

# Flexibilisation de la demande: piloter la consommation d'électricité

Document connaissances de base, état: janvier 2016

## 1. Synthèse

La notion de flexibilisation de la demande englobe les activités des consommateurs finaux et des fournisseurs d'énergie qui visent à répartir la demande de manière plus équilibrée et à réduire l'ampleur des pointes de puissance, ou à égaliser la courbe de charge, en la rapprochant par exemple de celle de la production d'énergie stochastique. Car le développement des technologies photovoltaïque et éolienne confronte la Suisse à de nouveaux défis en matière d'approvisionnement énergétique: la production d'électricité dépendra de plus en plus des conditions météorologiques. La démarche de flexibilisation de la demande permet de gérer dans une certaine mesure les fluctuations entre l'offre et la demande, soit par le biais d'incitations tarifaires au niveau des consommateurs, soit par le biais de méthodes de télécommande.

La flexibilisation dans le cadre d'une stratégie de télécommande présuppose la présence sur le réseau d'appareils pouvant être enclenchés ou coupés pour plusieurs heures. Il s'agit en général d'accumulateurs thermiques permettant d'influencer la demande sur une fourchette de 12 heures. En cas de planification par exemple de pompes à chaleur, il est conseillé de prévoir un certain surdimensionnement de l'accumulateur, même si cela engendre de petites pertes d'énergie supplémentaires.

Traditionnellement, et à la différence de bon nombre de pays européens, la variation temporelle du comportement des consommateurs suisses est fortement influencée, car les doubles tarifs et les télécommandes centralisées sont largement répandus. Le passage au smart grid, avec les investissements considérables que cela implique, représente un fort potentiel de flexibilisation supplémentaire pour l'avenir.

## 2. Bases

### 2.1 Définition

Dans le cadre de la flexibilisation de la demande, les fournisseurs d'énergie comme les consommateurs finaux se doivent de garantir une répartition plus équilibrée de leur charge ainsi qu'un lissage des pics de consommation ou, inversement, de générer des pics de charge afin de s'adapter à la production. Dans la perspective d'un développement futur des sources d'énergie stochastique comme le photovoltaïque et l'éolien, la démarche de flexibilisation de la demande joue un rôle capital: elle doit optimiser les charges afin de maintenir les frais de réseau à un niveau bas ou de réduire les investissements nécessaires à l'extension et à la transformation des réseaux et du parc de production.

### 2.2 Rôle de la flexibilité de la demande

La part croissante dans le mix électrique des énergies renouvelables (sources d'énergie stochastiques), par définition fluctuantes et difficiles à prévoir, confronte le système d'approvisionnement en électricité à de nouveaux défis. Jusqu'à présent, les variations au sein du réseau étaient couvertes par les centrales disposant

d'une réserve de capacité, qui adaptent à court terme leur production à la demande. De telles variations ne doivent toutefois pas impérativement être compensées, au niveau de la production d'électricité: il est également possible de flexibiliser la consommation d'électricité, autrement dit, d'adapter la demande à la production. On parle alors de flexibilisation de la demande ou de *Demand side management* (DSM).

La flexibilisation de la demande atténue ainsi le besoin en capacité de réserve et en énergie de pointe. Elle peut intervenir à différents niveaux: report de charge des accumulateurs de chaleur ou de froid (chauffe-eau électrique, congélateur), coupure de charges ou, en cas de situation de réseau inversée, coupure d'installations énergétiques décentralisées, fonctionnement différé dans le temps. La flexibilisation de la demande est donc étroitement liée au smart grid et au smart metering.

### 2.3 Types de flexibilisation

En matière de flexibilisation de la demande en électricité, on distingue deux approches:

