ÉCONOMIE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE
ET DE L'ÉNERGIE

Tarifications dynamiques et efficacité énergétique et environnementale

Claire Bergaentzlé
Cédric Clastres
Haikel Khalfallah

avril 2013

Cahier de recherche EDDEN n° 3/2013

UMR PACTE - équipe EDDEN
BP 47 - 38040 Grenoble CEDEX 9 - France
1221 rue des Résidences - 38400 Saint Martin d'Hères
Tél.: + 33 (0)4 76 82 56 92 - Télécopie : + 33 (0)4 56 52 85 71
http://edden.upmf-grenoble.fr

Tarifications dynamiques et efficacité énergétique et environnementale

Claire Bergaentzlé[1] Cédric Clastres[2] et Haikel Khalfallah[3]

Résumé

L'activation de la demande électrique permet d'atteindre des objectifs d'efficacité énergétique et environnementale grâce à la maîtrise des consommations (ou DSM pour *Demand Side Management*). De nombreux pilotes menés ces dix dernières années permettent d'avoir une représentation robuste de l'impact des outils d'activation de la demande ; cependant, ces outils doivent être calibrés pour répondre à des enjeux bien identifiés.

La présente étude suggère que des modèles différents de DSM soient choisis, selon les spécificités des mix de production des pays ainsi que leur capacité d'échange aux interconnexions.
Un modèle est réalisé pour déterminer le niveau de DSM nécessaire pour atteindre les meilleurs bénéfices économiques et environnementaux pour cinq pays interconnectés et aux différents mix de production. Deux hypothèses d'interconnexion, illimitée et réelle, sont retenues et comparées à la situation d'un pays isolé. Dans un tel contexte, l'intégration des énergies intermittentes, la sortie du nucléaire, le niveau de risque de défaillance en pointe et le report des effacements vont être des déterminants majeurs dans l'adoption de mesures et d'outils DSM.

Cette étude vise à apporter des recommandations concernant les instruments d'activation de la demande qui maximisent les efficacités énergétiques et environnementales pour les différents cas de pays étudiés.

Cinq conclusions majeures sont à retenir de cette étude. Premièrement, les stratégies DSM dépendent fortement des mix de production des pays et ne sont pas automatiquement reproductibles. Deuxièmement, une vision de marché européen parfaitement intégré modifie le niveau d'effort à réaliser pour chaque pays, et demande une concertation et une coordination fortes dans les stratégies nationales de DSM. Troisièmement, la situation d'interconnexions limitées laisse apparaître les

[1] Univ. Grenoble-Alpes, PACTE, EDDEN, CNRS BP 47 - 38040 Grenoble Cedex 9 – France (e-mail : claire.bergaentzle@upmf-grenoble.fr).

[2] Univ. Grenoble-Alpes, PACTE, EDDEN, CNRS BP 47 - 38040 Grenoble Cedex 9 – France (e-mail : cedric.clastres@upmf-grenoble.fr).

[3] Univ. Grenoble-Alpes, PACTE, EDDEN, CNRS BP 47 - 38040 Grenoble Cedex 9 – France (e-mail : haikel.khalfallah@upmf-grenoble.fr).

stratégies optimales de DSM et d'échange à adopter par chaque pays pour atteindre les objectifs d'efficacité les plus importants. Quatrièmement, il apparaît que l'efficacité augmente avec le niveau d'effort mais à taux décroissant, suggérant une préférence pour les outils DSM simples. Enfin, les résultats des programmes de DSM sont largement dépendants de l'effet de report des consommations, lequel, s'il n'est pas maîtrisé, peut éliminer les bénéfices de l'effacement, particulièrement en situation de parc fortement thermique.

Mots clés : Réseaux intelligents, Effacement, Tarification Dynamique, Gestion de la Demande, Efficacité Energétique, Efficacité environnementale.

Introduction

L'efficacité énergétique est l'un des outils capables d'apporter une réponse aux objectifs fixés par de nombreux pays, dont ceux de l'Union européenne, en matière de sécurité de fourniture, de compétitivité et de lutte contre le changement climatique. Parmi les solutions pour atteindre ces objectifs figure le développement des réseaux intelligents (ou *smart grids*) (Clastres, 2011). Par ces nouvelles technologies, l'ensemble des acteurs de la chaîne électrique pourra contribuer à la stabilité et à la sécurité du système, les gains étant ensuite redistribués entre eux. Ce déploiement impactera en premier lieu le service de distribution et les consommateurs de détail. En effet, le rôle des consommateurs de détail dans la gestion des systèmes électriques reste marginal. Pourtant responsables de 61 % de l'électricité consommée en Europe, ils n'ont aucun moyen d'interagir avec le système. Les informations qu'ils reçoivent restent limitées et les variations de prix sur les marchés ne peuvent leur parvenir pour deux raisons (Chao, 2011). La première provient de l'existence de tarifs fixes régulés. Le niveau de ces tarifs inhibe généralement toute possibilité d'émergence d'une élasticité de la demande. Certains pays ont d'ailleurs organisé la disparition de ces tarifs mais les succès obtenus sont mitigés (Suzzoni, 2009). La deuxième raison réside dans l'incapacité technique à transmettre le signal prix au consommateur. Par exemple, aux Etats-Unis, 98 % de la demande n'est pas en mesure d'adapter ses comportements de consommation à un signal prix (Joskow, 2006). Cette inélasticité de la demande, considérée comme l'un des problèmes structurels importants des marchés électriques (Stoft, 2002), est source de tension sur les équilibres offre/demande.

L'adoption de la technologie *Smart Grids* (SG) devrait ainsi rétablir le lien manquant entre ces consommateurs et le système. Elle permettra de leur donner les moyens d'optimiser leur consommation et assouplira la gestion des systèmes électriques pour les gestionnaires de réseaux. S'ensuivront des gains opérationnels liés notamment à l'apparition d'une élasticité de la demande par

rapport aux signaux tarifaires, signaux transmis grâce à la mise en place du *Demand Side Management* (DSM) (Haney et al., 2009). En effet, la modernisation des réseaux de distribution et des technologies de comptage amène avec elle de nouvelles offres et tarifications énergétiques, notamment celle permettant un pilotage et une gestion de la demande facilités. Cette gestion se traduit par l'envoi de signaux informationnels ou tarifaires aux consommateurs afin de les inciter à adapter leur consommation. 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; Faruqui et Sergici, 2010 ; Faruqui et al., 2010a). Les premières conclusions notent qu'effectivement des effacements en pointe peuvent s'avérer significatifs (Faruqui et al., 2007). Cette maîtrise de la demande aura également un impact sur l'amont, la production devant s'adapter à la consommation à tout instant. Ces impacts proviennent en majorité de la modification des centrales de production marginales sur les marchés. Une élasticité de la demande aura un impact à la fois sur le coût de l'énergie (efficacité énergétique) et sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre (efficacité environnementale).

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 étude quantitative des gains en efficacités énergétiques et environnementales liés à la maîtrise de la demande. Nous verrons que ces gains dépendent en particulier des technologies de production utilisées et des politiques énergétiques contraignant l'évolution de ces mix.

1. Tarifications dynamiques et efficacité énergétique

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. Comme souligné par de nombreux auteurs (Borenstein, 2002, 2005 ; Borenstein et al., 2002 ; Faruqui et al., 2007 ; Haney et al., 2009 ; Chao, 2010 ; Hogan, 2009), la *Demand Response* (DR) est en mesure d'apporter des gains économiques et environnementaux significatifs.

Cette DR se décompose en deux grandes familles (Torriti et al., 2011): le contrôle « volontaire » de la charge par le consommateur lui-même et les programmes de contrôle « automatique » par un opérateur tiers. Par programmes de contrôle volontaire on entend ici l'utilisation de tarifications dynamiques. Celles-ci se différencient par la fréquence des changements de prix et leur prédictibilité. Cependant, elles sont toutes conçues dans la même optique : orienter les modes de consommation pour des usages plus efficaces.

La tarification *Time of Use* (ToU) décompose la journée en blocs de temps auxquels sont associés un prix spécifique, déterminé à l'avance. Ce tarif représente la forme de tarification dynamique la plus simple et la plus communément utilisée. Cependant, il n'offre qu'un degré de flexibilité limité, la différenciation entre les périodes étant souvent faible (base et pointe) (Vickrey, 1971). Le *Critical Peak Pricing* (CPP) apporte une réponse à cette critique de flexibilité. Il repose sur les mêmes bases qu'un ToU tout en segmentant plus finement les périodes (base, pointe et plusieurs périodes d'extrême pointe). Cette segmentation permet l'envoi d'un signal d'urgence pour prévenir de la période d'extrême pointe. Le *Real time Pricing* (RTP) permet de transmettre heure par heure au consommateur les variations du prix du kWh sur le marché de gros. 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 par rapport à une courbe de charge de référence.

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. Au côté des compteurs intelligents, les *smart technologies* se développent pour à terme créer des espaces intelligents capables de gérer leurs besoins électriques de manière optimale, via par exemple des programmes de gestion à distance ou *Direct Load Control* (DLC).

1.2 L'efficacité énergétique liée à la réduction effective des charges

La diffusion directe d'informations est un élément critique dans la réussite d'un programme de *Demand Response*. Cette diffusion directe peut être définie comme « immédiate à partir du compteur ou d'une interface de contrôle » (Darby, 2006). Les études les plus récentes ont cherché à analyser l'impact sur les consommations de la présence d'interfaces (ou IHD pour *in home displays*), qui communiquent les données de variation de prix et de consommation en temps réel. La revue de littérature réalisée par McKerracher et Torriti (2012), qui reprend les résultats de nombreuses études en la matière, donne une fourchette de réduction de la charge attribuable à l'information directe, comprise entre 3 et 15 %, toutes études confondues. Leur propre étude basée sur l'analyse de 33

pilotes récents conclut à un effet de réduction compris entre 3 et 5 %. L'étude de Faruqui et Sergici (2010) révèle quant à elle que son impact oscillerait entre -1,8 et -6,7 %[3]. 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. Ces conclusions se démarquent fortement de celle obtenue avec seulement la transmission de l'information (sur facture, brochure ou mailing). Testée en Californie, l'information indirecte des consommateurs n'a pas été en mesure d'induire de réduction de la charge.

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. (2010a), 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. La différence observée entre CPP et PTR tend à indiquer que le CPP est un schéma tarifaire plus incitatif aux yeux des consommateurs pour adapter leur consommation en pointe qu'un PTR. L'étude menée par Baltimore Gas & Electric Company illustre ce fait. Elle montre en effet que les résultats obtenus avec le tarif CPP sont 11 % supérieurs à ceux obtenus avec un PTR, que ce soit avec ou sans technologie (Sergici et Faruqui, 2011).

