

148 | 4e trimestre 2014

Transition énergétique, industries et marchés



Édition électronique

URL : <https://journals.openedition.org/rei/5915>

DOI : 10.4000/rei.5915

ISSN : 1773-0198

Éditeur

De Boeck Supérieur

Édition imprimée

Date de publication : 30 décembre 2014

ISBN : 9782804193409

ISSN : 0154-3229

Référence électronique

Revue d'économie industrielle, 148 | 4e trimestre 2014, « Transition énergétique, industries et marchés »

[En ligne], mis en ligne le 30 décembre 2016, consulté le 04 juin 2022. URL : <https://journals.openedition.org/rei/5915> ; DOI : <https://doi.org/10.4000/rei.5915>

Ce document a été généré automatiquement le 4 juin 2022.

© Revue d'économie industrielle

SOMMAIRE

Transition énergétique, industries et marchés

Yannick Perez et Carine Staropoli

Design des marchés d'électricité pour l'intégration des renouvelables

Arthur Henriot et Jean-Michel Glachant

The international trade of nuclear power plants: the supply side

François Lévêque

Repenser le rôle des scénarios : construction participative de scénarios bas carbone pour la France

Sandrine Mathy, Meike Fink et Ruben Bibas

Effets internes et externes du développement des hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis : bilan d'étape et perspectives

Patrice Geoffron et Sophie Méritet

Tarif progressif, efficacité et équité

Claude Crampes et Jean-Marie Lozachmeur

Architecture de marché et gestion de la demande électrique

Vincent Rious et Fabien Roques

La « demand response » dans un marché interconnecté : outil d'efficacités énergétiques et environnementales

Claire Bergaentzlé, Cédric Clastres et Haikel Khalfallah

Efficacité énergétique dans le bâtiment et paradoxe énergétique : quelles conséquences pour la transition énergétique ?

Dorothee Charlier

Public Policy for Electric Vehicles and for Vehicle to GridPower

Willett Kempton, Yannick Perez et Marc Petit

The Role of Plug-In Electric Vehicles with Renewable Resources in Electricity Systems

Claire Weiller et Ramteen Sioshansi

Stratégie industrielle pour un écosystème en émergence : le cas de la mobilité 2.0, décarbonée, intermodale et collaborative

Carole Donada et Guy Fournier

Pourquoi s'engager volontairement dans la transition énergétique ? Enseignements de la littérature sur la responsabilité sociale et environnementale des entreprises

Patricia Crifo et Vanina D. Forget

La RSE influence-t-elle le choix de localisation des firmes multinationales ? Le cas de l'environnement

Rémi Bazillier, Sophe Hatte et Julien Vauday

Transition énergétique, industries et marchés

Yannick Perez et Carine Staropoli

- 1 La transition énergétique est devenue au cours des dernières années le nouveau mot d'ordre de la politique énergétique en Europe et dans la plupart des pays de l'OCDE sensibilisés aux risques liés aux changements climatiques¹. L'expérience allemande est ainsi présentée comme un exemple de politique publique volontariste au niveau national. Le but du programme politique de l'*Energiewende* est de gérer l'arrêt anticipé du nucléaire, suite à la catastrophe de Fukushima, par le développement conjoint de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables. Malgré les difficultés rencontrées par la mise en place de ce dispositif innovant et les ajustements de politiques publiques qui seront à penser et à mettre en œuvre dans le futur, l'Allemagne fait office de figure de proue dans sa volonté de concilier transition énergétique et industrie compétitive.
- 2 En France, le projet de loi sur la transition énergétique en discussion au Parlement à l'automne 2014 réaffirme les objectifs ambitieux pris par la France depuis la signature du Protocole de Kyoto en 1992. Les objectifs à moyen et long termes prévoient une réduction de la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 (par rapport à 2012), une baisse de la consommation de ressources fossiles de 30 % en 2030, la part des énergies renouvelables portée à 23 % en 2020 et 32 % en 2030 et la baisse de 75 % à 50 % de la part du nucléaire dans le mix électrique en 2025 (avec un plafonnement du niveau de puissance à son niveau actuel (63,2 Gwatt). Concernant les émissions de gaz à effet de serre, le « facteur 4 » (division par quatre en 2050) reste un objectif, mais un palier intermédiaire de diminution de 40 % en 2030 (par rapport à 1990) a en plus été introduit.
- 3 Si la priorité est donnée à l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments, le secteur du transport – premier émetteur de gaz à effet de serre (27 %) – devra aussi s'engager dans des mesures contraignantes. Ainsi, les flottes de l'État et des établissements publics devront intégrer, lors de leur renouvellement, au moins 50 % de véhicules électriques ou hybrides rechargeables, ou à faible niveau d'émission de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques. Les loueurs d'automobiles, ainsi que les sociétés de taxis et de voitures avec chauffeurs devront eux aussi acquérir au moins

10 % de véhicules « propres » avant 2020. Parallèlement, 7 millions de bornes de recharge pour véhicules électriques ou hybrides seront déployées d'ici à 2030.

- 4 Le terrain de jeu de la transition énergétique est donc très vaste, portant sur de nombreuses dimensions qu'il faut pouvoir comprendre en profondeur pour ensuite les comparer avec d'autres options d'organisation économiques et sociales.
- 5 Ce numéro spécial de la *Revue d'Économie Industrielle* regroupe un ensemble d'articles qui couvrent les différents enjeux de la transition énergétique tant en termes de secteurs que d'acteurs et des outils des politiques publiques mises en œuvre. À l'évidence, il n'a pas vocation à couvrir tous les thèmes et toutes les approches possibles de cette immense problématique qu'est la transition énergétique.
- 6 De nombreux aspects de celle-ci ne seront donc pas abordés dans ce numéro spécial. Toutefois, nous avons tenté d'être le plus diversifié possible, à la fois sur les thèmes, les approches et les méthodes utilisées pour traiter des différents sujets choisis. Nous avons décidé de présenter les contributions autour de quatre parties : la première regroupe les articles portant sur les conséquences de la transition énergétique sur le choix des technologies de production électrique ; la deuxième partie comprend des contributions portant sur les différents mécanismes incitatifs utilisés pour rendre la demande électrique plus flexible. Les articles regroupés dans la troisième partie analysent les enjeux de la mobilité électrique et des politiques publiques susceptibles de promouvoir cette nouvelle forme de mobilité. Enfin, les contributions qui composent la dernière partie sont consacrées à l'analyse de l'engagement des entreprises dans la transition énergétique, et elles cherchent à déterminer si celui-ci vient en complément ou en substitut à la réglementation au travers de la Responsabilité Sociale et Environnementale (RSE).
- 7 Dans la suite de cette introduction, nous présentons les différentes parties de ce numéro spécial. La première partie vise à éclairer les enjeux relatifs aux modifications induites du mix énergétique par le processus de transition énergétique.
- 8 Les articles d'Arthur Henriot et Jean-Michel Glachant sur l'architecture des marchés électriques (*Market Design*) pour l'intégration des énergies renouvelables, de François Lévêque sur l'avenir du nucléaire et sur sa capacité à devenir une industrie globale, de Sandrine Mathy sur l'usage des scénarios « bas-carbone » pour la France et de Patrice Geoffron et Sophie Méritet sur les enjeux du gaz de schiste aux États-Unis et dans le monde participent donc à cette réflexion.
- 9 L'article d'Arthur Henriot et Jean-Michel Glachant met en évidence la délicate et complexe intégration des énergies renouvelables sur les marchés électriques européens. En se basant sur les contributions existantes dans la littérature, les auteurs illustrent d'abord les problèmes d'efficacité rencontrés par l'intégration des énergies renouvelables sur les marchés électriques. Les auteurs s'intéressent ensuite aux différents outils économiques proposés pour assurer le fonctionnement du marché électrique avec inclusion d'énergies renouvelables intermittentes et difficilement prévisibles. Arthur Henriot et Jean-Michel Glachant examinent ensuite l'impact de différentes solutions innovantes sur l'efficacité du marché : l'utilisation d'unités de temps sur les marchés électriques plus fines que le pas horaire ; l'insertion de nouveaux *price-cap* (incluant des prix négatifs et positifs) aux fluctuations des prix de gros ; un nouveau design de marché permettant d'améliorer l'articulation de la séquence des marchés électriques journaliers, d'ajustements et du temps réels ; et poursuivent avec l'introduction de mécanismes de rémunération de capacité. Les auteurs discutent

finale de la pertinence d'une redéfinition de la gestion technique et économique des réseaux électriques qui passerait soit par une tarification nodale, soit par une multitude de marchés locaux incluant une participation plus active des réseaux de distribution.

- 10 L'article de François Lévêque dresse un panorama des structures et de l'organisation de l'offre de construction de centrale nucléaire dans le contexte de l'après-Fukushima-Daiichi. L'auteur montre que la taille du marché mondial est relativement modeste et que les États-Unis n'y jouent finalement qu'un rôle mineur. Pour aller plus loin, François Lévêque propose un modèle d'évolution de la stratégie industrielle qui pourrait guider la stratégie nucléaire. Il propose une solution originale consistant à faire évoluer l'ancienne stratégie nucléaire proche de l'industrie de l'armement vers une nouvelle stratégie qui serait plus en ligne avec celles des industries pétrolières et gazières. Enfin, l'auteur discute des conditions et des difficultés inhérentes à la transformation du secteur nucléaire actuel vers une industrie globale. En conséquence, François Lévêque déduit des pertes de performance en termes de minimisation des coûts et de capacités d'innovation dans l'offre de centrales nucléaires qui, au lieu de rassembler les meilleures entreprises complémentaires dans le monde, se limitera à des offres sous-optimales et locales.
- 11 L'article de Sandrine Mathy, Meike Fink et Ruben Bibas revient sur l'utilité des scénarios « bas-carbone » en France comme guide et support de la décision publique. Les auteurs distinguent deux utilités aux scénarios bas-carbone : la première repose sur son contenu en termes de trajectoire technico-énergétique (*product-oriented*) et la seconde sur le procédé (*process-oriented*) visant à faire émerger des consensus, des niveaux minimaux d'accords et/ou de partage d'information. Dans cette optique, leur article décrit le processus d'élaboration des scénarios à l'aide d'une méthode de concertation pour une trentaine de parties prenantes. Celles-ci sélectionnent alors des politiques qu'elles considèrent acceptables pour atteindre l'objectif de Facteur 4. Ces politiques sont ensuite intégrées dans le modèle technico-économique de simulation d'équilibre général calculable Imacsim-R France. Deux scénarios d'acceptabilité sont alors étudiés selon le degré d'acceptabilité : une acceptabilité forte, pour laquelle 75 % des parties prenantes soutiennent une mesure, et une acceptabilité modérée avec un seuil de 50 %. Un des résultats importants de l'article de Sandrine Mathy, Meike Fink et Ruben Bibas est que, dans le scénario d'acceptabilité forte, les émissions diminuent en 2050 entre 58 et 72 %. Dans l'autre, les baisses sont comprises entre 68 et 81 % selon les hypothèses faites sur les prix de l'énergie. En conclusion, les auteurs considèrent que l'approche des scénarios pourrait permettre de constituer un socle solide sur lequel bâtir l'acceptabilité des trajectoires Facteur 4, mais également un processus cadre pour renforcer l'apprentissage collectif autour de l'acceptabilité des politiques climatiques.
- 12 L'article de Patrice Geoffron et Sophie Méritet sur les enjeux du gaz de schiste aux États-Unis propose un bilan du développement des énergies fossiles non conventionnelles aux États-Unis et en adressed les conséquences sur le monde de l'énergie. Les auteurs annoncent un changement de « paradigme » énergétique induit par l'exploitation des énergies fossiles non conventionnelles. Les auteurs rappellent l'origine de cette nouvelle situation causée par l'augmentation de la demande mondiale en énergie. Or cette exploitation a profondément modifié la perspective énergétique globale, avec pour conséquences des effets de substitution gaz-charbon dans la production électrique américaine. Par ricochets en Europe et dans le monde, les

impacts économiques des modifications des prix relatifs et leurs conséquences sur les flux internationaux de charbon, de gaz et de pétrole, ont été massifs. Patrice Geoffron et Sophie Méritet soulignent enfin le besoin d'adaptation de l'Europe à la nouvelle donne énergétique via les outils que sont l'efficacité énergétique, la promotion des filières énergétiques sobres en carbone, ainsi que les nouvelles formes d'organisation d'une société bas-carbone.

- 13 La deuxième partie de ce numéro spécial aborde différentes problématiques liées au secteur électrique dans le contexte de la transition énergétique.
- 14 Pour ce secteur, les enjeux sont multiples et les contributions sélectionnées portent sur deux dimensions principales : la maîtrise de la demande d'électricité (grâce aux politiques de *demand response* et de tarification progressive) et l'amélioration de l'efficacité énergétique. Les articles de cette partie contribuent à progresser dans la compréhension de ces mécanismes et à l'étude de leur impact sur l'environnement. Les articles de Claude Crampes et Jean-Marie Lozachmeur d'une part, et celui de Cécile Bergaentzlé, Cédric Clastres et Haikel Khalfallah d'autre part, portent sur la tarification qui reste l'outil traditionnel d'incitation à la maîtrise de la consommation pour les consommateurs. Celui de Dorothee Charlier traite des incitations à investir pour les ménages dans la rénovation énergétique qui doit permettre de diminuer durablement la consommation d'énergie en améliorant l'efficacité énergétique des bâtiments.
- 15 L'article de Claude Crampes et Jean-Marie Lozachmeur démontre, à l'aide d'un modèle théorique, l'inefficacité de la tarification progressive de l'électricité. Bien que celle-ci soit souvent présentée par les décideurs politiques comme une solution miracle permettant de réaliser à la fois des économies d'énergie et la promotion de la solidarité nationale, les auteurs démontrent que cette solution est inefficace. Ainsi, le système de « bonus-malus » conduisant de facto à un tarif par blocs qui avait été envisagé dans la loi 2013-312 du 15 avril 2013² procède de cette volonté d'instituer une tarification progressive. Les auteurs construisent un modèle de demande simple de tarification croissante par blocs qui ne tient pas compte des asymétries d'information concernant les caractéristiques (revenus, efficacité énergétique du logement, niveau d'équipements) et les comportements des ménages. Ils démontrent qu'il est peu probable que la tarification croissante par blocs conduise aux deux objectifs annoncés, i.e. une réduction de la consommation d'électricité et une réduction de la précarité énergétique qui passerait par une politique de redistribution des consommateurs qui ont une forte disposition à payer pour l'énergie vers ceux dont la disposition à payer est faible. Ils discutent les conditions très exigeantes en matière d'informations nécessaires sur les caractéristiques des ménages (notamment les données fiscales) pour mettre en place une tarification sociale. Ils considèrent que le cadre juridique actuel des transferts de bases de données ne permet pas d'envisager une implémentation d'un tel tarif dans des conditions réalistes. Les auteurs suggèrent en conclusion de passer par la fiscalité générale plutôt que par des distorsions tarifaires.
- 16 Les articles de Vincent Rioux et Fabien Roques d'une part et de Claire Bergaentzlé, Cédric Clastres et Haikel Khalfallah d'autre part, permettent de progresser dans la compréhension de l'impact d'un des mécanismes de maîtrise de la demande électrique (*Demand response*, DR) : l'effacement de consommation. Il s'agit, grâce au déploiement des réseaux intelligents, de permettre aux consommateurs d'adapter leur consommation en fonction des signaux reçus. L'objectif est de réduire les pics de

consommation en substituant partiellement les effacements de consommation aux moyens de production de pointe particulièrement coûteux, polluants et peu rentables.

- 17 Vincent Rioux et Fabien Roques mettent en évidence l'importance de l'architecture du marché retenue (*Market Design*) pour l'efficacité du mécanisme d'effacement. Ils proposent de mesurer la rentabilité économique d'un mécanisme d'effacement via un modèle d'optimisation et une simulation numérique à partir des données horaires du système électrique français sur 8 années. Leurs résultats montrent qu'avec les règles actuelles du marché électrique français, les effacements ne sont pas une activité économique rentable. Les auteurs évaluent ensuite l'impact de l'introduction d'un mécanisme de capacité susceptible d'apporter des revenus supplémentaires aux agrégateurs d'effacement sous réserve que le système ne soit pas en surcapacité et que les agrégateurs ne soient pas défavorisés par rapport aux moyens de production de pointe par le design des règles d'enchère sur le marché. Un marché de capacités comme celui qui a été mis en place dans les zones de PJM et de la Nouvelle-Angleterre depuis 2007, offre de la flexibilité aux opérateurs d'effacements pour la gestion de leur portefeuille clients en leur permettant d'acheter ou de vendre des obligations de capacité tout en assurant un niveau donné de capacités au Gestionnaire du Réseau de Transport.
- 18 Plusieurs articles, basés sur des projets de démonstrateurs de réseaux intelligents, ont analysé l'impact de l'effacement diffus sur l'aval de la chaîne montrant que les effets en termes de réduction des consommations électriques sont relativement faibles, en raison des effets de report temporel ou de rebond dynamique des usages. Claire Bergaentzlé, Cédric Clastres et Haikel Khalfallah s'intéressent à un autre aspect en amont de la chaîne de production. Ils montrent que la diminution de la consommation électrique permet de modifier l'ordre de mérite des centrales de production (et notamment les dernières appelées pour assurer l'équilibre offre/demande), c'est-à-dire d'arrêter la production de centrales coûteuses et souvent fortement émettrices de gaz à effet de serre. Ils proposent une simulation d'un marché électrique interconnecté à partir des données sur les parcs de production de 5 pays européens (Belgique, France, Allemagne, Espagne et Pays-Bas). Leurs résultats permettent de progresser dans l'analyse de l'impact du mécanisme de l'effacement. L'effacement permet de faire face au scénario d'arrêt du nucléaire en Allemagne en réduisant le recours aux centrales de production thermique et en gérant l'intermittence de la production des énergies renouvelables. L'effacement dans un pays a aussi des effets externes positifs sur les autres, ce qui les conduit à préconiser une stratégie de DR coordonnées entre les pays concernés. Enfin, ils montrent que le report des effacements est optimal lorsqu'il se réalise sur plusieurs heures creuses, car cela permet de lisser sur ces heures les coûts de l'énergie et des émissions de gaz à effet de serre.
- 19 L'article de Dorothée Charlier traite des incitations à investir pour les ménages dans la rénovation énergétique qui joue un rôle important dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Dans son étude, Dorothée Charlier analyse les dépenses en rénovation énergétique en tenant compte de la rentabilité de l'investissement. Elle identifie le profil des ménages qui n'investissent pas même quand la rénovation en efficacité énergétique s'avère rentable. Dorothée Charlier montre alors que la probabilité que les ménages ne rénovent pas même si l'investissement est rentable est expliquée, en partie, par le statut d'occupation et par le revenu. Elle démontre également que la rentabilité de l'investissement n'est pas une variable déterminante

dans cette décision. Enfin, elle montre que les ménages n'appliquent pas le critère de la valeur actualisée comme le suggère la littérature théorique sur le sujet, ce qui semble justifier l'existence de barrières de marché. Forte de ce constat, Dorothée Charlier justifie le recours à l'intervention politique pour réduire, d'une part, les défaillances de marché, notamment dans le cas des incitations divergentes, et, d'autre part, pour mettre en place des mesures de lutte contre la précarité énergétique. Elle souligne qu'en l'absence de politiques publiques pour inciter l'adoption d'investissements en efficacité énergétique, les objectifs fixés par le gouvernement en matière d'émissions et de consommations énergétiques seront difficiles à atteindre.

- 20 La troisième partie de ce numéro spécial concerne les enjeux de la mobilité durable et des politiques publiques pouvant y être développées.
- 21 On y retrouve trois contributions complémentaires : d'abord l'article de Willett Kempton, Yannick Perez et Marc Petit propose une politique publique coordonnée visant à promouvoir la gestion intelligente des véhicules rechargeables. Ensuite, Claire Weiller et Ramteen Sioshansi explorent les possibilités offertes aux systèmes électriques par les flottes de véhicules électriques comme autant d'unités mobiles de stockage mobilisable pour accommoder le développement des énergies renouvelables. Enfin, Carole Donada et de Guy Fournier explorent la stratégie industrielle d'un nouvel écosystème portant sur une mobilité décarbonée, intermodale et collaborative.
- 22 L'article de Willett Kempton, Yannick Perez et Marc Petit cherche à définir une action publique efficace dans le domaine des véhicules électriques et des services associés aux réseaux électriques. Les auteurs présentent une évaluation des défaillances de marché qui suggère une action publique coordonnée en faveur des véhicules électriques et des services réseaux associés. Sur cette base, les auteurs traitent des trois dimensions qui devraient être coordonnées dans une politique publique cohérente. Selon eux, une action publique doit d'abord viser à réduire le coût d'acquisition des véhicules électriques ; ensuite, cette action publique doit définir des règles et des standards pour favoriser l'émergence d'une mobilité électrique ; enfin, elle doit faciliter le développement de nouveaux métiers qui permettront aux réseaux électriques d'être mieux gérés et aux véhicules électriques d'avoir un coût total de possession plus avantageux. Dans cet article, Willett Kempton, Yannick Perez et Marc Petit organisent une revue des politiques publiques existantes et proposent des solutions pour mettre en œuvre cette politique publique coordonnée.
- 23 L'article de Claire Weiller et Ramteen Sioshansi rappelle que la production d'électricité renouvelable et l'électrification des véhicules sont les deux options technologiques majeures poussées par les pouvoirs publics pour atteindre les contradictions énergétiques de ce siècle, à savoir répondre à la croissance de la demande énergétique mondiale tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre. De ce fait, prendre en compte sérieusement ces deux objectifs implique de transférer une partie de la demande d'énergie des combustibles fossiles à d'autres sources d'énergie primaire. Pour Claire Weiller et Ramteen Sioshansi, les énergies renouvelables et les véhicules électriques ont un rythme d'adoption trop lent eu égard à leur potentiel pour améliorer la durabilité de l'énergie à la fois dans les systèmes électriques et dans le transport automobile. L'article de Claire Weiller et Ramteen Sioshansi montre que les deux technologies connaissent des synergies naturelles. Les véhicules rechargeables sont une source naturelle de flexibilité de la demande électrique, ce qui peut aider à atténuer les effets secondaires négatifs de la variabilité et de l'incertitude des énergies

renouvelables. Enfin, les auteurs explorent quelques problèmes de mise en œuvre et les principaux défis liés aux designs des incitations et des *business models* qui pourraient entraver la réalisation de ces synergies. Enfin, Claire Weiller et Ramteen Sioshansi proposent des pistes de recherche qui permettraient de résoudre ces questions de mise en œuvre.

