

RECOMMANDATIONS RELATIVES À L'AUTOCONSOMMATION DE L'ÉNERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE



Les acteurs de l'avenir énergétique



Juin 2014

SOMMAIRE

1. RÉSUMÉ	4
2. CONTEXTE ET OBJET DE LA NOTE	5
3. DÉFINITION DE L'AUTOCONSOMMATION PHOTOVOLTAÏQUE	7
4. L'AUTOCONSOMMATION À DIFFÉRENTES ÉCHELLES	8
▶ 4.1. L'autoconsommation à l'échelle d'un bâtiment	8
4.1.1. <i>Installation photovoltaïque sur une maison</i>	8
4.1.2. <i>Installation photovoltaïque sur un bâtiment tertiaire</i>	9
▶ 4.2. L'autoconsommation à l'échelle d'un « îlot urbain »	9
5. RECOMMANDATIONS POUR LA MÉTROPOLE	10
▶ 5.1. Principes généraux	10
▶ 5.2. Mécanisme de soutien de la phase expérimentale	11
5.2.1. <i>Le net-metering</i>	11
5.2.2. <i>Les primes au kWh produits, consommés et/ou injectés</i>	11
5.2.3. <i>Préconisations relatives au mécanisme de soutien</i>	14
5.2.4. <i>Evolution des conditions économiques du raccordement au réseau des autoconsommateurs photovoltaïques</i>	15
6. RECOMMANDATIONS POUR LES OUTRE-MER	16
7. CONCLUSION	18

1. RÉSUMÉ

Le coût de production de l'électricité photovoltaïque poursuit depuis plusieurs années une courbe d'apprentissage particulièrement rapide. Afin d'anticiper le développement spontané de l'autoconsommation chez les clients finaux, SER-SOLER recommande de mettre en place un mécanisme de soutien à l'autoconsommation dans le cadre d'une phase expérimentale d'une durée de trois ans, en parallèle des mécanismes de soutien actuellement en vigueur, et sans que cette initiative se substitue à ces derniers. Cette phase expérimentale aurait pour objectif d'anticiper et de résoudre en amont les questions qui se poseront lors du développement naturel de l'autoconsommation, parmi lesquelles : l'intégration du photovoltaïque autoconsommé au réseau électrique en termes d'énergie et de puissance, et définition des services système associés ; le développement des modèles de pilotage de la demande et de la production en fonction des segments de puissance concernés et de la nature des sites équipés ; la sécurité électrique des intervenants et des utilisateurs finaux ; l'acquisition d'un savoir-faire et la construction de références pour se positionner à l'export, dans un marché en pleine croissance ; la gestion du risque en matière de financement de ces nouveaux projets ; la résolution des problématiques juridiques concernant l'achat / vente d'énergie de gré à gré.

Les volumes concernés par l'expérimentation, 300 MW/an au total, seraient limités par quota (segment 0-100kWc) et par appels d'offres simplifiés (segment 100-250kWc) et complets (segment supérieur à 250kWc). Ces volumes viendraient s'ajouter à la programmation pluriannuelle d'appels d'offres que SER-SOLER juge essentiel de mettre en place afin de donner une visibilité optimale aux industriels : 1GW par an *a minima* pendant 3 ans. Les sites visés en priorité par l'expérimentation devraient être ceux du segment professionnel et du résidentiel intégré dans des îlots en cours d'aménagement, pour lesquels il peut exister une adéquation « naturelle » des courbes de consommation et de production photovoltaïque.

SER-SOLER recommande de tester, dans le cadre de l'expérimentation souhaitée, une prime globale à l'autoconsommation, composée de primes aux kWh photovoltaïques autoconsommés ou injectés sur le réseau, et modulée en fonction de la puissance maximale injectée sur le réseau en regard de la puissance souscrite par l'autoconsommateur.

Les modèles économiques valorisant l'autoconsommation font intervenir l'économie de facture évitée : l'analyse du risque des projets est dépendant d'un nouveau risque lié au client, portant à la fois sur sa consommation et sur la pérennité de ses engagements. Il est par conséquent essentiel de mener une évaluation rigoureuse de la bancabilité des projets dans cette configuration, laquelle diffère très sensiblement de l'obligation d'achat.

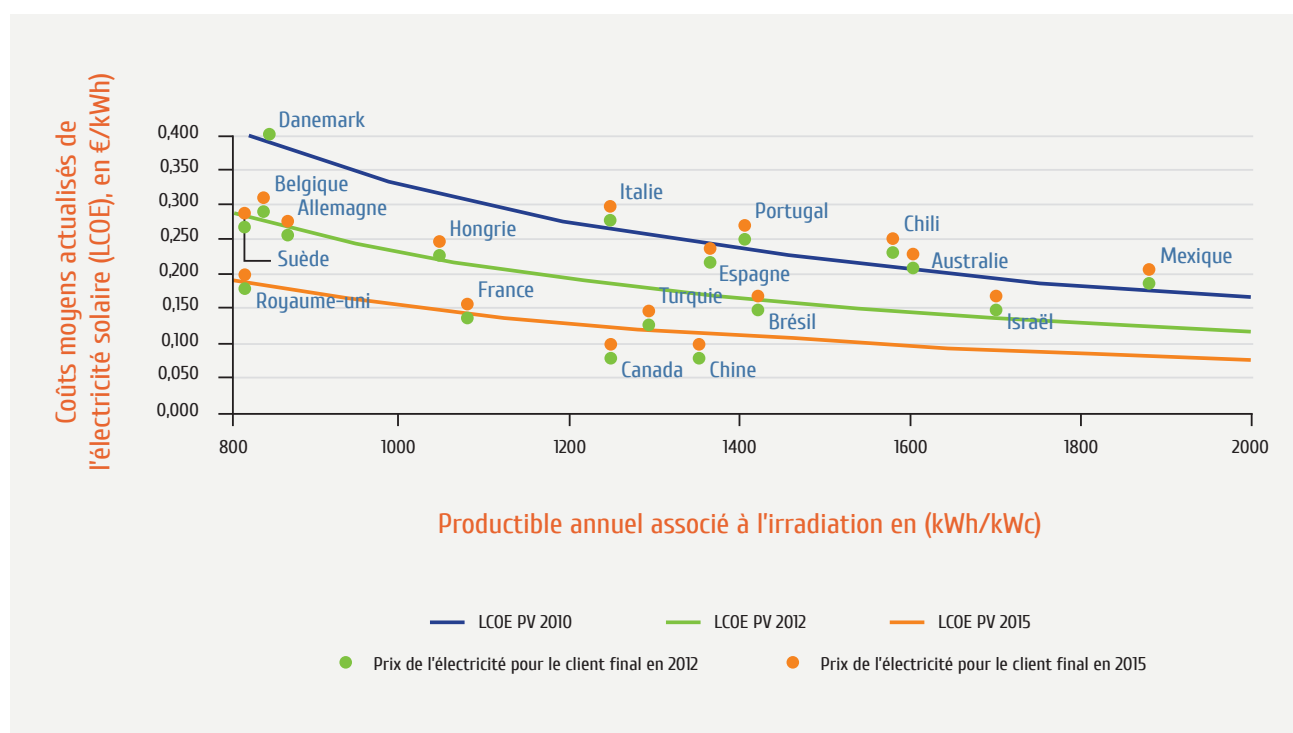
La définition du modèle économique de l'autoconsommation doit être l'occasion d'intégrer une révision des conditions économiques du raccordement des autoconsommateurs au réseau. A ce titre, le calcul de la quote-part du coût des ouvrages réseaux à créer en application des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables doit se faire à due proportion de la puissance maximale susceptible d'être injectée sur le réseau et non pas en fonction de la puissance totale de l'installation, et ce, quel que soit le niveau de puissance de l'installation.