Enfin, l'utilisation de technologies avancées comme les *smart thermostats* couplées aux interfaces informationnels s'est révélée 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).

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

[3] 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.

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

Source : Faruqui et al. (2010a).

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 perte de surplus.
De nombreux modèles ont tenté de déterminer les bénéfices de court et long terme de cette tarification, principalement en termes de réduction des prix sur le marché (Borenstein, 2005 ; Borenstein et Holland, 2005 ; Holland et Mansur, 2006 ; The Brattle Group, 2007). Les conclusions majeures qui en ressortent sont que la tarification au RTP, si elle est appliquée à une certaine masse critique de consommateurs, entraîne vraisemblablement une réduction des pointes de l'ordre de 4 % (Holland et Mansur, 2006). Cependant, ces études indiquent également une augmentation substantielle de la consommation en base, potentiellement capable de compenser les gains économiques liés à la réduction des pointes. Coupler au RTP une technologie de gestion de la charge et l'envoi d'informations est un moyen de dépasser cette limite et de contenir l'effet de compensation induit par l'augmentation des consommations en base. Par l'automatisation, les consommateurs sont en mesure de définir un prix seuil au-delà duquel leur disposition marginale 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*.

De plus, la généralisation du RTP est en mesure d'avoir un impact important de long terme sur la composition du mix. En reprenant une élasticité de 0,05, qui est l'hypothèse qui se rapproche le plus des résultats de Holland et Mansur (2006), les capacités de pointe installées aux Etats-Unis pourraient être diminuées de 30 à 60 % si respectivement 1/3 ou l'ensemble des consommateurs était au RTP (Borenstein et Holland, 2005). Cependant, les expériences empiriques montrent un succès relativement

limité de ce tarif. De nombreux cas d'implémentation témoignent des difficultés à atteindre un nombre suffisant de participants pour réellement améliorer l'efficacité du système (Barbose et al., 2005 ; Navigant Consulting Inc., 2011).

L'instauration de la DLC a été décrite comme le meilleur instrument pour réduire drastiquement les pointes chez les consommateurs résidentiels (Faruqui et al., 2007). Cette étude basée sur des hypothèses 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 de dollars 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 technologies* « au moindre coût » pourrait réduire la pointe de 11,5 %. Généraliser la tarification dynamique et doter les consommateurs de la meilleure technologie disponible auraient 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., 2010b). 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 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 le soulignent 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, 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 64,5 MW. Cependant, il a aussi révélé le risque de report de cet effacement qui a atteint jusqu'à 42,2 MW sur les quelques heures post évènement (KEMA, 2010). Cet effet de report est un élément déterminant dans l'efficacité des mesures de DSM. Plus un effacement est important, plus le report devra être maîtrisé et étalé sur plusieurs heures. Dans le cas d'un effacement reporté à 100 % en heure creuse, les gains d'efficacité attendus par la mesure DSM peuvent être sérieusement

réduits. Il est ainsi possible d'imaginer que la période de reconnexion soit soumise à une incitation supplémentaire, comme par exemple 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 : une illustration avec cinq pays

L'illustration simple proposée ici étudie l'impact de la DSM sur les coûts de production et les émissions de gaz à effet de serre. Nous modélisons cinq pays interconnectés. Chacun de ces pays est doté d'un mix de production particulier avec des avantages comparatifs en termes de coûts[4] (Annexe 1). Dans un souci de simplicité pour la présentation des résultats, nous assimilerons la majorité des pays étudiés à ceux du CWE[5]. Leurs mix de production seront ventilés comme suit :

- Un pays caractérisé par une forte pénétration de l'éolien et du gaz naturel (cas se rapprochant par exemple de celui de l'Espagne).
- Un pays caractérisé par une forte pénétration du thermique à gaz (cas se rapprochant par exemple de celui des Pays-Bas).
- Un pays caractérisé par une forte pénétration du thermique charbon et de l'éolien (par exemple l'Allemagne).
- Un pays caractérisé par une forte pénétration du nucléaire et de l'hydraulique (c'est le cas de la France).
- Un pays caractérisé par une forte pénétration du nucléaire et du thermique à gaz (comme par exemple la Belgique).

Nous supposerons deux périodes de consommation : une période de pointe (19h) et une période creuse (4h) (Annexe 2).

La valeur d'une tonne de CO_2 est de 14,18 €/tCO_2 (valeur Bluenext du 17/01/11 correspondant à la période de consommation de notre étude). La contribution de chaque filière de production aux émissions de CO_2 est donnée en annexe 3. Le marché des permis d'émission étant peu contraignant et

[4] Le coût de production est une information privée des entreprises. Par conséquent, il est difficilement observable ou calculable. Ce coût sera donc une approximation en fonction des données publiques disponibles liées aux coûts fixes d'investissements, des coûts variables et du facteur de charge pour chaque pays. Les valeurs restent des estimations propres aux auteurs.

[5] Catégorisation ENTSO-E se référant aux pays de la zone Central West Europe.

à dominante gratuite, nous considérerons que ce coût ne rentre pas dans les stratégies d'offre (coûts de production) des producteurs.

Les différents pays recherchent à minimiser le coût total qui permet d'équilibrer l'offre et la demande. Cette situation se rapproche de celle dans laquelle un opérateur de marché cherche à optimiser l'efficacité productive. Le programme d'optimisation est donc ici de minimiser les coûts totaux de production pour chaque pays, en fonction des quantités produites pour satisfaire la demande interne et les exportations, sous plusieurs contraintes. La première contrainte stipule que la production par une technologie dans un pays ne peut excéder la capacité disponible. La seconde que les échanges satisfont les contraintes d'interconnexions. La troisième constitue l'équilibre offre/demande du pays considéré. Le programme s'écrit :

$$\underset{x_{ij},x_{ijk}}{Min} \left(\sum_i \sum_j c_{ij}.x_{ij} + \sum_i \sum_j \sum_{k\neq j} c_{ij}.x_{ijk}\right)$$

$$s/c \begin{cases} x_{ij} + \sum_k x_{ijk} \leq \alpha_i K_{ij}, \forall i,j \\ \sum_i \sum_{k\neq j} x_{ijk} \leq Cl_{jk}, \ \forall j \\ \sum_i x_{ik} + \sum_i \sum_j x_{ijk} = C_k, \forall k \neq j \end{cases}$$

Avec :

- c_{ij} le coût incrémental de production de la technologie i dans le pays j ;
- x_{ij} la quantité produite par la technologie i dans le pays j ;
- x_{ijk} la quantité produite par la technologie i dans le pays j et exportée vers le pays k ;
- K_{ij} la capacité de production disponible de la technologie i dans le pays j ;
- $\pm_i$ la part de production disponible pour la technologie i lorsque les capacités K_{ij} sont installées ;
- Cl_{jk} la capacité d'interconnexion entre les pays j et k ;
- C_k la consommation du pays k.

Pour simplifier l'étude, nous effectuerons quelques hypothèses simplificatrices :

- Toute la demande est servie en passant par un marché sur lequel est déterminé le prix d'équilibre par la confrontation offre/demande.
- Le coût de production pour chaque technologie de chaque pays sera supposé constant.
- La capacité installée ne peut être totalement produite. Des facteurs de production disponibles en fonction de la capacité installée K_{ij} de la technologie i seront pris en compte (annexe 3). Nous nous baserons sur les informations de l'IEA (2010) pour déterminer ces facteurs.

- Le coût lié aux centrales qui seront remplacées par la maîtrise de la demande n'est pas pris en compte.
- Nous considérerons un effacement qui est entraîné par une réponse volontaire de la demande à un signal (prix, informationnel ou piloté à distance par un fournisseur ou gestionnaire de réseau). Nous ne considérerons pas le cas de la valorisation de cet effacement outre par les gains en efficacité productive et environnementale qu'ils entraînent.

En l'absence d'interconnexion, chaque pays dispose uniquement de ses propres capacités de production pour réaliser l'équilibre offre/demande de son marché. Les technologies de production marginale appelée aux heures de pointe et creuses étudiées sont listées dans le tableau 2. Dans ce contexte, deux groupes se démarquent. Le premier est constitué de l'Espagne, des Pays-Bas et de l'Allemagne. Leurs capacités installées et disponibles (notamment thermiques) sont suffisamment importantes pour satisfaire leur consommation. En raison de leurs coûts, l'Espagne et les Pays-Bas n'utilisent pas respectivement l'énergie éolienne et le nucléaire. L'Allemagne n'utilise pas ses centrales d'extrême pointe au fioul. Cependant, la production se réalise aux dépens des objectifs climatiques avec un Méga-Watt-heure très carboné. Le second groupe est constitué de la France et de la Belgique qui sont en situation tendue car ces pays utilisent la totalité de leurs moyens de production disponibles. La Belgique connaît un déficit de puissance et n'équilibre pas son marché.

Tableau 2 : Résultats de l'équilibre offre/demande - Pays isolés

	Coût de la production marginale à 19h (€/MWh)	Coût de la production marginale à 4h (€/MWh)
Espagne	33 (gaz)	33 (gaz)
Pays-Bas	22 (gaz)	22 (gaz)
Allemagne	43 (charbon)	43 (charbon)
France	168 (fioul)	22 (nucléaire)
Belgique	Indéterminé (VOLL[6]))	24 (gaz)

Cette situation de référence nous permet de constater que tous les pays ont un intérêt à appliquer des mesures de maîtrise de la demande, les uns pour réduire leur impact climatique, les autres pour détendre leur système électrique.

[6] Coût de défaillance (ou *Value Of Lost Load*).

Nous allons calculer pour chaque pays les coûts totaux de fourniture de l'énergie dans différents scénarios de mix de production et de DSM, DSM reportée ou non à une période creuse. Ce report sera considéré comme toujours équivalent à la totalité de l'effacement réalisé en heure de pointe.

Le coût total calculé sera composé de la somme du coût total de l'énergie produite et des émissions de CO_2 entre les deux périodes étudiées.

2.1 Les mesures pour détendre le système électrique : La France et la Belgique

La France réalise son équilibre en pointe grâce à ses centrales au fioul, coûteuses (168 €/MWh) et fortement émettrices. En revanche, les périodes creuses sont assurées par l'hydraulique et le nucléaire (22 €/MWh), peu coûteux et neutres en termes d'émissions. Le coût total utilisé comme *benchmark* pour servir la demande à ces deux périodes est de 4 141 068 €.