- 24 L'article de Carole Donada et de Guy Fournier analyse les conséquences sur l'industrie automobile traditionnelle de la triple pression induite par l'évolution géographique des zones de marchés, des changements socio-culturels des consommateurs et des politiques publiques en faveur du développement durable. Dans ce contexte de rupture, les auteurs s'interrogent sur la capacité d'adaptation organisationnelle et stratégique des entreprises qui constituent l'industrie automobile actuelle. En s'appuyant sur les expériences d'autres secteurs (comme l'informatique) qui ont connu des évolutions radicales de leurs *business models*, les auteurs proposent une approche organisationnelle basée sur l'identification d'écosystèmes d'affaires et sur la mise en œuvre de « stratégies de façonnage ». Carole Donada et Guy Fournier concluent que cette démarche, si elle était conduite efficacement, permettrait aux constructeurs automobiles d'assembler et d'articuler les nouvelles et multiples parties prenantes d'un écosystème de mobilité décarbonée, intermodale et collaborative.
- 25 La dernière partie de ce numéro spécial est consacrée à la responsabilité sociale des entreprises.
- 26 Les entreprises, et le secteur privé en général, ont un rôle clef dans la transition énergétique en complément ou en substitut de la sphère publique. Qu'elles soient fournisseurs de bien intermédiaires, établissements financiers ou prestataires de services, les entreprises font des choix qui impactent l'efficacité environnementale. Des travaux déjà anciens rappelés dans l'article de Patricia Crifo et Vanina Forget ont montré l'intérêt qu'ont les entreprises à s'engager volontairement à aller au-delà de la réglementation dans le cadre d'actions responsables dans la transition énergétique. Ces actions caractérisent leur responsabilité sociale et environnementale (RSE). Cet engagement peut se justifier par l'existence d'imperfections non seulement de marché, mais aussi de gouvernement.
- 27 L'article de Patricia Crifo et Vanina Forget propose un cadre conceptuel d'analyse des déterminants économiques de la RSE en les distinguant selon le type d'imperfection de marché auquel ils sont censés apporter une réponse : les externalités, la concurrence imparfaite et les contrats incomplets. Elles montrent que la RSE est un moyen d'internaliser les externalités environnementales et sociales et de répondre aux attentes des parties prenantes internes (actionnaires et investisseurs socialement responsables, employés) d'une part, des pouvoirs publics et de la société civile d'autre part. La RSE est aussi utilisée comme une variable stratégique dans le cadre de la concurrence imparfaite que se livrent les firmes sur un marché. Les auteurs discutent aussi l'impact, finalement mesuré, de la RSE sur les performances financières et proposent des pistes de recherches futures pour pallier ces limites et prendre en considération l'impact sur les performances extrafinancières des entreprises.
- 28 L'article de Rémi Bazillier, Sophie Hatte et Julien Vauday discute la dimension internationale de la RSE. La RSE s'apprécie en effet dans son contexte institutionnel, la performance environnementale exprimée par un score de RSE s'appréciant en fonction de la réglementation environnementale en vigueur dans un pays. La RSE peut donc avoir un impact sur les choix de localisation des firmes. Les auteurs cherchent à

comprendre s'il est préférable qu'une entreprise s'implante dans un pays à réglementation environnementale peu contraignante, ce qui lui permettrait d'afficher des performances nettement au-dessus du standard, ou bien s'implante dans un pays où les réglementations sont contraignantes sans toutefois réussir à surpasser le standard. Les auteurs font une étude économétrique à partir d'un échantillon de 551 entreprises dans différents secteurs pour expliquer les effets des pratiques environnementales propres aux pays d'une part et aux entreprises d'autre part sur la décision de localisation des entreprises. Leurs résultats ne permettent pas de confirmer l'hypothèse de « havre de pollution » selon laquelle les entreprises chercheraient à fuir les réglementations environnementales en s'implantant dans les pays moins contraignants. Ils montrent que les entreprises avec un bon score de RSE ont plus tendance à être implantées à l'étranger, toutes choses égales par ailleurs. Surtout, elles tendent à être relativement plus localisées dans des pays moins respectueux de l'environnement, ce qui tend à suggérer que la RSE est plus un substitut à la réglementation environnementale qu'un complément. Une analyse plus fine des conditions d'application de la réglementation (avec la distinction entre les niveaux *de facto* et *de jure*) les conduit à préciser leurs résultats et à proposer des prolongements à leurs travaux.

- 29 Pour conclure, cette collection d'articles confirme à la fois la nécessité de couvrir les nombreux aspects de la transition énergétique pour faire progresser le débat sur les conditions de sa mise en œuvre, mais aussi l'étendue des travaux qui restent à conduire. En effet, au-delà des objectifs à atteindre et des moyens qui y sont consacrés, il est important de progresser dans la compréhension des mécanismes censés supporter la transition énergétique dans tous les secteurs concernés et pour les différentes parties prenantes.

NOTES

1. OCDE (2011) OECD Green Growth Studies, IEA-OCDE Publications.
2. Cette tentative n'a pas abouti suite à une décision du Conseil constitutionnel (décision n° 2013-666 DC).

AUTEURS

YANNICK PEREZ

RITM-Université Paris-Sud, Supélec, Chaire Armand Peugeot
yannick.perez@supelec.fr

CARINE STAROPOLI

Paris School of Economics (Université Paris 1)

carine.staropoli@univ-paris1.fr

Design des marchés d'électricité pour l'intégration des renouvelables

Arthur Henriot et Jean-Michel Glachant

1. Introduction

- 1 Les marchés de l'électricité européens n'ont pas été conçus pour une quantité importante de sources d'énergie renouvelable intermittentes¹. Ces marchés sont aujourd'hui confrontés à deux problématiques, regroupées sous le terme d'« intégration des renouvelables ».
- 2 D'une part, le développement des renouvelables, qui ont bénéficié d'un soutien public très fort, est tel qu'elles ne peuvent aujourd'hui être cantonnées à un rôle passif à la marge du système électrique. En Allemagne, cela a par exemple conduit à des situations où les consommateurs sont exposés à des factures de plus en plus importantes tandis que les prix de gros ne cessent de baisser et que les centrales thermiques n'atteignent pas leur seuil de rentabilité. Les investissements à venir devront donc se faire dans un cadre moins isolé des réalités du marché. Toutefois, les règles de marchés qui ont été mises en place pour coordonner les investissements et le fonctionnement des centrales programmables ne correspondent pas aux propriétés techniques des renouvelables, à la production variable et parfois difficilement prévisible. Se pose alors la question d'un modèle unique pour les producteurs conventionnels et les renouvelables : l'intégration des renouvelables doit-elle se faire via un modèle commun à tous les producteurs, ou bien des différences fondamentales doivent-elles résulter en une panoplie de modèles distincts ?
- 3 D'autre part, le fonctionnement des centrales programmables est déjà affecté par le développement des renouvelables, qui sont prioritaires mais dont elles doivent compenser les variations. La flexibilité est amenée à devenir une valeur fondamentale des centrales programmables, et cette flexibilité doit être rémunérée de façon appropriée. L'intégration des renouvelables va donc requérir deux ensembles d'évolutions, voire de révolutions, du marché : une évolution de la notion du temps et une évolution de la notion d'espace.

- 4 Afin d'assurer la flexibilité des centrales programmables, les unités temporelles vont en effet devoir devenir plus précises. Les marchés d'ajustement et les réserves seront amenés à jouer un rôle de plus en plus important, et leur articulation avec le marché journalier devra être repensée afin d'assurer l'efficacité des opérations. Certains auteurs recommandent en outre la mise en place de rémunérations de la capacité à produire de l'énergie, en plus de la rémunération de l'énergie produite. De plus, une redéfinition de l'espace est nécessaire afin de faire face à l'émergence de flux très variables dans les réseaux de transport et de distribution. Une fois encore, les unités spatiales devront être plus précises. Cela pourrait conduire à une évolution majeure du paradigme historique, dans lequel la sécurité du système est à la charge du gestionnaire du réseau de transport (GRT), vers une approche décentralisée, avec un rôle majeur des acteurs locaux comme les gestionnaires du réseau de distribution (GRD) ou des agrégateurs commerciaux.
- 5 Cet article a pour objectif de passer en revue et d'analyser les réflexions récentes sur l'intégration des renouvelables dans les marchés de l'électricité. Dans la section 2, le cadre de notre analyse et la nature d'efficacité économique du problème sont définis, avant de s'interroger sur le bien-fondé d'un modèle commun à tous les producteurs, programmables ou non. La section 3 traite de la dimension temporelle du problème et des moyens de rémunérer la capacité des ressources flexibles à accommoder les variations de la production des renouvelables. La section 3.1 explique comment les définitions des produits vont devoir évoluer. La section 3.2 insiste sur l'importance d'une séquence de marchés adaptée et cohérente. Enfin, l'utilité des mécanismes de rémunérations de capacité est abordée dans la section 3.3. La section 4 traite de la dimension spatiale du problème : évolution des définitions spatiales (section 4.1) et transition vers une gestion locale du réseau (section 4.2).

2. La notion d'intégration des renouvelables

2.1. L'intégration des renouvelables comme problème d'efficacité économique

- 6 Le développement de ressources flexibles, nécessaires à l'intégration d'une part importante de renouvelables intermittentes dans les systèmes électriques, n'est pas un problème de nature technique, comme en témoigne une série d'entretiens conduits aux États-Unis par Sovacool (2009). Les technologies sont d'ores et déjà disponibles afin d'assurer la stabilité et la sécurité du système, et ce pour des volumes de renouvelables très importants. En outre, le développement en masse des renouvelables a été accompagné de progrès techniques et ces ressources sont désormais capables de participer activement à la sécurité du système électrique. Ainsi, en Espagne comme en Allemagne, les renouvelables participent au contrôle du voltage et de la fréquence et sont en outre capables d'assurer le maintien de l'alimentation en cas d'incidents de tension. Dans cet article, l'intégration des renouvelables est en conséquence traitée comme un problème d'efficacité économique : comment faire en sorte que les acteurs reçoivent les incitations appropriées afin que les solutions techniques (qui existent) soient mises en place de manière efficace. Ainsi, il s'agit de rémunérer plus explicitement la flexibilité des différentes ressources utilisées.

- 7 Une partie des problèmes observés actuellement sont liés aux développements historiques des systèmes électriques. Ainsi, à l'heure actuelle, le développement rapide et hors marché des renouvelables (associé à la crise financière et à une chute de la demande) a conduit à une situation de surcapacité. Les capacités existantes ont vu leur facteur de charge diminuer et les prix baisser, comme décrit par Sáenz de Miera *et al.* (2008) et illustré par Eurelectric (2010). À ce phénomène purement mécanique sont venus s'ajouter d'autres effets indirects. Pérez-Arriaga et Batlle (2012) expliquent ainsi qu'en Espagne les centrales à gaz ont dû utiliser les volumes de gaz qu'elles avaient commandés sous peine de pénalités financières, et ce malgré la chute de la demande, ce qui a contribué à la chute des prix.
- 8 Certaines de ces difficultés sont donc de nature transitoire et sont le résultat d'un choc sur un système existant. Le sort réservé aux centrales devenues excédentaires suite au développement des renouvelables ne sera bien entendu pas sans conséquence sur l'attitude des investisseurs. Toutefois dans cet article nous suivons l'approche établie par Cramton et Ockenfels (2011). Nous considérons ainsi que la compensation des unités existantes est un problème distributionnel, qui peut être séparé du problème d'efficacité économique auquel nous nous intéressons plus particulièrement. Notre analyse se concentre donc sur l'efficacité des opérations et des investissements dans le long terme. Ces effets de long terme sont de nature très différente des effets de court terme qui peuvent être observés actuellement, et une description schématique en est présentée dans Sáenz de Miera *et al.* (2008) et Keppler et Cometto (2013). À court terme, les évolutions de la courbe de charge affectent principalement les centrales présentant des coûts marginaux élevés, qui voient leur facteur de charge fortement réduit. À long terme, ce sont les technologies avec des coûts fixes élevés qui peinent à couvrir leurs coûts tandis que les centrales de pointe ont un rôle à jouer pour compenser l'intermittence des renouvelables.

2.2. Une question de maturité technologique ?

- 9 Dans de nombreux pays européens, les renouvelables sont au moins partiellement isolées des signaux de prix dictant les opérations et les investissements des centrales thermiques conventionnelles. Les renouvelables bénéficient notamment de priorités et de primes à la production², ce qui en fait des unités peu réactives, dont la production est de ce fait traitée comme une demande négative. Bien que ces mécanismes de soutien soient justifiés afin d'assurer une dé-carbonisation rapide du mix énergétique, l'exposition des renouvelables aux signaux de marché doit être repensée quand elles constituent une part non négligeable des moyens de production. Pérez-Arriaga (2012) explique ainsi que les renouvelables doivent désormais jouer un rôle actif dans les opérations des systèmes électriques. Eurelectric (2010) recommande également d'assujettir les renouvelables aux mêmes règles et rémunérations que les centrales conventionnelles, en les exposant par exemple aux écarts entre prédictions et prévisions.
- 10 Hiroux et Sagan (2010) dressent un inventaire des bénéfices de l'intégration des renouvelables dans les marchés de l'électricité : sélection efficace des sites de production et choix technologiques optimaux, amélioration de la gestion des périodes de maintenance, contrôle de la production dans les cas extrêmes et plus généralement meilleure gestion des écarts, ainsi que davantage d'innovation et de transparence. Les

auteurs de cette étude recommandent en conséquence d'exposer les renouvelables aux signaux de prix, même s'ils reconnaissent que les risques et coûts de transaction plus élevés en résultant doivent être pris en compte.

- 11 Les évolutions récentes de la régulation dans des pays disposant déjà d'une forte capacité installée de renouvelables intermittentes illustrent en effet une volonté d'aligner les règles régissant sur celles des unités programmables, et de donner un rôle actif aux renouvelables. Ainsi, en Espagne, les tarifs fixes de rachat ont été progressivement remplacés par des primes (Abbad, 2010), tandis qu'en Allemagne, la gestion de la production par les GRTs et les tarifs fixes laissent la place à une gestion par les producteurs (Gawel et Purkus, 2013).
- 12 Il est important de préciser que l'intégration des renouvelables dans les marchés de l'électricité n'exclut pas le versement de revenus complémentaires, justifiés par les externalités positives de ces technologies. Dans le cas du mécanisme allemand par exemple, le producteur qui décide d'écouler sa production via les marchés d'électricité reçoit un revenu constitué de trois composantes : le revenu sur les marchés, une prime de gestion (conçue pour compenser les coûts liés aux écarts ainsi que les frais de gestion), et une prime à la production dont la valeur est calculée par rapport à une valeur de marché de référence calculée sur une base mensuelle (Gawel et Purkus, 2013). Lorsque le producteur réussit à obtenir sur les marchés un revenu supérieur à la valeur de marché de référence, il conserve la différence. Le producteur est donc exposé aux signaux de marché tout en percevant une prime à la production.

2.2.1. Les caractéristiques fondamentales des renouvelables sont-elles un obstacle à leur intégration ?

- 13 Au-delà de leur relative immaturité technologique, les renouvelables présentent des particularités qui peuvent nuire à leur intégration. Elles ont d'une part très peu d'incitations à ne pas produire lorsque les ressources sont disponibles, du fait de leur coût marginal nul. Elles sont d'autre part dans l'incapacité de produire de l'énergie lorsque les ressources dont elles dépendent ne sont pas disponibles. Cela a conduit certains experts à affirmer que l'intégration des renouvelables dans les marchés de l'électricité ne pouvait se faire qu'en leur appliquant un modèle prenant en compte leurs spécificités, et donc différent de celui des centrales contrôlables.
- 14 Un premier argument, développé par Finon et Roques (2012), est l'incapacité d'un marché basé sur la rémunération de l'énergie à assurer un équilibre soutenable dans le long terme, les coûts marginaux nuls des renouvelables entraînant des prix et des facteurs de charge trop bas. Des mécanismes de rémunération spécifiques devraient alors être maintenus même lorsque les coûts des renouvelables seront devenus compétitifs.
- 15 Il faut toutefois préciser que cet argument est controversé d'un point de vue économique. Sáenz de Miera *et al.* (2008) décrivent ainsi le mécanisme par lequel un nouvel équilibre peut être atteint, après une phase initiale de transition. Cette opinion est partagée par les industriels (Eurelectric, 2010) qui ne voient pas d'obstacle structurel au fonctionnement d'un tel marché, à condition que certaines limites telles que les plafonnements de prix soient supprimées.
- 16 Un second argument, basé sur une analyse économique rigoureuse est développé par Chao (2011) ainsi que Ambec et Crampes (2012) : en l'absence d'une tarification

dynamique, il n'est pas possible d'atteindre un équilibre sans transfert entre les différents types de producteurs (renouvelables et centrales thermiques). Ceci est dû au fait que les consommateurs ne peuvent distinguer les périodes où l'énergie produite à coût nul par les renouvelables est disponible. Leur consommation basée sur un tarif moyen est alors trop élevée lorsque ces ressources ne sont pas disponibles. Cela conduit à une surcapacité des centrales thermiques (par rapport à l'optimum) et à une dégradation des profits de ces producteurs. En revanche, lorsqu'une tarification dynamique est mise en place, la consommation est réduite lorsque les renouvelables ne sont pas disponibles, et les centrales thermiques ne substituent que partiellement la production des renouvelables. Un marché de l'énergie permet alors non seulement d'atteindre le parc de production optimal, mais également de rémunérer les producteurs de façon à couvrir les coûts d'investissements. Ainsi, contrairement à ce qu'affirment Finon et Roques, le principal obstacle structurel au fonctionnement des marchés de l'électricité ne serait pas les caractéristiques des renouvelables mais l'absence de tarification dynamique.

- 17 Enfin, un troisième obstacle à l'intégration des renouvelables est l'augmentation des risques et des coûts de transaction lorsque ces ressources sont exposées à des signaux de marché. Pour Klessmann *et al.* (2008), cela entraîne un surcoût et peu de bénéfices, dans la mesure où les renouvelables restent peu dynamiques puisqu'elles ont de toute façon des coûts marginaux nuls et sont dépendantes de ressources intermittentes. Battle *et al.* (2012) considèrent également qu'exposer les renouvelables aux prix de l'électricité peut se révéler inefficace : non seulement les renouvelables disposent, pour les raisons précédemment avancées, d'une faible marge de manœuvre pour ajuster leur production, mais en plus leurs taux de disponibilité technique sont très élevés, et les périodes de maintenance peu nombreuses. Eclareon (2012) estime ces taux de disponibilité à 97,5 % pour les éoliennes et à près de 100 % pour les panneaux solaires qui comportent très peu de parties mobiles. En outre, selon Battle *et al.*, exposer les renouvelables aux signaux de marché pourrait donner un pouvoir de marché plus fort aux compagnies détenant ces deux types d'unités de production.
- 18 Ces trois arguments sont de natures très différentes. Seul le premier point fait état d'obstacles structurels à l'intégration des renouvelables, du fait de leur nature intermittente. Toutefois, une démonstration solide de cet argument controversé manque à l'heure actuelle. Le deuxième point présente l'existence d'une tarification dynamique comme condition nécessaire et suffisante à l'intégration des renouvelables et des centrales programmables au sein d'un même marché. Le troisième argument indique que l'intégration des renouvelables par des mécanismes de marché identiques à ceux des centrales programmables pourrait se révéler coûteuse, mais pas inachevable. Il semble donc que les particularités des renouvelables ne constituent pas un obstacle à leur intégration.

3. Dimension temporelle : la rémunération des ressources flexibles

3.1. Une évolution des produits échangés est nécessaire

- 19 Même dans le cas où les renouvelables ne seraient dans un premier temps pas intégrées aux marchés d'électricité, les marchés seront soumis à l'influence des renouvelables,

via les variations de la demande résiduelle (définie comme la demande moins la production des renouvelables intermittentes) qui dicteront la production des centrales programmables.

- 20 Les échanges qui ont lieu dans les marchés d'électricité sont basés sur un ensemble de définitions pluridimensionnelles, qui incluent notamment le temps et le lieu de production. Alors qu'une définition plus large (par exemple des produits horaires, ou une zone nationale de tarification) permet d'augmenter la liquidité et de réduire les coûts de transaction, une définition plus fine (par exemple par créneaux de cinq minutes, ou une tarification nodale) est nécessaire afin de révéler la véritable valeur, ainsi que le coût d'opportunité, d'un produit donné.
- 21 En Europe, les marchés qui sont actuellement en place ont été conçus pour fonctionner dans un contexte différent, et pas pour accommoder une part importante de production à forte variabilité. Le choix de la simplification a été fait afin de favoriser la concurrence et la liquidité des marchés. Ainsi, l'énergie électrique est typiquement échangée sous la forme de produits horaires. Toutefois, ces choix de simplification n'ont pas les mêmes conséquences dans un contexte où les variations de la production se font plus rapides. Dans cette section, nous reprenons des discussions ébauchées dans Green (2008) et Hogan (2010), afin d'analyser dans quelle mesure les règles et définitions existantes sont adaptées à la gestion des renouvelables.

3.1.1. Unités de temps

- 22 Le développement des renouvelables fait des variations de leur production le facteur clé de l'utilisation des ressources flexibles. Il est important que les unités de temps employées dans les échanges d'énergie soient aussi proches que possible de la réalité des opérations, afin que les ressources flexibles reçoivent des signaux de production appropriés, et qu'elles puissent être rentables sans intervention (Hogan, 2010).
- 23 En outre, des unités temporelles plus précises permettent de transférer une partie des coûts et des risques liés à l'équilibrage du système depuis les GRTs vers les participants (Fruent, 2011). En effet, en l'absence de définitions reflétant précisément les besoins du système, le GRT est amené à jouer un plus grand rôle, et les coûts en résultant sont socialisés entre tous les acteurs, responsables ou non de ces coûts supplémentaires.
- 24 Toutefois, une redéfinition des unités temporelles peut constituer une source de difficultés liées à la rémunération des coûts de démarrage des centrales (IEA, 2012). Ces coûts ont traditionnellement été considérés comme négligeables (Stoft, 2002), mais ils pourraient se révéler plus importants lorsque la variabilité des opérations augmente (Troy, 2011). Il est également plus difficile de les intégrer à des unités de temps plus fines. Ainsi, intégrer les coûts de démarrage dans une offre de production de cinq minutes conduit à une surcharge douze fois plus importante que lorsqu'ils sont intégrés à une offre de production d'une heure.
- 25 Des ordres complexes (« Block orders ») ont déjà été créés afin de permettre aux producteurs de gérer leurs coûts de démarrages et d'exprimer dans leur offre les complémentarités entre les différents horizons de production. Toutefois, la complexité en résultant et les temps de calcul associés pourraient être rédhibitoires dans un système contenant un grand nombre de courtes périodes temporelles et de nombreux ordres complexes distincts³. Borggrefe et Neuhoff (2011) expliquent que les ordres complexes demeurent une solution pratique tant qu'il est possible d'identifier

facilement les pics de demande, ce qui n'est pas le cas dans un système où les variations de la demande résiduelle sont peu régulières.