- Dans le cas des mesures incitatives purement tarifaires (prix évolutifs de l'électricité), c'est le consommateur qui déclenche et contrôle lui-même la flexibilisation, d'où une utilisation réelle beaucoup plus faible, mais qui permet de réaliser des économies d'énergie. Le potentiel de flexibilisation correspondant est relativement modeste. Pour un report jusqu'à 15 minutes, il s'élève à 15% du besoin en énergie pour la catégorie d'appareils concernée, mais retombe ensuite à 10% (report jusqu'à 1 heure), puis à 5% (report jusqu'à 2 heures) et finalement à zéro (report de plus de 2 heures).
- Dans le cas des mesures liées à la télécommande centralisée, les appareils sont pilotés automatiquement de manière à reporter la charge. Cela implique que les appareils soient équipés d'organes de commande adéquats. Un moyen supplémentaire d'exploiter le potentiel serait pour les EAE d'utiliser des modèles commerciaux basés sur ces paramètres (structures de tarifs ou de prix, par exemple) et visant à favoriser encore davantage la gestion de la charge. Le potentiel de flexibilisation est alors estimé à 100% pour une durée de report jusqu'à 2 heures. Il baisse ensuite plus rapidement (50% pour un report jusqu'à 4 heures et 5% pour un report de plus de 4 heures) ou, dans le cas des accumulateurs d'eau chaude, plus lentement (95% pour un report de moins de 4 heures et 60% pour un report de plus de 4 heures).

## 3. Réalité aujourd'hui

Le potentiel de gestion de la demande d'énergie (*Demand Side Management*) au niveau des producteurs d'électricité avait déjà fait l'objet de discussions dans les années 70,<sup>1</sup> à l'époque avec pour principal objectif une utilisation optimale des centrales produisant de l'énergie en ruban. C'est d'ailleurs dans cette optique que les télécommandes centralisées largement répandues en Suisse ont été mises en place. Depuis les années 2000, le recours à la DSM fait de nouveaux l'objet de débats, cette fois dans le but d'adapter la demande à une offre nettement plus dynamique. S'il y a effectivement un développement spécifique des sources d'énergie stochastiques comme le photovoltaïque et l'éolien, la flexibilisation de la demande devra permettre d'optimiser les charges afin de maintenir les frais de réseau à un niveau bas ou de réduire les investissements nécessaires à l'extension et à la transformation des réseaux et du parc de production. Ce sera le seul moyen de concrétiser le développement souhaité des sources d'énergie stochastique.

<sup>1</sup> J. Boivin, Demand side management – the role of the power utility, *Pattern Recognition* 28(10), pp.1493–1497, 1995

La DSM est appliquée de manière différente selon les pays, en raison des modèles de libéralisation hétérogènes du marché de l'électricité. Une étude a été menée pour déterminer dans quelle mesure les modèles européens peuvent satisfaire tant aux exigences de la libéralisation qu'aux objectifs du protocole de Kyoto. Chaque pays devrait explicitement décider et indiquer le responsable de l'identification des potentiels de DSM pour chaque groupe de clients.

### 3.1 Potentiel de flexibilisation de la demande des ménages

Pour savoir si une certaine demande est flexible, il est important de connaître la durée de report; en effet, plus la demande peut être différée, plus elle peut être utilisée de manière flexible pour lisser la courbe de charge. Une étude a été réalisée en 2011 par le cabinet de conseil Ernst Basler + Partner sur mandat de l'AES afin de déterminer le potentiel de flexibilisation de la demande des ménages privés.<sup>2</sup> L'analyse distingue cinq intervalles: moins de 15 minutes, de 15 minutes à 1 heure, de 1 heure à 2 heures, de 2 heures à 4 heures et plus de 4 heures.