En ce qui concerne plus particulièrement les DOM, SER-SOLER recommande la mise en place en urgence d'un mécanisme de prime à l'autoconsommation intégrant des actions de maîtrise de l'énergie, du stockage et du service réseau. En matière de CSPE, le modèle proposé par SER-SOLER a vocation à s'amortir sur la durée de vie des systèmes, rendant ainsi positif l'impact global. SER-SOLER demande que les DOM puissent bénéficier de cette mesure d'urgence sur une période de 3 ans, afin d'affiner le modèle proposé. Les volumes seraient annuellement plafonnés à 100 MW/an pour l'ensemble des DOM.

2. CONTEXTE ET OBJET DE LA NOTE

Le solaire photovoltaïque est aujourd'hui la technologie de production d'électricité qui connaît le plus fort développement dans le monde. Le coût de production de l'électricité photovoltaïque poursuit une courbe d'apprentissage particulièrement rapide : il est aujourd'hui sans commune mesure avec ce qu'il était il y a encore quelques années, et son prix de revient se situe désormais à un niveau proche des prix de détail de l'électricité, dont la tendance est à la hausse.

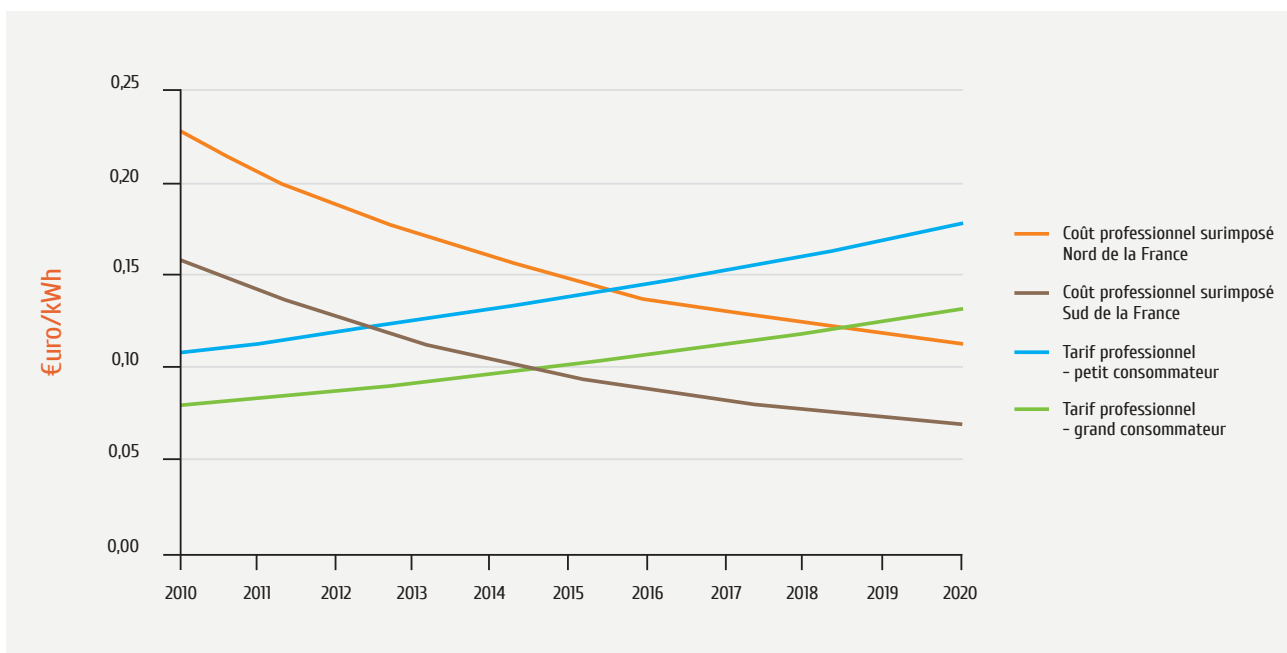
Dans de nombreux pays, la technologie photovoltaïque est dès maintenant compétitive avec l'électricité produite de manière traditionnelle et acheminée au client final : on assiste à un développement de ce marché où des contrats de vente de l'électricité photovoltaïque se concluent sans l'aide de systèmes de soutien. C'est le cas notamment de la Californie, du Chili, de l'Afrique du sud, et, en Europe, de l'Italie et de l'Espagne.



Graphique 1 : Compétitivité du photovoltaïque dans le monde (cas du marché résidentiel)

Source : SER-SOLER, 2013

En France, sur le seul plan du prix, les projections réalisées par SER-SOLER¹ montrent que l'ensemble des consommateurs professionnels devrait avoir intérêt à recourir à des installations de production d'électricité photovoltaïque à l'horizon 2018.



Graphique 2 : Atteinte de la compétitivité vue du client final pour les installations photovoltaïques professionnelles

Source : SER-SOLER, 2013

Conscient que le modèle économique du solaire photovoltaïque traverse actuellement une phase de profonde évolution, les pouvoirs publics ont lancé une réflexion sur le thème de l'autoconsommation. Un groupe de travail piloté par la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC) et qui rassemble les acteurs concernés se réunit à intervalles réguliers depuis décembre 2013. La date prévisionnelle de fin des travaux de ce groupe de travail est fixée à **juin 2014**. Les thèmes traités par ce GT sont les suivants :

- ▶ autoconsommation/autoproduction et systèmes électriques : états des lieux, opportunité et défis de l'autoconsommation ;
- ▶ présentation des expériences étrangères ;
- ▶ présentation de cas d'école de systèmes d'autoconsommation/autoproduction ;
- ▶ impact de l'autoconsommation/autoproduction sur le financement des taxes, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) et sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) ;

- ▶ stockage et maîtrise de l'énergie (MDE) – Les enjeux en termes de R&D et d'innovation ;
- ▶ modèles économiques et financement des projets en autoconsommation ;
- ▶ cadre réglementaire pour l'autoconsommation ;
- ▶ cas spécifique des Zones Non-Interconnectées (ZNI).

