



HAL
open science

Tarifications dynamiques et efficacité énergétique : l'apport des Smart Grids

Claire Bergaentzlé, Cédric Clastres

► **To cite this version:**

Claire Bergaentzlé, Cédric Clastres. Tarifications dynamiques et efficacité énergétique : l'apport des Smart Grids. *Économies et sociétés*, 2013, XLVII (2, Série Energie n° 12), pp.348-363. halshs-00822731

HAL Id: halshs-00822731

<https://shs.hal.science/halshs-00822731v1>

Submitted on 15 May 2013

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Tarifications dynamiques et efficacité énergétique : l'apport des Smart Grids

Claire Bergaentzle¹ et Cédric Clastres²

17 décembre 2012

Résumé

Le développement des réseaux intelligents apparaît aujourd'hui comme l'une des mesures d'activation de la demande électrique, qui servira à atteindre des objectifs d'efficacité énergétiques et environnementales grâce à la maîtrise des consommations. Depuis maintenant une dizaine d'années, les programmes de gestion de la demande (DSM) obtiennent des résultats significatifs et des recommandations peuvent en être tirées. Ces recommandations dépendent notamment des offres tarifaires et de maîtrise de la demande ainsi que du mix de production des régions étudiées.

Mots clés : Smart Grids, Effacement, Tarification Dynamique.

Key-words: Smart Grids, Load Shedding, Dynamic Pricing.

Introduction

L'efficacité énergétique est l'un des outils capables d'apporter une réponse aux objectifs fixés par l'Union Européenne en matière de sécurité de fourniture, de compétitivité et de lutte contre le changement climatique. Diverses solutions sont aujourd'hui étudiées pour améliorer cette efficacité, parmi lesquelles l'amélioration de la transmission de l'information entre consommateurs et acteurs de la chaîne électrique. En effet, les consommateurs de détail consomment 61% de l'électricité en Europe. Leur rôle dans la gestion des systèmes électriques n'est pourtant que marginal. Le manque d'informations et de signal prix en sont les principales raisons, qui s'expliquent par deux éléments [Chao (2011)]. D'une part par la présence généralisée de tarifs fixes régulés. Le niveau de ces tarifs fixes inhibe généralement toute possibilité d'émergence d'une élasticité de la demande, analysée comme l'un des problèmes structurels importants des marchés électriques [Stoft (2002)]. Certains pays ont organisé la disparition de ces tarifs avec des succès mitigés [Suzzoni (2009)]. La deuxième raison réside dans l'incapacité technique à transmettre le signal prix aux consommateurs, et à l'incapacité de ces derniers d'y répondre [Joskow (2006)]. La technologie *smart grids* devrait réduire cette barrière en leur donnant les moyens technologiques et informationnels pour optimiser leur consommation. Cette maîtrise de la demande aura également un impact sur l'ordre de mérite amont, donc sur le coût de l'énergie (efficacité énergétique) et sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre (efficacité environnementale).

L'adoption de la technologie *Smart Grids* (SG) devrait rétablir le lien informationnel manquant entre ces consommateurs et le système et permettre des gains économiques liés à la mise en place du *Demand Side Management* (DSM) [Haney et al. (2009), Clastres (2011)]. La modernisation des réseaux de distribution et des technologies de comptage amène avec elle de nouvelles offres et tarifications énergétiques, notamment celles permettant un pilotage et une gestion de la demande

¹ LEPII-EDDEN – UPMF – CNRS BP 47 - 38040 Grenoble Cedex 9 – France (e-mail : claire.bergaentzle@upmf-grenoble.fr).

² LEPII-EDDEN – UPMF – CNRS BP 47 - 38040 Grenoble Cedex 9 – France (e-mail : cedric.clastres@upmf-grenoble.fr).

facilités. Cette gestion constitue l'un des forts enjeux liés au développement des réseaux intelligents et impacte fortement les analyses coûts/bénéfices effectuées, notamment au travers des effacements de la demande et de leur valorisation. Une offre de production peut ainsi être remplacée par un déplacement ou un effacement de la demande, valorisable sur les marchés [Cappers et al. (2010) ; Crampes et Léautier, (2010)]. De nombreux pilotes pour étudier cette *demand response* ont été mis en place aux Etats-Unis et plus récemment en Europe [Coll-Mayor et al. (2007); Faruqi et al. (2010a) ; Faruqi et al., (2010b)]. Les premières conclusions notent qu'effectivement des effacements en pointe peuvent s'avérer significatifs [Faruqi et al. (2007)].

Nous présenterons dans un premier point les signaux tarifaires utilisés pour activer la demande sur le marché de détail. Nous verrons que ces signaux permettent effectivement de maîtriser la demande et de rendre le consommateur réactif au prix. Comme souvent observé, la mise en place de plusieurs outils informationnels ou tarifaires permet d'atteindre de meilleurs résultats. Nous poursuivrons par une analyse mettant en lumière la nécessité de combiner ces outils pour atteindre de meilleurs résultats en termes d'efficacité énergétique et environnementale. Nous verrons que les gains obtenus dépendent en particulier des technologies de production utilisées et des politiques énergétiques contraignant l'évolution de ces mix.