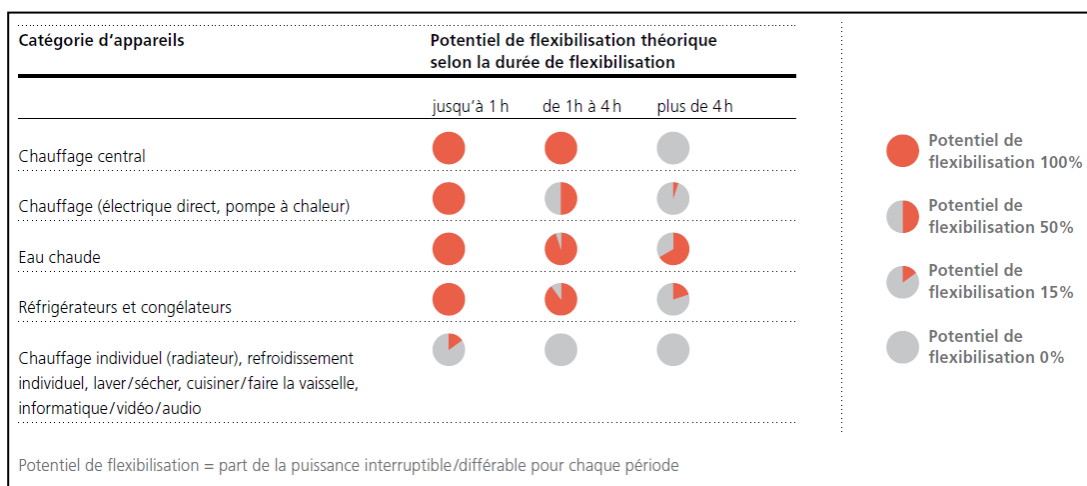


Illustration 1. Potentiel de flexibilisation des différentes utilisations. Source: AES 2011

Les principaux potentiels de report de la demande se situent donc au niveau des applications thermiques. Dans ce domaine, la consommation est d'ores et déjà restreinte par la réglementation sur l'isolation des bâtiments et l'amélioration de l'efficacité des appareils – une tendance qui va croissante –, ce qui limite encore le potentiel futur. De plus, le potentiel de flexibilisation avec un report de quatre heures ou plus est relativement faible et concerne essentiellement les accumulateurs de chaleur («eau chaude», y compris lavage de la vaisselle et du linge) et les accumulateurs de froid («réfrigérateurs et congélateurs»). Il est primordial que le plus grand nombre d'utilisateurs de chaleur possible utilisent un accumulateur d'eau chaude central comme moyen d'équilibrer la charge.

La majeure partie de la demande en électricité des ménages ne peut être différée qu'à court terme. De manière générale, les possibilités de report de la consommation électrique journalière des ménages sur une autre période sont minimales. Il est plus facile de jouer sur la demande en installant des accumulateurs de chaleur, de froid ou de courant de grande capacité. Malheureusement, cela implique des coûts d'investisse-

<sup>2</sup> Ernst Basler + Partner, Flexibilisation de la demande en électricité dans les ménages, Association des entreprises électriques suisses (AES), Aarau, 2011

ment qui rendent ces méthodes nettement plus onéreuses que d'autres mesures de flexibilisation comme celles mises en œuvre dans le secteur industriel. C'est pourquoi les solutions de stockage d'énergie à grande capacité ne sont pertinentes que si elles sont par exemple utilisées à des fins de chauffage ambiant (grands accumulateurs solaires) et pas exclusivement à des fins de flexibilisation de la demande en électricité.

La gestion de la demande d'énergie induit en principe une diminution de la demande – le plus souvent minime –, mais aussi et surtout un décalage temporel de cette dernière, ce deuxième aspect étant de loin celui qui prévaut. Une étude réalisée en 2008 fait état d'un potentiel de baisse de la consommation dans l'UE-15 de l'ordre de 1% à 4%<sup>3</sup>. Celle-ci se répercuterait sur les coûts d'investissements liés au développement des centrales impliquant des coûts marginaux supérieurs à la moyenne, soit une économie totale de 2% à 8%.

## 3.2 Méthodes de flexibilisation de la demande en électricité

### 3.2.1 Signal de télécommande centralisée

Les entreprises électriques suisses pilotent depuis des décennies les appareils interruptibles du réseau par télécommande centralisée: enclenchement/coupure des chauffe-eau, lampadaires et pompes à chaleur, passage des compteurs d'électricité en haut tarif/bas tarif. Les récepteurs de télécommande centralisée installés dans les boîtiers de distribution électrique domestiques traitent les signaux transmis par la sous-station correspondante, ce qui permet d'optimiser la charge réseau en fonction de la production.

### 3.2.2 Tarifs

Le prix de l'électricité, élément marketing des fournisseurs d'énergie, est fixé de manière à au moins couvrir le coût total de l'approvisionnement (production) et de la distribution d'électricité ainsi que les impôts et taxes y afférents. Selon les segments de clientèle, il existe différentes élasticités des prix.

Mais le prix de l'électricité a aussi un impact différencié sur la demande (haut tarif/bas tarif, tarif d'été/tarif d'hiver, taxe de base, tarif proportionnel/tarif d'énergie réactive, prestation interruptible).

Ces outils sont utilisés et proposés depuis des années par la branche. Leur acceptation et leur notoriété auprès de la clientèle sont élevés.