Le bilan d'un effacement de 2 % est positif (Tableau 3).). En effet, il permet d'éviter l'appel des centrales au fioul et ce sont les unités au gaz qui équilibrent le système. Le coût global en est réduit de 6 à 7 %. Ce résultat est amélioré lorsque l'effacement atteint 10 %, avec une économie sur le coût global entre 21 et 26 %. Les centrales au fioul et gaz en pointe n'étant plus appelées, ce sont les centrales au charbon à 50 €/MWh qui équilibrent l'offre et la demande. Le report des 10 % ne crée qu'une faible production marginale au charbon et ne détériore ainsi que marginalement le niveau d'émissions. En revanche, un effacement plus élevé (17 %) permet de réduire significativement le coût en période de pointe, mais le report ne permet qu'une économie de coût de 20 %, soit un faible gain par rapport à un effacement de seulement 10 %. En effet, le report crée un fort impact à la fois sur le coût de l'énergie (la centrale marginale est le gaz à 113 €/MWh) et les émissions (les centrales au charbon produisent au maximum en sus de la production marginale au gaz). Un report progressif est donc souhaitable lors d'effacements importants.

Tableau 3 : Impact de l'effacement avec report sur les coûts pour la France

Report de l'effacement	Niveau de l'effacement (%)		
	2 %	10 %	17 %
Sans report	-7	-26	-35
Avec report	-6	-21	-20

Un effacement permet donc d'améliorer l'efficacité productive et environnementale même en cas de report total de la consommation effacée. En revanche, la stratégie d'effacement maximal est optimale avec une faible reconnexion. Elle ne l'est plus forcément si la charge effacée est reconnectée ensuite en totalité. La mise en place d'un effacement de 2 % de la consommation peut être efficace et ne demande pas la mise en place d'instruments évolués. En effet, une bonne transmission de l'information permet d'arriver à ce résultat (Faruqui et al., 2010b). En revanche, un effacement plus conséquent, de l'ordre de 10 ou 17 %, nécessite la mise en place de mesures plus complexes (couplage de tarifications CPP ou RTP aux outils informationnels ou de pilotage).

La Belgique connaît une situation plus préoccupante car elle ne peut seule satisfaire son équilibre en pointe (Tableau 2)**.** Un effacement de la demande de 5 % permet d'équilibrer le marché. Cette situation sera utilisée comme *benchmark* dans les tableaux suivants pour calculer les gains liés à un effacement supplémentaire. Cet effacement est donc profitable et nécessaire au fonctionnement du marché. Avec cet effacement, l'équilibre est réalisé en pointe grâce au fioul (164 €/MWh). Le coût global de référence pour satisfaire la demande aux périodes creuses et pleines sera de 786 665 €.

L'effacement le plus efficace se situe autour de 8 % de la demande (Tableau 4). En effet, cet effacement permet de conserver des gains importants en termes d'efficacité, même en cas de reconnexion des charges (diminution des coûts totaux entre 12 et 25 %). Cela est dû au fait que les centrales d'extrême pointe au fioul ne produisent plus en période de pointe, réduisant ainsi le coût de l'énergie. De plus, la reconnexion n'impacte que faiblement le coût de l'énergie et des émissions aux heures creuses (une faible production au charbon est appelée). Un faible effacement de 5 % reporté à 4h crée une augmentation à la fois du coût de l'énergie et des émissions. En effet, la centrale marginale en heure creuse devient l'hydraulique (25 €/MWh) et les centrales au gaz produisent au maximum de leur capacité, d'où une augmentation des émissions de CO_2. Un effacement de 17 % permet également de diminuer le coût de l'énergie et les émissions de CO_2. Son report en totalité à une heure creuse n'est pas efficace car les centrales en fonctionnement sont alors thermiques aux coûts très élevés.

Tableau 4 : Impact sur les coûts d'un effacement supérieur à 5 % de la demande avec report

Report de l'effacement	Niveau de l'effacement (%)		
	5 %	8 %	15 %
Sans report	0	-25	-33
Avec report	6	-12	-0,08

Ici encore, rééquilibrer l'offre et la demande ne demande pas d'avoir recours à d'importants mécanismes incitatifs pour déplacer la demande de 5 ou 8 %. En revanche, des efforts plus importants sont à prévoir pour des effacements accrus (15 % d'effacement) et donnent lieu, comme dans le cas précédent, à l'utilisation nécessaire de plusieurs outils incitatifs et informationnels. Il n'est cependant pas optimal d'effacer une demande importante si l'effet de report n'est pas partagé sur plusieurs heures.

2.2 Les mesures pour améliorer l'efficacité environnementale : Espagne, Pays-Bas et Allemagne

Ces 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'un MWh très carboné. Réduire la consommation pour modifier l'ordre de mérite et réduire le coût unitaire de l'énergie semble ici de faible portée en raison de l'ampleur du parc thermique. Cependant, il s'ensuit que toute diminution de la demande se traduit directement par une réduction des coûts énergétiques et environnementaux. Tout report de ces effacements à des périodes creuses réduit ces bénéfices, le parc de production marginal aux heures creuses étant également thermique. En revanche, des mesures permettant de produire avec des technologies moins émettrices peuvent s'avérer positives, réduisant le coût lié aux émissions de CO_2. L'effet négatif est une augmentation des coûts énergétiques. La maîtrise de la demande est un bon outil pour réduire ce coût.

Pour réduire les coûts totaux liés à leur production, l'Espagne et les Pays-Bas disposent donc de deux mécanismes : intégrer prioritairement l'éolien et appliquer des mesures de DSM. En effet, remplacer la production des centrales à gaz en pointe par l'éolien, malgré un coût unitaire plus cher (Annexe 1), aura pour conséquence de diminuer le coût des émissions de CO_2 (Tableau 5). Le surcoût induit par l'éolien pourra ensuite être réduit en appliquant un effacement de la demande (2 % pour

l'Espagne, 3 % pour les Pays-Bas), les coûts de mise en place de cet effacement étant considérés comme faibles car seule une bonne information ou un ToU suffisent à atteindre ces 2 ou 3 % d'effacement (Faruqui et Sergici, 2010 ; Faruqui et al., 2010a). En revanche, si cet effacement est reporté, alors les économies réalisées en période de pointe seront compensées par le surcoût en période creuse.

Tableau 5 : Surcoût de l'insertion de l'éolien en Espagne et aux Pays-Bas (€)

	Espagne			Pays-Bas		
	Coût total	Coûts environnementaux	Coûts énergie	Coût total	Coûts environnementaux	Coûts énergie
Sans intégration de l'éolien	1 938 703	188 389	1 750 314	737 329	149 660	587 669
Avec intégration de l'éolien	1 968 377	118 819	1 849 558	751 130	141 420	609 710
Surcoût	29 674	-69 570	99 244	13 801	-8 240	22 041

L'Allemagne diffère des cas espagnol et néerlandais par le fait qu'elle utilise toute sa production « non carbonée » pour satisfaire ses équilibres offre/demande en période de pointe. La stratégie de DSM prend ici tout son sens car elle lui permettrait de moins utiliser ses centrales au charbon. La production au charbon représentant 48 % de sa demande, modifier la technologie de production marginale nécessiterait un effacement trop important. Il en découle que tout effacement est bénéfique pour réduire le coût des émissions de CO_2. Toutefois, reporter ces effacements aux heures creuses gommerait les effets positifs obtenus, les centrales marginales étant toujours celles au charbon (Tableau 6).

Un scénario d'absence du nucléaire en Allemagne modifie substantiellement ces conclusions. En effet, sans nucléaire, les centrales de pointe au gaz (113 €/MWh) et au fioul (164 €/MWh) sont appelées en pointe, ce qui fait augmenter à la fois le coût de l'énergie et des émissions. Dès lors, une gestion de la demande peut s'avérer positive sur ces deux coûts. Nous analyserons donc un cas d'absence de nucléaire avec deux scénarios de maîtrise de la demande : un effacement de 3,45 % pour éviter l'appel des centrales au fioul (la centrale marginale de pointe devient le gaz) et 14 % pour, en supplément, ne pas recourir aux centrales au gaz (la centrale marginale de pointe devient le charbon). Le coût total de production de référence du scénario « avec nucléaire » sera de 5 341 884 € et celui du scénario « sans nucléaire » de 7 351 576 €.

Une DSM même reportée permet de réduire les coûts globaux (Tableau 6). L'impact de la DSM est bien entendu plus important dans le scénario sans nucléaire, les centrales marginales au fioul et au gaz très coûteuses étant remplacées par le charbon, certes plus polluant mais beaucoup moins

coûteux. Cependant, le bilan des émissions est négatif car les centrales au charbon des heures creuses se substituent au thermique à gaz et fioul des centrales de pointe. Le prix négocié de la tonne de CO_2 constitue une variable importante de l'efficacité économique de cette DSM.

Tableau 6 : Impact de la DSM sur les coûts totaux

	Variation Coût total (%) sans DSM	Variation Coût total (%) avec DSM de 3,45 % sans report	Variation Coût total (%) avec DSM de 14 % sans report	Variation Coût total (%) avec DSM de 3,45 % avec report	Variation Coût total (%) avec DSM de 3,45 % avec report
Avec nucléaire	Coût de référence « Avec Nucléaire »	-2,9	-11,7	0,0	0,0
Sans nucléaire	Coût de référence « Sans nucléaire »	-6,6	-20,0	-4,5	-11,5

En présence de production nucléaire, une DSM sans report réduit à la fois les émissions et le coût de l'énergie, mais la centrale marginale reste la même. Le report de cet effacement annule tous les effets, les centrales marginales aux heures creuses étant les mêmes qu'aux heures pleines (charbon). En revanche, en l'absence de production nucléaire, une DSM aurait un effet plus fort car elle permettrait de diminuer significativement les coûts de l'énergie en modifiant la centrale marginale, effet réduit en cas de report par des émissions de CO_2 plus importantes en période creuse. Avec ou sans nucléaire, l'Allemagne sera incitée à mettre en place une DSM forte (14 %), pour éviter une augmentation des coûts de l'énergie et modérer ses émissions. Elle réalisera alors des gains nets en termes de coût de l'énergie, modéré par des coûts environnementaux plus importants en cas de report des consommations effacées. 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 le développement des cycles combinés au gaz ou des énergies renouvelables (EnR).

2.3. La présence d'un marché interconnecté sans limite de capacités

Nous introduisons ici la possibilité pour chaque pays d'échanger les quantités qu'il désire avec ses pays voisins. Le *merit order* européen fait émerger les centrales au charbon allemandes (avec un coût de production de 43 €/MWh) pour satisfaire la demande agrégée en période de pointe. Le gaz espagnol à 33 €/MWh assure l'équilibre en période creuse. Comme attendu, cette situation conduit à

une augmentation de l'efficacité productive par rapport au cas précédent. La production éolienne n'est pas forcément appelée dans notre exemple. Si nous introduisons une obligation d'insertion de cette production dans ce *merit order*, son impact est d'augmenter le coût total. En effet, l'augmentation du coût de l'énergie n'est ici pas compensée par les réductions de coûts environnementaux, le prix de la tonne de CO_2 échangée sur le marché étant trop faible actuellement.