1. Tarifications dynamiques et efficacité énergétique

Au côté de l'augmentation de l'efficacité des réseaux, l'efficacité énergétique associée aux SG se reflète dans la possibilité pour les fournisseurs d'activer la demande électrique. Ce levier vise à réduire les tensions sur les systèmes, optimiser les coûts de fonctionnement, d'investissements, et réduire les impacts environnementaux du secteur. Les outils privilégiés vont être l'envoi bidirectionnel d'informations entre le système et les consommateurs. Ce dernier sera alors en mesure de répondre aux variations de prix et les opérateurs système de développer des programmes DSM performants.

De ces programmes sont attendus de nombreux bénéfices. Notamment des bénéfices de coût liés à la réduction de la consommation en périodes de pointe et/ou à la réduction globale de la demande énergétique. Ces gains souffrent cependant d'incertitudes assez importantes au niveau de l'acceptabilité des outils associés à un mécanisme de DSM (modes de tarification dynamiques, adoption de la nouvelle technologie, pilotage à distance des charges) mais également sur le montant des effacements pouvant être atteint par la mise en place de ces outils.

1.1. Les instruments de *demand response* destinés aux consommateurs de détail

L'adoption de la technologie *smart grids* est un élément déterminant dans le développement de programmes de gestion de la demande ou *demand response* (DR) et dans l'activation des consommateurs. Comme souligné par de nombreux auteurs [Borenstein (2002), Faruqi et al. (2007), Haney et al. (2009), Hogan (2009) Chao (2010)], la DR est en mesure d'apporter des gains économiques et environnementaux significatifs.

Torriti et al. (2011) décomposent ces programmes en deux grandes familles : le contrôle « volontaire » de la charge par le consommateur lui-même et les programmes de contrôle « automatique » par un opérateur tiers. Parmi les programmes de contrôle volontaire, figurent en bonne place les cinq tarifications dynamiques développées ici. Celles-ci se différencient par la fréquence des changements de prix et leur prédictibilité mais sont toutes conçues dans la même optique : orienter les modes de consommation pour des usages plus efficaces³.

³ Pour une revue plus exhaustive des différentes tarifications dynamiques, voir Borenstein et al. (2002).

La tarification *Time of Use* (ToU) décompose la journée en blocs de temps auxquels sont associés un prix spécifique, déterminé à l'avance. Typiquement, le ToU applique un prix supérieur au prix fixe traditionnel à son bloc pointe et un prix inférieur à son bloc hors pointe, afin d'inciter à décaler certains usages vers ces périodes. Ce tarif représente la forme de tarification dynamique la plus simple et la plus communément utilisée. Cependant, comme souligné par Vickrey (1971), il n'offre qu'un degré de flexibilité limité.

Le *Critical Peak Pricing* (CPP) apporte une réponse à cette critique. Il repose sur les mêmes bases qu'un ToU tout en permettant un jour à l'avance l'envoi d'un signal d'urgence pour prévenir de la période d'extrême pointe, ou « période d'évènement ». Pendant ces périodes, le prix augmente significativement par rapport au tarif du bloc pointe, de manière à inciter fortement le consommateur à ne pas consommer à ce moment. En retour, un rabais est accordé pour tout kWh consommé en heures creuses.

Le *Real time Pricing* (RTP) ou tarification en temps réel est sensé être le tarif le plus efficace car il permet de transmettre heure par heure au consommateur les variations du prix du kWh sur le marché de gros. Il fait alors face au coût réel de l'électricité au moment où elle est consommée.

Le *Peak Time Rebate* (PTR) se différencie des autres tarifs en cela que son principe n'est pas de faire payer un surcoût pour les consommations en pointe, mais de rémunérer les réductions de consommation sur ces périodes. Comme c'est le cas avec une tarification au CPP, les consommateurs sous PTR sont informés un jour à l'avance des « périodes d'évènement ». Durant ces périodes, une rémunération est accordée au consommateur pour chaque kWh consommé en deçà d'une courbe de charge de référence, ou *baseline*. En dehors des notifications, le consommateur est soumis à un tarif ToU. Lorsqu'un évènement est notifié, la *baseline* reflète ce qui aurait dû être consommé en comparaison avec un profil de demande en bloc pointe. L'écart entre cette courbe de charge de référence et ce qui est effectivement consommé représente le gain pour le consommateur.