Avec un smart grid, les utilisateurs finaux pourraient être informés des pics de demande imminents et être incités à réduire ou à différer leur consommation par le biais d'incitations économiques. Inversement, lorsque l'offre est supérieure à la demande, ils pourraient recharger temporairement la batterie de leur voiture électrique en électricité bon marché, avec éventuellement la possibilité de la revendre par la suite. Le consommateur endosserait ainsi parfois le rôle de fournisseur ou vice-versa.

### 3.2.3 Smart grid et smart metering

Un smart grid (littéralement «réseau intelligent») est un réseau électrique reliant ensemble la production, la consommation et le stockage de l'électricité et coordonnant ces trois étapes de manière autonome. Ce type de réseau permet par conséquent de passer d'un système de production dépendant de la demande à un

<sup>3</sup> G. Papagiannis et al., Economic and environmental impacts from the implementation of an intelligent demand side management system at the European level, Energy Policy 36(1), pp. 163–180, janvier 2008

système de consommation basé sur l'offre, qui devra à l'avenir s'adapter aux variations aléatoires de la production d'énergies éolienne et solaire. L'évolution du réseau électrique vers un smart grid ou le recours accru à des smart meters (littéralement «compteurs intelligents») constituent des options intéressantes susceptibles d'améliorer l'efficacité énergétique, de flexibiliser la demande, d'automatiser les processus d'exploitation et, enfin, de contribuer à renforcer le caractère innovant des prestations énergétiques. Il est important, dans ce contexte, d'envoyer les bons signaux de prix.

Dans une première phase préalable à la mise en place d'un réseau intelligent, des smart meters sont en cours de test et même d'installation à grande échelle dans certains pays européens. Ce système doit inciter le client final à économiser l'électricité et améliorer la maîtrise de l'injection décentralisée. Les smart meters peuvent en effet non seulement mesurer la consommation et envoyer les données recueillies, mais également recevoir des signaux de commande et piloter des appareils consommateurs dès lors que ceux-ci disposent de l'équipement adéquat. Ils seront donc indispensables à l'avenir pour réguler l'injection décentralisée et stochastique d'électricité aux différents niveaux de réseau, laquelle est appelée à connaître un net essor à l'avenir.

Il ne faut toutefois pas négliger l'impact financier d'une telle mesure: l'installation de systèmes de smart metering occasionnera pour les gestionnaires du réseau de distribution des investissements supplémentaires ainsi qu'une éventuelle hausse des coûts d'utilisation du réseau. Il faut en outre s'attendre à une augmentation des frais d'exploitation due à la complexification des systèmes et au raccourcissement des cycles de vie des appareils utilisés. Les utilisateurs, en revanche, seraient entièrement gagnants en termes de transparence et d'efficacité énergétique.

La directive de l'UE de 2009 relative au marché intérieur de l'électricité<sup>4</sup> impose que 80% des utilisateurs finaux soient équipés de smart meters d'ici à 2020 – sous réserve de la viabilité économique de l'opération. Les Etats membres de l'UE s'attachent à l'heure actuelle, plus ou moins activement selon les pays, à concrétiser ces objectifs. La standardisation de la législation en vue de sa conformité aux règlements européens constituera une priorité en Suisse également.

L'introduction de systèmes de smart metering en Suisse est à l'origine d'une importante vague d'investissements qui s'échelonne sur plusieurs années: 4 millions de compteurs intelligents doivent être posés à terme. La question du financement se trouve au cœur des discussions, et ce dans toute l'Europe. Le dégroupage (*unbundling* en anglais) de la production et de la distribution d'électricité a eu pour effet d'interrompre les chaînes de création de valeur ajoutée actuelles des entreprises. Il s'agit donc de décider qui supportera les frais liés au smart metering: les investissements requis doivent-ils être exclusivement pris en charge par les gestionnaires du réseau de distribution ou peuvent-ils, au moins en partie, être répercutés sur les producteurs d'électricité et les utilisateurs finaux, qui seront les principaux bénéficiaires du passage à des systèmes intelligents.