La présente note constitue la contribution de SOLER, la branche photovoltaïque du SER, aux travaux du groupe de travail. Les parties 3 et 4, ayant trait aux définitions et aux principes généraux, reprennent des éléments publiés par SER-SOLER en 2013 dans son étude « *Anticiper le développement du solaire photovoltaïque compétitif* »².

3. DÉFINITION DE L'AUTOCONSOMMATION PHOTOVOLTAÏQUE

Par autoconsommation photovoltaïque, on entend la possibilité donnée à tout type de consommateur/producteur d'électricité de connecter une installation photovoltaïque, dimensionnée selon ses besoins, soit uniquement à son installation électrique, soit dans un mode de partage entre son installation électrique et le réseau local selon les fluctuations de la production et de la consommation *in situ*.

L'objectif de l'installation photovoltaïque est donc plus de répondre, soit à sa propre consommation, soit à la consommation d'un ou plusieurs sites déterminés dans son voisinage, que de produire et vendre en totalité pour le réseau. L'électricité excédentaire continue d'être injectée sur le réseau local, cette production pouvant être valorisée de plusieurs manières.

Cette définition inclut tout type de consommateur et tout type de segment de marché du photovoltaïque. Elle inclut également tout type de raccordement de l'installation, de la connexion au réseau public à l'installation directement connectée à un réseau privé, en passant par les installations de production raccordées au consommateur par une ligne dédiée.

Notons qu'une installation photovoltaïque qui répond à cette définition ne doit pas nécessairement être la propriété du consommateur, elle peut appartenir à un autre acteur lié de manière contractuelle au consommateur. Tout type de producteur/consommateur peut s'inscrire dans ce cadre, du résidentiel à l'industriel en passant par le tertiaire. Tout type d'application photovoltaïque peut également être concernée, des installations intégrées aux bâtiments jusqu'aux centrales au sol en passant par les installations en surimposition. L'élément central de la définition est le lien fort entre le dimensionnement du système photovoltaïque et ses plages journalières de production avec le besoin électrique du ou des consommateurs.

La logique de l'autoconsommation n'est pas la recherche de l'autonomie mais plutôt celle de s'inscrire dans l'infrastructure locale du réseau associant production photovoltaïque, gestion intelligente de la demande et stockage. Cette orientation met donc en avant une multitude de situations d'autoconsommation à laquelle est associée une multitude de modèles d'affaires possibles.



Graphique 3 : Autoconsommation dans divers contextes
Source : AT Kearney. Traduction : SER-SOLER

4. L'AUTOCONSOMMATION À DIFFÉRENTES ÉCHELLES

La technologie photovoltaïque est l'une des seules en mesure de produire de l'électricité au plus près du consommateur. Cela est vrai au niveau du bâtiment mais également du quartier, de la commune, voire de la communauté de communes.

La notion « d'énergie positive » fait aujourd'hui référence à un bâtiment qui produit en moyenne plus d'énergie qu'il n'en consomme. Initialement pensés à l'échelle d'un bâtiment, les objectifs d'optimisation de la consommation du parc bâti et de mobilisation des ressources renouvelables locales qui sous-tendent désormais la réglementation thermique, etc., ouvrent la possibilité d'élargir l'échelle spatiale de ce concept au-delà du bâtiment : à l'échelle de l'îlot, du quartier, voire de la ville ou du périmètre de la concession.

Le passage à une plus grande échelle suppose une gestion des équipements de production et de consommation d'énergie. L'analyse des consommations, la « répétabilité », ainsi que la supervision des installations de productions/consommations constituent ainsi le centre névralgique du système. Si cela passe par un prestataire de services, la question de son modèle d'affaires devient incontournable. Cette mutualisation doit aussi prendre en compte les usages et les besoins selon l'occupation des bâtiments : les horaires et les besoins différents selon la destination du bâtiment (écoles, logements, bureaux). Autant de possibilités de dégager des marges de manœuvre pour lisser

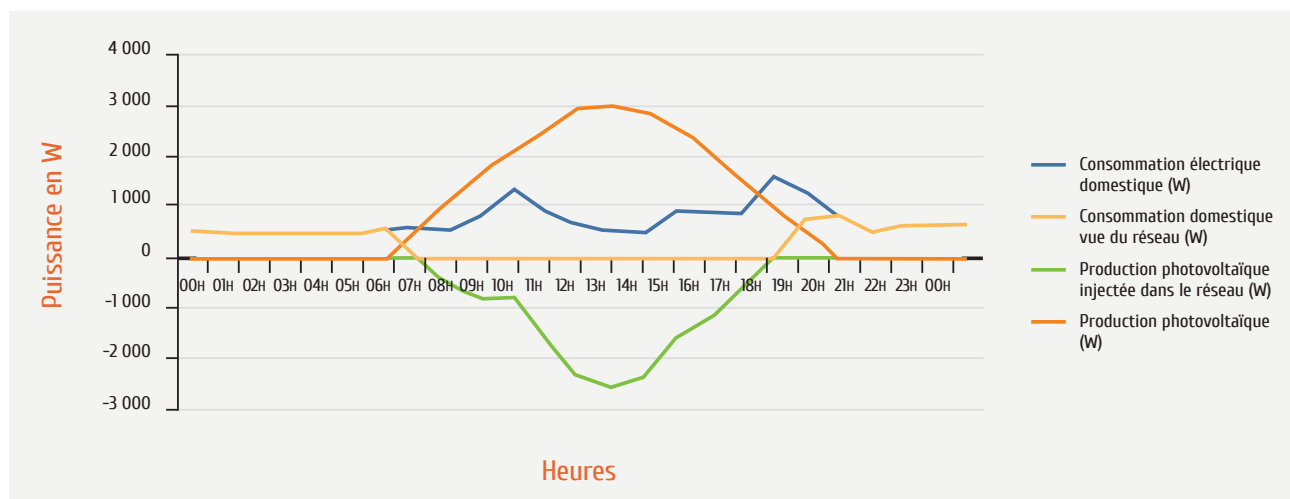
les pointes de consommation énergétique et mieux dimensionner les équipements.

► 4.1. L'autoconsommation à l'échelle d'un bâtiment

4.1.1. Installation photovoltaïque sur une maison

De nombreuses études ont été réalisées afin de déterminer la quantité d'électricité autoconsommée : sans système de gestion de la consommation ou de stockage, cette part varie entre 20 et 40 % de la consommation de la maison. La mise en place d'un système de gestion de la consommation et/ou la mise en place d'un système de stockage peuvent permettre une augmentation de la part de l'énergie électrique autoconsommée et donc une réduction sensible l'électricité soutirée du réseau.