3.1.2. Limites des prix

- 26 Afin de protéger les consommateurs à la demande peu-élastique, des prix plafond ont été mis en place dans les marchés d'électricité. De même, des prix plancher existent également dans la plupart des marchés européens. Ces limites, qui ne sont pas toujours fondées, constituent un obstacle à l'expression de la valeur de la flexibilité.
- 27 D'une part, du fait de la variabilité des renouvelables et de leurs coûts marginaux très faibles lorsqu'elles sont disponibles, certaines centrales d'appoint sont nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement, mais doivent couvrir leurs coûts fixes en ne fonctionnant que quelques heures par an. Les prix plafond doivent donc être assez élevés pour leur permettre d'atteindre la rentabilité durant ces quelques heures, sous peine de dissuader les investisseurs (Eurelectric, 2010). Bien entendu, les prix plafond ont un sens dans un marché où les consommateurs ne sont pas capables de réagir en temps réel. Ces plafonds doivent en théorie être égaux au coût d'opportunité de l'énergie non servie aux consommateurs, et cette valeur ne dépend pas de la part de renouvelables dans le mix énergétique. Des prix plafond trop bas, ou résultant de mesures prises par le GRT mais non reflétées dans les prix, peuvent cependant conduire au problème de *missing money* décrit par exemple par Joskow (2008). En pratique, il est difficile d'estimer le coût d'opportunité de l'énergie non servie aux consommateurs : une revue de littérature effectuée par Cramton (2000) évoque une gamme d'évaluations du coût d'opportunité pour les consommateurs allant de 2 000\$/MWh à 20 000 \$/MWh. On observe en Europe une variété de prix plafond, dont certains semblent bien inférieurs au coût d'opportunité des consommateurs. Ainsi, en Espagne, les prix du marché OMEL sont plafonnés à 180,30 €/MWh ; au Danemark, le marché ELSLOT est plafonné à 2 000 €/MWh ; en Allemagne, le plafond est de 3 000 €/MWh.
- 28 Des prix négatifs peuvent apparaître dans les marchés de l'électricité, même en l'absence de renouvelables, du fait de la non-convexité des coûts des centrales thermiques (coûts de démarrage, charge minimale). Ainsi, il est coûteux pour une centrale peu flexible de s'arrêter puis de redémarrer, ou de réduire sa production puis de la rehausser. Il est donc naturel pour un producteur d'internaliser les coûts liés à une variation du niveau de production, ce qui conduit à des offres à un prix inférieur au coût marginal du producteur. En d'autres termes, le producteur vend à perte à un instant donné pour éviter des coûts supplémentaires dans les heures qui suivent. Ces prix négatifs sont observés plus fréquemment suite au développement des renouvelables qui ont un coût marginal très faible, et dont la production très variable conduit à davantage de variations de la production des centrales. Bien qu'il n'y ait pas de justification économique à un prix plancher, de telles mesures existent par exemple en Espagne (pas de prix négatifs), au Danemark (-200 €/MWh), ou en Allemagne (-3 000 €/MWh). Lorsqu'elles sont trop hautes, ces limites constituent un frein effectif à l'expression de la flexibilité : elles sont par exemple régulièrement atteintes en Espagne. Une étude du marché allemand par Nicolosi (2010) a montré que même lorsque des prix très bas de -500 €/MWh étaient atteints, le taux d'utilisation des centrales thermiques restait élevé, ce qui reflète les non-convexités de ces unités de production.

- 29 Ces problèmes deviennent encore plus complexes lorsque les échanges entre marchés sont pris en compte. Pour Eurelectric (2010), l'absence d'harmonisation des limites des prix négatifs peut constituer une source importante de distorsions lors des échanges entre des zones voisines.

3.2. Assurer la cohérence de la séquence de marchés

3.2.1. L'importance cruciale des marchés d'ajustement

- 30 Les marchés d'électricité ont été conçus pour résoudre un problème d'optimisation de programmation et d'opération des moyens de production conventionnels. Toutefois, la prépondérance du rôle joué par les marchés journaliers dans le système actuel ne correspond pas aux besoins des renouvelables intermittentes, dont les prévisions de production gagnent considérablement en précision entre les marchés journaliers et l'horizon de production (von Roon et Wagner, 2009). Les marchés infra-journaliers permettent ainsi à ces producteurs d'ajuster leur engagement de production. Il va de soi que ces marchés infra-journaliers, ainsi que les marchés d'ajustement, sont amenés à jouer un rôle grandissant dans les échanges d'électricité. Pour Borggrefe et Neuhoff (2011), la fourniture conjointe d'énergie et des services d'ajustement est primordiale pour une gestion efficace de l'énergie produite de façon intermittente par les éoliennes.
- 31 De même, pour Cramton et Ockenfels (2011), des marchés de réserve adaptés, bien conçus et offrant des possibilités d'arbitrage aux participants, permettent aux producteurs d'énergie d'appoint de couvrir leurs coûts fixes, et assurent des décisions d'investissement efficaces. Dans le cas où les ressources flexibles se raréfieraient par rapport aux ressources inflexibles, les prix des marchés de réserve deviendraient plus élevés que ceux des marchés journaliers, délivrant ainsi les signaux d'investissements appropriés aux participants (Barth *et al.*, 2008). Pour l'IEA (2012b), ces produits de réserves devront également être échangeables sur des marchés à terme pour aider les investisseurs à prendre des décisions optimales. En outre, les produits de réserves devront être adaptés aux besoins d'un système électrique dominé par les renouvelables. De nouveaux produits pourraient ainsi être définis, tels que la capacité d'une unité à modifier régulièrement et rapidement sa production. Le gestionnaire du réseau californien développe par exemple actuellement des produits rémunérant la capacité d'une ressource à augmenter ou diminuer sa production par intervalle de cinq minutes.

3.2.2. Assurer la cohérence des marchés journaliers avec les marchés d'ajustement

- 32 Smeers, ainsi que Borggrefe et Neuhoff, dénoncent la variété de règles régissant les échanges dans les marchés journaliers, infra-journaliers, et en temps réel. Pour Smeers (2008), les visions différentes du rôle des bourses et des GRTs dans le marché journalier par rapport au marché de temps réel sont une source de distorsions qui peuvent détruire les possibilités d'arbitrage. Ainsi, tandis que les bourses et les GRTs collaborent dans le marché journalier pour gérer l'organisation de la production et des infrastructures de transports, l'organisation en temps réel est laissée aux mains du GRT et n'est pas considérée comme une activité de marché. Afin de corriger ces distorsions, une plate-forme unique doit être créée. Cela inclut par exemple l'implémentation de marchés infra-journaliers pour les réserves, une segmentation géographique identique

et une allocation des capacités du réseau de transport de façon similaire dans les différents marchés.

- 33 D'autres distorsions peuvent nuire à l'articulation des marchés journaliers avec les marchés d'ajustement. L'existence de pénalités aux écarts dans les mécanismes d'ajustement désavantagent par exemple les renouvelables et créent des incitations à ne pas nommer toutes les capacités disponibles, ce qui est une source de coûts supplémentaires pour le système (Vandezande *et al.*, 2010). De même, plafonner les prix de l'énergie dans les mécanismes d'ajustement affecte la relation entre les marchés journaliers et les marchés de réserve (De Vos *et al.*, 2011). Il est donc capital que les définitions décrites dans la section 3.1 soient appliquées de façon identique tout au long de la séquence de marchés.
- 34 Tous ces produits visant à délivrer de l'énergie à un instant donné sont des substituts, et la multiplication des produits conduit à une liquidité plus faible dans chacun des marchés concernés. Ainsi, les volumes échangés dans les marchés infra-journaliers européens restent faibles, ce qui peut s'expliquer d'une part par la complexité créée par la mise en place de nombreux marchés, d'autre part par l'absence de valeur-ajoutée de ces marchés (Weber, 2010). En conséquence, l'IEA recommande de limiter le nombre de produits introduits afin d'éviter des problèmes de liquidité et de pouvoir de marché. Afin de gérer simultanément un nombre élevés de marchés liés les uns aux autres, l'optimisation conjointe des marchés de l'énergie et des services systèmes par un système opérateur pourrait s'avérer nécessaire, comme c'est par exemple souvent le cas aux États-Unis. Green (2008) développe ainsi un modèle de marché « américain » basé notamment sur l'emploi par le gestionnaire du réseau d'un algorithme prenant en compte les contraintes techniques des producteurs ainsi que celles du réseau de transport, et déterminant simultanément l'équilibre dans le marché journalier et les marchés de réserves. Un tel modèle, qui permet de prendre en compte les différentes contraintes techniques sans augmenter la complexité pour les participants, est particulièrement intéressant dans un contexte de développement à grande échelle des énergies renouvelables conduisant à un rôle croissant des réserves. De façon similaire, Borggrefe et Neuhoff (2011) recommandent un tel arrangement afin d'assurer l'optimisation conjointe de la fourniture d'énergie échangée dans des bourses ou bilatéralement et des services systèmes acquis par les GRTs.

3.3. Les mécanismes de capacités comme réponse aux besoins de flexibilité

- 35 Le développement des renouvelables réduit la rentabilité des centrales thermiques conventionnelles. L'association des producteurs européens Eurelectric (2011), identifie deux raisons principales à ce phénomène : un facteur de charge moins élevé et des incertitudes sur le niveau des prix de gros, qui ont récemment chuté.
- 36 Ces doutes sur la capacité des producteurs à couvrir leurs coûts fixes ont relancé les débats sur la nécessité de mettre en place des mécanismes de rémunération de capacité (MRC). En effet, certains des arguments justifiant leur implémentation ont une portée plus large avec la pénétration des renouvelables dans le mix énergétique. L'inélasticité de ces ressources, qui ont des coûts marginaux nuls, vient s'ajouter à l'inélasticité de la demande. Les producteurs conventionnels, qui ont des coûts variables non nuls, sont amenés à couvrir la « demande résiduelle » d'énergie, c'est-à-dire la demande moins la

quantité d'énergie fournie par les renouvelables. L'intermittence de leur production rend la demande résiduelle plus volatile et moins facilement prévisible que la demande elle-même. Cela crée un besoin pour des variations des prix plus importantes, et les prix plafonds ont donc plus d'effet. Enfin, la sensibilité du développement des renouvelables aux politiques de soutien sont une source supplémentaire d'incertitude pour les investisseurs. Ainsi, pour Finon et Roques (2012), il ne s'agit pas seulement d'un besoin transitoire, mais d'un besoin structurel résultant de la nature intermittente des renouvelables. De tels mécanismes seraient nécessaires, même une fois que les technologies renouvelables seront devenues matures et compétitives.

- 37 Toutefois, les membres d'Eurelectric conservent une attitude plus prudente vis-à-vis des MRC : la priorité devrait aller à la suppression de distorsions comme le plafonnement des prix, ainsi qu'à une participation plus active des consommateurs et à l'intégration des marchés nationaux. Les mécanismes de rémunération de capacité ne devraient être implémentés qu'en dernière ressource, et considérés comme une mesure temporaire. De même, pour Cramton et Ockenfels (2011), les MRCs ne doivent pas être conçus pour compenser les producteurs affectés par une transition rapide du système électrique, au risque de créer de nouvelles distorsions et inefficacités.
- 38 Alors que de nombreux pays européens considèrent la mise en place de MRCs, certains des mécanismes envisagés ne présentent que de faibles incitations à opérer des ressources flexibles, pourtant nécessaires pour assurer la sécurité du système électrique dans un contexte de fort développement des renouvelables⁴. Pour reprendre la formulation de Gottstein et Skillings (2012), il ne s'agit pas seulement d'aider les investisseurs à savoir quand investir mais également dans quoi investir. Les travaux théoriques de Joskow et Tirole (2007) montrent que des marchés de capacité simples ne peuvent résoudre que des situations simples, c'est-à-dire où le nombre d'états de nature est limité. Lorsque la situation se complexifie, ce qui est le cas du fait du développement des renouvelables, des mécanismes plus complexes sont nécessaires. Alors qu'il s'agissait auparavant pour les producteurs d'être disponibles lors des pics de demande, il leur faut désormais être disponible lorsque la production des renouvelables est très faible, ce qui est plus difficile à prévoir. En outre, ces producteurs doivent être capables de faire face à de rapides variations du niveau de production, ce qui implique de définir les produits correspondants. La capacité des mécanismes existants à assurer le développement de ressources flexibles n'est donc pas garantie.
- 39 Enfin, il est compliqué pour des ressources intermittentes comme les renouvelables de participer aux MRCs. Ainsi, dans le marché PJM aux États-Unis, la participation des renouvelables reste très limitée et représente moins de 1 % des paiements. D'une part il est difficile d'estimer la contribution des renouvelables à la sécurité du système. D'autre part, dans un système où ces ressources jouent un rôle déterminant, elles sont automatiquement indisponibles lorsque le besoin de capacité est le plus important, s'exposant ainsi à de fortes pénalités. Le développement de MRCs conduirait donc naturellement à l'émergence de deux blocs de producteurs bénéficiant de deux modes de rémunération fondamentalement distincts, ce qui compromettrait l'intégration des renouvelables dans les marchés de l'électricité.

4. Redéfinir l'espace

40 Contrairement aux centrales thermiques conventionnelles, les renouvelables sont souvent connectées au réseau de distribution. De plus, du fait de la variabilité accrue de la production, les flux dans le réseau de transport d'électricité deviennent également plus variables. Cette situation est d'ores et déjà problématique en Allemagne, où la plupart des sites éoliens se situent dans le Nord, tandis que les centres de consommation se trouvent au Sud⁵. Afin d'accommoder des schémas de congestion de plus en plus complexes, il est nécessaire d'adapter les définitions spatiales utilisées. En outre, une part de plus en plus importante de la gestion du système pourrait avoir lieu au niveau du réseau de distribution.

4.1. Dimension spatiale

41 Il existe un consensus dans la littérature sur le besoin de signaux de localisations plus précis dans un contexte de développement de grande ampleur des renouvelables intermittentes (Green, 2008 ; Hogan, 2010 ; Smeers, 2008). Ces signaux sont tout d'abord nécessaires, car les meilleurs sites pour l'exploitation de ressources renouvelables se situent souvent loin des centres de consommation, ce qui implique des investissements importants dans le réseau de transport. Ainsi près de 80 % des nouveaux projets identifiés par l'association des GRTs européens, ENTSO-E, ont pour objet la résolution de congestions créées par les renouvelables (ENTSO-E, 2012). Il est donc nécessaire de mettre en place des signaux incitant les investisseurs à prendre en compte les coûts liés au renforcement des réseaux de transports.

42 Pour Green (2008), cela est suffisant pour justifier la mise en place d'une tarification nodale (ou *Locational Marginal Pricing*), comme celle existant par exemple dans de nombreux marchés aux États-Unis⁶. Le passage à une tarification nodale dans ces marchés a été une source de gains importants, notamment en termes de coûts de congestion, de coûts de production et de stabilité du réseau. Aux États-Unis, ces gains ont suffi à couvrir les coûts d'implémentation en moins d'un an d'opération (Neuhoff et Boyd, 2011). Un second argument en faveur d'une tarification nodale vient de l'impossibilité de définir de larges zones de prix qui correspondent constamment la réalité physique. Du fait des variations incessantes de la production des renouvelables intermittentes, les schémas de congestion évoluent également, et seule la tarification nodale semble en mesure de refléter l'état physique du réseau à tout instant (Borggrefe et Neuhoff 2011).

43 Pour des raisons de cohérence, les définitions spatiales doivent être identiques depuis les marchés journaliers jusqu'aux marchés de temps réel. Sagan *et al.* (2009) expliquent en effet que les marchés forward, dont fait partie le marché journalier, doivent être articulés de manière cohérente avec les marchés de temps réel où l'échange physique a lieu. De même, les marchés de réserves devraient présenter des signaux de localisation similaires (Baldick *et al.*, 2005). Il ne s'agit pas seulement d'un problème d'allocation des capacités à l'intérieur d'un pays donné, mais également de l'allocation des capacités transfrontalières. Smeers a par exemple prédit que les simplifications introduites pour coupler les marchés de la zone CWE⁷ pourraient devenir problématiques dans un contexte de développement substantiel de l'éolien. Pour Borggrefe et Neuhoff, il existe deux solutions : l'intégration de deux systèmes

voisins avec une seule tarification nodale ou la coordination de la tarification nodale entre les deux systèmes.

- 44 En l'absence de tarification spatiale de l'énergie, une alternative serait la mise en place de coûts de raccordement complets (*deep costs*), c'est-à-dire prenant en compte les coûts de renforcement du réseau (Barth *et al.*, 2008). Bien entendu, les investissements initiaux en résultant peuvent freiner le développement de nouvelles unités de production. Hiroux et Saguan (2010) soulignent l'arbitrage entre la production des sources d'énergie renouvelables (en limitant au maximum les coûts et les risques pour ces ressources et en favorisant le choix des meilleurs sites de production) et la limitation des coûts pour le système (en exposant les renouvelables aux coûts de développement du réseau). Alors que, dans le passé, la priorité était donnée au développement de technologies émergentes, cet arbitrage mérite aujourd'hui d'être reconsidéré par les décideurs, face aux coûts toujours plus importants du soutien aux énergies renouvelables. La méthode *deep costs* présente l'avantage d'exposer les producteurs à la totalité des coûts qu'ils génèrent, par opposition à des coûts de raccordement limités à la connexion au réseau (*shallow costs*). Toutefois, cette méthode présente des lacunes. Le calcul de ces coûts peut s'avérer complexe, du fait des nombreuses externalités positives des investissements dans le réseau de transport (Rious *et al.*, 2008). En outre, les coûts de renforcement ne délivrent d'incitation qu'au moment de l'investissement. Les approximations en résultant et la complexité de cette méthode sont de plus amenées à augmenter lorsque la variabilité des flux augmente.

4.2. Vers une gestion du réseau au niveau local ?

- 45 Il existe deux solutions opposées dans la littérature qui s'intéresse à l'opération d'un système électrique présentant une quantité importante de renouvelables intermittentes et géographiquement dispersées. Une première option est l'extension du paradigme historique de production centralisée à l'échelle continentale. Cela implique des investissements dans le réseau de transport et l'harmonisation des produits et des règles d'échange, dans le but de construire un marché européen intégré et de mettre en commun une vaste gamme de ressources présentant des schémas de production très différents. Une seconde option est la gestion au niveau local de flux créés par l'injection d'énergie dans le réseau de distribution.

4.2.1. Extension du paradigme historique de production centralisée

- 46 Cette approche consiste en un système électrique conçu autour de centrales de taille importante, qui adaptent leur production pour suivre une demande inélastique. Les centres de consommation sont reliés aux unités de production par des lignes transcontinentales, et le système est optimisé à l'échelle continentale tandis que les producteurs prennent part à un marché européen. L'intégration des renouvelables est alors rendue plus facile grâce à leur dispersion géographique et la compensation de leur variation peu corrélées (Holttinen *et al.*, 2009). Cette approche reste compatible avec la participation active des renouvelables aux marchés de l'électricité : dans ce scénario, les unités de production reliées au réseau de distribution sont gérées par des agrégateurs⁸ qui se comportent comme des centrales virtuelles de taille importante.

4.2.2. Un nouveau paradigme fondé sur une gestion du système au niveau local

- 47 Les évolutions actuelles du parc de production pourraient ne pas favoriser un système électrique européen totalement intégré. Les coûts du transport de l'électricité vont augmenter avec des flux plus variables, et les GRTs chargés du financement de ces infrastructures sont confrontés à des difficultés financières (Henriot, 2013). En outre, il ne sera pas facile de gérer à l'échelle d'un continent le niveau de détail spatial et temporel introduit dans la section précédente. De plus, la plupart des installations photovoltaïques et des éoliennes terrestres se font au niveau du réseau de distribution, et les effets les plus importants sont ressentis dans le réseau local (KEMA, 2011). Le contrôle de la tension est ainsi un problème local. Alors que, traditionnellement, l'équilibre entre injections et soutirages se faisait au niveau du réseau de transport, un nombre croissant de congestions sont observées au niveau du réseau de distribution. La gestion des écarts devra donc se faire également à ce niveau.
- 48 Ces réflexions conduisent à une approche décentralisée, dans laquelle un rôle croissant est joué par de « véritables gestionnaires » du réseau de distribution, et par des consommateurs-producteurs actifs dans la gestion de leur production et de leur consommation. De nouveaux services systèmes peuvent être assurés par les renouvelables connectées au réseau de distribution, et participant à des marchés locaux ou à des accords bilatéraux entre producteurs et GRDs (Cossent *et al.*, 2011). Le réseau de transport devient alors une ressource de flexibilité tandis que la majorité des efforts visant à maintenir la stabilité du système se font au niveau local par le GRD. Il est clair que cette approche implique une évolution considérable du rôle des GRDs, et de la régulation correspondante (Pérez Arriaga *et al.*, 2013). La limite entre les responsabilités des GRTs et des GRDs est en particulier amenée à évoluer : les GRDs ont bien sûr l'avantage de se trouver au cœur du problème, mais les GRTs disposent de compétences techniques et organisationnelles nécessaires pour coordonner de nombreuses unités de production

5. Conclusion

- 49 Cette étude s'intéresse au concept d'intégration des renouvelables du point de vue de l'efficacité économique, en se concentrant sur les évolutions du marché requises pour permettre le développement des solutions techniques existantes.
- 50 Il ressort de notre revue de littérature que l'intégration des renouvelables peut être conçue de deux façons. Certains experts considèrent qu'il existe des différences fondamentales entre les renouvelables et les centrales programmables et que des cadres distincts seront nécessaires pour des technologies fondamentalement distinctes. Toutefois, une analyse poussée de ces arguments révèle qu'en réalité, seule l'absence de tarification dynamique justifie une telle approche, et qu'une fois une telle tarification mise en place, il n'y aura pas d'obstacle structurel à un modèle commun aux renouvelables et aux centrales programmables. L'exposition des renouvelables aux coûts et aux risques qu'elles génèrent est source d'efficacité, et devra accompagner leur maturité technologique.
- 51 En outre, quel que soit le modèle choisi pour l'intégration des renouvelables, une évolution des définitions existantes, qui ne reflètent pas la réalité physique d'un système contenant une part importante de renouvelables, sera nécessaire. La nécessité

d'utiliser des unités de temps plus précises et de repousser les limites des prix de gros fait consensus dans la littérature, ce afin de refléter la véritable valeur de la flexibilité. Toutefois, les conséquences de ces mesures ne sont pas toujours prises en compte. Ainsi, en l'absence d'une large gamme d'ordres complexes, les coûts de démarrage devront être internalisés dans des offres de production d'énergie durant une période très courte, ce qui aura un effet non négligeable sur les prix. De même, les marchés d'ajustement vont être amenés à jouer un rôle de plus en plus important, ce qui implique d'améliorer les liens existants entre marchés journaliers et marchés d'ajustement, afin d'éviter des distorsions sources d'inefficacités. Enfin, l'introduction de mécanismes de rémunération de capacité ne se justifie pas par un besoin structurel. De plus, afin de récompenser la flexibilité des installations, et pas uniquement la capacité installée, le niveau de détail de ces mécanismes devra être similaire à celui des marchés d'énergie mentionnés plus haut, ce qui sera une source supplémentaire de complexité.

- 52 Le développement de ressources distribuées géographiquement et à la production variable requiert également une nouvelle approche de l'espace. La valeur de la flexibilité devra être reflétée à l'échelle locale. Cela implique dans un premier temps de mettre en place des unités de temps plus fines, et ce jusqu'à une tarification nodale. Dans un second temps, le besoin de gérer des flux variables au niveau du réseau de distribution peut justifier une approche plus locale, et un rôle actif des gestionnaires du réseau de distribution.

BIBLIOGRAPHIE

Abbad, J. R. (2010), « Electricity market participation of wind farms: the success story of the Spanish pragmatism », *Energy Policy*, 38 (7), 3174-79.

Ambec, Stefan et Crampes, Claude (2012), « Electricity provision with intermittent sources of energy », *Resource and Energy Economics*, 34 (3), 319-36.

Baldick, R. *et al.* (2005), « Design of efficient generation markets », *Proceedings of the IEEE*, 93 (11), 1998-2012.