<sup>4</sup> Directive 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE, Journal officiel de l'Union européenne, 2009

## 4. Développement futur (jusqu'à l'horizon 2035)

### 4.1 Ménages

Pour Ernst Basler + Partner (EBP), l'approche la plus prometteuse en matière de flexibilisation de la demande des ménages privés réside dans la télécommande automatisée.<sup>5</sup> Elle est adaptée aux appareils qui ne sont pas pilotés directement par le consommateur et pour lesquels une durée de report de plus de 4 heures (chauffe-eau, dispositifs de chauffage), voire de plus de 12 heures (appareils de réfrigération, éventuellement chauffe-eau), est techniquement possible et acceptable pour l'utilisateur final. En ce qui concerne les appareils directement commandés par le consommateur (lave-vaisselle, lave-linge), la flexibilisation de la demande peut être obtenue par le biais de tarifs évolutifs. EBP se base toutefois sur l'hypothèse d'une faible élasticité, car les incitations tarifaires ne pourront jamais égaler le coût en temps subjectif appliqué par les consommateurs. On peut par ailleurs présumer que seuls les reports relativement faibles (entre 15 minutes et 1 heure) seront bien acceptés. Les tarifs évolutifs instaurés à titre incitatif induiront aussi un recul de la demande (attitude consistant à renoncer à un besoin au lieu de le différer), d'où leur grande importance dans un système de production d'électricité faisant la part belle aux énergies stochastiques; en tant qu'instrument de flexibilisation à proprement parler, leur potentiel est cependant minime.

En ce qui concerne les accumulateurs thermiques, le chauffe-eau recèle un certain potentiel. Suite à l'évolution des conditions-cadre politiques, les chauffe-eau purement électriques se font de plus en plus rares sur le marché. Dans les maisons utilisant la chaleur solaire, des accumulateurs de chaleur de grande capacité sont envisageables, mais peu pertinents en termes de flexibilisation de la demande en électricité. Il est en revanche important de promouvoir le développement à long terme des chauffe-eau avec pompe à chaleur, même s'il y a là encore conflit d'objectifs: sur le plan énergétique, le surdimensionnement est à éviter, alors que sur le plan de la flexibilisation de la demande, il peut se justifier dans une certaine mesure.

La généralisation du recours à des pompes à chaleur pour le chauffage accroît le potentiel de flexibilisation. La hausse marquée des installations de refroidissement ambiant qui en découlera vraisemblablement induira d'une part une augmentation de la demande pour cette catégorie d'appareils, mais aussi des possibilités supplémentaires de flexibilisation. C'est là l'un des principaux potentiels à exploiter à long terme en cas d'intensification de la production d'énergie stochastique. Le contracting énergétique constitue une autre solution intéressante: ce modèle commercial<sup>6</sup> est d'ores et déjà rentable et ne nécessite aucun ajustement juridique au niveau réglementaire.

Le point fort des formes classiques de flexibilisation de la demande des ménages privés réside dans la réduction de l'énergie de réglage nécessaire. Ce potentiel diminue au fur et à mesure que la durée de report s'allonge, avec à la clé une augmentation des coûts et des problèmes d'acceptation. Le potentiel de flexibilisation de la demande a par ailleurs tendance à s'accroître pendant le semestre d'hiver, au cours duquel la chaleur ambiante est disponible comme accumulateur thermique supplémentaire. En cas de vague de froid, cet instrument ne peut néanmoins plus être utilisé car il n'est alors pas question de tolérer des interruptions de chauffage.

<sup>5</sup> Ernst Basler + Partner, Flexibilisation de la demande en électricité dans les ménages, Association des entreprises électriques suisses (AES), Aarau, 2011

<sup>6</sup> Lorsqu'une EAE possède et exploite l'installation de chauffage, elle est en mesure de piloter la demande en électricité correspondante de manière centralisée.

## 4.2 Secteur industriel et tertiaire

Différentes possibilités existent pour gérer la charge industrielle:

- La charge peut être réduite, par exemple en coupant ponctuellement certaines installations, sans générer aucun besoin de rattrapage.
- La charge peut être différée en coupant des installations ou en diminuant leur puissance, pour ensuite les réenclencher ou rétablir le niveau de puissance programmé.
- La charge peut être partiellement amortie en utilisant un accumulateur-tampon préalablement chargé. Ce système peut toutefois induire une surconsommation en valeur nette, par exemple lorsque les températures sont défavorables.
- La charge peut enfin être augmentée afin de compenser un creux de charge par un relèvement de puissance ou par la connexion d'appareils supplémentaires, liés par exemple à des installations de ventilation, de chauffage et de refroidissement.