Sans stockage toutefois, permettant la réinjection le soir dans le circuit électrique domestique, de la production photovoltaïque diurne, la pointe du soir de soutirage du réseau ne peut pas être réduite. Par ailleurs, à moins de réduire considérablement la taille du système photovoltaïque, la majorité de la production photovoltaïque est réinjectée sur le réseau pendant la journée, la pointe d'injection d'été pouvant même parfois être supérieure à la pointe de soutirage d'hiver.



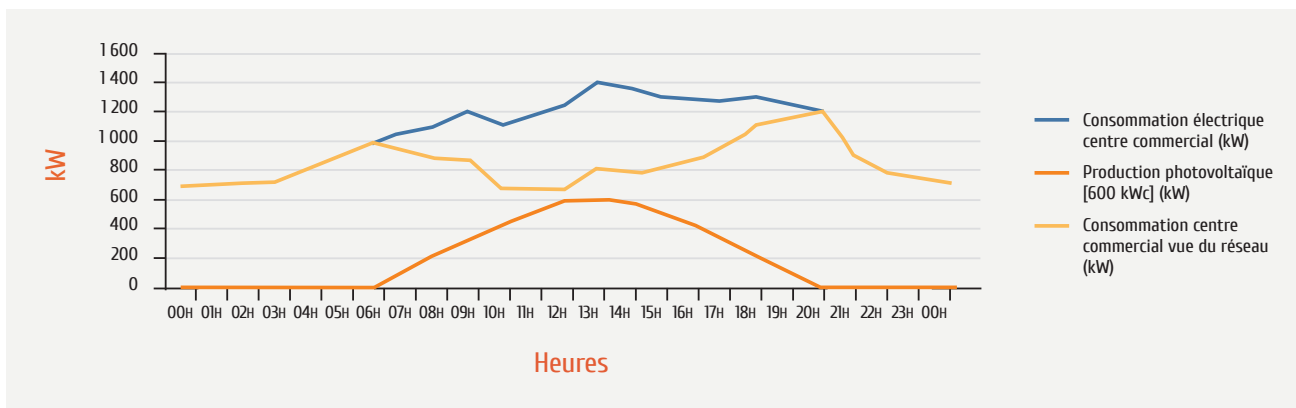
Graphique 4 : Simulation d'un système photovoltaïque sur une maison individuelle

Source : SER-SOLER, 2013

4.1.2. Installation photovoltaïque sur un bâtiment tertiaire

Dans certains cas, la courbe de consommation du bâtiment est « naturellement » synchrone avec la production photovoltaïque. Ce peut être le cas de bâtiments tertiaires (ex : centre commercial).

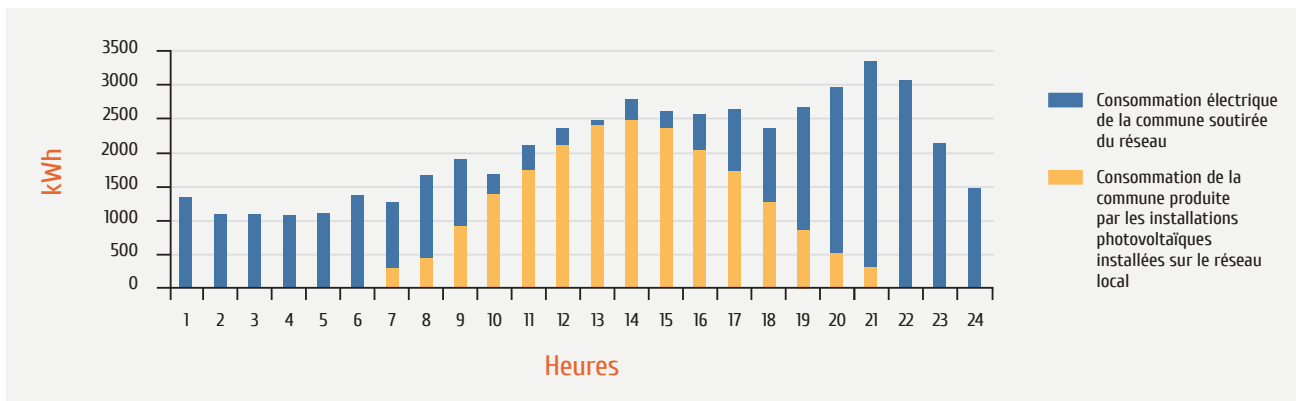
Dans ce cas, un dimensionnement adéquat permet d'autoconsommer la quasi-intégralité de l'électricité produite, sans même prévoir de transferts de consommation ou de dispositifs de stockage, et de limiter les pointes d'injection de la production photovoltaïque sur le réseau.



Graphique 5 : Simulation d'un système photovoltaïque sur un centre commercial
Source : SER-SOLER, 2013

► 4.2. L'autoconsommation à l'échelle d'un « îlot urbain »

Lorsqu'on analyse la structure de la consommation électrique à l'échelle de zones commerciales et d'activités, campus universitaires, quartiers résidentiels, sites industriels, etc., il convient de prendre en compte le foisonnement des consommations individuelles. Dans le cadre de l'implantation de systèmes photovoltaïques sur des bâtiments, si le bâtiment porteur du système n'a pas besoin d'électricité à l'instant où le système produit, il y a une forte probabilité qu'un bâtiment voisin aura, lui, besoin d'électricité à ce moment précis. On peut alors parler d'autoconsommation dans le périmètre d'un « îlot urbain ». Celui-ci peut même s'étendre au niveau d'une collectivité.



Graphique 6 : Consommation d'une commune un jour d'été, parc photovoltaïque de 2500 kW
Source : SER-SOLER, 2013

5. RECOMMANDATIONS POUR LA MÉTROPOLE

► 5.1. Principes généraux

Afin d'anticiper le développement spontané de l'autoconsommation chez les clients finaux, SER-SOLER recommande de **mettre en place un mécanisme de soutien à l'autoconsommation dans le cadre d'une phase expérimentale d'une durée de trois ans, en parallèle des mécanismes de soutien actuellement en vigueur, et sans que cette initiative se substitue à ces derniers.**

Cette phase expérimentale aurait pour objectif d'anticiper et de résoudre en amont les questions qui se poseront lors du développement naturel de l'autoconsommation, parmi lesquelles :

- l'intégration du photovoltaïque autoconsommé au réseau électrique en termes d'énergie et de puissance, et définition des services système associés ;
- le développement des modèles de pilotage de la demande et de la production en fonction des segments de puissance concernés et de la nature des sites équipés ;
- la sécurité électrique des intervenants et des utilisateurs finaux ;
- l'acquisition d'un savoir-faire et la construction de références pour se positionner à l'export, dans un marché en pleine croissance ;
- la gestion du risque en matière de financement de ces nouveaux projets ;
- la résolution des problématiques juridiques concernant l'achat / vente d'énergie de gré à gré.