Enfin, la tarification progressive ou *Inclining Block Rate* (IBR) est une tarification différente des précédentes car elle est conçue pour réduire la quantité globale d'électricité consommée. Comme son nom l'indique, la tarification progressive va appliquer un prix unitaire progressivement croissant en fonction des quantités consommées, réparties en tranches, ou blocs de quantités. Un prix faible, généralement inférieur au prix fixe traditionnel, sera payé pour les premiers kWh consommés jusqu'à ce que le seuil de la seconde tranche soit atteint. Par la suite, toute tranche incrémentale aura un prix unitaire de plus en plus élevé. Le consommateur est alors incité à réduire sa consommation globale sans tenir compte des difficultés effectivement rencontrées par le système. L'impact de cette tarification est encore peu connu. Alors que certaines études montrent empiriquement [Ito, 2012] ou théoriquement [Crampes et al., 2012] que ce type de tarif entraîne des comportements de consommation sub-optimaux et ne permettent pas de réduire significativement la demande, certains retours d'expérience montrent des résultats positifs. C'est le cas du pilote mené par Commonwealth Edison qui a pu générer une réduction moyenne de la demande de 5,6% [EPRI, 2011]. En Europe, la tarification progressive est plus que d'actualité avec des pays comme la France, la Belgique ou l'Allemagne qui ont entamé les discussions autour de son adoption.

La généralisation de ces tarifs est sous-jacente à l'équipement des sites en compteurs intelligents. En effet, l'usage horaire de l'électricité se doit d'être mesuré, enregistré et facturé au prix prévu par le tarif. Aux côtés des compteurs intelligents, les *smart technologies* se développent pour à terme créer des espaces intelligents capables de gérer leurs besoins électriques de manière optimale. Ces *smart technologies* consistent en divers équipements, de l'interface communicante, aux capteurs installés dans certains équipements électriques capables d'être activés et désactivés à distance. La gestion à distance est au même titre que la tarification dynamique centrale aux programmes de DR et renvoie au second type de programmes, les programmes automatiques de réduction de la charge.

Ces programmes sont des mesures d'urgence qui visent à effacer une certaine quantité de charge durant une période donnée dans le but de renforcer la sécurité du système et/ou d'éviter les pics de prix sur le marché. Le participant autorise alors son fournisseur à piloter certains appareils (ballon d'eau chaude, chauffage, climatisation⁴) via des programmes de gestion à distance ou DLC (*Direct Load control*), généralement eux-mêmes adossés à une tarification dynamique.

Si les gisements d'efficacité à attendre de tels programmes en termes de réduction de la pointe ou de la demande globale souffrent d'incertitudes, les pilotes réalisés ces dix dernières années permettent d'apporter des précisions quant à l'impact à attendre des différentes combinaisons information-tarification-pilotage.

1.2. Les impacts observés de la DR volontaire et automatique sur l'efficacité énergétique : l'efficacité par la réduction effective des charges

La diffusion d'informations est un élément critique dans la réussite d'un programme de DR. Diverses études ont démontré qu'à elle seule, la présence d'interfaces (ou IHD pour *in home displays*) pouvait représenter une incitation à modifier les comportements de consommation. L'étude de Faruqui et al. (2010a) révèle que son impact oscillerait entre -1,8 et -6,7% en moyenne⁵. En ce qui concerne la combinaison IHD + tarif, les études montrent la difficulté à associer la baisse de la charge observée à l'une ou à l'autre des incitations. Le pilote mené par Hydro One en Ontario qui associait IHD+ToU a révélé que sur la réduction moyenne de la charge de 7,3%, 4,3% étaient attribuables à l'IHD, soit plus de la moitié. Cette conclusion se démarque fortement de l'impact de l'information de type brochure ou mailing seuls testé en Californie et qui n'a pas été en mesure d'induire de réduction de la charge [Faruqui et al. 2008].

La Californie est un exemple complet d'expérimentation de la gestion de la demande. Les études menées par Faruqui et Wood (2008) et Wolak (2006) sur les pilotes californiens ont ainsi révélé que la tarification avec signal d'urgence (CPP et PTR) a un impact trois à sept fois plus important qu'un tarif ToU sur la réduction des pointes. Les réductions de la charge en pointe sous ces tarifs ont ainsi été comprises entre -5,9% avec le ToU, -15% en moyenne pour les CPP et PTR testés sans pilotage et -43% pour le CPP avec DLC. Par ailleurs, ces pilotes ont démontré que les programmes de DR permettaient également de réduire la demande globale moyenne de 4% pour les pilotes « tarification seule » et de 27% pour le pilote « tarification+DLC ».

L'étude menée par Faruqui et al. (2010b) qui a regroupé les résultats de 28 pilotes réalisés par 15 *utilities* aux Etats-Unis et au Canada a permis d'arriver à des résultats similaires, synthétisés dans le

Tableau 1. Cette étude indique que la réduction moyenne de la charge avec un ToU est de 4%. Des résultats plus élevés, 13 et 17% ont pu être générés par des tarifications plus complexes de type PTR et CPP respectivement. Enfin, l'utilisation de technologies avancées comme les *smart thermostats* couplées aux interfaces informationnels s'est révélé être indispensable pour induire les réductions de charge les plus significatives. Cette combinaison a permis de doubler les réductions moyennes en pointe obtenues avec un CPP et de multiplier par six les réductions moyennes en pointe obtenues avec un tarif ToU (-36% et -26% respectivement).

⁴ Dans les programmes les plus récents, le contrôle de thermostats intelligents se substitue au contrôle d'appareils individuels.