Toutes les installations ne se prêtent pas de la même manière à une flexibilisation de la demande. Celles dont l'utilisation/l'exploitation est nécessaire au consommateur (p. ex. l'éclairage) ne peuvent pas être commutées. Sont commutables sur le plan organisationnel les appareils dont le démarrage peut être différé (p. ex. les machines-outils). Les installations commutables manuellement nécessitent la présence d'un responsable agissant par exemple sur la base d'un signal de prix. Les technologies multi-usages ayant une inertie thermique et fonctionnant en arrière-plan (p. ex. les appareils de climatisation) sont quant à elles commutables automatiquement.

Le potentiel technique ne peut être déterminé sans connaître la durée de coupure. Comme le montrent des calculs effectués pour l'Allemagne, le potentiel de report de charge est maximal pour des coupures de 5 minutes, et intéressant pour des coupures de 15 minutes et d'une heure, mais il est négligeable en cas de coupures de 4 heures.<sup>7</sup>

L'Institut de recherche allemand Forschungsstelle für Energiewirtschaft tire quatre grandes conclusions:

- Le volume de prestations fournies dans le cadre de la flexibilisation de la demande est minime dans les pays européens.
- Le potentiel de gestion de la charge est en hausse.
- La question de la gestion de la charge n'est bien souvent pas intégrée à la planification dans les pays européens.
- Le potentiel de report de charge s'accroît du fait de la généralisation de la climatisation.

## 4.3 Autres aspects

Une flexibilisation de la demande passe fréquemment par une flexibilisation des tarifs. Le signal de prix doit inciter l'utilisateur final à «effacer» sa consommation d'électricité. Si le coût correspondant (notamment en termes de travail et de temps) est perçu par le consommateur comme trop élevé par rapport à l'avantage tarifaire, il ne décalera pas sa charge – ou renoncera même à consommer. Exemple: un consommateur aimerait lancer son lave-vaisselle à moitié plein, mais le tarif à ce moment-là est très élevé; il ne fait donc pas tourner l'appareil. Il ne fera fonctionner son lave-vaisselle, cette fois complètement rempli, que plus tard dans la soirée. Il s'agit là d'une combinaison de report et d'abandon de charge.

<sup>7</sup> Demand Response in der Industrie – Status und Potenziale in Deutschland, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., Munich, décembre 2010



Le délestage constitue un autre point à évoquer en matière de régulation des réseaux d'électricité. On a recours à cette coupure de charge commandée de manière centralisée dans le but de rétablir la stabilité du réseau en cas d'urgence. Il ne s'agit pas d'une mesure de flexibilisation prévue à l'avance. Le délestage ne s'inscrit donc pas à proprement parler dans la démarche de flexibilisation de la demande en électricité, mais dans une démarche d'énergie de réglage (négative). Il fait cependant appel aux mêmes commandes, circuits de données et protocoles de communication.

L'éventualité d'un délestage doit être envisagée en lien avec la nécessité de disposer de marchés de capacité, visant à assurer l'existence de capacités de réserve en prévention d'événements rares, mais risqués sur le plan de l'approvisionnement.<sup>8</sup> Il convient d'examiner et d'épuiser au préalable les possibilités de flexibilisation de la demande.

Selon le même principe que le délestage, il est possible – notamment dans un avenir caractérisé par une augmentation de l'injection décentralisée d'énergie stochastique – de débrancher du réseau une installation de production décentralisée (p. ex. des capteurs photovoltaïques par un samedi après-midi ensoleillé) dans une situation de réseau inversée. Là encore, il ne s'agit pas à proprement parler de flexibilisation de la demande, mais c'est la même infrastructure de commande qui intervient.

#### 4.4 Obstacles (réglementation, production, EAE)

Les principaux facteurs empêchant l'exploitation des potentiels existants sont les suivants<sup>9</sup>:

- le manque de sensibilité au coût des consommateurs, qui se traduit par une faible élasticité des prix – inférieure à celle des clients commerciaux. L'ampleur des signaux de prix qui serait nécessaire pour induire un changement de comportement n'est probablement pas réalisable ou acceptable d'un point de vue politique;
- le manque de normalisation et de standards de communication en vue d'une commande centralisée des appareils;
- le fractionnement des responsabilités entre fournisseurs d'énergie et exploitants de réseau.