SER-SOLER préconise de **contrôler les volumes d'installations concernées par l'expérimentation** par quota (segment 0-100kWc) et par appels d'offres simplifiés (segment 100-250kWc) et complets (segment supérieur à 250kWc). Afin que l'expérimentation soit suffisante, sans pour autant entraîner un impact significatif sur l'organisation du système électrique, ces volumes devraient totaliser **300 MW par an pendant trois ans**. Ces volumes viendraient s'ajouter à la programmation pluriannuelle d'appels d'offres que SER-SOLER juge essentiel de mettre en place afin de donner une visibilité optimale aux industriels : 1GW par an a minima pendant 3 ans

Dans certains cas, le caractère autoconsommé de l'électricité photovoltaïque sera apprécié **en aval du**

point de livraison du site équipé. Dans d'autre cas, une réunion de sites prétendant à l'autoconsommation pourra être considérée : le caractère autoconsommé de l'électricité photovoltaïque sera alors apprécié **en amont des points de livraison de chacun des sites concernés par l'opération, et en aval du poste de transformation HTA/BT.**

Les sites visés en priorité par cette expérimentation devraient être ceux du segment professionnel pour lesquels il peut exister une adéquation naturelle des courbes de consommation et de production photovoltaïque.

Pour le segment résidentiel, la marge de manœuvre des sites pour augmenter significativement le taux d'autoconsommation sans intervention de solution de stockage est trop faible. Néanmoins, le photovoltaïque joue d'ores et déjà un rôle important dans la réglementation thermique 2012 actuellement en vigueur (prise en compte du photovoltaïque dans la modulation du seuil de consommation d'énergie primaire par m² et par an) et sera essentiel dans la future réglementation thermique 2020 (bâtiment à énergie positive). **Il importe donc que la réflexion sur l'autoconsommation porte également sur le résidentiel.** SER-SOLER recommande de traiter ce segment dans l'un des deux cadres suivants complémentaires :

- soit, prioritairement, par l'intégration de plusieurs sites résidentiels dans un ensemble plus large de type « îlot urbain » dans un appel d'offres simplifié et/ou complet ;
- soit, dans les autres cas, par l'instauration d'une prime égale à l'amortissement du volet stockage et régulation de l'installation sur une durée à définir ; l'ensemble ayant pour fonction de renvoyer en fin de journée tout ou partie de la fourniture d'énergie au bâtiment.

Dans le cadre d'appels d'offres simplifiés et complets, il pourrait être envisagé plusieurs sous-familles d'installation :

- autoconsommation « simple » ;
- effacement et décalage/écrêtage de la pointe (pilotage consommation/production) ;
- stockage et service réseau ;
- « Îlot urbain » : le gestionnaire sélectionne et impose un point d'injection unique dans l'antenne BT de la production photovoltaïque mutualisée,

ce point d'injection étant optimisé par rapport à la gestion du plan de tension. Exemples de sites cibles visés par cette sous-famille (liste non-exhaustive) : zones commerciales et d'activités, campus universitaires, quartiers résidentiels, sites industriels, sites de recharge de véhicules électriques, etc.

Il convient que les procédés photovoltaïques en surimposition au bâti soient éligibles à cette expérimentation, en s'assurant qu'ils soient parallèles au plan de la toiture, avec possibilité d'incliner les modules sur les toits-terrasses équipés d'un acrotère, à condition que le point haut des modules ne dépasse pas le point haut de l'acrotère.

► 5.2. Mécanisme de soutien de la phase expérimentale

De nombreux mécanismes de soutien à l'autoconsommation peuvent être mis en place ; certains sont plus complexes que d'autres et leurs impacts sur le comportement des autoconsommateurs et sur le système électrique sont variables. Le mécanisme de soutien qui sera choisi dans le cadre de cette expérimentation doit répondre à plusieurs objectifs, dont les principaux sont les suivants :

- être lisible et garantir aux opérateurs économiques une rentabilité cible au fil des années d'exploitation de l'installation, en assurant une rémunération normale des capitaux investis ;
- inciter à des comportements vertueux en termes de maîtrise des consommations et de leur adéquation temporelle avec la production photovoltaïque ;
- inciter à limiter la puissance maximale de l'injection de la production photovoltaïque de manière à minimiser l'impact sur le réseau électrique de distribution.

Nous présentons et analysons deux de ces mécanismes ci-dessous.

5.2.1. Le net-metering

Dans le mécanisme dit de net-metering, le producteur/consommateur reçoit un crédit pour chaque kWh qu'il produit en sus de sa consommation propre et qu'il injecte sur le réseau. A chaque fin de période de facturation, il est fait un bilan de la production et de la consommation du

site : si la consommation est supérieure à la production injectée, le consommateur paie les kWh supplémentaires consommés. Dans le cas contraire, les crédits dus pour les kWh injectés sont reportés à la période suivante.

Le kWh injecté est donc valorisé à hauteur du kWh acheté au réseau, et peut tenir compte de la période de soutirage et de la période d'injection. Dans certains pays, il est possible de transférer le crédit non consommé à un autre site raccordé à la même antenne basse tension locale et ayant un contrat avec le même fournisseur d'électricité (dans certains cas, une charge pour l'utilisation du réseau de distribution peut être déduite des crédits).

Analyse :

Le net-metering, en particulier lorsque la période de référence est supérieure à la journée, n'incite pas à la mise en place de démarches vertueuses ni en termes de synchronisation de la consommation du site avec la production photovoltaïque, ni en termes d'injection sur le réseau. Par ailleurs, en cas de production et/ou de tarifs de l'électricité distribuée élevés, les autoconsommateurs peuvent voir leur facture complètement annulée. En cas de fort développement d'une filière sur ce principe (par exemple, en Californie), les pertes de revenus pour l'exploitation et le développement des réseaux peuvent alors être significatifs, sans pour autant présenter un avantage en termes de maîtrise des pointes d'injection. Le mécanisme peut certes être amélioré en diminuant la période de référence mais il perd alors en lisibilité.