Les coûts peuvent être améliorés et optimisés avec une gestion de la demande active. Cette diminution de la demande serait de 17 % dans une situation où l'Allemagne conserve son parc nucléaire pour permettre à la fois de réduire le coût de l'énergie (la centrale marginale devient alors l'éolien espagnol pour un coût de 41 €/MWh), mais aussi une baisse significative des coûts des émissions. Pour atteindre ce niveau d'effacement, les pays peuvent collectivement se partager l'effort de réduction. La mise en place de systèmes informationnels performants, d'outils incitatifs (tarification CPP ou PTR) ainsi que du pilotage des charges par les fournisseurs ou les gestionnaires d'infrastructures, s'avère nécessaire pour que chacun réduise de 17 % sa demande en pointe. Là où des stratégies individuelles pouvaient se contenter de ne mettre en place que des mesures de base –sauf dans le cas de l'Allemagne– pour réduire ou effacer la demande, la stratégie collective devient d'investir directement dans des systèmes complexes pour créer et gérer ces effacements. Les gains en efficacité sont bien entendu plus importants que dans les cas avec contraintes d'échange.

Le report des consommations effacées créera un surcoût en termes d'énergie mais pas nécessairement sur les émissions de CO_2, les productions éoliennes plus coûteuses étant alors marginales. Les stratégies d'effacement sont profitables, d'autant plus qu'il existera une gestion temporelle ou quantitative des reconnexions pour éviter de déplacer les périodes de pointe.

Les résultats obtenus changent substantiellement dans un scénario où le nucléaire allemand est absent. Une DSM importante n'aura que peu d'effet si le report est important. En effet, les baisses des coûts énergétiques et environnementaux en période de pointe sont compensées par une hausse de ces mêmes coûts en période creuse. Les productions éoliennes sont alors directement appelées, venant remplacer le thermique fioul ou charbon. Pour des effacements importants, le retour du charbon réduit considérablement les gains de l'effacement.

Tableau 7 : Impact de la DSM sur les coûts totaux dans un univers interconnecté sans limite de transit

	Coût total de référence (€)	Effacement de la demande à 19h (%)	Variation du coût total sans report (%)	Variation du coût total avec report (%)
Avec nucléaire allemand	11 481 180	17	-20	-5
sans nucléaire allemand	12 374 880	5	-5	-2
		6	-7	-2
		25	-27	-2

L'existence d'interconnexions illimitées améliore les efficacités productives et environnementales par rapport aux situations contraintes par des interconnexions limitées. Cependant, des efforts d'effacement plus importants sont nécessaires pour modifier les centrales marginales de production. Lorsque les parcs sont carbonés, alors un effacement ne doit pas être reporté en totalité pour conserver les gains réalisés en période de pointe.

2.4. Efficacité, maîtrise de la demande et capacités d'interconnexion limitées

Nous introduisons ici des contraintes sur les échanges entre les différents pays. Ces contraintes sont matérialisées par les capacités d'interconnexion disponibles en annexe 4. Notre objectif est ici uniquement d'étudier les échanges qui minimisent le coût total de production. Nous n'introduisons pas un prix pour la capacité d'échange. L'introduction de ce prix pourrait être réalisée, reflétant par exemple les différentiels de coûts de production entre les pays.

2.4.1. Le modèle de base sur les deux périodes de consommation

En période de pointe, seuls l'Allemagne et les Pays-Bas sont couplés, de même que la France et la Belgique, les capacités d'interconnexion n'étant pas saturées. Les prix qui s'appliquent sur ces quatre marchés seront respectivement le coût de la centrale marginale allemande, à savoir le charbon à 43 €/MWh, et le coût de la centrale marginale française, à savoir le gaz à 116 €/MWh. Le marché espagnol est découplé, les échanges saturant ses interconnexions. Son prix est alors déterminé en fonction du coût de sa centrale marginale. Ces prix sont présentés dans le Tableau 8.

Tableau 8 : Prix/coût de l'énergie avec capacités d'interconnexion limitées

Période	Pays	Prix/coût Energie (€/MWh)	Technologie	Echanges
Pointe	Espagne	33	Gaz	Exportation de 1 300 MWh vers la France
	Pays-Bas	43	Charbon allemand	Exportation de 1 716,4 MWh vers l'Allemagne et de 2 400 MWh vers la Belgique
	Allemagne	43	Charbon	Exportation de 2 700 MWh vers la France et Importation de 1 716,4 MWh des Pays-Bas
	France	116	Gaz	Importation de 1 300 MWh d'Espagne, de 2 700 MWh d'Allemagne et de 561,1 MWh de Belgique
	Belgique	116	Gaz français	Importation de 2 400 MWh des Pays-Bas et exportation de 561,1 MWh vers la France
Base	Espagne	33	Gaz	Importation de 500 MWh de la France.
	Pays-Bas	22	Gaz	Exportation de 3 850 MWh vers l'Allemagne et de 2 400 MWh vers la Belgique
	Allemagne	43	Charbon	Importation de 3 200 MWh de la France et de 3 850 MWh des Pays-Bas
	France	24	Gaz belge	Exportation de 500 MWh vers l'Espagne et de 3 200 MWh vers l'Allemagne Importation de 290,5 MWh de Belgique
	Belgique	24	Gaz	Importation de 2 400 MWh des Pays-Bas et exportation de 290,5 MWh vers la France

Il est intéressant de noter qu'en période de base, la France est incitée à importer une énergie plus chère de Belgique car cette importation lui permet d'exporter vers ses voisins allemand et espagnol sans mettre en place ses moyens plus coûteux que le gaz belge, ici l'hydraulique de pointe à 27 €/MWh. De plus, la Belgique réalise ici son équilibre offre/demande grâce aux importations et sans avoir recours à ses centrales au fioul coûteuses.

Les périodes de couplage des marchés ont diminué ces dernières années au sein du CWE en raison de la production éolienne en Allemagne, des différentiels entre prix du gaz et du charbon, et des contraintes climatiques qui impactent fortement la demande (RTE, 2012). Les Pays-Bas ne sont couplés avec les autres pays que 46 % du temps. Les trois autres pays connaissent des périodes de couplage de leurs marchés plus longues, allant de 65 à 90 % du temps (la France et la Belgique sont les deux pays le plus souvent couplés comme le reflètent nos calculs).

2.4.2. Les mesures de maîtrise de la demande

Les mesures de maîtrise de la demande améliorent l'efficacité productive et environnementale dans tous les pays lorsque les effets de report sont nuls. Les pays possédant un fort parc thermique fonctionnant comme centrales marginales (Espagne et Allemagne) connaîtront un lien croissant entre maîtrise de la demande et efficacités, notamment par une amélioration de l'efficacité environnementale. Un report de consommation effacera ces gains, les centrales fonctionnant aux heures creuses étant thermiques et les contraintes d'interconnexion saturées. En revanche, les autres pays (Pays-Bas, France et Belgique) utilisent un parc beaucoup plus diversifié pour satisfaire leur consommation. La maîtrise de la demande est susceptible de diminuer le coût de l'énergie en modifiant les centrales marginales appelées, mais aussi le coût des émissions lorsque les centrales effacées sont thermiques. Nous allons ici étudier le cas où ces trois pays effectuent simultanément plusieurs types d'efforts de maîtrise de la demande (Tableau 9).

Tableau 9 : Scénarios de maîtrise de la demande

Pays	Maîtrise de la demande (%)			
	Effort faible	Effort moyen	Effort fort	Effort très fort
Pays-Bas	4,36	6,8		
France	4,12	11,6	13,82	16,91
Belgique	7,32	9,28	14	

Les interconnexions jouent un rôle central sur l'efficacité énergétique et par ricochet sur l'efficacité environnementale. En effet, sans report des consommations effacées, l'Espagne et les Pays-Bas ne sont pas impactés par les politiques adoptées par les autres pays : l'Espagne car ses interconnexions sont en permanence saturées, et les Pays-Bas car les exportations se substituent aux mesures nationales de maîtrise de la demande. En revanche, pour les autres pays, toutes les modifications de la structure de consommation d'un pays se répercutent sur les efficacités énergétiques et environnementales des autres par l'intermédiaire des échanges.

Un faible effort de maîtrise de la demande en France, en Belgique et aux Pays-Bas entraîne une augmentation des importations en Allemagne et une baisse de sa production au charbon. L'effort des Pays-Bas se transfère vers une production supplémentaire disponible qu'elle peut exporter vers l'Allemagne à un prix de 43 €/MWh (centrale au charbon allemand), prix supérieur au coût de production de chacune de ses centrales appelées. Les efforts des pays limitrophes peuvent contribuer au succès de la sortie du nucléaire annoncée par l'Allemagne à l'aube de ce résultat.

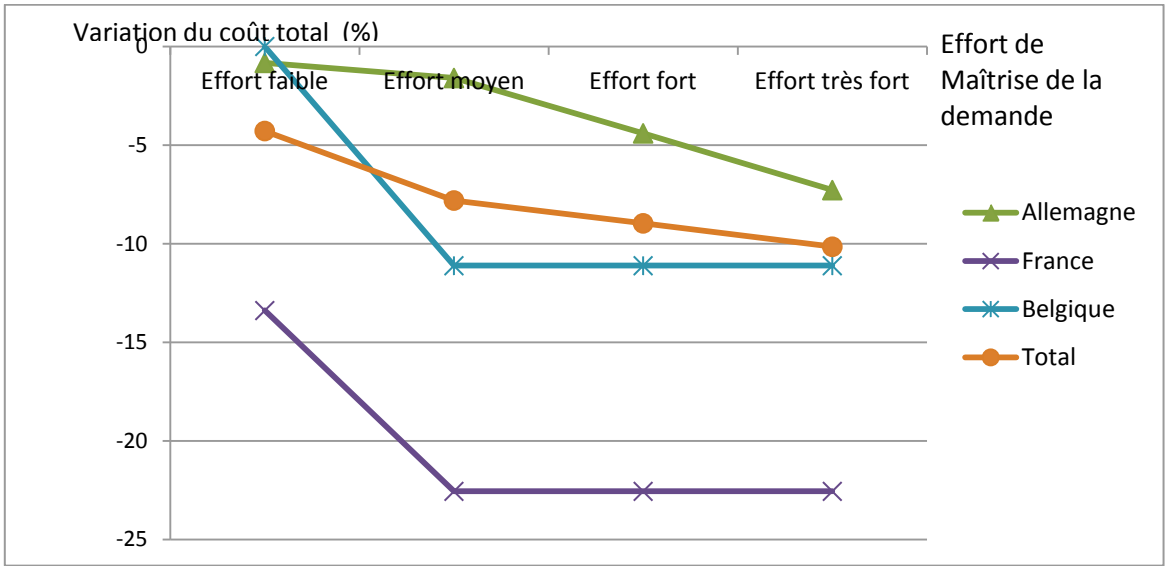
Un effort faible en France permet de diminuer significativement le coût de l'énergie car les centrales marginales deviennent le charbon au lieu du gaz. Les importations de la Belgique augmentent, ce qui contribue, avec la maîtrise de la demande, à modifier les centrales marginales

françaises. La centrale marginale de production devient le charbon français à 50 €/MWh pour les marchés belge et français. La Belgique peut de plus exporter davantage en raison des politiques de maîtrise de la demande qu'elle met également en place. En effet, tout comme les Pays-Bas, elle trouve un intérêt à exporter plutôt qu'à diminuer sa production, les marchés belges et français étant couplés (les interconnexions ne sont pas saturées). Ces exportations créent certes des coûts énergétiques et environnementaux supplémentaires, mais aussi un gain lié à l'amélioration collective de l'efficacité productive et au revenu d'exportations.