⁵ L'étude cite deux résultats supérieurs à ceux mentionnés (-18% et -13%), cependant, ils ne sont pas repris ici car soit le pilote était inachevé au moment de la rédaction, et donc les données non arrêtées. Soit la réduction n'était pas corrigée du climat alors que les résultats du pilote étaient comparés avec la consommation des mêmes participants un an auparavant.

Tableau 1 : Impact sur la charge des tarifications et *smart technologies* dans 28 pilotes.

	Nombre d'observations	Réduction moyenne de la pointe
ToU	5	4%
ToU + <i>smart technologies</i>	4	26%
PTR	3	13%
CPP	8	17%
CPP + <i>smart technologies</i>	8	36%

Source : Faruqui et al. (2010b).

Le pilote mené par Baltimore Gas & Electric Company illustre ces deux derniers faits. Il montre que la présence de *smart technologies* renforce la réduction de la demande et que les résultats obtenus avec le tarif CPP sont 11% supérieurs à ceux obtenus avec un PTR, que ce soit avec ou sans technologie [The Brattle Group, 2011].

D'autres études se sont attachées à évaluer la tarification en temps réel sur les consommateurs de détail. Les recherches théoriques [Chao, 2010] concluent que l'application d'une tarification RTP à l'ensemble des sites de détail permettrait d'atteindre l'allocation optimale sans pertes de surplus. Les expériences empiriques montrent un succès relativement limité du RTP, car trop complexe à gérer pour les consommateurs. Coupler au RTP une technologie de gestion de la charge et l'envoi d'informations est un moyen de dépasser cette limite. Par l'automatisation, les consommateurs sont en mesure de définir un seuil de prix au-delà duquel leur disposition à payer est nulle et de laisser à leur opérateur le soin de gérer leurs consommations automatiquement en temps réel. Cette combinaison a été testée dans le cadre du pilote mené en Autriche [Olmos et al. 2010]. Tout d'abord, ce pilote a révélé que le RTP avait un impact deux fois plus élevé les jours de forte consommation que les jours de moindre stress (10% et 5,3% respectivement). Enfin, le RTP + pilotage a permis de faire passer ces résultats à -7,3% en période de moindre stress et à -16,2% en période tendue. La combinaison DLC + RTP est également mise en avant par Borenstein (2005) pour qui ce type de tarification n'est efficace qu'en présence de réactivité effective des consommateurs, réactivité qui est exacerbée par la présence de *smart technologies*.

Une étude antérieure décrivait déjà la DLC comme le meilleur instrument pour réduire les pointes chez les consommateurs résidentiels [Faruqui et al. 2007]. Cette étude basée sur des hypothèses « réalistes » de déploiement de la technologie et de participation aux tarifications dynamiques estime à 5% la réduction probable de la pointe américaine. Ces 5% représentent des gains compris entre \$8 et \$13 milliards par an, dont \$5 à 10 milliards proviennent de la réduction du prix de l'énergie. La différence représente les gains de long terme tirés des investissements évités en nouvelles capacités de production et de transport-distribution. Si l'étude n'a pas cherché à déterminer les gains potentiels qui pourraient être tirés d'hypothèses de réduction de la charge supérieures à 5%, elle donne des ordres de grandeur de réduction de la pointe susceptibles d'être atteints sous certaines conditions. Ainsi, généraliser la tarification dynamique à l'ensemble des consommateurs avec un choix d'adoption de *smart technologie* « au moindre coût » pourrait réduire la pointe de 11,5%. Généraliser la tarification dynamique et doter les consommateurs de la meilleure technologie disponible aurait potentiellement un impact de réduction de la pointe de 22,9%.

La méthodologie d'estimation de cette étude a été reprise pour le marché européen [Faruqui et al. 2010c]. Si cette étude n'a pas été en mesure d'estimer les gains économiques de court terme de la DR,

elle indique toutefois que l'Europe est en mesure de réduire de manière réaliste sa demande en pointe de 8 à 10% avec une tarification seule. L'adoption dans une mesure encore une fois réaliste de technologies de gestion de la charge couplées à la tarification dynamique permettrait de réduire la pointe de 12 à 19%.

Enfin, s'il est vrai que la réduction de la charge permet automatiquement et instantanément une réduction de la production, ces études ne permettent pas d'apprécier l'effet d'un report des effacements. En effet, comme souligné par Schweppe et al. (1988), les consommateurs peuvent répondre à une variation de prix soit par une réduction nette de leur consommation, soit en décalant leurs usages. Or, plus le report de ces usages est important et plus les gains économiques et environnementaux attendus de l'effacement sont susceptibles de se réduire [Rious et al. 2012].