5.2.2. Les primes au kWh produits, consommés et/ou injectés

Dans ce mécanisme, en plus de l'économie de facture générée par l'autoconsommation, le producteur consommateur reçoit des primes de manière à atteindre une rentabilité cible pour l'installation photovoltaïque. Ces primes peuvent être affectées :

- uniquement aux kWh produits par l'installation et autoconsommés, le surplus de production étant

injectée sur le réseau et rémunéré au prix de marché ;

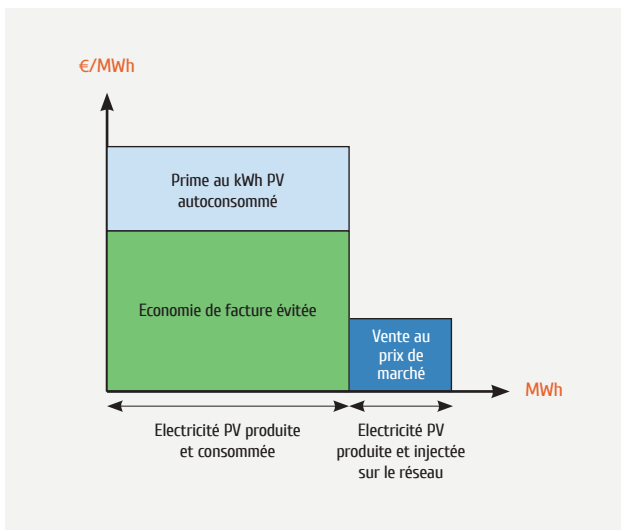
- ▶ uniquement aux surplus de production (système analogue à un tarif d'achat du surplus) ;
- ▶ à tous les kWh produits, qu'ils soient consommés ou injectés sur le réseau. Dans le cas d'une prime identique affectée aux kWh consommés et injectés, ces primes sont dites « symétriques » ; elles sont dites « dissymétriques » dans le cas contraire.

Analyse :

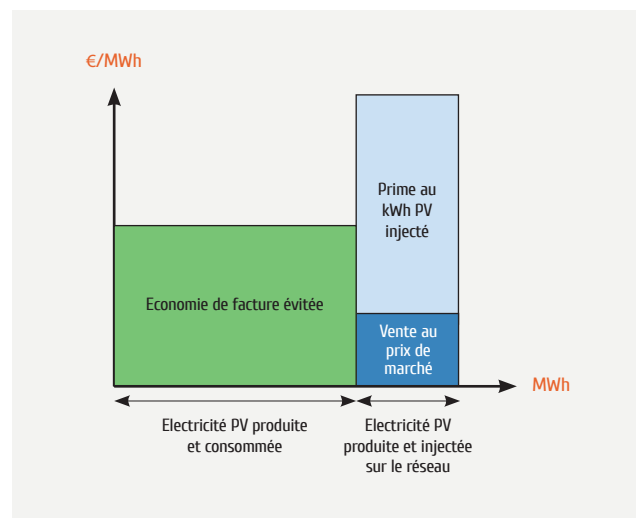
Une prime affectée aux seuls kWh PV produits et autoconsommés, et qui, combinée à l'économie de facture de l'utilisateur, pourrait être très supérieure à la valorisation de l'électricité injectée au réseau, risque d'inciter à des comportements anti-MDE de la part des autoconsommateurs. En effet, ceux-ci pourraient avoir un intérêt économique à accroître leur consommation d'électricité à la seule fin de maximiser leur taux d'électricité autoconsommée et la rémunération associée.

Une prime affectée aux seuls kWh PV injectés sur le réseau, assimilable de fait à un tarif d'achat du surplus (principe d'ores et déjà en place), présente également plusieurs inconvénients :

- ▶ l'atteinte de la rentabilité de l'installation par ce biais suppose une valeur faciale élevée de la prime ;
- ▶ la taille de l'installation sera maximisée de manière à injecter le maximum d'électricité sur le réseau. Des actions de MDE pourraient éventuellement être menées par l'opérateur pour accroître encore cette part. Ces comportements sont contraires avec l'objectif recherché de minimiser l'impact des installations en autoconsommation sur le réseau électrique ;
- ▶ en termes de communication et de compréhension, un tel dispositif pourrait paraître contradictoire avec le principe même de l'autoconsommation qui vise bien à attribuer une valeur économique aux kWh PV consommés et non à ceux injectés sur le réseau.



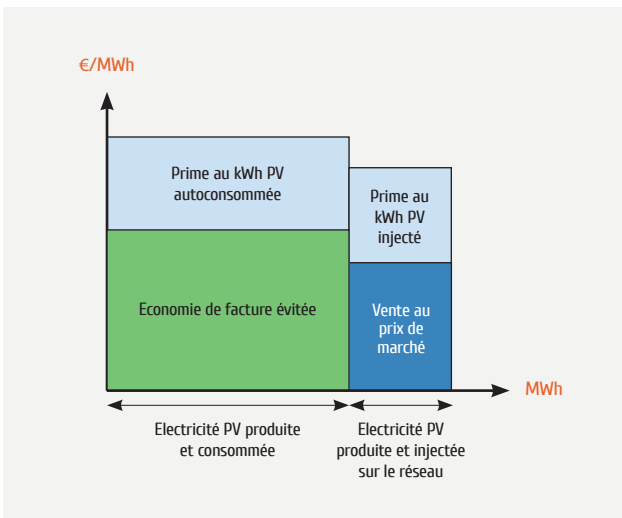
Graphique 7 : Prime au kWh PV autoconsommé
Source : SER-SOLER, 2014



Graphique 8 : Prime au kWh PV injecté sur le réseau
Source : SER-SOLER, 2014

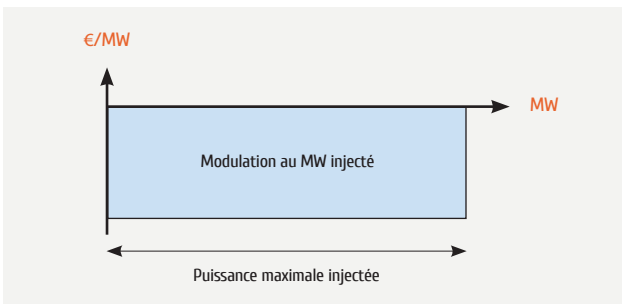
Une prime affectée à tous les kWh produits, qu'ils soient consommés ou injectés, présente l'avantage de neutraliser la plupart des effets non-désirables évoqués précédemment. Ainsi, une prime symétrique affectée aux kWh consommés et produits n'aura pas d'effet anti-MDE et sera neutre par rapport au taux d'autoconsommation, la maximisation de ce taux étant incitée par la seule économie de facture réalisée par l'opérateur. Une prime dissymétrique, donnant un léger

avantage économique à la recherche de l'amélioration du taux d'autoconsommation, est également possible. Cet avantage doit cependant pouvoir être mesuré suffisamment finement pour ne pas entraîner d'effet anti-MDE ou de déplacements de consommation qui ne seraient pas pertinents à l'échelle de l'économie globale du système électrique.