Les interconnexions entre la Belgique et la France ainsi qu'entre les Pays-Bas et l'Allemagne ne sont pas saturées en période de pointe. Les marchés belge et français sont donc couplés, de même que les marchés néerlandais et allemand. Le coût de la centrale marginale de production est donc de 50 €/MWh pour les Belges et les Français (centrale au charbon française) et de 43 €/MWh pour les Néerlandais et les Allemands (centrale au charbon allemande). L'Espagne est elle isolée par la saturation des interconnexions. Le coût de production de la centrale marginale est de 33 €/MWh (gaz).

La maîtrise de la demande énergétique permet d'améliorer l'efficacité énergétique et environnementale de chaque pays lorsque les consommations effacées ne sont pas reportées. Comme le montre la Figure 1, une maîtrise de la demande de 4 à 16 %, selon le niveau d'effort (de faible à très fort), permet d'améliorer significativement les efficacités énergétiques et environnementales. Les réductions du coût total de fourniture de la demande pour chaque pays sur les deux périodes étudiées peuvent aller jusqu'à plus de 20 % du coût de référence (Figure 1). Ce résultat est intuitif car les consommations effacées ne sont pas reportées. Par conséquent, les échanges et la diminution de consommation optimisés permettent une meilleure efficacité. L'Allemagne, sans réaliser d'effort, bénéficie des mesures prises par ses pays voisins en important de l'énergie qui se substitue à ses centrales au charbon fortement émettrices. Ces résultats mettent en avant le fait que tous les pays n'ont pas nécessairement besoin d'adopter les mêmes mesures pour atteindre des résultats significatifs au niveau global. En effet, une bonne information aux Pays-Bas est susceptible de conduire à une réduction suffisante de la demande. En revanche, la France et la Belgique peuvent miser sur des mesures plus importantes, comme la tarification au CPP ou le pilotage des charges. Cependant, toute mesure de maîtrise de la demande augmentant l'efficacité, le passage par une bonne gestion de l'information ou un ToU (effort faible à moyen) permet déjà d'augmenter significativement les efficacités (diminution du coût total de 1,5 à 23 % selon les pays). Des mesures supplémentaires permettent certes une augmentation supplémentaire des efficacités mais à taux décroissants.

Figure 1 : Evolution du coût total – Périodes de pointe et creuses (sans report des consommations)



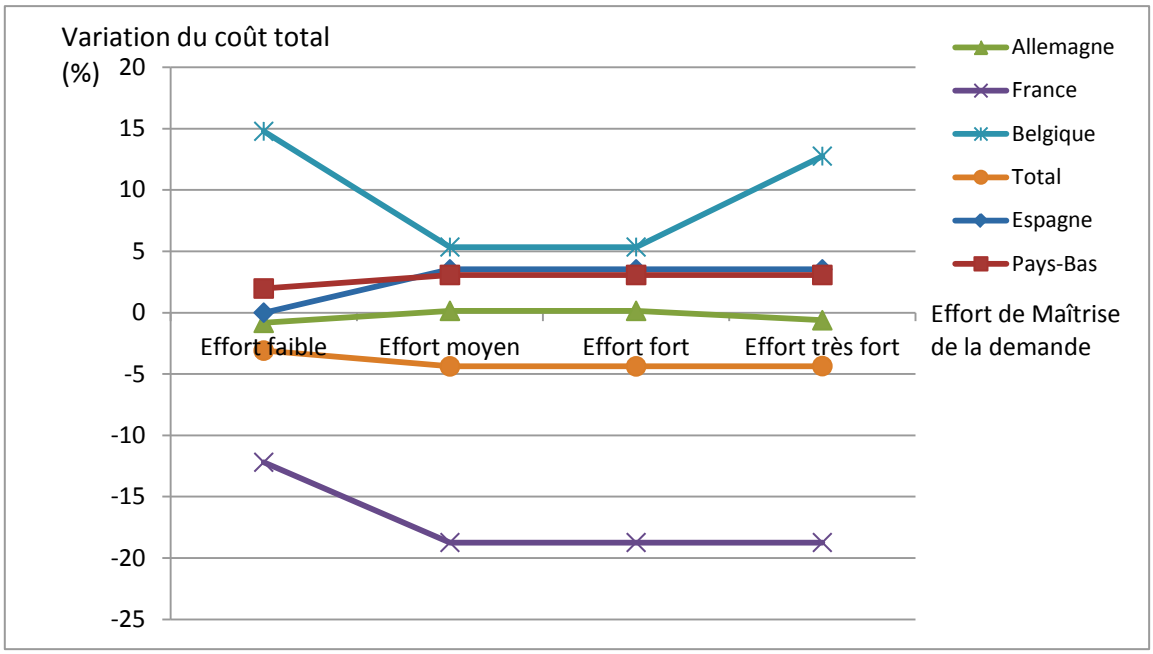
Le report de la totalité des consommations effacées à une période creuse ne remet pas en cause l'impact positif de la maîtrise de la demande sur les efficacités (Figure 2). Cependant, pour certains pays, les impacts sont négatifs. Une trop grande maîtrise de la demande dégrade leur efficacité par le biais d'une modification des échanges et du report coûteux (Belgique). L'Espagne voit également ses coûts augmenter car les reports en période creuse la fait passer d'importatrice à exportatrice. Sa production au gaz est moins coûteuse que les productions de base supplémentaires que ses voisins doivent mettre en place en raison du report. Par conséquent, sa production de base au gaz augmente, ce qui crée une croissance de ses coûts énergétiques et environnementaux. Bien entendu, un revenu lié à l'échange se crée, venant contrebalancer l'effet négatif sur les coûts. Les Pays-Bas se retrouvent dans la même situation. Leurs DSM nationales leur permettent d'exporter davantage de production au gaz, celle-ci étant rendue davantage disponible par la réduction de leur demande. Dès lors, il n'y a aucun gain en termes de coût en période de pointe. En revanche, le report augmente la consommation de base, ce qui de facto crée une croissance des coûts énergétiques et environnementaux, le surplus de demande étant servi grâce à la production thermique au gaz. Ici encore, ces effets négatifs sont contrebalancés par les revenus liés aux échanges.

Comme l'indique la Figure 2, les effets sur les coûts totaux sont bien entendus diminués par rapport à la situation sans report. Il est également intéressant de noter que globalement la situation la plus efficace sera celle d'un effort moyen de maîtrise de la demande. En effet, tout effort plus important n'améliore pas la situation, voire la dégrade, le report aux périodes creuses augmentant la production carbonée et les coûts. Ici encore, une bonne diffusion de l'information ou un ToU permettent d'arriver à des résultats significatifs (effort moyen). La complexité des mesures associées à

une plus grande maîtrise de la demande (tarification dynamique, pilotage des charges) ne permet pas forcément des gains marginaux importants.

Insérer à cette analyse une maîtrise de la demande en Espagne et en Allemagne ne modifie pas ces résultats. Certes, elle permettrait d'améliorer encore le coût total sans report de consommation, mais pas de diminuer les importations des deux pays, les centrales marginales thermiques (charbon pour l'Allemagne, gaz pour l'Espagne) fonctionnant en base et avec des capacités importantes. Tout report de consommation réduit ces gains, les centrales marginales en période creuse étant thermiques.

Figure 2 : Evolution du coût total avec report des consommations – périodes de pointe et creuses



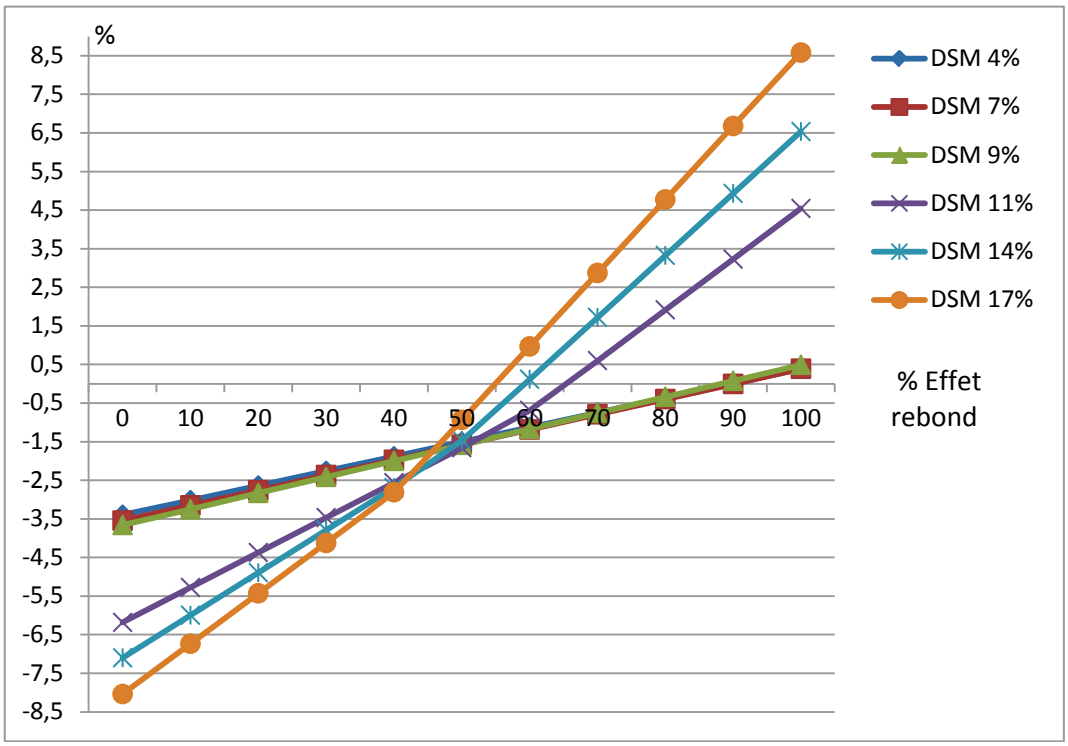
2.4.3. Les effacements et l'effet rebond

Les effacements sont suivis généralement d'un effet rebond qui se traduit par une augmentation de la puissance appelée durant une courte durée, associée à une augmentation de la consommation par rapport à celle prévue. Selon le niveau de cet effet rebond, les impacts positifs de l'effacement peuvent être réduits voire renversés, l'effet rebond se réalisant à la période suivant l'effacement. Contrairement aux cas précédents de notre étude, dans lesquels nous supposions un report des consommations effacées aux heures creuses, l'effet rebond peut ici apparaître sur une période qui peut également être en pointe.