Développé en Ontario, le programme *Peaksaver*® qui pilote à distance les appareils de climatisation en est un exemple. Ce pilote a prouvé son efficacité en permettant un effacement cumulé de la charge de 64,5MW. Cependant, il a aussi révélé le risque de report de cet effacement qui a atteint jusqu'à 42,2MW sur les quelques heures post événement [KEMA, 2010]. Si dans sa totalité le report de consommation reste inférieur à l'effacement généré, cet effet doit être anticipé et limité en adaptant le design du programme. Il est possible d'imaginer que la période de reconexion soit soumise à une incitation supplémentaire telle qu'un tarif incitant à ne pas reconnecter subitement les consommations mais plutôt à les étaler dans leur durée (tarif supérieur au tarif fixe).

Un choix optimal d'outils de gestion de la demande doit être réalisé en considérant leurs avantages respectifs et en les faisant converger avec les besoins réels et les mix technologiques des pays ou régions dans lesquels ils seront implantés, le tout dans une recherche du moindre coût.

2. Les impacts de la gestion de la demande sur l'efficacité de l'amont électrique

L'efficacité énergétique est l'une des mesures sur lesquelles misent les différents pays européens pour réduire le coût total (coût de l'énergie et des émissions de CO₂) qui permet d'équilibrer l'offre et la demande sur leur marché électrique et satisfaire les objectifs environnementaux dictés par la Commission Européenne. Tous les pays ont un intérêt à appliquer des mesures de maîtrise de la demande en période de pointe, les raisons pouvant être différentes d'un pays à l'autre. En effet, les pays peu contraints mais avec un parc très carboné verront dans ces mesures un moyen de réduire l'impact environnemental de leur parc. Le prix de l'énergie y restera sensiblement constant, l'ampleur du parc ne permettant pas de modifier les centrales marginales. Les pays ayant des mix de production moins carbonés verront dans cette maîtrise de la demande un outil pour réduire les coûts de production d'appel aux centrales de pointe et un moyen de détendre leur système électrique. Le *merit order* sera ici modifié, réduisant mécaniquement les prix sur les marchés de gros. Par ailleurs, l'association avec le développement des réseaux intelligents favorisera le développement et l'insertion des EnR dans leurs marchés. En effet, un meilleur pilotage du réseau, notamment de distribution, ira de paire avec un taux d'insertion plus important pour un niveau de défaillance constant ou décroissant [Stadler, 2008].

Les investissements dans les réseaux intelligents souffrent aujourd'hui d'une double incertitude : d'une part, sur le montant réel des coûts de développement dans chaque pays et d'autre part sur les gains liés à leur déploiement. Les modifications structurelles et en infrastructure seront significatives. Ce contexte conduit à s'interroger sur la nécessité de développer ces réseaux, en évitant les sur-investissements liés à de potentiels sur-dimensionnements face aux objectifs atteignables. En particulier, l'impact de la DSM ne sera pas identique dans tous les pays. Cela provient de sa forte dépendance à la structure de la demande, au mix de production existant et aux contraintes existantes sur le marché étudié. Les coûts engendrés par un fort déploiement ne seront pas forcément couverts par les augmentations en efficacité énergétique ou environnementale espérées.

2.1 Les mesures pour détendre le système électrique

Les mesures pour détendre les systèmes électriques et éviter les appels aux centrales de pointe coûteuses et fortement émettrices ne nécessitent généralement pas la mise en place de lourdes mesures d'effacement de la demande. En effet, des effacements de quelques pourcents peuvent suffire pour impacter de manière significative à la fois les coûts de production (efficacité productive) et les émissions de gaz à effet de serre. La mise en place de tels effacements ne nécessite pas le recours à plusieurs instruments, une bonne transmission de l'information ou l'introduction d'un signal tarifaire adéquat permettent ce résultat [Faruqui et al. (2010a)]. Le succès de ces effacements dépend également de l'impact d'un report de la consommation, corrélé avec l'utilisation du parc de production. Intuitivement, plus ce report est important, plus les bénéfices réalisés lors de l'effacement risquent d'être réduits. L'exemple de la France et de la Belgique sont ici intéressants. En effet, ces deux pays réalisent leur équilibre offre demande à l'aide de centrales thermiques. Un effacement (de 2 à 5%) leur procure un gain significatif car les centrales thermiques au fioul et charbon ne sont plus appelées, réduisant les coûts de production et le taux d'émissions. Le mix de production de ces deux pays étant peu carboné du fait de la présence d'hydraulique, de nucléaire, de gaz (Belgique) et d'EnR, un report aux périodes de plus faibles consommation n'annule pas les effets positifs de l'effacement. Ce résultat est valable également pour des effacements plus importants, à condition que le report ne soit pas total ou que ce dernier se réalise aux périodes creuses, périodes durant lesquelles les disponibilités en centrales de production peu coûteuses et peu carbonées sont les plus élevées. La mise en place de tels effacements nécessitent un équipement du réseau et des outils informationnels et incitatifs plus importants. A titre d'exemple, les opérateurs devraient être incités à utiliser des outils plus complexes, comme le couplage de tarifications CPP ou RTP aux outils informationnels et/ou de pilotage.