Barth, R., Weber, C., et Swider, D. J. (2008), « Distribution of costs induced by the integration of RES-E power », *Energy Policy*, 36 (8), 3107-15.

Battle, Carlos, Pérez-Arriaga, Ignacio J, et Zambrano-Barragán, Patricio (2012), « Regulatory design for RES-E support mechanisms: Learning curves, market structure, and burden-sharing », *Energy Policy*, 41, 212-20.

Borggrefe et Neuhoff, K. (2011), « Balancing and intra-day market design: options for wind integration », *Climate Policy Initiative - European Smart Power Market Project*.

Chao, Hung-po (2011), « Efficient pricing and investment in electricity markets with intermittent resources », *Energy Policy*, 39 (7), 3945-53.

- Cossent, Rafael, Gómez, Tomás, et Olmos, Luis (2011), « Large-scale integration of renewable and distributed generation of electricity in Spain: Current situation and future needs », *Energy Policy*, 39 (12), 8078-87.
- Cramton, P. et Ockenfels, A. (2011), « Economics and design of capacity markets for the power sector », (mimeo).
- De Vos, K. *et al.* (2011), « Value of Market Mechanisms Enabling Improved Wind Power Predictions: A Case Study of the Estinnes Wind Power Plant ».
- Eclareon (2012), « Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market – RES INTEGRATION ». Final report.
- Eurelectric (2010), « Integrating intermittent renewables sources into the EU electricity system by 2020: challenges and solutions ».
- (2011), « RES integration and market design: are capacity remuneration mechanisms needed to ensure generation adequacy? ».
- Finon, Dominique et Perez, Yannick (2007), « The social efficiency of instruments of promotion of renewable energies: A transaction-cost perspective », *Ecological Economics*, 62 (1), 77-92.
- Finon, Dominique et Roques, Fabien (2012), « European Electricity Market Reforms: The ‘Visible Hand of Public Coordination ».
- Fruyt, J. (2011), « PhD dissertation: Analysis of Balancing Requirements in Future Sustainable and Reliable Power Systems », PhD (TU Eindhoven).
- Gawel, Erik et Purkus, Alexandra (2013), « Promoting the market and system integration of renewable energies through premium schemes – A case study of the German market premium », *Energy Policy*, 61 (0), 599-609.
- Gottstein, M. et Skillings, SA (2012), « Beyond capacity markets – Delivering capability resources to Europe’s decarbonised power system », (IEEE), 1-8.
- Green, R. (2008), « Electricity Wholesale Markets: Designs Now and in a Low-carbon Future », *Energy Journal*, 95-124.
- Henriot, Arthur (2013), « Financing investment in the European electricity transmission network: Consequences on long-term sustainability of the TSOs financial structure ».
- Hiroux, C. et Saguan, M. (2010), « Large-scale wind power in European electricity markets: Time for revisiting support schemes and market designs? », *Energy Policy*, 38 (7), 3135-45.
- Hogan, W. W. (2010), « Electricity Wholesale Market Design in a Low-Carbon Future », *Harnessing Renewable Energy in Electric Power Systems: Theory, Practice, Policy*, 113.
- Holttinen, H. *et al.* (2009), *Design and operation of power systems with large amounts of wind power: Final report, IEA WIND Task 25, Phase one 2006-2008* (VTT Technical Research Centre of Finland Helsinki).
- IEA (2012), « Securing power during transition ».
- Joskow, P. L. (2008), « Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design », *Utilities Policy*, 16 (3), 159-70.
- Joskow, Paul et Tirole, Jean (2007), « Reliability and competitive electricity markets », *The Rand Journal of Economics*, 38 (1), 60-84.

- Kepler, Jan Horst et Cometto, Marco (2013), « Short-term and Long-Term System Effects of Intermittent Renewables on Nuclear Energy and the Electricity Mix ».
- Klessmann, C., Nabe, C., et Burges, K. (2008), « Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks – A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK », *Energy Policy*, 36 (10), 3646-61.
- Neuhoff, Karsten et Boyd, R (2011), « International Experiences of Nodal Pricing Implementation », *Working Document (Version July)*. Berlin: Climate Policy Initiative.
- Nicolosi, M. (2010), « Wind power integration and power system flexibility – An empirical analysis of extreme events in Germany under the new negative price regime », *Energy Policy*, 38 (11), 7257-68.
- Pérez-Arriaga, I. J. (2012), « Managing large scale penetration of intermittent renewables », (MIT).
- Pérez-Arriaga, José Ignacio et Batlle, Carlos (2012), « Impacts of intermittent renewables on electricity generation system operation », *Economics of Energy and Environmental Policy*, 1 (2).
- Pérez Arriaga, J. I. et al. (2013), « From distribution networks to smart distribution systems: Rethinking the regulation of European DSOs », *Think Final Report (<http://think.eui.eu>)*, European University Institute.
- Rious, Vincent et al. (2008), « The diversity of design of TSOs », *Energy Policy*, 36 (9), 3323-32.
- Sáenz de Miera, Gonzalo, del Río González, Pablo, et Vizcaíno, Ignacio (2008), « Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain », *Energy Policy*, 36 (9), 3345-59.
- Saguan, Marcelo, Perez, Yannick, et Glachant, Jean-Michel (2009), « L'architecture de marchés électriques: l'indispensable marché du temps réel d'électricité », *Revue d'économie industrielle*, (3), 69-88.
- Smeers, Yves (2008), « Study on the general design of electricity market mechanisms close to real time », *Commissioned by: The Commission for electricity and Gas Regulation (CREG)*.
- Sovacool, Benjamin K (2009), « The intermittency of wind, solar, and renewable electricity generators: Technical barrier or rhetorical excuse? », *Utilities Policy*, 17 (3), 288-96.
- Stoft, S. (2002), *Power system economics: designing markets for electricity* (2: IEEE press).
- Troy, N. (2011), « PhD Dissertation: Base-load Cycling with Increasing Wind Penetrations ».
- Vandezande, L. et al. (2010), « Well-functioning balancing markets: A prerequisite for wind power integration », *Energy Policy*, 38 (7), 3146-54.
- von Roon, S. et Wagner, U. (2009), « The interaction of Conventional Power Production and Renewable Power under the aspect of balancing Forecast Errors », (8).
- Weber, C. (2010), « Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems », *Energy Policy*, 38 (7), 3155-63.

NOTES

1. Le terme « intermittentes » est contesté, et on considère parfois que « variables » est un terme plus approprié. Toutefois, on conserve dans cet article le terme communément employé. Il faut également noter que sous ce terme sont regroupées des ressources aux caractéristiques très

variées, en termes de localisation, de coûts, de maturité. Toutefois, nous estimons que cette généralisation ne nuit pas à une analyse au premier degré de ces problématiques.

2. Les mécanismes de supports aux renouvelables peuvent prendre différentes formes qui incluent notamment les tarifs de rachat de la production (à prix fixés ou indexés sur les prix de l'électricité), les systèmes basés sur des échanges de certificats, ou encore les appels d'offres. Les variantes de ces options ainsi que leurs avantages respectifs sont décrits par Finon et Perez (2007) ou Batlle et al. (2012) et Finon et Perez (2007).

3. Lorsque 24 produits horaires sont disponibles, le nombre d'ordres complexes sans interruption envisageables au sein d'une journée est de 300, et les temps de calculs sont raisonnables (Meeus et al., 2009). Lorsque 288 produits de 5 minutes sont disponibles, le nombre d'ordres complexes sans interruption envisageable est de 41 616.

4. On peut citer le cas du marché PJM aux États-Unis, où des centrales à charbon, qui disposent de 48 heures pour être disponibles, reçoivent une rémunération identique aux centrales réagissant plus rapidement (Gottstein et Schwartz, 2010).

5. Il faut toutefois préciser que les renouvelables ne sont pas entièrement responsables des congestions observées en Allemagne, qui sont principalement le résultat de l'arrêt de tranches nucléaires situées dans le Sud du pays. Le développement de l'éolien offshore en mer du Nord risque cependant d'amplifier ce phénomène.

6. La tarification nodale est par exemple en place dans les systèmes du PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland), ERCOT (Texas), ISO-NE (New-England).

7. La zone CWE (Central Western Europe) est la région européenne incluant l'Allemagne, la Belgique, la France, le Luxembourg, et les Pays-Bas.

8. Les agrégateurs ont un rôle à jouer dans le paradigme historique comme dans une gestion du système au niveau local. Dans le paradigme historique, les agrégateurs constituent un intermédiaire entre les ressources distribuées et le GRT, permettant ainsi de traiter ces ressources distribuées comme une unité classique. Dans une gestion au niveau local, les agrégateurs se substituent au GRT pour assurer le fonctionnement du réseau au niveau local.

RÉSUMÉS

Cet article analyse l'impact de l'intégration des renouvelables dans les marchés de l'électricité en Europe. La nature de ce problème d'efficacité économique est analysée à la lueur des contributions existantes dans la littérature. Les éventuels obstacles à un fonctionnement sous des règles de marché communes à tous les producteurs sont exposés en tenant compte des différences fondamentales entre producteurs traditionnels et renouvelables. L'article s'intéresse ensuite aux différents outils proposés pour assurer le fonctionnement du marché dans un contexte de faible prévisibilité et de variabilité de la production des renouvelables. Les solutions suivantes sont examinées : unités de temps plus précises, nouvelles limites aux prix de gros, meilleure articulation de la séquence de marchés d'ajustement, introduction de mécanismes de rémunération de capacité. Nous nous intéressons également à la redéfinition de l'espace, depuis la tarification nodale jusqu'à la possible émergence d'une multitude de marchés locaux.

This paper discusses a series of issues regarding the economic integration of intermittent renewables into European electricity markets. We argue that RES integration is first and foremost an issue of economic efficiency, and we review the main debates and frameworks that

have emerged in the literature. We first consider to what extent intermittent resources should be treated the same way as dispatchable resources. We then analyse the different tools that have been proposed to ensure the required flexibility will be delivered: finer temporal granularity and new price boundaries, integration of a complex set of balancing markets, and introduction of tailor-made capacity remuneration mechanisms. Finally we introduce the topic of space redistribution, confronting cross-continental markets integration to the emergence of a mosaic of local markets.

INDEX

Mots-clés : énergies renouvelables, électricité, intermittence

Keywords : Renewable Energy, Electricity, Intermittent Market Design

AUTEURS

ARTHUR HENRIOT

Florence School of Regulation, European University Institute

arthur.henriot@eui.eu

JEAN-MICHEL GLACHANT

Directeur de la Florence School of Regulation, titulaire de la chaire Loyola de Palacio, European University Institute

The international trade of nuclear power plants: the supply side

François Lévêque

- 1 The international trade of nuclear power plants is usually studied from a demand perspective. Which new countries are willing to access to this technology? How the Fukushima Daiichi catastrophe has changed the market forecasts? What risks of proliferation new entrants entail? This paper takes an opposite direction. It looks at the structure and the organising of the supply side. Which countries are the major exporters? How their ranking has changed? Is the nuclear export industry becoming a global industry? Part 1 provides a short description of the worldwide market. Surprisingly, its size is modest and the US only plays a minor role. This part also provides a view on the relationship between domestic and export markets. Part 2 discusses the industrial organization of the nuclear industry. It compares the nuclear industry with the armament industry and the oil and gas supplies and services. Part 3 concludes in analysing the conditions nuclear industry could become a global industry.

1. National market and exporting performances

1.1. A small market

- 2 International trade in nuclear goods is a small market. This may seem surprising as public attention often focuses on large contracts for the sale of power plants costing tens of billions of euros. Understandably the news that the South Korean consortium led by the Korea Electric Power Corporation had won the \$20-billion tender to build four reactors in the United Arab Emirates made a powerful impression. But the payments for such contracts are spread out over about 10 years – the time it takes to build the plant – and, above all, there are very few large contracts of this nature. In 2000-10 the global export market amounted to orders for two new reactors a year, some awarded following a call for tenders, others by mutual agreement (US GAO, 2010). Furthermore a nuclear power plant is a complex assembly comprising a pressure vessel, steam generators, piping and a control room, associated with equipment for

generating electricity with steam. As with any thermal power plant, it is necessary to install turbines, alternators, capacitors and such. The nuclear island – the specifically nuclear part of a plant – accounts for roughly half its cost, with the conventional part making up the rest. Thus reduced to its essentials, the global reactor market is worth less than €5 billion a year.

- 3 However, to this relatively low figure for annual sales of new reactors must be added trade in uranium, fuel, maintenance services, spare parts, reprocessing of spent fuel and waste management. These specifically nuclear up and down-stream activities multiply by three the value of the world market (WNA, 2012). For integrated companies, such as Areva or Rosatom, which cover the whole cycle, business connected to building new reactors represents, at the most, only one-fifth of total revenue. Up and down-stream activities are crucial for such companies, for they are recurrent and profitable. They are also less erratic than orders for new equipment, less subject to intense competition (OECD/NEA, 2008). The operators and owners of nuclear power plants are to a large extent tied by their inputs to the company which built the reactor. For reasons of compatibility, know-how and technical information, the vendor has a competitive advantage over other suppliers of enriched fuel, spare parts and maintenance services. It enjoys market power allowing it to increase prices, and thus profits. Industrial economists, who focus on markets for complementary goods (printers and ink cartridges, razors and blades, coffee machines and pods) are familiar with this mechanism (Carlton & Waldman, 2002). The first item is sold at cost price, or perhaps even subsidized, but the supplier makes up the initial loss on sales of recurring products¹.

1.2. The US decline

- 4 On the supply side, the US dominated the international market for many years. Until the mid-1970s three-quarters of the plants built elsewhere, were either built by US firms or under licence (Piram, 2009). But this dominant position subsequently crumbled. Its share has dropped to less than a quarter of all the reactors built in the past 20 years. By value, the US accounts (US GAO, 2010) for less than 10% of global exports of nuclear equipment (reactors, large components and small parts), and about 10% of materials (natural uranium and plutonium). Indeed it has become a net importer, amounting to \$15 billion a year. Meanwhile Canada, Russia and France have increased their market share (Finon, 2014). The first two export their proprietary reactor technology; France too, though its technology was originally derived from US imports. South Korea recently joined the nuclear exporters' club, taking a similar route gradually to achieve technological independence (Nam, 2013). Japan is poised to do likewise. Its nuclear engineering companies have responded to calls to tender by new entrants such as Turkey and Vietnam. Former General Electric and Westinghouse licensees, they have gone further than their French and Korean counterparts, purchasing the nuclear assets of the two US companies².
- 5 The decline in US nuclear sales abroad is not due to the arrival of more powerful competitors, rather to the collapse of domestic demand. From the mid-1970s to the end of the 2010s not a single contract was signed for a new nuclear power plant in the US. Engineering firms have had to weather more than 30 years without any domestic demand, preceded by years of uncertain profits sapped by the vicissitudes of regulatory

pressure, with a major accident in 1979 (Three Mile Island) to crown it all (Joskow & Parsons, 2009). Enough to floor any industrial operation. The decline at home led to a massive loss of industrial capacity and skills in enrichment, the manufacture of large forged parts and construction engineering. On the other hand reactor R&D and design has survived and is still of first-class quality. The first new reactors to be built on US soil are Westinghouse AP 1000s. In 2006 China ordered four of these innovative next-generation reactors. General Electric has developed advanced boiling-water reactors too. So the US still features in new nuclear and the international market thanks to innovation and technology transfer. Westinghouse now sells brainpower rather than equipment. It is still earning money thanks to licence fees. For example it received its share of fees on the construction of the four Kepco reactors in the UAE (Berthélemy & Lévêque, 2011). The export version of this reactor still contains parts which belong to Westinghouse, including the software which controls the nuclear chain reaction in the reactor core. In short, the nuclear industry still operating in the US no longer comprises many factories and is partly controlled by Japanese firms, but it is still alive and profitable.

1.3. Domestic market and exports

- 6 In general the state of a nuclear engineering firm's domestic market and its export potential are very closely connected (Lévêque, 2013). Just as with the US, it is difficult to enjoy a significant share of the export market, without at the same time building nuclear power plants at home. The industrial fabric is not responsive enough, highly trained staff are not available in sufficient numbers and the technical skills are lacking. Oddly enough, when a domestic market is enjoying powerful growth, there is also less scope for exports: all efforts are focused on success on the home front, meeting deadlines, coordinating production and construction. China is a good example of this point. It is currently building 28 reactors at various places in the People's Republic. Bearing in mind that the manufacture of heavy engineering parts is scheduled several years ahead of the construction project, winning foreign contracts would mean reallocating manufacturing output originally intended for the home market. This would slow down the national programme and delay the projected supply of additional electricity. So the ideal situation for exports is somewhere between non-existent and booming domestic demand. This is the case in Russia, which has exported the largest number of reactors in the past 15 years. Unlike the US, work building new capacity never stopped, though new orders were temporarily shelved in the aftermath of Chernobyl and the collapse of the Soviet Union. Exports to Iran, China and India helped compensate for the momentary drop in demand at home. Ten new reactors are at present being built in the Russian Federation, and since the end of the 2000s additional contracts have been signed with India and China, but also Turkey and Vietnam. Another case in point is South Korea. Much as in many other sectors this country has succeeded in developing a top-grade national nuclear industry in a very short time. Initially output catered exclusively for the domestic market, building a fleet of reactors, which now numbers 23 and supplies a third of the country's electricity. The aim is to reach 60% by 2030. There is little likelihood of the fleet growing any more. South Korea is a small island, in electrical terms, with no scope for selling surplus output to either its neighbour in the north, or Japan. So without exports there is no room for South Korea's nuclear engineering industry to expand further, or even maintain its present

size. Just as it has done in shipbuilding, car manufacture or consumer electronics, it must export or die. It scored its first success with the UAE and it very much hopes others will follow soon.

2. Which model: the armament industry, or oil and gas supplies and services?

- 7 The nuclear industry is very similar to defence procurement in many respects, but in the future it could resemble oil and gas supplies and services. In addition to the reasons cited above, the international nuclear market is small because individual states keep their orders for national industry, just as for arms. They give priority to technology that is either indigenous (Canada, Russia) or was originally licensed but has subsequently been developed locally (France, South Korea). In the immediate future, it is hard to imagine Russian or South Korean utilities issuing an international call to tender for the construction of a nuclear power plant on their home ground. China today and India tomorrow – if the latter launches an ambitious construction programme – also rely primarily on national firms and their own reactor models. The international market is thus restricted to the delivery of the first plants to be built by one of the main new entrants – in other words countries which will subsequently develop their own fleet – and to supplies to countries which will never possess more than a few units. In both cases, a certain proportion of local content is one of the factors determining the outcome of a tender. The market is more open for large engineering components. EDF recently purchased 45 steam generators, worth an estimated €1.5 billion, to refurbish its plants, entrusting a quarter of the order to Westinghouse and the rest to its traditional French supplier Areva. As there is only limited global capacity for producing the pressure vessels fitted to the largest reactors, two China's AP 1000s are fitted with boilers manufactured by Doosan, of South Korea, whereas the French EPRs being built in Finland and China will use pressure vessels made by Japan Steel Works.

2.1. Similarities with the arms industry

- 8 Another feature reminiscent of the arms industry is the active involvement of government in export contracts. Ministers and even heads of state intervene at a diplomatic level, but also meddle in finance, strategy and even organization. The UAE tender is emblematic in this respect. By 2009 two national consortiums remained in the running for the contract to build the Barakah nuclear power plant. One, led by Kepco, brought together Doosan for the steam-supply system, Hyundai for civil engineering, Korea Hydro and Nuclear Power for system engineering and Korea Power Engineering for design. The rival team, led by Areva, consisted of the utility GDF-Suez, turbine manufacturer Alstom, oil company Total and civil engineering specialist Vinci. Each consortium enjoyed the political and diplomatic backing of their respective head of state. Mr Sarkozy and Mr Lee Myung Bak visited Abu Dhabi several times to persuade UAE President Sheikh Khalifa bin Zayed al-Nahyan to choose their champion. To clinch the deal they offered financing facilities to the buyer, a move that seems almost laughable given the UAE's ample liquidity. The Import-Export Bank of Korea subsequently took out an international loan to fund half the project, no doubt

borrowing at a higher rate than UAE banks would have obtained. The two political leaders very probably offered additional sweeteners. It is commonplace for large nuclear contracts to be associated with offers of military assistance, arms sales or infrastructure development projects, but such information is not always made public. Regarding the Korean bid, the only detail which leaked to the press³ was that a battalion had been promised by Seoul to train Emirati armed forces. More surprisingly heads of state may even become involved in details of organization. In the run-up to the final decision Mr Sarkozy intervened to bring EDF into the French consortium, alongside Areva and GDF-Suez. On the Korean side, Mr Lee behaved like a commander-in-chief hectoring and encouraging his troops (Chevalier & Park, 2010). He intervened repeatedly in the preparatory stages of the project and negotiations to seal the contract.

- 9 State involvement at the highest level in nuclear export contracts results in companies rallying round the flag. Consortiums are national. Unlike major gas and oil infrastructure projects, they do not field companies from all over the world, which choose to make a joint bid for a tender on the basis of their respective affinities and complementary assets. This inevitably means nuclear consortiums are less competitive. Despite being less effective in terms of costs or know-how a civil engineering firm or own-equipment manufacturer may nevertheless be co-opted because, like the other members of the team, it is French, South Korean, Japanese or Russian. State intervention is not necessarily an advantage for the vendors either. It forces them to reduce their margin, sometimes excessively. As a large nuclear contract attracts considerable media attention, any head of state is very keen it should be awarded to his or her country, in the hope of basking in the glory of successful national firms, particularly as an election campaign approaches. To clinch the deal a head of state may push the national consortium to offer the buyer more favourable terms and prices. It is particularly easy to exert such pressure when, as is often the case, nuclear companies are wholly or partly state-owned. The shareholder in person orders senior management to make do with a pitiful margin, or even to sell at a loss. The winner of a tender is often the biggest loser!
- 10 So on the one hand the consortium needs the diplomatic, financial and strategic support of its state apparatus, but on the other hand this may come at a high price.
- 11 When it comes to political intervention Russia leads the pack. Civilian nuclear exports are a priority for this country. Much as most gas and oil exporting countries it has very little industry which can compete on the export market. It must rely on raw materials. There is no manufacturing sector which can compete in global markets with top international firms. The only exception is nuclear power. In this field Russia possesses considerable scientific and technical skills, a range of recently designed, powerful reactor models, and dense industrial fabric. Russian leaders see the export of nuclear technology as a matter of national pride and a source of great prestige. Above all it helps to achieve their diplomatic and strategic goals. The Russian reactors sold abroad are pieces on a global checkboard. In 1995 Russia carried on the job started by Siemens, building a reactor at Bushehr in Iran, on the shore of the Persian Gulf. After a whole series of setbacks it was finally connected to the grid in 2013. The Russians lost a great deal of money on this scheme. In the same part of the world they won a contract with Turkey in the late-2000s for the construction of four reactors. Moscow is funding the whole project, drawing to a large extent, if not wholly, on the federal budget⁴. This

subsidy makes perfect sense when seen in the larger context of Russian gas interests. Turkey agreed to allow the projected South Stream gas pipeline to run through its territorial waters. In so doing it changed sides, withdrawing its earlier support from the rival Nabucco project, backed by the European Union. The sale of Russian reactors to Vietnam at the end of the 2010s was also sweetened by advantageous financial terms, this time in the form of export credits. Vietnam has long been a Russian ally in Southeast Asia, particularly on the military front. For nuclear vendors from France, Japan or South Korea, Russia is a particularly tough competitor, the authorities being prepared to invest massively to facilitate reactor exports. Thanks to its gas rent Russia's pockets are well lined. French, Japanese and South Korean heads of state are keen to help their nuclear companies win large contracts abroad, but they do not enjoy the same latitude as Vladimir Putin, nor are their arms so heavily laden with gifts.