Pour étudier ce phénomène, nous allons supposer deux périodes connexes de consommation de pointe (Annexe 2).

Pour de faibles valeurs de l'effet rebond (50 % de l'effacement), de fortes DSM sont préférables à des mesures moins ambitieuses. En effet, les gains positifs liés à l'effacement sont suffisamment importants pour être contrebalancés par les appels supplémentaires de centrales liés à l'effet rebond. En revanche, lorsque l'effet rebond est plus conséquent (50 % et plus), alors de plus petites mesures d'effacement sont souhaitables pour minimiser le coût total énergétique et environnemental. Ces petites mesures de DSM permettent de conserver des gains positifs même en cas d'effet rebond important.

Figure 3 : Variation du coût total agrégé en fonction du taux de l'effet rebond



Une différence importante existe dans les variations de coûts totaux des pays étudiés. En effet, l'Espagne et les Pays-Bas ne voient pas leurs efficacités se modifier, et ce pour deux raisons différentes. L'Espagne en période de pointe est déconnectée du reste du marché car l'interconnexion avec la France est saturée. De fait, les mesures de DSM prises par les pays voisins ne l'impactent pas. Ses centrales marginales fonctionnant au gaz, elle gagnerait à la fois en termes d'efficacités environnementales et énergétiques à appliquer des mesures internes de DSM. En effet, toute DSM avec effet rebond inférieur à 100 % occasionne un gain net car les centrales marginales au gaz sont moins appelées sur une période. L'effet rebond augmente certes les appels de ces mêmes centrales à la période suivante, mais conserve un gain net, l'effet rebond étant inférieur à l'effacement. Les Pays-

Bas, grâce à leur production thermique peu coûteuse, trouvent un intérêt à continuer leur production même en cas de DSM. Cette production est alors exportée, exportation ayant deux effets :

- augmenter les revenus pour le pays car l'exportation permet de vendre une énergie à un prix plus élevé ;
- réduire la production à base de charbon de l'Allemagne qui de fait bénéficie de la mesure de DSM néerlandaise.

L'Allemagne bénéficie ici de sa situation centrale et bien interconnectée avec ses pays voisins. En effet, pour tous les cas d'effacement envisagés (Tableau 9), ses efficacités environnementales et énergétiques sont améliorées, se traduisant par un coût total décroissant avec les mesures de DSM mises en place par ses pays voisins. Elle importe notamment le surplus de production à base de gaz des Pays-Bas, ce qui remplace sa production au charbon, plus coûteuse et plus émettrice de gaz à effet de serre.

La France et la Belgique ont des évolutions équivalentes en termes d'efficacités (Figure 4 et Figure 5). En effet, pour un effet rebond faible (inférieur à 30-50 %), des mesures ambitieuses de DSM réduisent généralement leurs coûts (-20 à -1 % de réduction). Dès lors que cet effet est plus important, l'effet rebond entraîne une augmentation des productions très coûteuses ou polluantes (charbon, gaz et fioul), ce qui rend préférables les mesures de DSM plus faibles pour conserver des gains nets associés aux mesures décidées.

Figure 4 : Variations du coût total en fonction de l'effet rebond – France

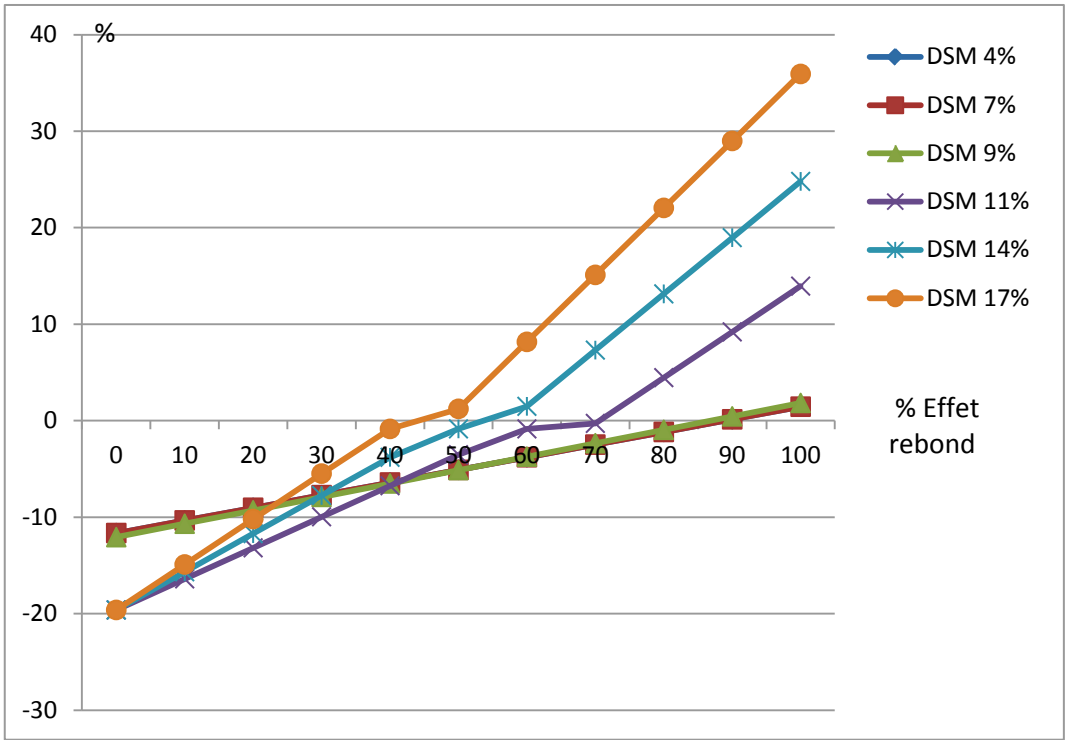
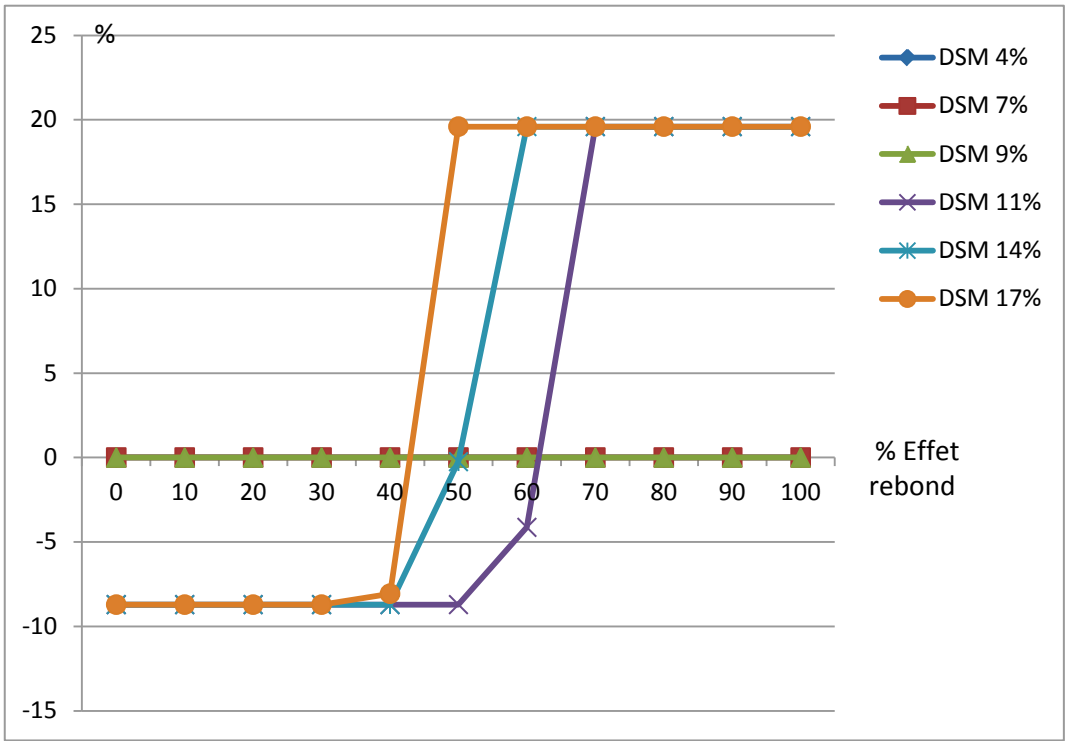


Figure 5 : Variations du coût total en fonction de l'effet rebond – Belgique



Ces conclusions confortent les intuitions, à savoir que de faibles mesures de DSM sont préférables lorsque les effets rebond anticipés sont importants. Les mesures de DSM peuvent ne pas impacter les efficacités des pays (Pays-Bas) car ceux-ci peuvent trouver profitable d'exporter davantage de production afin d'augmenter leur rémunération et contribuer à diminuer les coûts agrégés de l'équilibre offre/demande. Les interconnexions jouent un rôle important car elles transférent les bénéfices d'une DSM d'un pays à l'autre par le biais des échanges et des différentiels de coûts de production, comme le montre le rôle central de l'Allemagne. Sans effort de sa part, ses efficacités sont améliorées sans subir les contraintes de l'effet rebond. Associés à l'Espagne, ces deux pays peuvent tout de même appliquer des mesures de DSM, tout effet rebond inférieur à 100 % des consommations effacées créant des gains net en efficacités énergétiques et environnementales.