2.2 Les mesures pour améliorer l'efficacité environnementale

Certains pays disposent de capacités de production disponibles importantes par rapport à leur demande de pointe. Cela leur permet de satisfaire leur équilibre offre/demande mais au prix d'une énergie généralement très carbonée. Réduire la consommation pour diminuer le coût unitaire de l'énergie semble ici de faible portée en raison de l'ampleur du parc thermique. En revanche, des mesures permettant soit de faciliter l'intégration des ENR non émettrices, soit de réduire leur demande globale peuvent s'avérer positives en réduisant le coût lié aux émissions de CO₂.

2.2.1. L'insertion des EnR dans le système électrique

L'insertion des énergies renouvelables (EnR) dans les marchés et réseaux reste une problématique qui pose de nombreuses questions. Certains travaux en ingénierie notent que le développement des réseaux intelligents ira de paire avec une proportion croissante d'EnR intégrée au système électrique. Ces travaux se basent sur les améliorations du pilotage des réseaux (tension) et une gestion des services systèmes facilitée pour justifier ces résultats. Cette insertion se réaliserait de plus sans impacter les critères de fiabilité, aujourd'hui largement utilisés dans les régulations par la performance ou qualité.

Les énergies renouvelables produisent de l'énergie faiblement carbonée. En contrepartie, elles sont caractérisées par des coûts fixes importants, des coûts variables faibles et une intermittence dans le productible disponible. Ces caractéristiques impliquent que leurs coûts incrémentaux sont élevés, ne leur permettant pas une insertion automatique dans les ordres de mérite. Les politiques publiques permettent soit de les maintenir hors marché (tarifs d'achat garantis), soit de les intégrer aux marchés. Dès lors, le différentiel existant entre prix de marché et coût de production EnR est financé par une mesure réglementaire (« premium » espagnol ou marché des certificats verts).

La mise en place de la maîtrise de la demande est un bon complément au politique d'insertion des EnR dans le marché. En effet, même si l'ordre de mérite reste inchangé, elle permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre et le coût énergétique total. Ces réductions de coûts compensent en partie ou totalité l'impact des transferts financiers entre les agents suite aux politiques mises en place pour favoriser les EnR. Cette efficacité peut perdurer même en cas de report, en particulier lorsque ce dernier est réalisé de manière diffuse sur l'ensemble des heures creuses. A titre d'exemple, l'Espagne

pourrait disposer de ces deux mécanismes, à savoir le système « premium » et des mesures de DSM. Remplacer la production de ses centrales à gaz en pointe par l'éolien, malgré un coût unitaire plus cher aurait pour conséquence de diminuer le coût des émissions de CO₂. Le surcoût induit par l'éolien pourrait ensuite être réduit en appliquant un effacement de la demande. L'ampleur de cet effacement dépendra du prix de la tonne de CO₂. En effet, les gains liés à la diminution des émissions de CO₂ compensent le surcoût lié au mécanisme incitatif « premium » sur la production éolienne. Un prix élevé renforce ces gains, alors qu'un prix faible les réduit, ouvrant la voie aux mécanismes de gestion de la demande. L'effet de report est également important, les périodes creuses étant assurées par des centrales thermiques. Un report massif de consommation n'aura que peu d'impact sur les centrales marginales en fonctionnement, car la capacité thermique installée est importante (34% des capacités installées sont des centrales au gaz). En revanche, les émissions augmenteront ce qui mécaniquement réduira les gains liés à l'effacement en période de pointe. La DSM dispose d'un avantage supplémentaire, celui de pouvoir gérer une partie de l'intermittence des EnR [OECD, 2010]. Piloter la demande remplacerait donc le recours à des productions thermiques de back-up.

2.2.2. Transition énergétique, sortie du nucléaire et parcs thermiques

De nombreux pays ont abordé leur transition énergétique basée sur le développement des technologies EnR, le développement de l'efficacité énergétique et la sûreté de leur parc de production. En effet, l'incident de Fukushima a ravivé les discussions sur la sûreté du nucléaire. Certains pays ont décidé à moyen terme d'en sortir (Allemagne). Cette décision modifie significativement les projets d'investissements dans les nouvelles technologies comme le *smart grids* ainsi que les équilibres électriques et les parcs de production. En effet, cette production peu carbonée sera certainement substituée pour partie par des énergies renouvelables et thermiques. A titre d'illustration, un pays comme l'Allemagne utilise fortement son parc thermique au charbon, à la fois en heures de pointe et creuse. La stratégie de DSM prend ici tout son sens car elle permettrait de moins utiliser les centrales thermiques. Il en découle que tout effacement est bénéfique pour réduire le coût des émissions de CO₂. Toutefois, reporter ces effacements aux heures creuses gommerait les effets positifs obtenus, les centrales marginales étant toujours thermiques. Un scénario de sortie du nucléaire modifie substantiellement ces conclusions. En effet, sans nucléaire, des centrales de pointe coûteuses sont susceptibles d'être rappelées, ce qui fait augmenter à la fois le coût de l'énergie et les émissions. Dès lors, une gestion de la demande peut s'avérer positive à la fois sur le coût de l'énergie et des émissions. Une DSM même reportée permet de réduire les coûts globaux. Cependant, le bilan des émissions peut s'avérer négatif car les centrales au charbon des heures creuses se substituent au thermique à gaz et fioul des centrales de pointe. Dès lors, la mise en place d'un pilotage de la demande avec tarification dynamique et système informationnel performant est un complément utile à d'autres mesures possibles comme la croissance des cycles combinés au gaz ou des EnR. Lorsque le parc est fortement thermique, une reconnexion diffuse peut agir sur le coût de l'énergie mais reste moins efficace face aux émissions de gaz à effet de serre.

