dans l'autoconsommation il me semble que l'idée de posséder son outil de production occupe une place importante. Cela me permet de rebondir sur une troisième question. Combien ça coûte ? Vous avez parlé du prix du kWh mais vous avez fait référence au prix du kWh régulé. Savez-vous combien se vend un MWh sur le marché spot de l'électricité ?

Rapporteur du groupe Trois fois rien sur le marché spot, en tout cas moins cher que l'énergie régulée.

Céline LAUVERJAT Cela dépend du moment où vous l'achetez, mais il y a même des fois où cela coûte négativement. Il y a de plus en plus d'heures sur le marché de l'électricité où il faut payer pour que l'on nous prenne notre électricité. Vous avez par ailleurs dit que le réseau assure le stockage. C'est inexact et c'est justement là tout le problème des énergies alternatives. Quand on injecte, il faut quelqu'un qui soutire. Sans cela, tout le réseau se déséquilibre.

Rapporteur du groupe C'est le problème que l'on rencontre actuellement avec toutes les sources distribuées d'autoproduction qui demanderaient une reconfiguration totale du réseau. C'est la raison pour laquelle le stockage serait vraiment intéressant. Cela permettrait de lisser tout cela. Néanmoins, force est de constater que la plupart des particuliers qui autoproduisent et auto-consomment évacuent le problème en balançant sur le réseau, ce qui génère des problèmes.

Céline LAUVERJAT Très objectivement, cela ne génère pas de problèmes parce que l'on parle de quelque chose de relativement infime comparé à ce que représente le service réseau haute tension, moyenne tension, basse tension en France. Nous le constatons dans le cadre des énergies renouvelables : quand on balance 300 MW de solaire au mois d'août et que personne n'a allumé sa climatisation, on peut avoir un souci d'effacement. Mais lorsque l'on est dans les zones non interconnectées, l'effacement existe. Globalement l'autoconsommation ne se pose pas comme un problème physique pour l'instant et il risque d'en être ainsi encore longtemps. La difficulté se situe vraiment dans ce passage vers autre chose d'une économie centralisée, nationale, monopolistique, etc.

J'en reviens à ma question du prix. Le prix spot est d'environ 5 centimes. Lorsque l'on investit dans une centrale photovoltaïque - même si cela revient moins cher que cela ne l'a été - la rentabilité au prix spot n'est pas encore acquise sur une certaine durée. Je souscris donc également à votre conclusion selon laquelle cette démarche relève d'un geste citoyen, pas d'un geste économique.

Rapporteur du groupe Cela dépend d'où on se place. Le consommateur, lui, n'est pas perdant ou à peine un peu.

Céline LAUVERJAT C'est bien là que réside toute la complexité. On se dit qu'il faut un nouveau paradigme du système électrique, mais cela suppose donc que le recours au marché soit aussi le centre de la réflexion économique des investissements.

Rapporteur du groupe On partage pleinement ce sentiment. Mais dans notre équation, nous avons associé l'enjeu à trois dimensions : l'efficacité, la réduction du CO2 et le recours à de l'énergie renouvelable plutôt que non renouvelable. C'est pour cela que nous évoluons un mix énergétique avec des options multiples. Il ne s'agit pas d'aller vers l'un ou l'autre, mais bien d'un positionnement du curseur. Nous pensons, pour notre part, qu'il faut déplacer le curseur mais de manière raisonnable. Nous n'avons pas prétendu que le solaire devait se substituer au nucléaire, c'eût été ridicule. Mais nous trouvons pertinente l'idée d'accompagner ce mouvement, même si d'un point de vue strictement économique cette approche reste discutable. Vous avez réfuté l'idée que le réseau puisse être un endroit pour stocker. Or nos entretiens nous ont montré que les points de vue étaient très différents. J'ai cru comprendre que, y compris avec le nucléaire, il a fallu prévoir des systèmes de stockage de l'électricité (type barrage). Il semblerait donc qu'il existe des réponses techniques.

Céline LAUVERGEAT Ce n'est pas le stockage sur le réseau que vous évoquez, c'est le stockage hydro par barrage qui permet de résoudre une problématique d'équilibre injection soutirage. Le choix réseau pour larguer du nucléaire en grosse puissance consiste à faire des interconnexions vers les autres pays - ce que je n'appellerai pas du stockage réseau mais du passage vers les autres pays de son propre problème de surproduction.

• *Comment appréhendez-vous la problématique de l'effacement ? Vous parlez de 100% d'énergie renouvelables. De quoi vont être composés ces 100% ? Est-ce que ces 100% de demain ne seront pas 50% de moins qu'aujourd'hui ?*

Rapporteur du groupe Tu as l'air d'insinuer que dans 40 ans on consommera moins d'énergie qu'aujourd'hui. Nous avons énormément débattu sur le sujet et nous ne sommes pas tous d'accord dans le groupe. En ce qui me concerne, je n'y crois pas une seule seconde. Avons-nous, une seule fois dans l'histoire de l'humanité, utilisé moins d'énergie que les 10 années précédentes ? Jamais. Pourquoi cela arriverait demain, alors que l'on prévoit de surcroît l'arrivée du véhicule électrique ?