- 12 State intervention obviously plays a key role in importing countries. Reactor vendors have two customers: the utility which will be operating the nuclear power plant, and the state. It is often more important to win over the latter, particularly if it is the former's only shareholder. The political dimension which dominates the importer's choice of a reactor vendor is manifest in mutually agreed bilateral agreements. For example China and Vietnam did not organize an open call for tenders prior to choosing the plants they purchased from Rosatom in the late-2000s. An opaque selection process enables government to exercise its political and strategic preferences more freely and obtain often unavowable forms of compensation. Allowing an electric utility to organize an international call for tenders substantially reduces government's discretionary powers. However, in some cases the transparency and competitive openness of the tendering process is merely a front. What really counts is not the score awarded by the expert committee which analyzes the bids, but the opinion of government. It may choose the losing party. Or the loser may be brought back into the running for equally political reasons. China opted to base its first four third-generation reactors on Westinghouse's AP 1000, not Areva's EPR. But it nevertheless ordered two EPRs from the firm shortly afterwards.

2.2. The oil and gas industry as a future model?

- 13 Taking the oil and gas supplies and service industry as its model would make the nuclear industry truly international (Locatelli & Mancini, 2012). This industry comprises the firms which supply the infrastructure for oil and gas exploration and production. It is cited here as an example of the engineering, procurement and construction industry, commonly known as EPC. It covers the whole supply chain which contributes to delivery of an oil rig or refinery, but in a broader context refers to any major industrial installation. So it can equally well apply to nuclear power plant construction projects, which involve drawing up an overall plan, adapting to a given site, purchasing hundreds of thousands of parts and the corresponding services to implement the project, and of course its overall completion. Who does what in this huge puzzle depends on the specific contracts, customers and suppliers. Some buyers just want to take possession of a turnkey project. In this case it will be delivered by a single contractor, as is the case with the plant supplied by Areva at Olkiluoto in Finland. It may also be the work of a consortium comprising various contractors, as with the Barakah plant in the UAE. Other buyers want separate contracts for the various parts of the job, for instance making a distinction between the nuclear island

and the conventional generating units. In this case the customer must take charge of, or delegate to a design office, the coordination of the various contractors and their respective work packages. The utility may also opt to draw up a large number of supply contracts, acting as its own architect and engineer, as EDF has done at Flamanville, France. Or alternatively it may hire an outside service provider. The diversity of approaches to project management is no different in oil engineering, procurement and construction. Firms such as Technip, Halliburton or Schlumberger organize themselves in much the same way depending on the circumstances and the demands of the oil companies for which they are working. What is strikingly different in the nuclear industry is the uniformity of the national colours flown by individual companies making up a consortium, and most of their main customers. Russian firms work primarily for Russian utilities; the same is true in Japan; and so, and so forth. Basically the nuclear industry is not a global industry selling to customers all over the world, working with similarly diverse partners and suppliers. In oil engineering, procurement and construction issues related to national politics are only apparent on the demand side, as the world's largest oil companies are publicly owned, from Saudi Arabia to Venezuela, through Norway and Russia.

- 14 So could the supply side of the nuclear industry become a multinational undertaking? Could the various companies open up to foreign, private capital, form alliances which disregard their nationality, and cast off the yoke of domestic politics? Or in other words could the nuclear industry take its cue from oil engineering, procurement and construction, rather than mimicking defence procurement?

2.3. International alliances

- 15 Two examples the Korean-US alliance in the UAE and the Franco-Japanese partnership in Turkey suggest this may be possible.
- 16 The consortium which won the UAE tender was not exclusively South Korean (Berthélemy & Lévêque, 2011). Westinghouse, headquartered in Pittsburgh, Pennsylvania, is part of the team, supplying parts, technical and engineering services, and licensing its intellectual property. Toshiba, which holds a majority share in the US firm, is also involved. The contract does not explain its role, but it will be supplying equipment as a subcontractor for Doosan. The South Korean companies did not have much option but to accept the presence of these two partners. As they are not yet fully independent regarding technology, they needed Westinghouse's agreement. But in turn the latter needed to be authorized by both the US Administration, which controls exports of nuclear equipment, and by its Japanese shareholder. Without the agreement of these two parties, South Korea stood no chance of honouring an export contract. But the US and Toshiba used this bargaining power to their economic advantage. Over and above such legal considerations, US involvement also brought the South Korean bid a valuable political endorsement to counter the French offer. Indeed the project to build the nuclear power plant started life as a mutual agreement between France and the UAE. The latter's decision to issue an international call for tenders came as a surprise, marking the beginning of the end for the French consortium led by Areva. The US purportedly had a hand in this volte-face. It was bound to take an interest in a nuclear project in the Gulf, opposite Iran. The US has a very strong presence in the UAE, with about 2,000 military and 30,000 residents, some of whom hold key positions in civilian

nuclear power⁵. The tender reshuffled the cards and brought General Electric into the game, through its joint venture with Hitachi, GE Hitachi Nuclear Energy. Washington would no doubt have rather General Electric had been awarded the contract, but it soon emerged that its bid was more expensive than the others. At which point US support switched to the Korean option.

- 17 The order, which has yet to be finalized by Turkey, is for a medium-sized Atmea reactor, designed by Areva and Mitsubishi Heavy Industries. The consortium is led by the Japanese firm and also comprises Itochu, a Japanese fuel supplier, and the French energy company GDF-Suez. The latter, which operates Belgium's nuclear fleet and boasts a highly qualified team of nuclear engineers, took an early interest in the new reactor. Acting as both architect and engineer it hoped to build and operate one in France, but it ran into opposition from the government and trade unions at EDF. As well as being a potential buyer, it has also positioned itself as a partner in future consortiums, when the customer wants plant operation to be entrusted to an experienced nuclear generating company, at least for the first few years. GDF-Suez has taken on this role for the Turkish project. Japan has several companies with experience in this field, but never overseas. Furthermore their financial predicament has been very challenging since the Fukushima-Daiichi accident, not to mention the stain on their reputation. Parliamentary inquiries have shown that Tokyo Electric Power was not the only Japanese operator to cut corners on safety in the past (Gundersen, 2012). The bid for the project in Turkey was however largely Japanese, not Franco-Japanese as the French media rather hastily claimed. Indeed the agreement was sealed by the President Tayyip Erdogan and Prime Minister Shinzo Abe, with no French representatives to be seen. This project is nevertheless much closer to oil engineering, procurement and construction than its UAE counterpart, the political dimension having played a much smaller part on both sides of the deal. All the firms in the consortium are privately owned⁶ and two-nation alliance is the result of a strategy based on industrial cooperation on a new reactor model, not some legal obligation.

Conclusion: The conditions for globalisation

- 18 However one swallow does not make a summer. These alliances, between US and South Korean, or French and Japanese companies, are not the first signs of a shift towards multinational consortiums exporting nuclear power plants. At least not in the immediate future. A change of this nature is not on the cards, for it would have to satisfy several improbable conditions. The national character of most bids is due to the diplomatic and geopolitical stakes for nuclear power. We have seen how government meddles in these contracts, on both sides of the bargaining table. If only with respect to the risk of proliferation the stakes will remain just as high. For nuclear companies keen to export their technology, collaboration with government – and the collective game they must consequently play – is all the more critical, given that the firms are dependent on domestic orders. It would make no sense to take the risk of undermining their position at home in exchange for a few sales abroad, as part of multinational consortiums disapproved of by government. Only companies confronted with a moribund domestic market have sufficient latitude to break loose. Substantial growth of the international market, driven by widespread adoption of nuclear power or the opening up of protected home markets, would certainly encourage the formation of

multinational consortiums. But hopes of a nuclear renaissance are fading and the main domestic markets, in China, Russia and even South Korea, are closed. As long as the export market for nuclear power plants remains so restricted, there is little likelihood of the industry developing in the same way as its oil counterpart. Finally a change of paradigm of this sort would require massive industrial reorganization. The global nuclear industry is still dominated by vertically integrated companies, spanning the entire cycle, such as Areva, Rosatom, China Nuclear Power and even Korea Electric Power⁷. Furthermore these companies are wholly or partly under state control. It seems unlikely that a subsidiary specializing in fuel preparation, reactor design, engineering or operation would go it alone and join a consortium. Such a move would mean joining forces with foreign competitors of its fellow subsidiaries. Why should the mother company's management and shareholders encourage behaviour of this sort? You can count the potential candidates for creating international consortiums on the fingers of one hand. They are all private companies, with limited vertical integration and an almost non-existent home market: General Electric and Westinghouse in the US, GDF-Suez a company with international interests and the incumbent operator of Belgium's nuclear fleet, and maybe one or two Japanese firms.

- 19 To conclude it is likely that the organizing of the nuclear export industry will largely remain nationally-based and shaped by national domestic and foreign policies. As a consequence, one may infer some performance losses in terms of cost minimizing and innovation. Instead of gathering the best complementary firms in the world, the organising of consortia will continue to be constrained by the passport issuance of companies.

BIBLIOGRAPHY

- Berthélemy, M. & Lévêque, F. (2011), "Korea nuclear exports: Why did the Koreans win the UAE tender?", Cerna Working Papers Series, 2011-04.
- Carlton, D. & Waldman, M. (2002), "The Strategic Use of Tying to Preserve and Create Market Power in Evolving Industries", *RAND Journal of Economics*, 47, pp. 194-220.
- Chevalier, F. & Park, K. (2010), "The winning strategy of the late-comer: how Korea was awarded the UAE nuclear power contract", *International Review of Business Research Papers*, 6, 2, pp. 221-238.
- Finon, D. (2014), "Les bouleversements de la concurrence sur les marchés mondiaux du nucléaire", *Revue de l'énergie*, 619, pp. 165-183.
- Gundersen, A. (2012), "The echo chamber: regulatory capture and the Fukushima Daiichi disaster", in *Lessons from Fukushima*, Greenpeace, pp. 41-49.
- Joskow, P. L. & Parsons, J. E. (2009), "The economic future of nuclear power industry", *Daedalus*, 138, 4, pp. 45-59.
- Lévêque, F. (2013), *Nucléaire On/Off Analyse économique d'un pari*, Paris : Dunod.

Nam, I. (2013), "Market Structure of the Nuclear Power Industry in Korea and Incentives of Major Firms", KDI School Working Paper Series 13-10.

Locatelli, G. & Mancini, M. (2012), "How EPC firms can enter the nuclear renaissance", *Organization, Technology and Management in Construction*, 4(2), pp. 534-551.

OECD/NEA (2008), *Market Competition in the Nuclear Industry*.

Piram, K. (2009), *Stratégies gouvernementales pour le développement de l'énergie nucléaire civile: Pratiques françaises et américaines sur le marché des centrales nucléaires*, Cahier Thucydide n° 8.

US GAO (2010), *Nuclear Commerce, Government-wide Strategy Could Help Increase Commercial Benefits from U.S. Nuclear Cooperation with Other Countries* GAO-11-36.

World Nuclear Association (2012), *The World Nuclear Supply Chain Outlook, 2030*.

NOTES

1. Anne Lauvergeon, former Areva CEO and well known for being plain-spoken, cited the pods invented by Nestlé in 2008: 'Our model is Nespresso, we sell coffee machines and the coffee to go with them. And coffee is very profitable.' *Le Point*, 10 December 2010, http://www.lepoint.fr/economie/areva-un-geant-de-l-atome-de-la-mine-d-uranium-au-traitement-des-dechets-10-12-2010-1273598_28.php?
2. Hitachi holds an 80% share of GE-Hitachi Nuclear Energy, a company resulting from the merger of the two companies' nuclear interests. Toshiba acquired Westinghouse in 2006 over which it has enjoyed full control since 2012.
3. *The National*, 13 January 2011, <http://www.thenational.ae/news/uae-news/south-korean-elite-forces-arrive-in-uae>.
4. In 2012 State-owned Rosatom received an initial payment of \$750 million. This sum was taken out of the national budget, as a share in the assets of the company specially created to build, own and operate the NPP at Akkuyu.
5. Before the tender, former NRC Director-General William Travers was the Executive Director of the Emirati authority. He contributed to framing Abu Dhabi's nuclear strategy. David F. Scott is on the board of the Emirates Nuclear Energy Corporation, which will be operating the plants.
6. The French state owns a 36.7% stake in GDF-Suez but in this capacity has no say in the firm's international development policy, unlike EDF in which it holds an 84.5% share.
7. The Korean case is unusual in the sense that the longstanding publicly owned monopoly was split into various units, including KHNP, which operates hydraulic and nuclear power plants. It was due to be privatized, but a change of government derailed this plan and all the subsidiaries, including numerous firms involved in nuclear power, are still wholly owned by Kepco, in which the state holds a majority stake.

ABSTRACTS

The international trade of nuclear power plants is usually studied from a demand perspective. Which new countries are willing to access to this technology? How the Fukushima Daiichi

catastrophe has changed the market forecasts? What risks of proliferation new entrants entail? This paper takes an opposite direction. It looks at the structure and the organising of the supply side. Which countries are the major exporters? How their ranking has changed? Is the nuclear export industry becoming a global industry? Part 1 provides a short description of the worldwide market. Surprisingly, its size is modest and the US only plays a minor role. This part also provides a view on the relationship between domestic and export markets. Part 2 discusses the industrial organization of the nuclear industry. It compares the nuclear industry with the armament industry and the oil and gas supplies and services. Part 3 concludes in analysing the conditions nuclear industry could become a global industry.

Le marché du nucléaire est généralement analysé du point de vue de la demande. Quels sont les nouveaux pays susceptibles d'accéder à cette technologie ? Dans quelle mesure la catastrophe de Fukushima Daiichi modifie-t-elle les prévisions de croissance de ce marché ? Quels sont les risques associés à la prolifération de nouveaux entrants dans ce secteur ? Cet article adopte une perspective inverse. Il analyse la structure et l'organisation de l'offre de la filière nucléaire. Quels sont les pays exportateurs ? Comment ont évolué les parts de marché respectives des différents acteurs ? L'industrie nucléaire est-elle une industrie globalisée ? La première partie présente une description succincte du marché mondial. De façon surprenante la taille du marché reste relativement modeste et les États-Unis y jouent un rôle mineur. Nous mettons en évidence les relations entre les filières nucléaires nationales et les marchés d'exportation. La deuxième partie discute les enjeux de l'organisation industrielle de la filière nucléaire. Nous nous appuyons sur une comparaison entre l'industrie de l'armement et le secteur parapétrolier. La troisième partie conclue par une analyse des conditions dans lesquelles l'industrie nucléaire pourrait devenir une industrie globalisée.

INDEX

Mots-clés: énergie nucléaire, stratégie industrielle, politique publique

Keywords: Nuclear Energy, Industrial Strategy, Public Policy

AUTHOR

FRANÇOIS LÉVÊQUE

Mines-ParisTech

Repenser le rôle des scénarios : construction participative de scénarios bas carbone pour la France

Sandrine Mathy, Meike Fink et Ruben Bibas

1. Introduction

- 1 Les trajectoires énergétiques pour répondre à l'objectif français de Facteur 4 (F4), c'est-à-dire la division par quatre des émissions de gaz à effet de serre (GES) à l'horizon 2050 par rapport à 1990, font l'objet de vifs débats. En 2013, s'est tenu en France un débat énergie dont le groupe de travail n° 2 (Arditi *et al.*, 2013) était en charge de la comparaison et de l'évaluation des scénarios existants dans le but, si possible, de définir une trajectoire énergétique de transition. Une quinzaine de scénarios développés par des entités extrêmement différentes les unes des autres avec parfois des intérêts divergents¹ ont été versés au débat. Les visions se sont avérées irréconciliables rendant ces exercices peu utiles au décideur public et peu didactiques pour une meilleure appropriation des nécessités de la transition énergétique.
- 2 Devant ce constat, cet article se propose de revenir sur l'utilité des scénarios bas carbone. Ils peuvent servir en effet une diversité d'objectifs dont deux grandes familles émergent : les scénarios *product-oriented* ou *process-oriented* (Wilkinson et Eidinow, 2008 ; Hulme et Dessai, 2008 ; O'Neill *et al.*, 2008 , O'Neill et Nakicenovic, 2008). Dans le premier cas « *product-oriented* », le scénario en lui-même et son contenu en termes de trajectoire technico-énergétique sont l'objet premier du scénario. Dans le second cas « *process-oriented* », l'attention se porte sur le procédé même ayant guidé à l'élaboration du scénario dans le but de faire émerger des consensus, des niveaux minimaux d'accords ou tout au moins une compréhension commune des enjeux.

- 3 Les scénarios mis au débat énergie en France en 2013 ont été soumis en tant que produits finis et ils s'inscrivent sans aucune ambiguïté dans la première catégorie. Élaborés par des experts de l'énergie et des ingénieurs, ils laissent une large place aux aspects technologiques de la transition (Mathy *et al.*, 2011), autour desquelles défenseurs et opposants à nombre de technologies « bas carbone » s'affrontent. L'éolien (Nadai et Labussière, 2009), les agrocarburants, le nucléaire (Bonneval et Lacroix-Lanoë, 2011), les gaz de schiste (IFOP, 2013), la capture et séquestration du carbone (Ha Duong *et al.*, 2009) ou encore les véhicules électriques (Thiel *et al.*, 2012) sont au cœur de ces controverses. D'autre part, une grande partie des scénarios bas carbone compatibles avec les objectifs de long terme reposent sur des hypothèses de pénétration sans accroc des technologies bas carbone le cas échéant guidées par un seul prix du carbone uniforme (Soderholm *et al.*, 2011).
- 4 Or, pour atteindre les objectifs bas carbone de long terme, les solutions technologiques sont requises mais insuffisantes (Knopf *et al.*, 2010; Edenhofer *et al.*, 2011). Des modifications en profondeur des fonctions de demandes d'énergie sont nécessaires mobilisant les mesures de maîtrise de la demande d'énergie et d'amélioration de l'efficacité énergétique, mais aussi de planification urbaine ou de mesures plus sectorielles (Whitmarsh *et al.*, 2011). Un prix du carbone ne pourra seul guider cette transition et des combinaisons de politiques seront nécessaires (Fischer et Newell, 2004; Lécuyer et Quirion, 2013). Or celles-ci posent elles aussi des problèmes d'acceptabilité qu'il faut prendre en compte dans l'évaluation des trajectoires bas carbone, car elles sont en capacité de ralentir la mise en œuvre de ces politiques : la taxe carbone (Hourcade, 2012) du fait des impacts sur la compétitivité ou sur la justice sociale (Combet *et al.*, 2010; Lorenzoni *et al.*, 2007), les mécanismes de soutien aux ENR (Bökenkamp *et al.*, 2008) du fait de leur coût à long terme, les politiques de *demand response* (Wolsink, 2012) ou de restriction de l'usage de la voiture individuelle pour leur atteinte à la liberté individuelle (De Groot et Steg, 2006) en sont quelques exemples.
- 5 Cette notion d'acceptabilité repose sur des facteurs individuels, psychologiques, de valeur (Steg *et al.*, 2005), mais aussi institutionnels et procéduraux (Devine-Wright, 2008) et elle peut être élargie par l'amélioration de la connaissance du sujet, de la concertation, des dispositifs de compensation ou de redistribution. Pour cela, de la transparence dans les processus de décisions ainsi que la mise en œuvre de processus de participation pour engager public et parties prenantes dans le processus de décision est un prérequis et ces pratiques se sont développées dans de nombreux champs de la protection de l'environnement (Renn, 1999; van Asselt et Rijkens-Klomp, 2002; Wilcox 2003; Hulse *et al.*, 2004; Pahl-Wostl, 2002; Patel *et al.*, 2007) ou plus spécifiquement dans le champ de l'énergie et du changement climatique (Dorfman *et al.*, 2013).
- 6 Comme préconisé par Garb *et al.* (2008), nous nous proposons ici d'appliquer une méthode de concertation à la construction de scénarios bas carbone avec des parties prenantes en axant le développement de ces scénarios sur la question de l'acceptabilité des politiques et des technologies. L'ensemble des politiques identifiées comme acceptables est ensuite agrégé au sein du modèle d'équilibre général Imaclim-R France pour une évaluation quantitative environnementale et économique du scénario obtenu. Dans la première partie, nous présentons la méthodologie développée dans le projet ainsi que le modèle Imaclim-R France; dans la deuxième, nous définissons les politiques acceptables émanant des concertations entre les parties prenantes et le protocole de scénarisation définissant un scénario « acceptabilité forte » AF et un

scénario « acceptabilité modérée » AM. Dans la troisième partie, nous présentons les résultats de l'évaluation quantitative des deux scénarios. Enfin, dans une partie conclusive, nous revenons sur le processus de concertation, sur la démarche de co-construction de scénarios et sur ses limites, ses apports et ses perspectives.

2. Méthodologie

- 7 L'objectif de la recherche est de développer des scénarios bas carbone intégrant à la fois des dimensions technico-économiques et socio-politiques pour répondre au défi de réductions d'émissions ambitieuses pour la France. Pour dépasser le strict champ de l'expertise en modélisation énergie-économie, le Réseau Action Climat-France (RAC-F), ONG française spécialisée sur le climat et reconnue pour son expertise sur les politiques climatiques et en lien permanent avec les parties prenantes, et le CIRED ont ainsi étroitement collaboré dans l'élaboration de la méthodologie de concertation décrite ci-dessous.

2.1. Processus de concertation

- 8 Trois journées de discussion et de concertation (une pour chaque secteur : résidentiel, transports et électricité) visaient à évaluer selon les parties prenantes le niveau d'acceptabilité de politiques climatiques et de technologies bas carbone². Les parties prenantes ont été sélectionnées de manière à tenter d'avoir un certain niveau de représentativité des acteurs dans les secteurs visés. Cette sélection s'est appuyée sur la grille développée par Mendelow (1991) croisant le niveau d'intérêt des acteurs à agir et leur niveau d'influence, le but étant de réunir des acteurs impliqués dans chacun des secteurs aux niveaux décisionnels, de la mise en œuvre, du financement des politiques ou de la défense des usagers. Cette démarche ne pouvant être complètement déterministe, des entretiens avec des professionnels des différents secteurs ont validé la cartographie obtenue. Les parties prenantes incluaient des représentants des collectivités locales, des associations de consommateurs, des syndicats professionnels, des opérateurs privés ou publics, des banques, des représentants des ONG. Le but étant de permettre à chacune des parties prenantes de s'exprimer, un maximum de 15 parties prenantes a été fixé pour chacun des ateliers. La liste des parties prenantes ayant participé à chacun des ateliers est donnée en annexe. Lors de chacun des ateliers, une présentation des enjeux liés à l'évolution des consommations d'énergie et des émissions de GES et des études sectorielles sur les politiques capables d'infléchir les dynamiques ont permis d'alimenter la discussion. Un ensemble de mesures et de technologies sélectionnées au préalable par l'équipe du projet à l'appui d'une revue de la littérature scientifique a été rassemblée au sein de questionnaires sectoriels. Ces questionnaires visaient à évaluer selon chacun des acteurs le niveau d'acceptabilité sociale de mesures ou technologies. La notion d'acceptabilité ne doit pas être perçue au niveau corporatiste pour les parties prenantes, mais s'inscrire dans une vision prosociale : telle politique, selon des aménagements dans sa mise en œuvre (mise en place de compensations par exemple...) à préciser, induit-elle des impacts acceptables pour les acteurs économiques et les consommateurs pour atteindre le F4 ? Il est néanmoins difficile de certifier que chacun a bien répondu dans ce sens. Étant donné le nombre de parties prenantes, les données issues des questionnaires ne peuvent donner lieu à un traitement économétrique, mais elles ont permis de calculer le niveau d'accord entre

les parties prenantes sur l'acceptabilité des différentes mesures. Le niveau d'acceptabilité de chaque mesure est appréhendé par la proportion des parties prenantes exprimant leur soutien. Deux niveaux d'acceptabilité ont été retenus : une acceptabilité forte pour laquelle 75 % des parties prenantes soutiennent une mesure, et une acceptabilité modérée avec un seuil de 50 %.