2.4.4. L'insertion des énergies renouvelables dans les ordres de mérite

L'énergie renouvelable est une énergie fatale, c'est-à-dire qu'elle n'est utilisable qu'au moment où elle est produite. Les infrastructures de stockage permettront certainement d'améliorer cette utilisation contraignante. Cette caractéristique, associée au coût de ces énergies, nécessite des adaptations réglementaires (politiques de financement, adaptation des *designs* de marché). Dans notre exemple, les énergies renouvelables, représentées par l'éolien, sont généralement appelées en période de pointe, leur coût étant inférieur aux centrales d'extrême pointe. En revanche, en période creuse, cette production plus coûteuse ne rentre pas dans l'ordre de mérite établi pour minimiser les coûts.

Nous allons ici supposer que les EnR ont la priorité pour être insérées sur le réseau. Elles ne modifient pas les échanges entre les pays, mais en revanche se substituent à d'autres moyens de production, la demande étant constante. Par exemple, en Espagne, elles se substituent au thermique au gaz à la fois pour la base et la pointe. De fait leur impact est double. Elles permettent de réduire le coût environnemental par la diminution des émissions, mais réduisent l'efficacité énergétique par une augmentation des coûts de production. L'unique modification en termes d'échanges se situe pour la Belgique en période creuse. La France étant très efficace, l'introduction de l'éolien sur son marché lui permet d'exporter davantage vers la Belgique. Aussi, la production thermique au gaz belge ainsi qu'une part de l'hydraulique sont réduites à la fois du montant de sa production éolienne et des importations depuis la France. L'introduction prioritaire de l'éolien ne modifie pas les coûts allemands, l'utilisation des EnR étant déjà introduite dans leur ordre de mérite en base comme en pointe.

Les modifications de coûts du modèle de référence sont relativement faibles étant donné les productions concernées et le coût de la tonne de CO_2. L'introduction ici de l'éolien ne modifie pas les conclusions générales données dans le point 2.4.2. Ce résultat s'explique par le fait que nous avons supposé une production constante moyenne, ne prenant pas en compte l'intermittence de cette énergie. Cette intermittence est la cause de nombreuses modifications dans les échanges. Elle va jusqu'à donner une explication au découplage du marché CWE que nous observons en Europe entre l'Allemagne et ses voisins (RTE, 2012).

2.4.5. L'Allemagne et sa production nucléaire

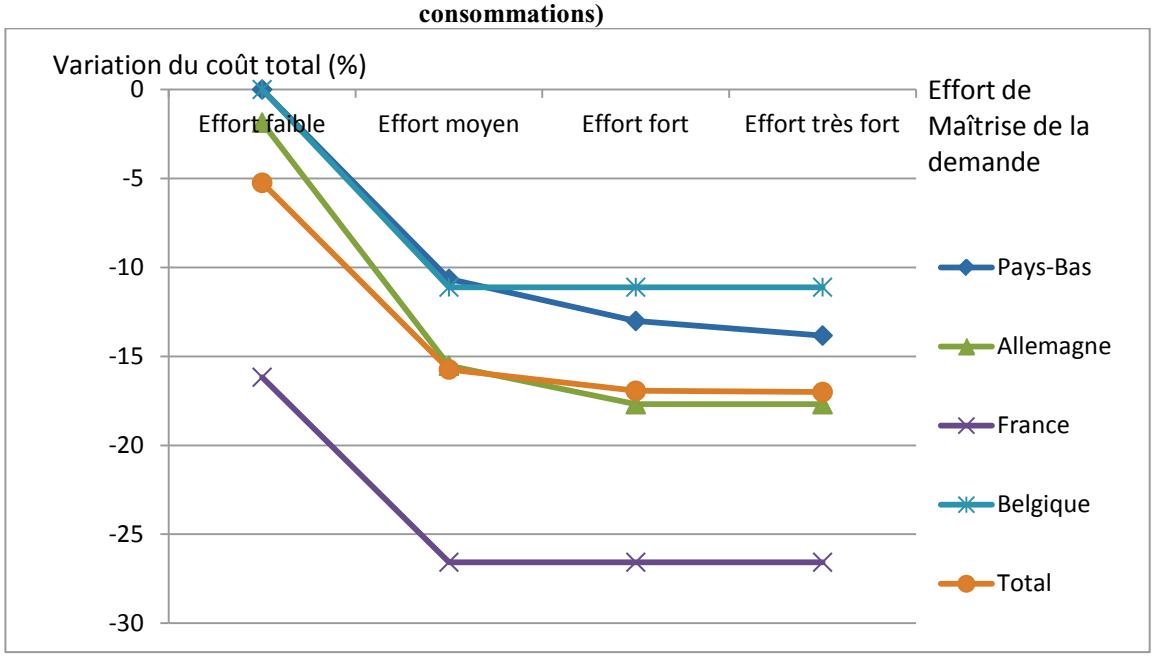
La production nucléaire allemande a bien entendu contribué à l'efficacité énergétique et environnementale du pays. En effet, sans cette production, les coûts pour servir la demande actuelle auraient été bien plus importants :

- pour l'Allemagne tout d'abord avec + 26 % pour le coût énergétique, + 49 % pour le coût environnemental, soit + 29 % sur le coût global ;
- pour le marché interconnecté où le coût global aurait connu une augmentation de + 15 %, ses pays voisins mettant en fonctionnement des productions onéreuses et émettrices.

Ces chiffres s'expliquent facilement par le fait que sans nucléaire, l'Allemagne aurait recours, pour partie, à davantage de production à base d'énergie fossile (gaz, charbon). Le reste serait importé notamment des Pays-Bas. Nous pouvons observer que la modification du parc de production allemand impacte fortement ses pays voisins, les Pays-Bas et la France ayant recours aux productions carbonées et coûteuses : retour du charbon aux Pays-Bas et augmentation du thermique à gaz en France. L'Espagne conserve ici encore sa caractéristique de péninsule électrique car elle n'est pas impactée par ces modifications, du fait de sa faible interconnexion avec le reste du marché.

Cette situation est intéressante car elle donne une intuition sur les impacts de la sortie du nucléaire que l'Allemagne a prévue d'ici à 2022. En effet, cette sortie aura certainement un effet sur les échanges, donc sur ses partenaires interconnectés, en sus des impacts sur les coûts. Les feuilles de route prévoient de remplacer le nucléaire par des EnR (éolien et photovoltaïque principalement), auxquelles se rajoute un développement du parc thermique. Les chiffres nous indiquent que ce parc thermique supplémentaire permettra d'assurer du *back-up*, soit environ 30 % de la croissance prévue des EnR (BDEW, 2011).

Figure 6 : Evolution du coût total en l'absence de production nucléaire allemande (sans report des consommations)

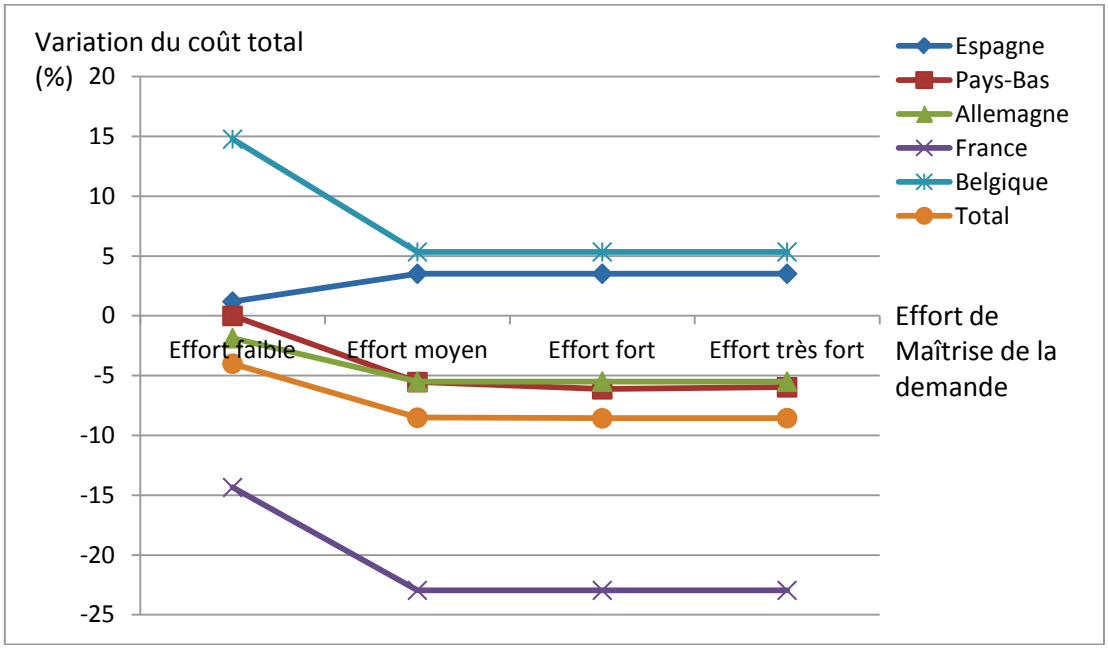


Comme l'intuition l'indique, tout effacement de la demande non reporté permet de diminuer les coûts de production électrique et environnementaux (
Figure 6). Comme dans la Figure 1, les efforts intermédiaires de maîtrise de la demande sont les plus efficaces, permettant de modifier les centrales marginales les plus coûteuses et polluantes. A nouveau, des mécanismes de maîtrise de la demande simple peuvent permettre d'atteindre ces résultats, sans recourir à une tarification complexe avec pilotage. Augmenter ces mesures d'effacement crée toujours une amélioration de l'efficacité mais à taux décroissant, les centrales effacées étant de moins en moins chères et émettrices. Les outils d'effacement sont plus complexes à mettre en œuvre et pourraient venir contrebalancer ces gains marginalement réduits.

Un report des consommations ne modifie pas la conclusion globale, à savoir que les efficacités environnementales et énergétiques s'améliorent (Figure 7). En revanche, pour l'Espagne et la Belgique, les situations se dégradent. En effet, le report crée un surcoût en modifiant les échanges pour l'Espagne car elle ne peut plus importer de l'énergie peu chère de France. Elle trouve profitable, en raison du coût concurrentiel de son thermique gaz, d'exporter vers ses pays voisins. Cette exportation créera un revenu supplémentaire mais également une croissance de ses coûts énergétiques et environnementaux. La Belgique, elle, connaît une augmentation de sa production en période de pointe, ce qui de facto crée également une augmentation de ses coûts. L'effacement de consommation crée une modification dans les ordres de mérite des différents pays et rend davantage disponibles certaines productions au sein d'un pays. Le gaz belge devient très compétitif. Comme les effacements lui demandent moins d'utilisation de capacité en pointe pour satisfaire sa demande, le pays peut augmenter ses exportations.