Conclusion

La maîtrise de la demande au travers de divers instruments tarifaires et informationnels permet de diminuer les consommations en périodes de tension sur les systèmes. Les différentes expériences nous indiquent que l'adéquation entre plusieurs instruments est le plus efficace pour de forts effacements. Dès lors, les équilibres sur les marchés et les émissions de CO₂ sont modifiés. Les impacts positifs ou négatifs de ces modifications dépendent à la fois des volumes effacés, des mix de production et des reports de l'effacement à des heures moins tendues.

Le recours à des mesures d'efficacité énergétique et aux incitations conduit naturellement à des améliorations de situation, à la fois en termes d'optimisation des parcs et des équilibres offre/demande.

L'ampleur des mesures à mettre en place pour maîtriser la demande et l'effacer dépend également de ces deux variables. Le report des effacements est optimal lorsqu'il se réalise sur plusieurs heures creuses, les coûts à la fois de l'énergie et des émissions étant dilués sur ces périodes et donc d'ampleurs réduites. Dans le cas d'un report sur une seule période de consommation, c'est-à-dire d'une reconnexion non contrôlée des charges effacées, les différentes situations diffèrent significativement à la fois en termes de coûts de l'énergie et d'émissions. Les centrales marginales en fonctionnement aux heures creuses se modifient, entraînant une hausse du coût de production de l'énergie et des émissions lorsque le parc est à dominance thermique.

Les pays en situation d'équilibre tendu et dotés d'une production peu carbonée auront un intérêt à privilégier des outils calibrés autour de la gestion de la pointe. Ceux-ci peuvent être volontaires avec la réception d'information ou des tarifs de type CPP ou PTR dotés de différentiels de prix suffisamment élevés entre base et pointe ou des rabais accordés importants. Les outils de pilotage automatique peuvent s'avérer des compléments utiles pour garantir la continuité de fourniture.

Lorsque le parc est fortement thermique, les mesures de maîtrise de la demande sont corrélées positivement avec les objectifs environnementaux fixés et le coût du CO₂. L'objectif se tourne davantage vers une maîtrise de la demande globale. Des outils des plus simples –et moins onéreux– comme une simple information ou des tarifs de type ToU ou progressifs, au plus complexes peuvent être adoptés en fonction des impacts environnementaux recherchés. Le choix de ces mesures évolue en présence d'objectifs d'intégration des énergies intermittentes ou dans un scénario de sortie du nucléaire. Dans de tels cas, il semble que des outils plus complexes soient à privilégier afin de contrebalancer le coût inhérent à la présence d'injections intermittentes. De même, l'arrêt d'une capacité de base importante comme, c'est le cas en Allemagne, induit vraisemblablement une substitution par des capacités thermiques de pointes bien plus émettrices. Les mesures DSM à privilégier devraient alors encore une fois reposer sur des outils plus complexes de manière à limiter les appels de pointe et surtout gérer efficacement les effets de report.

Cette conclusion évolue sensiblement si l'on élargit cet exercice pour s'attacher à définir la politique DSM optimale à adopter dans une situation interconnectée avec objectifs d'efficacité énergétique intégrés. Dans un tel cas, l'objectif commun se substitue aux objectifs individuels et le niveau de DSM optimal pourrait s'avérer plus important, mais avec des gains d'efficacité accrue.

Bibliographie

BORENSTEIN S., [2005], "The Long-Run Efficiency of Real-Time Electricity Pricing", *Center for the Study of Energy Markets (CSEM) Working Paper*. CSEM WP 133R. February 2005.

BORENSTEIN S. [2002], "The Trouble With Electricity Markets: Understanding California's Restructuring Disaster", *The Journal of Economic Perspectives*, Vol.16, n°1, January 2002, pp. 191-211.

BORENSTEIN S., JASKE M. and ROSENFELD A., [2002], "Dynamic Pricing, Advanced Metering and Demand Response in Electricity Markets", *Center for the Study of Energy Markets*, University of California Energy Institute, UC Berkeley. October 2002.

THE BRATTLE GROUP, [2011], "Evaluation of Baltimore Gas and Electric Company's Smart Energy Pricing Program" by Sanem Sergici and Ahmad Faruqi, *The Brattle Group, Inc., presented to the 9th International Industrial Organization Conference*, April 8, 2011.

CAPPERS P., GOLDMAN C., KATHAN D., [2010], “Demand Response in U.S. Electricity Markets: Empirical Evidence”, *Energy*, Volume 35, Issue 4, April 2010, Pages 1526-1535.