2.2. Le modèle hybride Imaclim-R France

- 9 Imaclim-R France est un modèle d'équilibre général calculable de la famille des modèles Imaclim développés au CIRED (Waisman *et al.*, 2012a ; Sassi *et al.*, 2010 ; Crassous *et al.*, 2006). C'est un modèle hybride qui représente année après année entre 2004 et 2050 l'évolution simultanée des systèmes techniques et de l'économie. Face aux limites des modèles d'équilibre intertemporels, qui décrivent une trajectoire économique stabilisée, avec une allocation optimale des investissements, Imaclim-Rreprésente à la fois le moteur de la croissance à long terme (croissance démographique et croissance de la productivité du travail) et les frictions pouvant survenir à court terme (anticipations imparfaites, utilisation incomplète des facteurs de production, inerties à différents niveaux – équipements, techniques, préférences, flux commerciaux ou flux de capitaux) au travers d'une architecture récursive. La croissance économique est ainsi décrite comme une succession d'équilibres statiques représentant chaque année un bilan économique (production, consommation, échanges internationaux) à travers un équilibre walrasien de l'économie. La dynamique de l'économie est représentée à travers des modules sectoriels traitant l'évolution des techniques et des stocks de facteurs de production (capital, travail, ressources naturelles) et alimentant ainsi une croissance progressive entre chaque équilibre statique.
- 10 Chaque équilibre statique ne décrit pas l'optimum collectif de production compte tenu des techniques disponibles. Au contraire, l'équilibre est contraint à une situation sous-optimale par l'inertie des équipements et l'allocation imparfaite des investissements entre secteurs, entraînant par exemple des surcapacités de production dans certains secteurs et des sous-capacités dans d'autres et créant ainsi des tensions sur les prix et les quantités, l'absence de plein-emploi en raison des rigidités du marché du travail, les distorsions créées par les taxes préexistantes ou encore la prise en compte des routines de comportement des agents économiques.
- 11 L'économie est désagrégée en 13 secteurs : énergie (pétrole brut, pétrole raffiné, gaz, charbon et électricité), transport (transport routier de marchandises, transport par voie d'eau, transport aérien, transport collectif de personnes), construction, industries intensives en énergie, agriculture et services. L'énergie y est représentée en valeurs et en quantités physiques permettant d'isoler le rôle respectif des secteurs énergétiques, ainsi que leurs interactions avec le reste de l'économie. L'existence de variables physiques précises (nombre d'automobiles, nombre de logements en copropriétés ou de maisons individuelles, rendement énergétique des technologies chaque année...) ouvre la voie à l'intégration rigoureuse de données sectorielles relatives à l'impact des incitations économiques sur la demande finale et les systèmes techniques ainsi qu'à un dialogue avec les non-modélisateurs.
- 12 De manière plus précise, les comportements spécifiques des agents représentés au sein des modules dynamiques sont les suivants :

- 13 – Dans le secteur résidentiel, le comportement des propriétaires des logements existants est représenté au travers de fonctions de coût généralisé (Giraudet *et al.*, 2012) prenant en compte les investissements de rénovation thermique et/ou de changement d'équipement selon le niveau d'efficacité visé, les économies d'énergies en découlant, actualisées sur la durée de vie des installations et des coûts intangibles rendant compte de la nature imparfaite de l'information. Des taux d'actualisation spécifiques à chacun des types de propriétaires des logements (propriétaire occupant ou bailleur des logements individuels ou collectifs ou bailleurs sociaux) permettent de refléter le « dilemme propriétaire-locataire »³, ainsi que la difficulté de mettre en œuvre une rénovation des logements dans les copropriétés. L'augmentation de la quantité et/ou de la qualité des réhabilitations procède d'une évolution de la rentabilité relative des différents niveaux d'ambition de rénovation thermique, induite par l'accroissement du prix de l'énergie et soutenue par la diminution des coûts de la réhabilitation au fur et à mesure de la diffusion des technologies et du savoir-faire.
- 14 – La modélisation du secteur électrique (Bibas et Mathy, 2011) permet de représenter le développement des capacités supplémentaires en fonction d'anticipations imparfaites sur l'évolution de la demande et sur la forme de la courbe de charge soit selon une vision de planification minimisant le coût complet du secteur, ou de porteurs de projets minimisant le temps de retour ou maximisant le taux de rendement de chacun des projets. La modélisation fait appel à un grand détail de technologies (charbon et gaz avec ou sans CCS, nucléaire, PV, éolien terrestre et off-shore, biomasse, hydro) avec leurs spécifications techniques et économiques et à une courbe de charge horaire.
- 15 – La mobilité des passagers et le partage modal (Combet *et al.*, 2009 ; Waisman *et al.*, 2012b) résultent de la maximisation de la fonction d'utilité tenant compte de la mobilité sous une contrainte de revenu et une contrainte de budget-temps (Zahavi et Talvitie, 1980) pour capturer les liens entre demande finale, disponibilité en infrastructures et équipements. Les choix modaux sont soit le véhicule particulier, les transports collectifs terrestres et aériens, et les modes doux. La construction de nouvelles infrastructures dans un de ces modes de transport permet à travers l'augmentation de sa capacité de diminuer les phénomènes de congestion et d'augmenter la vitesse de déplacement qui y est attachée et qui est prise en compte dans le budget temps. L'efficacité de la flotte de véhicules particuliers dépend des choix technologiques des ménages lors de l'acquisition des véhicules et du progrès technique. La flotte automobile est détaillée en générations de véhicules, selon leur année de mise en circulation et 5 types de technologies : conventionnels ou hybrides (efficaces ou standard) et véhicules électriques. Les spécifications propres à chacune de ces technologies évoluent dans le temps en fonction du progrès technique. À chaque date, la composition technologique de la nouvelle génération de véhicules résulte d'un choix des agents parmi les technologies explicites, en comparant, pour chaque technologie disponible, le coût moyen actualisé associé à la production d'un véhicule kilomètre.
- 16 – La demande de fret (Waisman *et al.*, 2012b) résulte de l'agrégation de la demande de transport de marchandises de chaque secteur productif. Le volume de transport de fret est directement lié aux modes de consommation et à la structure de l'économie (économie orientée vers la production de services ou de biens industriels). En revanche, le volume de fret est peu sensible aux prix de l'énergie, les choix modaux étant davantage dictés par les possibilités logistiques et l'organisation de la chaîne

d'approvisionnement. L'évolution de l'efficacité énergétique des transports maritimes ou aériens est exogène, celle des transports terrestres (routier et ferroviaire) dépend d'une élasticité prix du carburant de -0,4. L'évolution de la consommation d'énergie dans ce secteur exprime simultanément les mutations technologiques, les reports modaux (notamment celui du fret routier sur le rail) et les modifications affectant les composantes structurelles du secteur.

- 17 – Dans les autres secteurs, en plus d'un progrès technique autonome calibré sur les tendances passées, l'évolution des prix de l'énergie incluant une éventuelle taxe carbone induisent des gains supplémentaires d'efficacité énergétique et des substitutions d'énergie en fonction de l'anticipation imparfaite (myope) des prix relatifs.
- 18 Dans chacun de ces modules les agents adaptent leurs décisions d'investissements en fonction d'anticipations qui sont imparfaites sur les prix de l'énergie et qui peuvent être soit imparfaites soit parfaites sur l'évolution d'une éventuelle taxe carbone selon les hypothèses de scénarisation renvoyant à des design de politiques spécifiques.
- 19 Cette modélisation des routines de comportement⁴ permet de représenter l'impact sur les décisions et les comportements des agents des politiques climatiques telles qu'une fiscalité carbone, des outils incitatifs à la rénovation thermique de l'habitat, une réglementation sur la pénétration d'équipements plus efficaces ou encore des politiques d'infrastructures dans les transports... Les politiques incitatives (fiscalité, subventions...) sont intégrées directement dans les coûts d'investissements et dans les prix des énergies. L'effet d'une réglementation est intégré dans les coefficients d'efficacité énergétique des équipements suivant leur génération de capital.

3. Définition des scénarios

- 20 Nous décrivons dans cette partie les ateliers sectoriels avec les parties prenantes⁵ : les problématiques sectorielles abordées, les discussions autour des politiques climatiques et l'analyse des questionnaires. Ceci conduit à une évaluation du niveau de soutien pour un certain nombre de politiques résumées dans la figure 1.

3.1. Politiques acceptables dans le résidentiel

- 21 En 2010, le secteur résidentiel était responsable de 30 % de la consommation d'énergie finale dont les 2/3 attribuables au chauffage. Plus de la moitié du parc de bâtiments actuel date d'avant la première réglementation thermique de 1975, mais plus de 2/3 du stock de bâtiments de 2050 est déjà construit. L'enjeu du secteur des bâtiments au-delà de l'amélioration des réglementations thermiques pour la construction neuve est donc d'accélérer et d'augmenter l'ambition des rénovations thermiques du parc existant. D'autre part, pour les constructions neuves, le Grenelle de l'Environnement a acté qu'à partir de 2010 la réglementation thermique appliquée est le label Bâtiment Basse Consommation et à partir de 2020, le label Bâtiment à Énergie Positive.
- 22 La grande majorité des parties prenantes réunies lors de l'atelier validaient les conclusions de Giraudet *et al.* (2012) selon laquelle les seuls outils incitatifs (éco-prêt à taux zéro ou crédit d'impôt développement durable) ne permettraient pas d'atteindre les objectifs français de 2020 (-38 % de consommation d'énergie par rapport à 2008). En

effet, le logement n'est pas un lieu où le comportement est économiquement rationnel. Ainsi, même si une rénovation thermique est rentable à terme, les habitants recherchent en priorité un confort thermique (Maresca *et al.*, 2009). Néanmoins, ces outils incitatifs sont nécessaires et leur ambition doit être revue à la hausse. Nous reprenons entre autres les propositions de Callonec et Nauleau (2012) visant à augmenter de 40 % le niveau du CIDD.

- 23 Pour bien cerner les dynamiques et les déterminants d'une action de rénovation thermique, les parties prenantes préconisent une approche spécifique à chaque type de logements⁶.
- 24 – Pour les maisons individuelles, une obligation de rénovation (OR) ne serait pas acceptable au titre de la liberté individuelle ; il serait plus coût-efficace de se focaliser sur les logements les moins performants. Le renforcement des outils incitatifs, la mise en place de dispositifs de tiers financeur une meilleure information sur les gains à la rénovation thermique sont vus comme les plus acceptables et probables.
- 25 – Dans les copropriétés, une OR au moment du ravalement serait acceptable si elle est combinée à des soutiens financiers et des dispositifs de diminution des risques financiers (contrats de performance énergétique, obligation de fonds de rénovation...) et si elle vise les copropriétés les plus grandes et les moins performantes.
- 26 – Pour les logements sociaux, une OR ne semble pas nécessaire si des outils de financements dédiés (tiers financeur, contrat de performance énergétique et prêts à taux préférentiels) sont développés car ce secteur est celui qui a le plus intérêt à généraliser la rénovation thermique et celui qui est le plus à même de faire face à des temps de retour sur investissement d'une trentaine d'années.
- 27 Pour lutter contre la précarité énergétique, des programmes spécifiques de rénovations thermiques doivent être mis en place mais également des tarifications spécifiques ; la tarification progressive de l'énergie recueille un très large soutien.

3.2. Politiques acceptables dans le secteur des transports

- 28 Les transports représentent 34,2 % des émissions de CO₂ françaises (dont 93 % dus au transport routier) avec une hausse de 14,4 % entre 1990 et 2007. Le transport constitue ainsi depuis plusieurs décennies le facteur le plus dynamique de croissance des besoins énergétiques, avec la double particularité de constituer un usage essentiellement captif du pétrole et d'être peu sensible aux signaux-prix (Goodwin *et al.*, 2004) notamment sur le court terme. Ce constat fait apparaître la faiblesse de tout dispositif reposant uniquement sur des signaux prix pour internaliser la contrainte carbone. La littérature s'accorde sur le fait que les innovations technologiques jouent un rôle important dans la transition post-carbone, mais que des changements d'ampleur de la structure modale et des besoins de mobilité seront aussi nécessaires. Pour cela, il s'agit de mobiliser les leviers disponibles en internalisant les liens entre les contraintes de la transition post-carbone et l'aménagement des pôles urbains en termes d'infrastructure et d'organisation spatiale. Les enjeux sont donc la réallocation d'investissements en faveur des modes de déplacement collectifs et l'ajustement des modes d'organisation logistiques pour faire baisser l'intensité en transports des processus de production/distribution et optimiser l'utilisation des véhicules de fret.

- 29 L'élasticité vitesse/PIB semble un bon indicateur pour construire des visions contrastées de l'évolution de la mobilité. Ainsi, si par le passé cet indicateur est resté positif, ce qui permet de rendre compte de l'allongement des distances parcourues dans un budget-temps contraint, du fait d'une forte extension du réseau routier, un seuil semble être atteint et une augmentation tendancielle de la mobilité à budget temps constant induirait des coûts de développement des infrastructures de modes de transports « rapides » qui semblent peu réalistes et peu acceptables. Par contre, avec une élasticité vitesse/PIB nulle, une hausse de la mobilité doit s'accompagner d'une hausse du budget temps. Or l'allongement des durées quotidiennes de transports n'est pas perçu comme acceptable par les parties prenantes. La mobilité individuelle ne peut plus progresser comme par le passé et la réduction des externalités négatives des transports est donc à rechercher vers plus de proximité et le développement d'alternatives à la route. Cette vision est cohérente avec Lopez-Ruiz et Crozet (2010) qui évaluent les besoins en investissements en infrastructures selon le développement de différentes « visions » transports cohérentes avec le Facteur 4. Les propositions faites aux parties prenantes en sont tirées⁷. La nécessité de transferts d'investissements du secteur routier vers les autres modes de transports est largement reconnue par les parties prenantes, mais la quantité d'investissement dans le ferroviaire et les transports urbains reste sujette à caution entre un simple transfert des investissements routiers (9 milliards € chaque année) à volume total identique ou la nécessité de mobiliser des investissements additionnels pour le ferroviaire en plus de ce transfert (9 milliards de transferts auxquels s'ajoutent 9 milliards € additionnels).
- 30 Au niveau des signaux-prix, les parties prenantes sollicitent une tarification intégrant les externalités négatives du transport (suppression des exonérations de la TIPP, taxation du kérosène, taxe carbone, écoredevance poids lourds). Pour accompagner les changements de comportements, la réduction des besoins de mobilité doit également être recherchée par des mesures « douces » telles que la généralisation du télétravail, l'autopartage.
- 31 Un consensus émerge sur les potentialités offertes par les technologies : le véhicule électrique serait cantonné à des marchés de niches en milieu urbain parallèlement au développement d'une économie de fonctionnalité et le reste du parc sera constitué à la fois de véhicules à combustion interne et de véhicules hybrides dont les standards auront été revus considérablement à la hausse grâce au soutien d'un système de bonus-malus (sous condition d'un bilan financier annuel neutre pour l'État).

3.3. Politiques acceptables dans le secteur électrique

- 32 Le secteur électrique français est dominé par un parc nucléaire dont la moyenne d'âge est proche de 30 ans. La question de son renouvellement, de la prolongation des centrales nucléaires ou encore de son remplacement par d'autres technologies est un débat vif en France. Néanmoins, une majorité des parties prenantes considère qu'il est acceptable de prolonger la durée de vie des centrales les plus récentes, tout en diminuant progressivement la part du nucléaire et de favoriser et accompagner la montée en puissance des énergies renouvelables (ENR). La question du niveau de développement de l'éolien terrestre à prendre en compte du fait des problèmes d'acceptabilité locale ne fait pas consensus. La poursuite des tarifs d'achats pour accompagner la pénétration des ENR est sollicitée.

- 33 L'acceptabilité de l'amélioration de l'efficacité énergétique est largement établie et un renforcement assez drastique de la réglementation doit être visé. Pour diminuer l'ampleur de l'effet rebond à la suite de l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements, la mise en place d'une tarification progressive est considérée comme acceptable.
- 34 Les problèmes d'équilibre offre-demande dans un contexte de forte croissance des pics de consommation et de déficit en capacité de production de pointe et de potentielles sur- ou sous-capacité de production devraient être adressées au travers d'une planification de long terme des investissements et le développement d'outils de *demand-response*.

3.4. Acceptabilité fiscalité carbone

- 35 La mise en œuvre d'une fiscalité carbone a donné lieu en France à un certain nombre de rapports d'experts (Quinet, 2009, 2013 ; Rocard, 2009). Les experts du rapport Quinet de 2009 préconisaient une taxe carbone dont la valeur serait de 32 €/tCO₂ en 2010, 56 € en 2020, 100 € en 2030 et entre 200 € et 350 €/tCO₂ en 2050. Ces valeurs correspondent à la valeur duale des contraintes de réduction d'émissions de CO₂ incombant aux objectifs de 2020 et de 2050.
- 36 Les parties prenantes apportent un large soutien à la mise en œuvre d'une taxe carbone aux valeurs préconisées par le rapport Quinet, avec notamment affichage de la progressivité dans le temps de la taxe pour que les agents économiques puissent anticiper cette valeur croissante dans leurs décisions et leurs choix d'investissements. Ce résultat des questionnaires, fort différent de l'état du débat public sur la taxe carbone est sans doute une conséquence d'un biais introduit dans les parties prenantes participant au processus puisque ce sont des personnes plus informées et sensibilisées aux questions du changement climatique que la moyenne de la population⁸. Néanmoins, ceci reflète également l'enjeu fondamental de la taxe carbone qui est bien que les ménages et acteurs prennent en compte cette taxe carbone dans leurs décisions d'équipements et réduisent leurs consommations d'énergie et donc leur facture énergétique.
- 37 Trois options de recyclage des revenus de la taxe ont été proposées : un chèque vert vers les ménages, ce qui peut avoir des effets redistributifs, une baisse des charges sur le travail de manière à favoriser l'emploi ou enfin le soutien vers les ENR et l'efficacité énergétique. Les réponses liées au mode de recyclage de la taxe ne permettent par contre pas de faire émerger une option unique.

le logement social et en étalant la mise en œuvre de l'OR de manière à lisser le nombre de rénovations dans le temps et un développement plus important de l'éolien terrestre.

- 45 Un scénario de référence sans aucune de ces politiques est également réalisé intégrant peu de politiques climatiques hormis les avancées issues du Grenelle de l'environnement concernant les réglementations thermiques sur les nouvelles constructions et les objectifs ENR pour 2020. Le reste du progrès technique et des gains d'efficacité énergétique dans le scénario de référence sont guidés par les prix de l'énergie et les anticipations myopes des agents et calibrés sur les trends passés.
- 46 De manière à prendre en compte les incertitudes sur le progrès technique et sur l'évolution des prix des énergies fossiles, le protocole de scénarisation décline ces trois familles de scénarios REF, AF et AM autour de 48 alternatives¹¹ regroupant les incertitudes sur :
- i. l'évolution du prix des énergies fossiles avec 3 variantes : une valeur médiane correspondant aux prix du World Energy Outlook 2011 de l'AIE, une variante basse avec des prix 20 % inférieurs et une variante haute avec des prix 20 % supérieurs ;
 - ii. l'évolution du coût du nucléaire avec 2 variantes : un coût d'investissement de 5 000 €/kW et une valeur 20 % supérieure ;
 - iii. l'évolution du coût de la capture et du stockage de carbone avec 2 : un surcoût de 600 €/kW et une valeur 20 % supérieure ;
 - iv. l'évolution du coût des ENR avec 2 variantes : une baisse du coût d'investissement entre 2010 et 2050 de 25 % pour l'éolien et 60 % pour le PV et une baisse de 10 et 50 % respectivement ;
 - v. la disponibilité des agrocarburants avec 2 variantes : un potentiel de 15 Mtep ou de 7,5 Mtep.

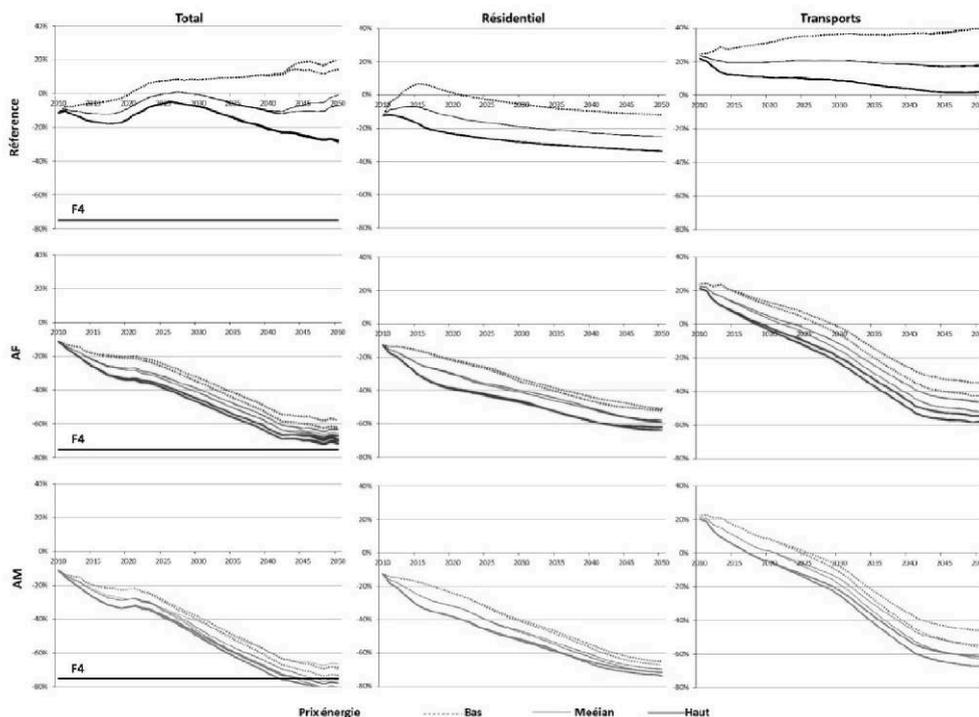
4. Résultats

4.1. Émissions de CO₂

- 47 L'ensemble des combinaisons croisées à l'implémentation des politiques selon la famille de scénario REF, AF ou AM conduit à des profils d'émissions de CO₂ très contrastés, et ce très tôt dans la période 2010-50. À chaque fois, à l'intérieur de chacune des familles de scénarios, l'incertitude sur les niveaux de prix des énergies fossiles est le principal déterminant des 48 alternatives.
- 48 Dans le scénario de référence, les émissions évoluent à l'horizon 2050 par rapport à 1990 entre une diminution et une augmentation de l'ordre de 20 % selon l'hypothèse sur les prix de l'énergie. Dans le scénario AF, les émissions diminuent en 2050 entre 58 et 72 % et dans le scénario AM entre 68 et 81 %. Ainsi, seul le scénario AF est en mesure d'atteindre le Facteur 4 si les prix de l'énergie ne sont pas trop bas. D'autre part, tous les scénarios AF et AM montrent une stabilisation des émissions à partir de 2040, du fait d'un regain d'émissions dans le secteur électrique (voir plus bas).
- 49 À l'horizon 2020, le principal déterminant du niveau de baisse d'émissions de CO₂ n'est pas la différence de politiques entre AF et AM, mais l'hypothèse sur le prix des énergies : les réductions les plus faibles sont observées pour les prix bas de l'énergie (-22 % en moyenne) et les réductions les plus fortes pour les prix élevés (-33 % en moyenne) et une baisse de 28 % des émissions pour l'hypothèse médiane. Ainsi, dans tous les cas l'objectif européen du paquet climat énergie est respecté.