Ici encore, nous observons qu'en raison des reports, de fortes mesures de maîtrise de la demande ne permettent pas de gagner en efficacité. Les efforts intermédiaires sont les moins coûteux à mettre en place et les plus efficaces.

Figure 7 : Evolution du coût total en l'absence de production nucléaire allemande (avec report des consommations)



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 CO_2 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.

Un exemple simple nous permet de corroborer ces résultats. Le recours à des mesures d'efficacité énergétique et aux incitations conduit naturellement à des améliorations de l'efficacité dans les différents pays étudiés. L'ampleur des mesures à mettre en place pour maîtriser la demande et l'effacer dépend à la fois des mix de production et des tensions qui existent entre l'offre et la demande. 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 heures et donc d'ampleurs réduites. Dans le cas d'un report sur une seule heure, c'est-à-dire d'une reconnexion non contrôlée des charges effacées, les différentes situations dénotent une réelle différence, 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 effacements maximaux ne sont dès lors plus les plus efficaces, les gains incrémentaux en efficacités énergétiques et environnementales évoluant comme une fonction décroissante à taux décroissant.

Ces exemples mettent bien en avant les politiques de DSM qui conviennent le mieux aux pays isolés. Les pays en situation d'équilibre tendu et dotés d'une production peu carbonée auront un intérêt à privilégier des outils simples de gestion de la demande. Inversement, il semble que les outils plus complexes –et onéreux– de tarification et pilotage sont à privilégier dans les pays qui certes ne font pas face à un risque de défaillance élevé mais dont l'impact environnemental est important.

Cependant, cette conclusion évolue sensiblement si l'on élargit cet exercice pour s'attacher à définir la politique DSM optimale à adopter dans une situation où ces pays sont non seulement interconnectés mais aussi liés à des objectifs d'efficacité énergétique intégrés. Dans un tel cas, l'objectif commun se substitue aux objectifs individuels et le niveau de DSM optimal augmente sensiblement, de même que les outils à mettre en place pour les atteindre.

Références

Barbose, G., Goldman, C., Bharvirkar, R., Hopper, N., Ting, M., Neenan, B., 2005. Real Time Pricing as a Default or Optional Service for C&I Customers: A Comparative Analysis of Eight Case Studies. Lawrence Berkeley National Laboratory-57660.

BDEW, 2011. Auswirkungen des Moratoriums auf die Stromwirtschaft. Berlin, 30 May.

Borenstein, S., Jaske, M., 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, Berkeley.

Borenstein, S., 2002. The Trouble With Electricity Markets: Understanding California's Restructuring Disaster. The Journal of Economic Perspectives 16 (1), 191–211.

Borenstein, S., 2005. The Long-Run Efficiency of Real-Time Electricity Pricing. The Energy Journal 26 (3), 93–116.

Borenstein, S., Holland, S., 2005. On the Efficiency of Competitive Electricity Markets With Time-Invariant Retail Prices. RAND Journal of Economics 36 (3), 469–493.

Cappers, P., Goldman, C., Kathan, D., 2010. Demand Response in U.S. Electricity Markets: Empirical Evidence. Energy 35 (4), 1526–1535.

Chao, H. P., 2011. Demand response in wholesale electricity markets: the choice of customer baseline. Journal of Regulatory Economics 39 (1), 68–88.

Chao, H., 2010. Price-Responsive Demand Management for a Smart Grid World. The Electricity Journal 23(1), 7–20.

Clastres, C., 2011. Smart grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives. Energy Policy 39 (9), 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 35 (4), 2453–2465.

Crampes, C., Léautier, T.O., 2010. Dispatching, redispatching et effacement de demande, Institut d'économie industrielle, Toulouse.

Darby, S., 2006. The effectiveness of feedback on residential energy consumption. A review for DEFRA of the literature on metering, billing and direct displays. Environmental Change Institute, University of Oxford.

Faruqui, A., Hledik, R., Newell, S., Pfeifenberger, H., 2007. The Power of 5 Percent. The Electricity Journal 20 (8), 68–77.
Faruqui, A., Wood, L., 2008. Quantifying the Benefits Of Dynamic Pricing In the Mass Market. Prepared for Edison Electric Institute. The Brattle Group, Cambridge.
Faruqui, A., Sergici, S., 2010. Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments. Journal of Regulatory Economics 38 (2), 193–225.
Faruqui, A., Harris, D., Hledik, R., 2010a. 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 38 (10), 6222–6231.
Faruqui, A., Sergici, S., Sharif, A., 2010b. The impact of informational feedback on energy consumption: a survey of the experimental evidence. Energy 35, 1598–1608.
Haney, A. B., Jamasb, T., Pollitt, M. G., 2009. Smart Metering and Electricity Demand: Technology, Economics and International Experience. Electricity Policy Research Group, Cambridge, Working Paper EPRG0903.
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.
Holland, S. P., Mansur, E., T, 2006. The Short-Run Effects of Time-Varying Prices in Competitive Electricity Markets. Energy Journal 27 (4), 127–156.
IEA, 2010. Projected Costs of Generating Electricity 2010. OECD, Paris.
IEA, 2012. Electricity Information 2012. OECD, Paris.
Joskow, P. L., 2006. Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity. MIT CEEPR, Cambridge, Working Paper 06-009.
KEMA, 2010. 2009 *peaksaver*® Residential Air Conditioner Measurement and Verification Study. Toronto, Ontario, May 17.
McKerracher, C., Torriti, J., 2012. Energy Consumption Feedback in perspective: Integrating Australian data to meta-analyses on In Home Displays. Energy Efficiency, online Aug. 2012, < http://link.springer.com/article/10.1007%2Fs12053-012-9169-3>.
Navigant Consulting Inc., 2011. Evaluation for the Residential Real Time Pricing Program, 2007-2010, Prepared for Commonwealth Edison Company, Navigant Consulting Inc., June 20.
Olmos, L., Ruester, S., Liong, S. J., Glachant, J. M., 2010. Energy Efficiency Actions Related to the Rollout of Smart Meters for Small Consumers. Robert Schuman Centre for Advanced Studies, EUI RSCAS Working Paper, 2010/02.
Rious, V., Roques, F., Perez, Y., 2012. Which electricity market design to encourage the development of demand response? Robert Schuman Centre for Advanced Studies, EUI RSCAS Working Paper, 2012/12.
RTE, 2012. Bilan électrique 2012.
Schweppe, F., Caramanis, M., Tabors, R., Bohn, R., 1988. Spot Pricing of Electricity. Kluwer Academic, Boston.
Sergici, S., Faruqui, A., 2011. Evaluation of Baltimore Gas and Electric Company's Smart Energy Pricing Program. Presented to the 9th International Industrial Organization Conference, 8/04/2011. The Brattle Group, Cambridge.
Stoft, S., 2002. Power System Economics: Designing Markets for Electricity. IEEE Press, Piscataway.
Suzzoni, P., 2009. Are regulated prices against the market? European Review of Energy Markets 3 (3).
The Brattle Group, 2007. Quantifying Demand Response Benefits in PJM. Prepared for PJM Interconnection, LLC and the Mid-Atlantic Distributed Resources Initiative, January 29. Brattle Group, Cambridge.
Torriti, J, Leach, M., Devine-Wright, P., 2011. Demand Side Participation: Price Constraints, Technical Limits and Behavioural Risks. In: Jamasb, T., Pollitt, M. (Eds.), The Future of Electricity Demand: Customers, Citizens and Loads. Department of Applied Economics Occasional Papers. Cambridge University Press, Cambridge, pp. 88–105.
Vickrey, W.S., 1971. Responsive Pricing of Public Utility Services. Bell Journal of Economics 2, 337–346.
Wolak, F, 2006. Residential Customer Response to Real-Time Pricing: The Anaheim Critical-Peak Pricing Experiment. Department of Economics, Stanford University.

Annexes

Annexe 1 : Capacités et coûts des productions électriques de quelques pays européens en 2010

Pays j	Espagne		Pays-Bas		Allemagne		France		Belgique	
Technologie de production i	Capacités installées (MW)	Coût (€/MWh)	Capacités installées (MW)	Coût (€/MWh)	Capacités installées (MW)	Coût (€/MWh)	Capacités installées (MW)	Coût (€/MWh)	Capacités installées (MW)	Coût (€/MWh)
Gaz	33 465,40	33	23 270	22	9 810	113	7 497	116	5 985	24
Cycles Combinés					12 000	30				
Fioul	6 436	164	789	164	5 856	164	13 244	168	1 340	164
Charbon	12 070	47	3 346	44	52 837	43	7 257	50	1 195	47
Eolien	20 676	41	2 449	37	27 157	39	6 080	37	912	34
Hydraulique (Pointe)	5 350	29	-	-	6 470	29	5 100	27	1 310	25
Hydraulique (base)	13 020	15	37	15	4 550	15	20 570	13	110	15
Nucléaire	7 450	23	482	23	20 467	23	63 130	22	5 830	23
Total	98 467		30 373		127 147		122 879		16 683	

Sources : IEA (2012) et données auteurs.

Annexe 2 : Consommation (C_j) du 19 janvier 2011 pour chaque pays (MWh)

Période	Espagne	Pays-Bas	Allemagne	France	Belgique
Période d'effacement (19h)	39 694	16 826	79 863	82 450	13 881
Période « Effet rebond » (20h)	39 617	16 293	77 658	79 689	13 284
Période de report (4h)	24 934	9 898	54 635	60 536	10 002

Source: Data provided by ENTSO-E

Annexe 3 : Production disponible et émission de CO_2 par technologie de production

Technologie de production	Production disponible (MWh)	Emission de CO_2 (tCO_2/MWh)
Charbon	$0,85*K_{Charbon}$	0.96
Gaz	$0,85*K_{Gaz}$	0.4
Cycle Combiné	$0,85*K_{Cycle_Combinés}$	0.36
Fioul	$0,85*K_{Fioul}$	0.8
Eolien	$0,3*K_{Eolienne}$	0
Hydraulique	$0,5*K_{Hydraulique}$	0
Nucléaire	$0,85*K_{Nucléaire}$	0

Sources : Données auteurs et RTE (à partir de valeurs de références de l'ENTSO-E).

Annexe 4 : Interconnexions entre les différents pays (MW)

Pays	Espagne	France	Allemagne	Belgique	Pays-Bas
Espagne	-	1300	-	-	-
France	500	-	3200	2300	-
Allemagne	-	2700	-	-	3000
Belgique	-	3400	-	-	2400
Pays-Bas	-	-	3850	2400	-

Sources : Données ENTSO-E "Indicative value of NTC in continental Europe" 22 feb 2011