Dans son message sur le premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, le Conseil fédéral prévoit que la prise en charge des coûts des smart meters soit réglée. L'article 15 de la LApEI doit être complété de façon à ce que les coûts de capital et d'exploitation des systèmes de mesure intelligents ordonnés par la loi soient considérés comme des coûts imputables.

Breukers et al.<sup>10</sup> rendent compte des résultats du projet de recherche «Changing behaviour», consacré à l'analyse des facteurs déterminants pour la réussite de programmes DSM. Il semble en particulier que la perception du changement de comportement énergétique joue un rôle: les modifications font-elles partie intégrante d'une évolution sociétale ou relèvent-elles d'un processus d'évolution individuel?

<sup>8</sup> Document connaissances de base «Marché de capacité»

<sup>9</sup> Ernst Basler + Partner, Flexibilisation de la demande en électricité dans les ménages, Association des entreprises électriques suisses (AES), Aarau, 2011

<sup>10</sup> S. Breukers et al., Connecting research to practice to improve energy demand-side management (DSM), Energy policy 36(4), pp. 2176–2185, avril 2011



## 5. Bilan

La flexibilisation de la demande est mise en pratique dans le secteur de l'électricité depuis des années, via la télécommande centralisée. Mais le système d'approvisionnement en électricité va à l'avenir se trouver confronté à un défi technique de taille: l'injection d'énergie stochastique rend nécessaires de longues durées de stockage (environ 12 heures en été et 15 heures en hiver). Une intensification du recours à des sources d'énergie renouvelables et stochastiques impliquera selon toute vraisemblance une forte augmentation du besoin de flexibilisation. Or il n'existe aujourd'hui qu'un faible potentiel de flexibilisation de la demande sur de longues périodes. De plus, le besoin en flexibilisation pourrait être amené à reculer et à fluctuer à certains moments de la journée, quand les pointes de charge et les flux d'énergie varient. Le traditionnel pic du midi est ainsi réduit certains jours, en raison de la forte proportion d'énergie stochastique photovoltaïque. Dans certains cas, des pointes de charge sont donc admissibles sans qu'aucun lissage ne s'impose.

La demande en électricité peut être flexibilisée par des incitations tarifaires impliquant les consommateurs ou par des mesures de télécommande entièrement automatisées. La flexibilisation dans le cadre d'une stratégie de télécommande présuppose la présence sur le réseau d'appareils pouvant être coupés pendant un intervalle de temps relativement long (plusieurs heures). Il s'agit en général d'accumulateurs thermiques offrant, sous réserve d'un dimensionnement correspondant, une large marge d'action sur la demande dans une fourchette de 12 heures. Le développement, par exemple, de pompes à chaleur équipées d'accumulateurs (de grande capacité) doit être intégré aux réflexions futures. Cet aspect devra notamment être pris en compte si, pour des raisons d'efficacité énergétique, il faut envisager de réduire voire de supprimer le recours aux accumulateurs.

Des mécanismes basés sur le marché permettent une certaine flexibilité par le biais de signaux de prix. Mais il est indispensable d'instaurer parallèlement des conditions-cadre réglementaires adéquates.

## 6. Sources

- AES 2011 Ernst Basler + Partner, Flexibilisation de la demande en électricité dans les ménages, Association des entreprises électriques suisses (AES), Aarau, 2011
- Boivin 1995 J. Boivin, Demand side management – the role of the power utility, *Pattern Recognition* 28(10), pp. 1493–1497, 1995
- Breukers 2011 S. Breukers et al., Connecting research to practice to improve energy demand-side management (DSM), *Energy Policy* 36(4), pp. 2176–2185, avril 2011
- Didden 2003 M. Didden et al., Demand Side Management in a competitive European market: Who should be responsible for its implementation? *Energy Policy* 31, pp. 1307–1314, 2003
- FfE 2010 Demand Response in der Industrie – Status und Potenziale in Deutschland, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., Munich, décembre 2010
- Papagiannis 2008 G. Papagiannis et al., Economic and environmental impacts from the implementation of an intelligent demand side management system at the European level. *Energy Policy* 36(1), pp. 163–180, janvier 2008
- UE 2009 Directive 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE, *Journal officiel de l'Union européenne*, 2009