Céline LAUVERGEAT Les mécaniques d'effacement existent déjà. On valorise des mégawatts. L'effacement est considéré comme de la base. On est déjà dans un système où la gestion d'un réseau électrique incorpore ce sujet et le valorise, peut-être pas à son juste prix, mais en tout cas mieux qu'il y a ne serait-ce que 5 ans.

Grand témoin

Francis CHATEAURAYNAUD, sociologue, directeur d'études, directeur du Groupe de sociologie pragmatique et réflexive, Ecole des hautes études en sciences sociales. Il propose une mise en perspective à l'issue de chaque restitution.

Francis Chateauraynaud Cet exposé m'a d'autant plus intéressé que je démarre actuellement un travail de recherche avec des collègues allemands sur la comparaison de 30 ans de débats publics autour de l'énergie. Notre objectif : comprendre comment l'Allemagne et la France en sont arrivées à des trajectoires aussi différentes. Pour ce faire, nous examinons les cadres politiques dans lesquels les calculs sont faits, car tous les raisonnements sur l'énergie reposent sur des espaces de calculs assez complexes. Un élément saillant est l'incomplétude. Le théorème de Gödel établit qu'une axiomatique est toujours incomplète dès lors qu'elle doit intégrer les conditions de son fonctionnement axiomatique. Ainsi, un système formel n'aide plus à raisonner dès lors que l'on sort du système formel. Concernant cette question de l'énergie, il est frappant de constater que l'on débat sur des questions de calculs, de prix, d'équivalences en MegaWatts, etc., alors qu'en réalité on active des systèmes formels marqués par l'incomplétude - ce qui est un vrai problème pour les économistes. Un système formel frappé d'incomplétude ne se régule pas comme un marché. Il y a toujours besoin d'une main visible, ou invisible, capable d'agir sur lui pour le réguler - d'où cette complexité que vous avez soulignée. J'en arrive donc à cette question de complexité. Les mathématiques des systèmes complexes - qui ont beaucoup évolué - mettent en avant deux propriétés : la non linéarité qui, en cas d'émergence, empêche de revenir aux conditions initiales ; la question des échelles. On voit bien que les enjeux examinés sont sensibles aux jeux d'échelle. On parle d'individu, puis de collectif ou de communautés, de région, d'Etat, d'Europe. La question des échelles spatiales et temporelles est le facteur principal de complexification des équations en question. C'est pour cette raison d'ailleurs que le calcul ne peut pas se clore, faute d'une échelle temporelle stabilisée. Le GIEC a beaucoup joué avec cela. Il fait des projections pour 2050 ou 2100. En fait, ce sont des conventions qui viennent se greffer sur

l'ordre axiomatique. Or en mélangeant axiomatique (au sens d'un système formel permettant de clore un calcul), conventions (accord, désaccord) et échelles locales (avec une variabilité considérable des expériences), des notions comme autoconsommation et autoproduction peuvent prendre des sens totalement différents.

Vous avez souvent évoqué cette idée d'une régulation centralisée sous-jacente. J'aurais trouvé intéressant que vous interviewiez le groupe négaWatt, dont le scénario, un temps considéré comme farfelu, a progressivement été pris au sérieux par l'ADEME et par des économistes. On y retrouve les concepts d'efficacité, de sobriété, de renouvelables, de sortie du nucléaire et du pétrole, avec un système énergétique parfaitement vertueux permettant de tenir les engagements sur le climat et de remettre de la démocratie dans le système. Le problème est que même négaWatt, qui produit un magnifique modèle alternatif, ne parvient pas à la complétude. Je pense donc que l'on est dans un système fondamentalement incomplet, ce qui pose des problèmes politiques et économiques énormes. Si vous confiez à des ingénieurs ou à des mathématiciens la régulation d'un système fondamentalement incomplet, ils vont chercher précisément à boucher les trous avec des équations, engendrant ainsi des inégalités ou des problèmes d'incommensurabilité dans la chaîne. Un exemple rapide : je suis actuellement avec beaucoup d'intérêt le contentieux ouvert par l'Île de Sein contre EDF qui tente de s'opposer à la volonté d'autonomie énergétique des habitants. Ce contentieux peut en effet entraîner une jurisprudence sur la manière dont des communautés sont en capacité de modifier complètement l'espace de calcul en l'ancrant à leur échelle, autrement dit sans prétendre disposer d'une solution que l'on pourrait étendre à l'ensemble du territoire par équivalence.

Pour en savoir plus

www.ihest.fr

Institut des Hautes Études pour la Science et la Technologie
Ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche
et de l'Innovation
1 rue Descartes, 75231 Paris cedex 05, France

L'IHES est un établissement public à caractère administratif, sous la tutelle des ministères en charge de l'éducation nationale, de l'enseignement supérieur et de la recherche, prestataire de formation enregistré sous le n° 11 75 42988 75. Ses formations sont référencées dans *Datadock*.