Graphique 9 : Prime au kWh PV produit, autoconsommé ou injecté
Source : SER-SOLER, 2014

Les primes symétriques ou dissymétriques reposent uniquement sur la rémunération de l'énergie photovoltaïque produite, sans faire intervenir la notion de puissance. Or, celle-ci est essentielle dès que l'on cherche à intégrer à la réflexion l'impact de la production photovoltaïque sur les réseaux électriques. A ce titre, une réduction de la rémunération perçue en fonction de la puissance injectée sur le réseau peut être introduite dans le modèle économique afin d'inciter à limiter la puissance maximale injectée sur le réseau.



Graphique 10 : Modulation au MW injecté
Source : SER-SOLER, 2014

5.2.3. Préconisations relatives au mécanisme de soutien

Au vu des éléments qui précèdent, **SER-SOLER recommande de tester, dans le cadre de l'expérimentation souhaitée pour le segment professionnel, une prime globale à l'autoconsommation définie de la manière suivante :**

$$\text{Prime globale} = A \times Q_{\text{consommée}} + B \times Q_{\text{injectée}} - C \times (P_{\text{injectée max}} - P_{\text{souscrite}})$$

Formule dans laquelle :

- ▷ **Q_{consommée}** représente la quantité d'électricité PV produite et autoconsommée
- ▷ **Q_{injectée}** représente la quantité d'électricité PV produite et injectée sur le réseau
- ▷ **A** représente la prime affectée aux kWh PV autoconsommés
- ▷ **B** représente la prime affectée aux kWh PV injectés
- ▷ **P_{injectée max}** représente la puissance maximale PV susceptible d'être injectée sur le réseau
- ▷ **P_{souscrite}** représente la puissance souscrite de l'abonnement en soutirage de l'autoconsommateur
- ▷ **C** représente le facteur de réduction de la prime globale en fonction de l'injection de puissance sur le réseau. **C** vaut 0 si $P_{\text{injectée max}} - P_{\text{souscrite}} \leq 0$.

Commentaires et mises en garde :

D'une manière générale, les modèles économiques valorisant l'autoconsommation font intervenir l'économie de facture évitée : l'analyse du risque des projets est dépendant d'un nouveau risque lié au client, portant à la fois sur sa consommation et sur la pérennité de ses engagements. Ce risque est renforcé par la durée longue des projets. **Il est par conséquent essentiel de mener une évaluation rigoureuse de la bancabilité des projets dans cette configuration, laquelle diffère très sensiblement de l'obligation d'achat.** A ce titre, il conviendrait par exemple de trouver un mécanisme permettant de minimiser le risque client (caution ou garantie).

La rémunération de l'électricité injectée au réseau sous la forme d'un prix de marché + prime introduit un risque supplémentaire. A ce titre, SER-SOLER recommande que **les plus petites installations s'inscrivent dans un régime de tarif d'achat du surplus** (jusqu'à un seuil de puissance qu'il convient de définir), et **que seules les plus grosses installations soient concernées par le mécanisme de prix de marché + prime** (déterminée ex-post).

Le niveau pour B doit être cohérent avec celui retenu pour A afin d'éviter les effets non-désirables. SER-SOLER recommande de fixer **A = B**. Dans ce cas, A + économie de facture évitée > A + marché de gros, ce qui favorise l'autoconsommation. Par ailleurs, A < A + prix de marché de gros, par conséquent les effets anti-MDE sont évités.

Seule l'injection d'électricité photovoltaïque excédant la puissance souscrite par le consommateur doit être prise en compte dans la réduction de la prime globale. Il convient d'affecter le coefficient C à cette différence éventuelle.

5.2.4. Evolution des conditions économiques du raccordement au réseau des autoconsommateurs photovoltaïques

Le décret n°2012-533 du 20 avril 2012 relatif aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) a institué une quote-part régionale du coût des ouvrages réseaux à créer en application des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) dont doivent s'acquitter les producteurs.

Pour mémoire, les modalités de calcul de la quote-part font porter aux producteurs EnR 85 % des coûts de l'adaptation du réseau public « amont » qui, s'ajoutant au coût de leurs ouvrages propres, entraînent une augmentation significative des coûts de raccordement par rapport au régime précédent. La mise en place d'une mutualisation des coûts s'est accompagnée d'une extension du périmètre de facturation des producteurs, incompatible avec le niveau actuel des tarifs d'achat.

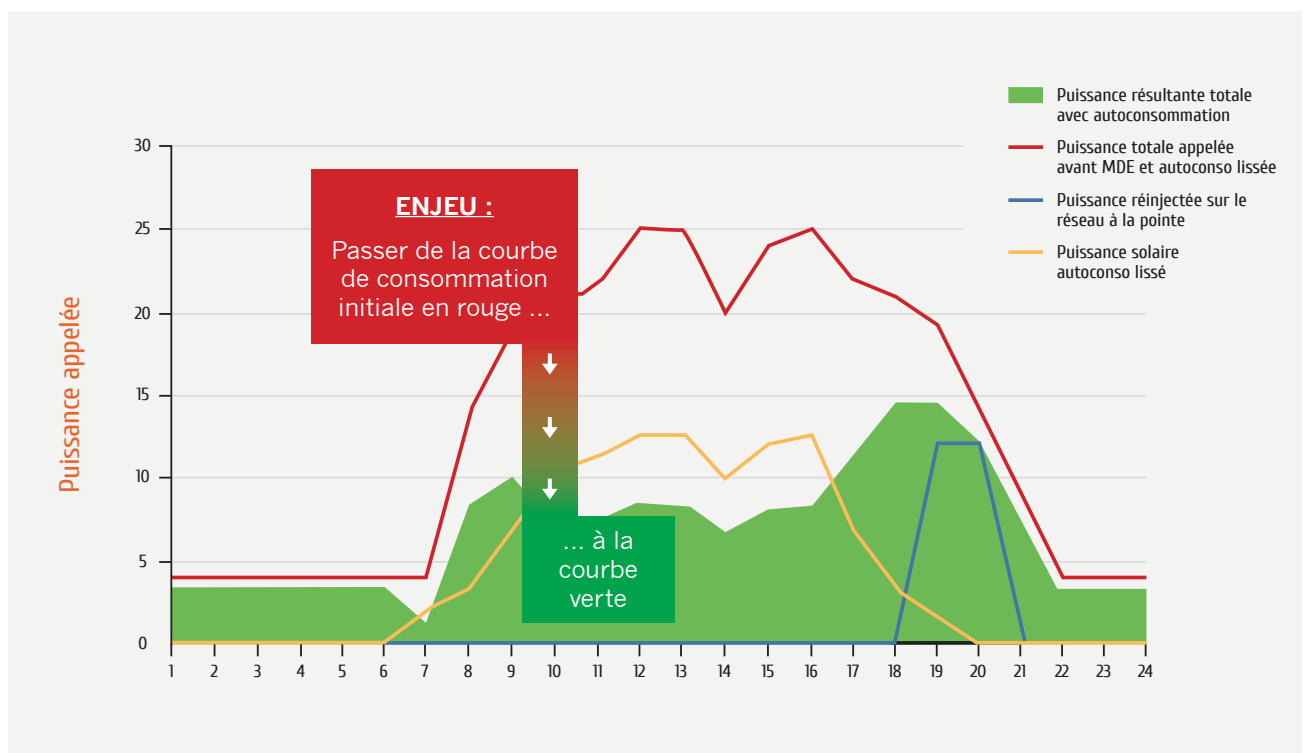
Par ailleurs, le champ d'application choisi intègre au dispositif des installations de production décentralisées (raccordées en BT ou proche de lieux de consommation) qui deviennent, dès lors, redevables de coûts d'adaptation du réseau amont, alors même que cette adaptation est dimensionnée pour l'accueil de gisements de production EnR centralisés, aux besoins fondamentalement différents.