CHAO H. P., [2011], “Demand response in wholesale electricity markets: the choice of customer baseline”, *Journal of Regulatory Economics*, vol. 39, issue 1, February 2011, p. 68 – 88.

CHAO H., [2010], “Price-Responsive Demand Management for a Smart Grid World”, *The Electricity Journal*, Vol.23, Issue 1, January-February 2010, p. 7-20

CLASTRES C., [2011], “Smart grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives”, *Energy Policy*, vol. 39, n° 9, p. 5399-5408.

COLL-MAYOR D., PAGET M., LIGHTNER E., [2007], “Future intelligent power grids: Analysis of the vision in the European Union and the United States”, *Energy Policy*, Vol.35, n°4, p. 2453-2465.

CRAMPES C., LOZACHMEUR J.-M., [2012] “Tarification Progressive de l’Electricité”. Conférence Annuelle de l’Association des Economistes de l’Energie (AEE). Paris, 11 décembre 2012.

CRAMPES C., LEAUTIER T.O., [2010], « Dispatching, redispatching et effacement de demande », Institut d’Economie Industrielle, Toulouse, septembre.

EPRI [2011], “The Effect on Electricity Consumption of the Commonwealth Edison Customer Application Program: Phase 2 Final Analysis”. Technical Report 2011. October 2011.

FARUQUI A., HLEDIK R., NEWELL S., PFEIFENBERGER H., [2007], “The Power of 5 Percent”, *The Electricity Journal*, Vol.20, Issue 8, p. 68-77.

FARUQUI A., WOOD L., [2008], “Quantifying the Benefits Of Dynamic Pricing In the Mass Market”, The Brattle Group. Prepared for Edison Electric Institute. January 2008.

FARUQUI A., SERGICI S., SHARIF A., [2010a], “The impact of informational feedback on energy consumption: a survey of the experimental evidence”, *Energy*, Vol.35, p. 1598-1608.

FARUQUI A., SERGICI S., [2010b], “Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments”, *Journal of Regulatory Economics*, Vol.38, n°2, p. 193-225.

FARUQUI A., HARRIS D., HLEDIK R., [2010c], “Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the EU: How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU’s smart grid investment”, *Energy Policy*, n°38, p. 6222–6231.

HANEY A. B., JAMASB T., POLLITT M. G., [2009], “Smart Metering and Electricity Demand: Technology, Economics and International Experience”, Cambridge Working Paper in Economics 0905 & EPRG Working Paper EPRG0903. February 2009.

HOGAN W., [2009], "Providing Incentives for Efficient demand Response", Prepared for Electric Power Supply Association, Comments on PJM Demand Response Proposals, FERC Docket N° EL09-68-000.

ITO K., [2012]. "Do consumers respond to marginal or average price ? Evidence from nonlinear electricity pricing". EI@Haas, Haas WP 210, Energy Institute at Haas Berkeley.

JOSKOW P. L., [2006]. "Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity.". MIT CEEPR Working Paper 06-009, April.

KEMA, [2010], "2009 *peaksaver*® Residential Air Conditioner Measurement and Verification Study", Toronto, Ontario, May 17, 2010.

RIOUS V., ROQUES F., PEREZ Y., [2012], "Which electricity market design to encourage the development of demand response?" Robert Schuman Centre for Advanced Studies, 2012, 25 p. (EUI Working Papers RSCAS 2012/12).

OECE, 2010. "Electricity: Renewables and Smart Grids". *Policy Roundtables*. JT03293453 26 Novembre 2010.

OLMOS L., RUESTER S., LIONG S. J., GLACHANT J. M., [2010], "Energy Efficiency Actions Related to the Rollout of Smart Meters for Small Consumers", Florence School of Regulation, EUI RSCAS PP; 2010/02.

SCHWEPPE F., CARAMANIS M., TABORS R., BOHN R., [1988], "Spot Pricing of Electricity", Kluwer, Boston Academic Press, 1988.z

STADLER, I (2008). "Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response". *Utilities Policy* 16 (2008): 90-98.

STOFT S., [2002], "Power System Economics: Designing Markets for Electricity", IEEE Press, Piscataway, New Jersey, 2002.

SUZZONI P., [2009], "Are regulated prices against the market?" *European Review of Energy Markets*, Vol.3, issue 3.

TORRITI J, LEACH M., DEVINE-WRIGHT P., [2011], "Demand Side Participation: Price Constraints, Technical Limits and Behavioural Risks", In: Jamasb, T. and Pollitt, M. (eds.). *The Future of Electricity Demand: Customers, Citizens and Loads*. Department of Applied Economics Occasional Papers (69). *Cambridge University Press*, Cambridge, 2011, p. 88-105.

VICKREY W.S., [1971], "Responsive Pricing of Public Utility Services", *Bell Journal of Economics*, Vol.2, p. 337-346.

WOLAK F, [2006], "Residential Customer Response to Real-Time Pricing: The Anaheim Critical-Peak Pricing Experiment", *CSEM WP 151*, May 2006.