- 50 Dans la suite, sauf mention contraire, pour simplifier le propos, les résultats sont analysés et présentés pour l'hypothèse médiane du prix de l'énergie et pour les hypothèses les plus optimistes en termes de progrès technique.

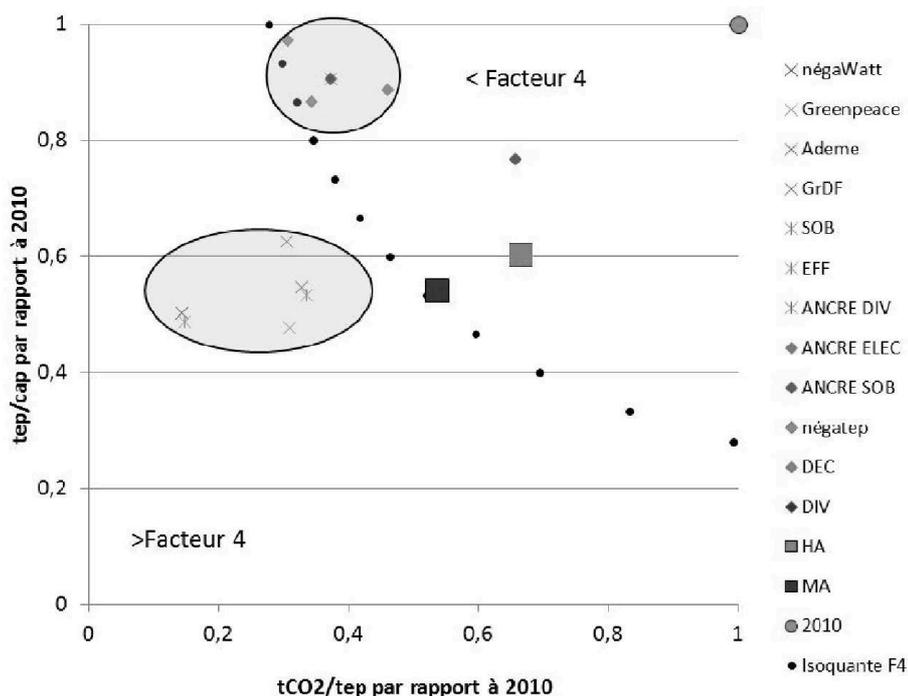
Figure 2. Évolution des émissions de CO₂ énergétiques totales, dans le résidentiel et dans les transports par rapport à 1990



- 51 Pour évaluer les trajectoires de réduction d'émission des scénarios AF et AM par rapport aux autres scénarios français, notamment ceux versés au débat énergie en 2013, nous avons recours à une représentation stylisée (figure 3) reportant en abscisse la décarbonisation de l'énergie finale par rapport à 2012, pris ici comme année de référence et, en ordonnée, la réduction de la consommation d'énergie finale par habitant, comme proxy de l'amélioration de l'efficacité énergétique et de la sobriété. Dans cette représentation, normée pour 2012, l'ensemble des couples (contenu en carbone de l'énergie ; consommation d'énergie finale par habitant) correspondant à un Facteur 4 est désigné par les points noirs représentant l'isoquante Facteur 4. Ainsi, pour atteindre le Facteur 4, selon deux visions extrêmes, on peut réduire de 75 % le contenu carbone de l'énergie en maintenant constant la consommation d'énergie fossile, ou réduire de 75 % la consommation d'énergie finale par habitant en maintenant constant le contenu carbone de l'énergie. Les points se situant au-dessus de l'isoquante n'atteignent pas le Facteur 4 et ceux en dessous, le dépassent. L'ensemble des scénarios versés au débat énergie en 2013 ont été placés sur ce diagramme (désignés par des croix), ainsi que les scénarios AF et AM. Deux groupes de scénarios se distinguent nettement : un premier groupe au-dessus de l'isoquante approchant le Facteur 4 mais ne l'atteignant pas, avec des réductions d'émissions principalement dues à une forte décarbonisation de l'énergie (entre 50 et 70 %), mais avec peu de réduction de la consommation d'énergie finale par habitant. Dans le second groupe, les scénarios dépassent le Facteur 4 et combinent forte décarbonisation de l'énergie (entre 60 et 80 %) et forte diminution de la consommation d'énergie finale par habitant (environ

50 %). Le scénario AF n'est dans aucun de ces groupes, car les réductions d'émissions sont trop faibles. Le scénario AM situé sur l'isoquante se rapproche du second groupe de scénarios. AF et AM se situent sur une ligne droite ayant pour origine le point 2012, combinant une répartition équilibrée entre réductions d'émissions dues à la décarbonisation et réductions d'émissions dues à l'efficacité énergétique. L'un comme l'autre apparaissent par contre assez conservateurs en ce qui concerne la décarbonisation de l'énergie.

Figure 3. Répartition des réductions d'émissions entre la réduction de la consommation d'énergie finale et la décarbonisation de l'énergie par rapport à 2012



4.2. Le secteur résidentiel

- 52 Dans le secteur résidentiel, les baisses d'émissions de CO₂ par rapport au scénario de référence sont importantes. Pour chacune des hypothèses portant sur le prix des énergies, les politiques intégrées dans AF permettent des réductions de l'ordre de 50 à 60 % par rapport à 1990. L'obligation de rénovation permet de gagner encore une quinzaine de pourcent de réductions à l'horizon 2050. Ainsi dans le scénario AF, les incitations financières et les réductions de risques sur le financement de la rénovation ne permettent pas d'organiser un transfert massif vers les étiquettes les plus performantes dans le parc de bâtiments existants, sauf dans les logements sociaux où les étiquettes C se diffusent largement (figure 4). Par contre, l'obligation de rénovation introduite dans AM permet de généraliser les étiquettes les plus performantes dans tous les segments du parc. Ces résultats sont cohérents avec ceux de Giraudet *et al.* (2012) : seule une OR permettrait d'atteindre le F4, les seuls outils incitatifs borneraient fortement les réductions et rénovations thermiques accessibles.

Figure 4. Évolution de l'efficacité énergétique du parc de bâtiments existants

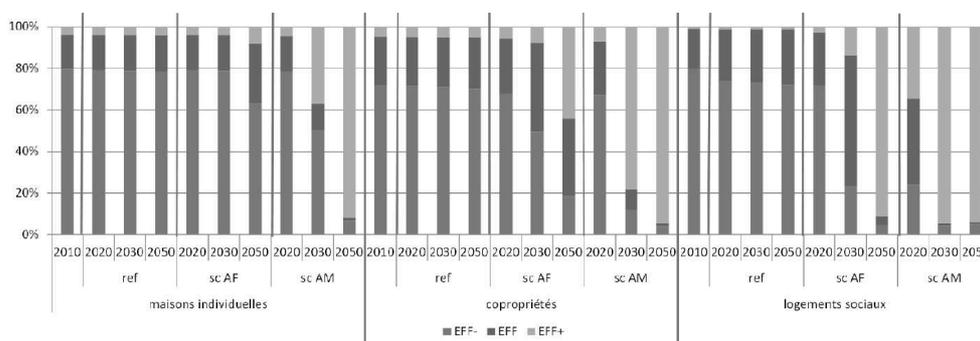
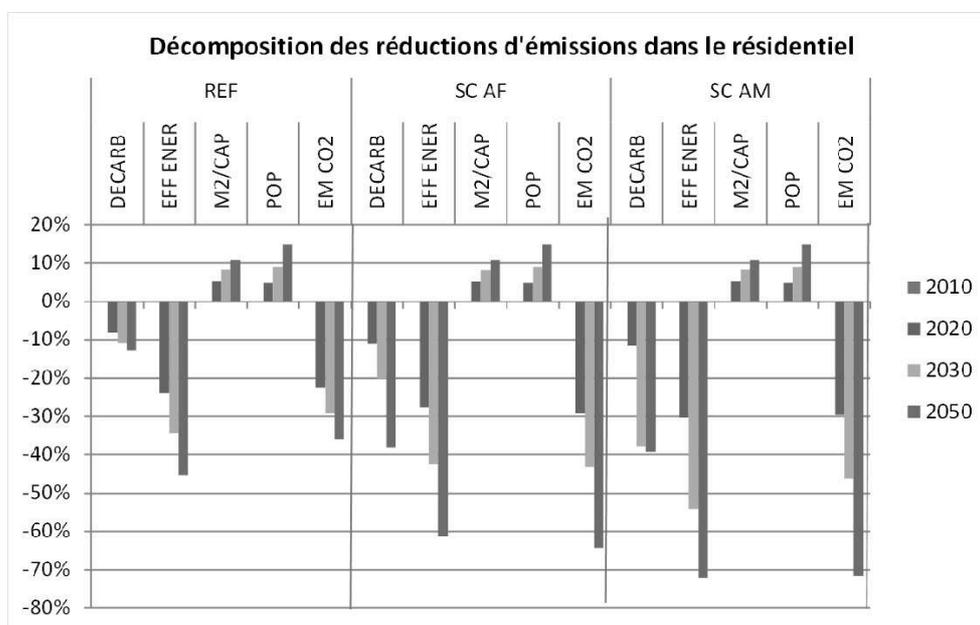


Figure 5. Décomposition des réductions d'émissions (EM CO2) dans le résidentiel (par rapport à 2010) entre la diminution du contenu carbone des énergies (DECARB), l'amélioration de l'efficacité énergétique du parc de bâtiments (EFF ENER), l'évolution de la population (POP) et de la surface par habitant (M2/CAP). EFF- regroupe les étiquettes énergie G, F, E et D, EFF l'étiquettes C et EFF+ les étiquettes B et A



- 53 Ces réductions d'émissions s'expliquent (figure 5) par la combinaison de l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments liée aux actions de rénovations thermiques et à la pénétration de bâtiments BBC et Bepos dans le neuf, de la diffusion d'énergies non carbonées dans les énergies de chauffage avec la pénétration du biogaz, du bois et de l'électricité. L'augmentation de la surface par habitant et de la population ne compensent pas ces gains.

4.3. Le secteur des transports

- 54 Dans le secteur des transports, les émissions baissent significativement par rapport au scénario de référence. Ainsi, les mesures de AF permettent dès 2020 une bifurcation drastique des émissions et selon les hypothèses concernant le prix des énergies fossiles, les réductions atteignent en 2050, 37 % à 58 % par rapport à 1990. Les investissements supplémentaires en infrastructures alternatives à la route introduites dans AM

permettent de réduire encore davantage ces émissions pour atteindre de 47 à 68 % en 2050.

- 55 Dans les transports de passagers, les émissions du scénario de référence restent globalement constantes par rapport à 2010 sous l'effet combiné d'une augmentation de la mobilité individuelle et de l'amélioration de l'efficacité énergétique des automobiles. Les parts modales restent également sensiblement identiques à aujourd'hui. Les politiques introduites dans AF permettent de limiter significativement la croissance de la demande de transport, tout en développant la place des transports collectifs. Le développement des agrocarburants et celui de véhicules faiblement consommateurs d'énergie sont des hypothèses communes aux 2 scénarios AF et AM. Les investissements supplémentaires dans AM se focalisent sur le développement de modes de transports alternatifs à la route.
- 56 Dans le transport de marchandises, les émissions de CO₂ diminuent en 2050 par rapport à 2010 de 13 % dans le scénario de référence, de 45 % dans AF et de 55 % dans AM. Ces réductions d'émissions ne s'inscrivent pas dans un changement radical de paradigme, puisque le découplage de la demande de fret par rapport à la production n'est que de 15 % entre 2010 et 2050. Ceci signifie qu'avec une augmentation de l'indice de production de 50 % entre 2010 et 2050, la demande de transport de marchandises dans les deux scénarios de réduction augmente de 35 % environ¹². Cette tendance est plus forte que dans le scénario de référence pour lequel aucun découplage n'est observé.
- 57 Les autres facteurs de réduction des émissions sont la pénétration des agrocarburants qui représentent près de la moitié des carburants liquides consommés en 2050, l'amélioration de l'efficacité énergétique du transport routier par unité de marchandises transportées sous l'effet des signaux prix (taxe carbone, suppression des exonérations de TIPP et écoredevance poids lourds) et le report modal vers les transports non routiers induits par les investissements en infrastructures. Les réductions supplémentaires dans AM par rapport à AF sont ainsi imputables à un transfert modal plus massif.

4.4. Le secteur électrique et le système énergétique

- 58 Le secteur électrique est soumis à une double dynamique dans les scénarios AF et AM par rapport au scénario de référence (figure 7) : l'amélioration de l'efficacité du système énergétique dans son ensemble et une augmentation significative de la part de l'électricité dans l'énergie finale conduit par l'amélioration de sa compétitivité prix par rapport aux autres énergies malgré l'augmentation des prix de l'électricité après 2035 pour AF et AM par rapport au scénario de référence (figures 8 et 9), et ce quelles que soient les alternatives.

Figure 6. Évolution du transport de passagers et de marchandises et répartition modale

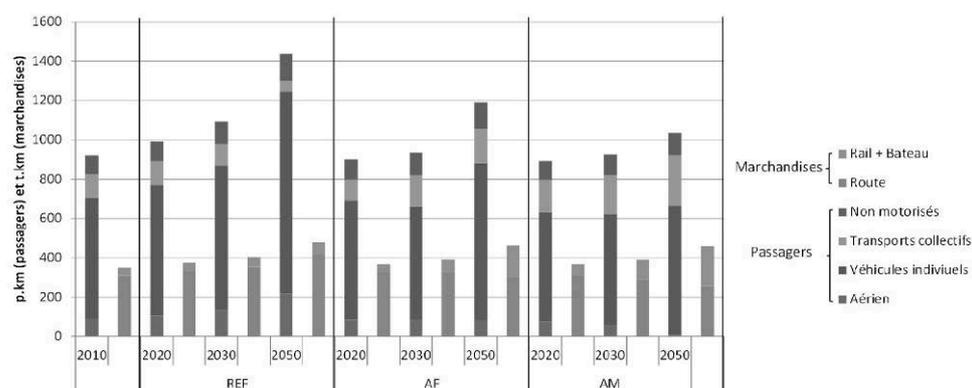


Figure 7. Évolution du mix énergétique dans l'électricité et dans l'énergie finale

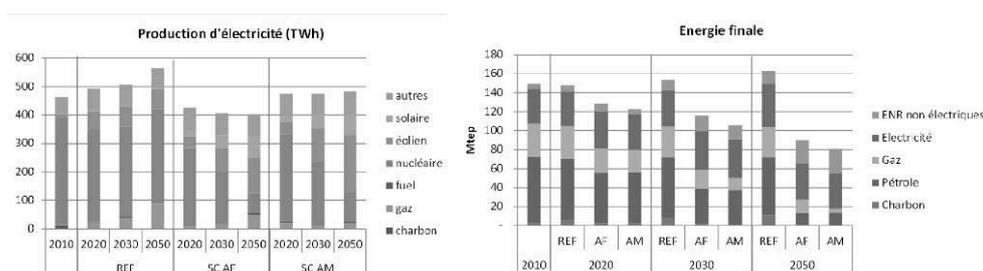


Figure 8. Évolution du prix de l'électricité pour toutes les alternatives des scénarios REF, AF et AM. Indice 1=2010. La barre grise montre l'amplitude décrite par l'ensemble des alternatives et le trait noir la valeur moyenne

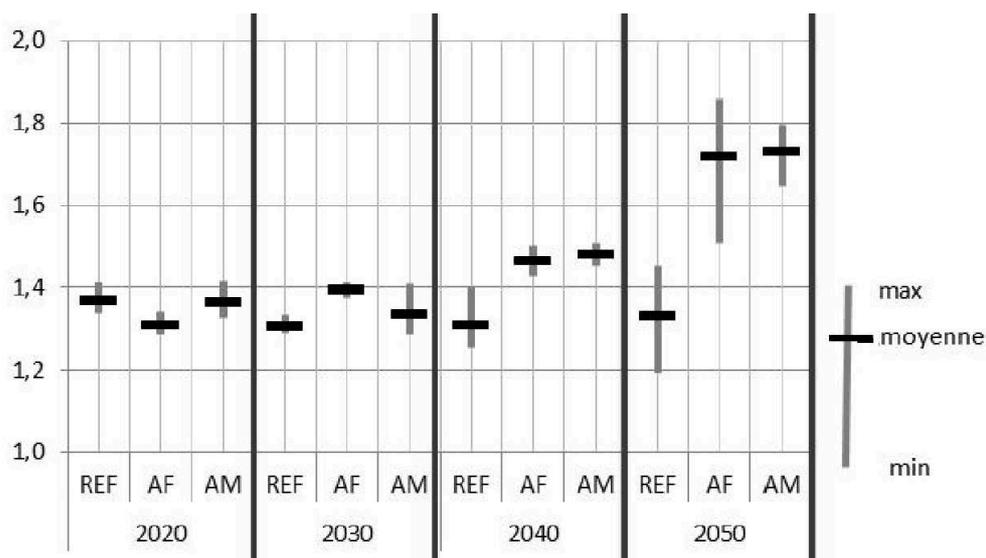
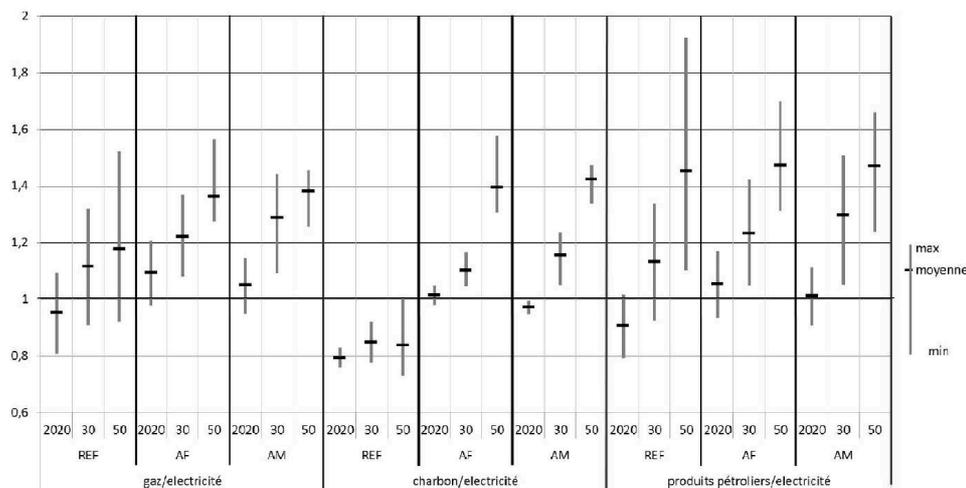


Figure 9. Évolution des prix relatifs des énergies par rapport à l'électricité pour toutes les alternatives des scénarios REF, AF et AM. Indice 1=2010. La barre grise montre l'amplitude décrite par l'ensemble des alternatives et le trait noir la valeur moyenne



- 59 De ce fait, le niveau de production d'électricité dans les scénarios AF et AM évolue peu par rapport à aujourd'hui, et ce contrairement au scénario de référence qui connaît une forte augmentation. L'évolution du mix énergétique est conforme aux préconisations des parties prenantes avec une forte pénétration des ENR, la disparition du charbon et la forte diminution de la part du nucléaire. La part du nucléaire dans l'électricité en 2025 est de 49,5 % dans AF et 51 % dans AM. D'autre part, à partir de 2040, un recours accru au gaz est rendu nécessaire pour combler la demande résiduelle hors nucléaire et ENR, or à cette date, étant données les hypothèses de coûts, le CCS n'est pas assez rentable pour pénétrer sans soutien additionnel. Ceci explique la stagnation des réductions d'émissions en fin de période dans AF et AM.

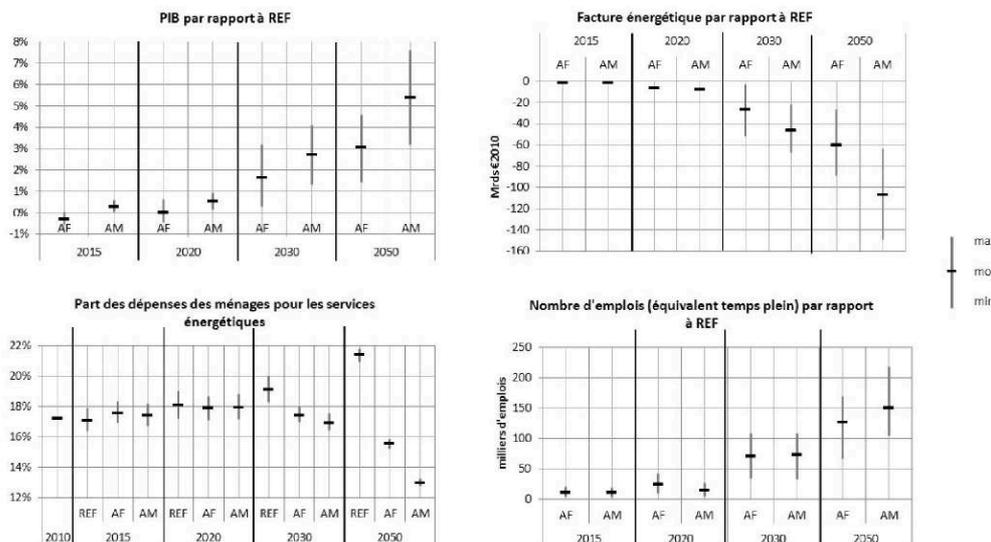
4.5. Évaluation économique

- 60 Les impacts économiques des scénarios REF, AF et AM pour toutes leurs alternatives sont présentés dans la figure 10. Mis à part en début de période pour le scénario AF et pour une hypothèse de prix bas de l'énergie, la croissance est toujours plus forte avec les politiques de réduction des émissions, et ce de manière plus marquée pour le scénario AM par rapport au scénario AF. Ces résultats sur l'activité économique sont corrélés à des créations d'emplois. Ces effets positifs s'expliquent d'une part par la baisse de la part budgétaire des ménages dédiée à l'énergie et aux services énergétiques (surcoût de la construction neuve et coût de la rénovation thermique, dépenses énergétiques dans le logement, carburant pour les automobiles et dépenses pour les autres modes de transport) tout au long de la période. Cette baisse est significative après 2030. Elle est plus forte pour AM que pour AF et pour l'hypothèse haute de prix de l'énergie. Dans tous les cas, les investissements des ménages dans les réductions d'émissions sont plus que compensés par les économies d'énergie. Ceci libère du revenu disponible des ménages pour de la consommation supplémentaire. Néanmoins, ces résultats agrégés ne permettent pas d'évaluer l'impact des politiques sur le budget des ménages selon les classes de revenus et n'abordent donc pas les questions d'équité et notamment de précarité énergétique. D'autre part, la baisse des consommations

d'énergie réduit drastiquement la facture énergétique extérieure de la France, cette réduction pouvant atteindre 70 Mrds € en 2030 et 150 Mrds € en 2050.