La définition du modèle économique de l'autoconsommation doit être l'occasion de réviser le mode de calcul de la quote-part S3REnR, qui doit se faire à due proportion de la puissance maximale susceptible d'être injectée sur le réseau et non pas en fonction de la puissance totale de l'installation, et ce, quel que soit le niveau de puissance de l'installation. A l'extrême, en cas d'absence d'injection de puissance sur le réseau, il est légitime que l'autoconsommateur n'ait pas à s'acquitter de la quote-part.

6. RECOMMANDATIONS POUR LES OUTRE-MER

Faute d'un soutien spécifique, le développement du solaire photovoltaïque dans les DOM est aujourd'hui quasiment à l'arrêt, malgré un énorme potentiel dans ces territoires particulièrement ensoleillés. Le photovoltaïque est désormais directement rentable dans les DOM, mais, compte-tenu de la présence sur les réseaux insulaires d'une puissance photovoltaïque pouvant représenter jusqu'à 30 % de la puissance de pointe (pour 5 % de l'énergie fournie), l'instabilité potentielle soulignée par les gestionnaires de réseau impose que son développement dans les zones non-interconnectées passe par le stockage et le service réseau, avec une forte dimension d'autoconsommation et de maîtrise de l'énergie.

SER-SOLER recommande la mise en place d'un mécanisme de prime à l'autoconsommation intégrant des actions de maîtrise de l'énergie, du stockage et du service réseau dans les DOM. En matière de CSPE, le modèle proposé a vocation à s'amortir sur la durée de vie des systèmes, rendant ainsi positif l'impact global. De plus, afin d'intégrer les solutions MDE et stockage, SER-SOLER s'appuie notamment sur l'application de l'Article 60 du Code de l'énergie et de son décret d'application en cours de publication pour pouvoir intégrer dans l'assiette de la CSPE la MDE et le stockage, sur la base de règles de calculs qui seront élaborées par la CRE.



Graphique 11 : Evolution quotidienne consommation bâtiment B to B DOM , Situation MDE + Autoconsommation lissée + services système par time shifting
Source : SER-SOLER, 2014

Les principales hypothèses techniques du modèle préconisé par le SER-SOLER sont les suivantes :

- ▶ installations de puissance inférieures à 100 kWc ;
- ▶ uniquement dans un environnement bâti ;
- ▶ raccordement en mode excédentaire ;
- ▶ comptage et valorisation de tous les flux énergétiques (autoproduction, service réseau, injection résiduelle) ;
- ▶ taux de couverture solaire minimal : 50 % ;
- ▶ taux d'autoconsommation minimale : 60 % ;
- ▶ réserve primaire de puissance de 10 % de la puissance de référence ;
- ▶ énergie délivrée lors de la pointe minimum de 15 % de l'énergie solaire quotidienne ;
- ▶ plage horaires injection de pointes constantes de 2 h définies sur chaque DOM par le gestionnaire de réseau ;
- ▶ lissage de la production sur 30 min glissantes (pas de 1 min) ;
- ▶ maîtrise de la prévision globale de production d'énergie stockée et lissée (algorithme de calcul, etc.) ;
- ▶ alimentation automatique partielle des sites en cas de disparition du réseau (cyclone, ...) avec sécurisation des personnes liées à normes existantes ou en cours (DIN VDE 126-1-1 pour les onduleurs, UTE C 15-712-3 pour les installations avec stockage raccordées au réseau...).

Dans le cadre de ce modèle, l'impact des coûts de revient lié au stockage pèse environ 55 % des coûts opérationnels équivalent à un tarif moyen global de 430 €/MWh, soit 235 €/MWh lié au stockage de type Li-ion français). SER-SOLER propose une variante de ce modèle visant à diminuer le stockage au maximum tout en garantissant la stabilité du réseau. Dans cette variante, l'équivalent tarifaire tombe à 345 €/MWh (soit 156 €/MWh dédié au stockage) et proche des coûts complets de production moyen reste une énergie fossile. Conscient que d'autres variantes sont possibles (stockage froid, chaud, etc...), SER-SOLER reste ouvert à toute nouvelle réflexion sur le sujet.

SER-SOLER demande que les DOM puissent bénéficier de cette mesure d'urgence sur une période de trois ans, afin d'affiner le modèle. Les volumes seraient annuellement plafonnés à 100 MWc par an pour l'ensemble des DOM.

7. CONCLUSION

L'expérimentation en matière d'autoconsommation recommandée par SER-SOLER pourrait préparer les acteurs économiques à l'émergence d'un nouveau marché, inexistant à ce jour et que l'on pourrait qualifier « de marché de proximité ». Ce dernier, qui repose sur la pertinence économique des projets photovoltaïques au regard des prix de détail de l'électricité distribuée, serait complémentaire d'un marché de gros de l'électricité qui, aujourd'hui, n'attribue pas de valeur économique au caractère décentralisé de la production photovoltaïque. Il nécessiterait de pouvoir faire de l'achat/vente d'électricité de gré à gré entre producteurs photovoltaïques et consommateurs finaux.

Toutefois, ce nouveau marché pourra se développer progressivement et au fil du temps dès lors que l'utilisation du réseau de distribution sera accessible avec des modalités équitables et transparentes, de façon à ce que chaque producteur puisse bien vendre son électricité auprès d'un utilisateur final, en s'acquittant des coûts générés par l'acheminement du courant.

A ce titre, il serait essentiel de mettre en place un mécanisme d'utilisation des antennes de distribution basse tension afin de permettre qu'un générateur photovoltaïque remplisse ce rôle de source d'électricité pour les consommateurs de proximité. La réflexion peut s'étendre à l'échelle de zones commerciales et d'activités, campus universitaires, quartiers résidentiels, sites industriels, sites de recharge de véhicules électriques, etc. (tout ce que recouvre le terme générique d' « îlot urbain »), mais également au niveau des collectivités.



Les acteurs de l'avenir énergétique