- 61 D'autre part, ces résultats mettent également en évidence la résilience des scénarios de réductions des émissions par rapport à la hausse des prix de l'énergie.

Figure 10. Résultats économiques



- 62 L'évaluation quantitative à l'aide du modèle Imaclim-R France des politiques sélectionnées par les parties prenantes permet d'agréger l'effet sectoriel des politiques au niveau de l'économie entière que cela soit pour évaluer la distance des réductions d'émissions atteintes par rapport à l'objectif de F4 ou de l'impact cumulé des surcoûts en investissements et des économies d'énergies sur le budget des secteurs et des ménages. Cette évaluation nous montre qu'au-delà de mesures qui peuvent réunir un large soutien, des mesures plus conflictuelles doivent être prises. Il en est ainsi de l'obligation de rénovation, du développement massif des ENR, ou d'investissements massifs dans la construction d'infrastructures de transports alternatifs à la route.

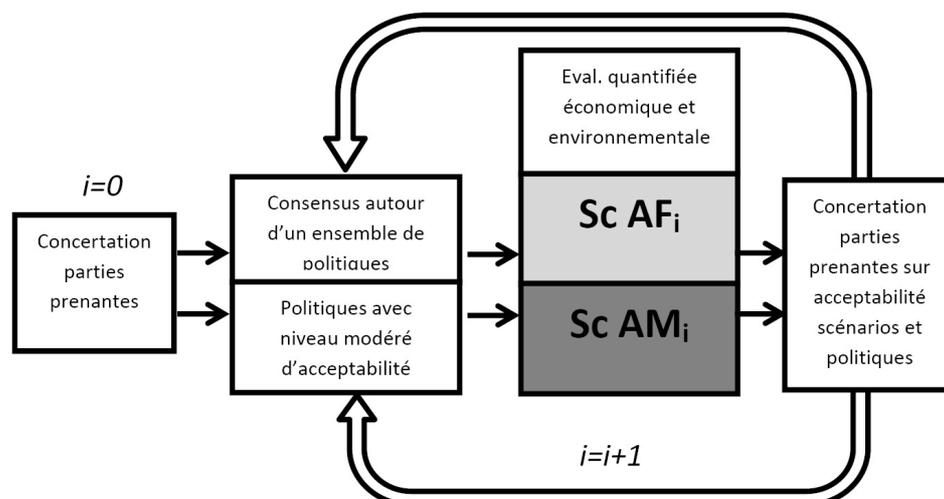
5. Conclusion sur l'évaluation du processus de concertation

- 63 Le point de départ de la recherche présentée ici visait à questionner l'objectif du développement de scénario bas carbone. Au-delà du contenu même de la trajectoire technico-économique décrite par ces scénarios, l'intérêt peut également se porter sur le processus de développement des scénarios. Cette approche est privilégiée ici dans le but de dépasser les oppositions auxquelles les scénarios existants donnent lieu et de faire émerger des consensus ou des niveaux minimaux d'accords qui constituent le socle de développement d'un scénario « process-oriented ».
- 64 Une telle méthodologie a été élaborée sur la base d'une concertation avec une trentaine de parties prenantes interrogées sur l'acceptabilité de politiques et de technologies bas carbone. Les politiques et technologies sélectionnées comme acceptables sont ensuite intégrées dans le modèle Imaclim-R France pour évaluer la trajectoire obtenue du point de vue économique et des réductions d'émissions de CO₂. Un socle de mesures

recueillant 75 % de soutien au sein des parties prenantes permettrait ainsi d'atteindre des réductions d'émissions entre 58 et 72 % par rapport à 1990 suivant les hypothèses faites sur le prix de l'énergie. Lorsque le seuil d'acceptabilité est abaissé à 50 %, les réductions atteignent de 68 à 81 %. Dans tous les cas, les impacts économiques des scénarios de réductions sont positifs pour le PIB, l'emploi ou le budget des ménages et de manière plus marquée avec des niveaux de réduction plus ambitieux.

- 65 D'un point de vue méthodologique, la démarche suivie de construction participative de scénarios présente un certain nombre de points faibles : la difficulté de garantir une parfaite représentativité des parties prenantes, le faible nombre d'acteurs intégrés dans la démarche, ou encore la difficile définition de la notion d'acceptabilité et les ambiguïtés pouvant la circonscrire entre acceptabilité d'un point de vue corporatiste, altruiste ou individuelle.
- 66 Néanmoins, elle recèle un certain nombre d'aspects didactiques autour de l'évaluation des politiques climatiques, du rôle des scénarios, et des formes de gouvernance. Tout d'abord, le but du processus de concertation est de dépasser les préférences individuelles de chacun des acteurs prenant part au processus en le mettant en situation d'interaction et de prise de décision. Au-delà de la diffusion d'information, la concertation favorise la coproduction de solutions et l'apprentissage collectif (Garb *et al.*, 2008). Ainsi, même si comme le montre la figure 3, la trajectoire décrite par AF ne semble a priori pas nouvelle par rapport aux autres scénarios existants, sa construction participative est en mesure de lui conférer une légitimité élargie par rapport aux autres scénarios développés par des groupes d'experts ou d'ingénieurs. D'autre part, au-delà d'un scénario déterministe proposant une trajectoire unique et figée, la démarche suivie d'intégration de politiques selon un niveau d'acceptabilité permet un cheminement de la concertation vers le F4. En effet, une dimension itérative au processus décrit ici pourrait aisément être mise en place (figure 11) de manière à ajuster l'ensemble des politiques intégrées à AF sur la base des résultats fournis par l'évaluation économique des politiques intégrées au sein des scénarios AF et AM et l'éloignement des réductions obtenues par rapport à l'objectif F4. La concertation aboutissant à un ensemble de politiques acceptables avec un certain niveau de consensus constitue un socle à partir duquel de nouvelles politiques a priori jugées moins acceptables peuvent être intégrées dans une vision dynamique. Cette forme d'itérations pourrait s'inscrire dans des formes de gouvernance réflexive (Brousseau et Dedeurwaerdere, 2012). Malheureusement, cette démarche n'a pas pu être mise en œuvre lors du processus présenté ici pour des raisons de contraintes de temps.

Figure 11. Processus itératif pour élargir l'ensemble des politiques acceptables



BIBLIOGRAPHIE

Arditi, M. *et al.* (2012), « Quelle trajectoire pour atteindre le mix énergétique en 2025 ? Quels types de scénarios possibles à horizons 2030 et 2050, dans le respect des engagements climatiques de la France ? », Rapport du groupe de travail n° 2 du Conseil national sur la transition énergétique, 72 p.

Bibas, R., Mathy, S. (2011), « Dynamiques d'investissement et de maîtrise de la courbe de charge dans le système électrique français ». La journée de la chaire modélisation prospective 2011 Prospective pour les enjeux Énergie-Climat, 11 octobre 2011, Jardin Tropical, CIRED, Paris.

Bökenkamp, G., Hohmeyer, O., Diakoulakib, D., Tourkoliassb, C., Porchia, R., Zhu, X., Jakobsen, K. T., Halsnaes, K. (2008), « WP 9 Report on policy assessment of instruments to internalise environment related external costs in EU member states, via promotion of renewables », CASES – Costs Assessment For Sustainable Energy Markets Project No 518294 Ses6 Deliverable No. D.9.1.

Bonneval, L., Lacroix-Lanoë, C. (2011), « L'opinion publique européenne et le nucléaire après Fukushima », note n° 101 – Fondation Jean-Jaurès – 26 septembre 2011, 17 p.

Brousseau, E., Dedeurwaerdere, T. (2012), « Global Public Goods: the Participatory Governance Challenges ». In E. Brousseau, T. Dedeurwaerdere, B. Siebenhüner, eds., *Reflexive Governance and Global Public Goods*. Cambridge (MA): MIT Press, pp. 21-36.

Callonnec, G., Nauleau, M.-L. (2012), « Le modèle Énergie et Fiscalité MENFIS », Journée PREBAT du 22 juin 2012 « Atteindrons-nous le Facteur 4 en 2050 ? ».

Combet, E., Gherzi, F., Guivarch, C. (2009), « Les transports et le Facteur 4, Entre diversification des signaux et réforme fiscale », Programme de Recherche et d'Innovation dans les Transports Terrestres, 2007-2009, PREDIT GO n° 11 Politique des transports, Rapport final 26 juin 2009.

- Combet, E., Gherzi, F., Hourcade, J.-C., Thubin, C. (2010), « Économie d'une fiscalité carbone en France », Publication IRES, avec le soutien de la Cfdt et de l'Ademe, 141 p.
- Crassous, R., Hourcade, J.-C., Sassi, O. (2006), « Endogenous structural change and climate targets: modeling experiments with Imacim-R », *Energy Journal*, Special Issue on the Innovation Modeling Comparison Project.
- De Groot, J., Steg, L. (2006), « Impact of transport pricing on quality of life, acceptability, and intentions to reduce car use: An exploratory study in five European countries ». *Journal of Transport Geography*, 14(6), 463-470.
- Devine-Wright, P. (2008), « Reconsidering public acceptance of renewable energy technologies: a critical review », in T. Jamasb, M. Grubb, M. Pollitt (Eds.), *Delivering a Low Carbon Electricity System: Technologies, Economics and Policy*, Department of Applied Economics Occasional Papers (No. 68) July 2008, Cambridge University Press.
- Dorfman, P., Prikken, I., Burrall, S. (2012), « Future national energy mix scenarios: public engagement processes in the EU and elsewhere », Final Report, European Economic and Social Committee, EESC/COMM/05/2012, pp. 1-65.
- Edenhofer, O., Knopf, B., Leimbach, M., Bauer, N. (Eds.) (2010), « The Economics of Low Stabilization », *The Energy Journal*, vol. 31 (Special Issue 1).
- Fischer, C., Newell, R. (2004), « Environmental and technology policies for climate change and renewable energy », *Resources for the Future*.
- Garb, Y., Pulver, S., Van Deveer, S. D. (2008), « Scenarios in society, society in scenarios: toward a social scientific analysis of storyline-driven environmental modeling », *Environ. Res. Lett.* 3 045015, 8 p.
- Gillingham, K., Harding, M., Rapson, D. (2012), « Split Incentives in Household Energy Consumption », *Energy Journal*, 33, 2, 37-62.
- Giraudet, L.-G., Guivarch, C., Quirion, P. (2012), « Exploring the potential for energy conservation in French households through hybrid modelling », *Energy Economics*, 34(2), 426-445.
- Goodwin, P., Dargay, J., Hanly, M. (2004), « Elasticities of Road Traffic and Fuel Consumption with 25 Respect to Price and Income: A Review », *Transport Reviews*, 24 (3), 275-292.
- Ha-Duong, M., Nadaï, A., Campos, A. S. (2009), « A survey on the public perception of CCS in France », *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3 (5):633-640.
- Hourcade, J.-C. (2012), « La taxe carbone, post-mortem », *Projet*, (5), 23-31.
- Hulme, M., Dessai, S. (2008), « Predicting, deciding, learning: can one evaluate the 'success' of national climate scenarios? », *Environ. Res. Lett.*, 3 045013.
- Hulse, D., Branscomb, W. A., Payne, S. G. (2004), « Envisioning Alternatives: Using Citizen Guidance to Map Future Land and Water Use », *Ecological Applications*, vol. 14, n° 2, pp. 325-341.
- IFOP (2013), « Les Français et les gaz de schiste », sondage réalisé pour Ecorpstim.
- Kasemir, B., Dahinden, U., Swartling, Å. G., Schüle, R., Tabara, D., Jaeger, C. C. (2000), « Citizens' Perspectives on Climate Change and Energy Use », *Global Environmental Change*, vol. 10, n° 3, pp. 169-184.
- Knopf, B., Edenhofer, O., Flachsland, Chr., Kok, M. T. J., Lotze-Campen, H., Luderer, G., Popp, A., van Vuuren, D. P. (2010), « Managing the low-carbon transition – from model results to policies », *The Energy Journal*, vol. 31 (Special Issue 1), The Economics of Low Stabilization.

- Lecuyer, O., Quirion, P. (2013), « Can Uncertainty Justify Overlapping Policy Instruments to Mitigate Émissions? », *Ecological Economics*, 93, pp. 177-191.
- Levinson, A., Niemann, S. (2004), « Energy use by apartment tenants when landlords payfor utilities », *Resour. Energy Econ.*, 26 (1), 51-75.
- Lopez-Ruiz, H. G., Crozet Y. (2010), « Sustainable transport in France: is a 75 % reduction in co2 emissions attainable? », *Transportation Research Record: Journal of the Transportation Research Board*, vol. 2163, pp. 124-132.
- Lorenzoni, I., Nicholson-Cole, S., Whitmarsh, L. (2007), « Barriers perceived to engaging with climate change among the UK public and their policy implications », *Global Environmental Change*, vol. 17, n° 3-4, pp. 445-459.
- Maresca, B., Dujin, A., Picard, R. (2009), « La consommation d'énergie dans l'habitat entre recherche de confort et impératif écologique », *Cahier de Recherche*, n° 264, CREDOC.
- Mathy, S., Fink, M., Bibas, R. (2011), « Quel rôle pour les scénarios Facteur 4 dans la construction de la décision publique ? », *Développement durable et territoires*, 2 (1), pp. 1-22.
- Mendelow, A. (1991), « Stakeholder mapping », *Proceedings of second international conference on information systems*. Cambridge, MA.
- Mundaca, L. (2008), « Markets for energy efficiency: exploring the implications of an EUwide Tradable White Certificate scheme », *Energy Econ.*, 30 (6), 3016-3043.
- Nadaï, A., Labussière, O. (2009), « Windpower planning in France (Aveyron): from state regulation to local planning », *Land Use Policy*, 26(3): 744-754.
- O'Neill, B. C., Pulver, S., Van Deveer, S., Garb, Y. (2008), « Where next with global environmental scenarios? An introduction and overview », *Environ. Res. Lett.*, 3 045012.
- O'Neill, B. C., Nakicenovic, N. (2008), « Learning from global emissions scenarios », *Environ. Res. Lett.*, 3 045014 doi:10.1088/1748-9326/3/4/045014.
- Pahl-Wostl, C. (2002), « Participative and Stakeholder-based Policy Design, Evaluation and Modeling Processes », *Integrated Assessment*, vol. 3, n° 1, pp. 3-14.
- Patel, M., Kok, K., Rothman, D. S. (2007), « Participatory Scenario Construction in Land Use Analysis: An Insight into the Experiences Created by Stakeholder Involvement in the Northern Mediterranean », *Land Use Policy*, vol. 24, n° 3, pp. 546-561.
- Quinet, A. (2009), « La valeur tutélaire du carbone Rapport de la commission présidée par Alain Quinet ». La Documentation française, Rapport n°16, 424 p.
- Quinet, A. (2013), « L'évaluation socio-économique en période de transition », Rapport du groupe de travail présidé par Émile Quinet, Commissariat général à la stratégie et à la prospective Tome I, Rapport final, juin 2013.
- Rehdanz, K. (2007), « Determinants of residential space heating expenditures in Germany », *Energy Econ.*, vol. 29, n° 2, pp. 167-182.
- Renn, O. (1999), « A Model for an Analytic-Deliberative Process in Risk Management », *Environ. Sci. Technol.*, 33 (18), 3049-3055.
- Rocard, M. (2009), « Rapport de la conférence des experts et de la table ronde sur la contribution Climat et Énergie », 28 juillet 2009, 84 p.
- Sassi, O., Crassous, R., Hourcade, J.-C., Gitz, V., Waisman, H., Guivarch, C. (2010), « Imacim-R: a modelling framework to simulate sustainable development pathways », *International Journal of*

Global Environmental Issues, Special Issue on Models for Sustainable Development for Resolving Global Environmental Issues, vol. 10, n° 1-2, pp. 5-24.

Steg, L., Dreijerink, L., Abrahamse, W. (2005), « Factors influencing the acceptability of energy policies: A test of VBN theory », *Journal of Environmental Psychology*, vol. 25, n° 4, pp. 415-425.

Söderholm, P., Hildingsson, R., Johansson, B., Khan, J., Wilhelmsson, F. (2011), « Governing the transition to low-carbon futures : a critical survey of energy scenarios for 2050 », *Futures*, 43, 1105-1116.

Thiel, C., Alemanno, A., Scarcella, G., Zubaryeva, A., Pasaoglu, G. (2012), « Attitude of European car drivers towards electric vehicles: a survey », JRC report.

Waisman, H., Guivarch, C., Grazi, F. Hourcade, J.-C. (2012a), « The Imaclim-R model: infrastructures, technical inertia and the costs of low carbon futures under imperfect foresight », *Climatic Change*, 114(1).

Waisman, H., Guivarch, C., Lecocq, F (2012b), « The transportation sector and low-carbon growth pathways », *Climate Policy*, vol. 13, n° 1, pp. 107-130.

Whitmarsh, L., O'Neill, S., Lorenzoni, I. (2011), « Engaging the Public with Climate Change: Behaviour Change and Communication ». Earthscan, London.

Wilkinson, A., Eidinow, E. (2008), « Comparing scenarios for global environmental assessment with scenarios in organizational settings », *Environ. Res. Lett.*, 3 045017.

Zahavi, Y., Talvitie, A. (1980), « Regularities in Travel Time and Money Expenditures », *Transportation Research Record*, 750, pp. 13-19.

Van Asselt, M., Rijkens-Klomp, N. (2002), « A Look in the Mirror: Reflection on Participation in Integrated Assessment from a Methodological Perspective », *Global Environmental Change*, vol. 12, n° 3, pp. 167-184.

Wilcox, D. (2003), *The Guide to Effective Participation*. Brighton, Partnership Books.

Wolsink, M. (2012), « The research agenda on social acceptance of distributed generation in smart grids: Renewable as common pool resources », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, n° 1, pp. 822-835.

ANNEXES

Liste des scénarios versés au débat énergie en 2013

Auteur	Nom complet	Description
negaWatt		Experts énergie promouvant le triptyque sobriété, efficacité énergétique et renouvelables, avec sortie du nucléaire
Global Chance		Association de scientifiques prônant la sortie du nucléaire et la mise en avant des stratégies de développement durable, notamment fondées sur l'efficacité énergétique, le recours aux ressources renouvelables et de nouvelles pratiques agricoles

Greenpeace		ONG environnementale
WWF	World Wild Fund	ONG environnementale
UFE	Union Française de l'électricité	Association professionnelle du secteur de l'électricité
negaTep		Association constituée principalement de retraités du CEA (Commissariat à l'Énergie Atomique)
RTE	Réseau de Transport de l'Électricité	Opérateur français de transport de l'électricité
GRDF	Gaz Réseau Distribution France	Compagnie de distribution du gaz, filiale à 100 % de GDF SUEZ
ANCRE	Alliance Nationale de Coordination de la Recherche en Énergie	Alliance créée par le CEA (Commissariat à l'Énergie Atomique), le CNRS (Centre National de Recherche Scientifique) et l'IFPEN (Institut Français des Pétroles et des Énergies Nouvelles)
Ademe	Agence de l'Environnement et la Maîtrise de l'Énergie	Établissement public à caractère industriel et commercial sous la tutelle des ministres chargés de la recherche, de l'écologie et de l'énergie. La mission de l'ADEME est de susciter, animer, coordonner, faciliter ou réaliser des opérations ayant pour objet la protection de l'environnement et la maîtrise de l'énergie
DGEC	Direction Générale de l'Énergie et du Climat	Direction d'administration centrale française intégrée au ministère de l'environnement
CIREN	Centre International de Recherche en Environnement et Développement	Centre de recherche public UMR du CNRS

Liste des parties prenantes ayant participé aux ateliers sectoriels

	Habitat	Transports	Électricité
Collectivités territoriales	Région Île-de-France		

Secteur privé, opérateurs, fédérations professionnelles	Fédération Française du Bâtiment (FFB) GDF Suez Saint-Gobain Énergies demain	SNCF Réseaux Ferrés de France (RFF) Valeo Électricité de France (EDF) Fédération Nationale des Transports Routiers (FNTR) Wiel Consultant	Union Française d'Électricité (UFE) Électricité Réseau Distribution France (ERDF) Électricité de France (EDF) Syndicat des Énergies Renouvelables (SER)
ONG	Comité de Liaison des Énergies Renouvelables (CLER)	Association négaWatt	Association négaWatt
Associations de consommateurs	Union des Syndicats de l'Immobilier (UNIS) Association des Responsables de Copropriétés (UNARC)	Fédération Nationale des Usagers de Transports (FNAUT)	
Secteur bancaire/ financement	Groupe BPCE		Caisse des Dépôts et Consignation – climat
Syndicat		FNSEA (AGPM / AGPB et CGB)	Confédération Française Démocratique du Travail (CFDT)
Secteur public	ADEME Plan Urbanisme Construction Architecture (PUCA) de la Direction générale de l'Aménagement du Logement et de la Nature (DGALN / PUCA)		ADEME Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC)
Autres experts		Stéphane Labranche, sociologue, Université Grenoble Véronique Lamblin, Futuribles Marc Wielh, consultant	

NOTES

1. La liste des scénarios est donnée en annexe, et leurs résultats décrits dans la figure 3.
2. Le processus s'est également conclu par une journée regroupant l'ensemble des parties prenantes pour une présentation des résultats.
3. Le dilemme propriétaire-locataire renvoie au problème principal-agent : le propriétaire d'un logement en location est dans l'incapacité de rentabiliser des investissements de rénovation thermique du logement dont les bénéfices seront perçus par le locataire. Le locataire est également dans l'incapacité de rentabiliser un tel investissement le temps de retour étant supérieur à sa durée d'occupation du logement (Gillingham et al., 2012). Ceci est confirmé par les observations faites selon lesquelles les logements en location consomment plus d'énergie que les logements occupés par leur propriétaire (Levinson et Niemann, 2004 ; Rehdanz, 2007). D'autre part, les estimations des taux d'actualisation privés pour les actions de rénovation thermique peuvent atteindre entre 20 et 25 % (Mundaca, 2008), ce qui est très élevé comparativement à d'autres types d'investissements pour les ménages. Le modèle en adoptant une représentation par des taux d'actualisation différents fait ainsi l'hypothèse que les propriétaires bailleurs face à ce problème ont des exigences de rentabilité supérieures aux propriétaires occupants.
4. Trois journées réunissant des experts sectoriels (électricité, transports et bâtiments) ont permis la validation des dynamiques et des données économiques ou techniques représentées dans le modèle.
5. Il est à noter que ces ateliers n'ont pas traité de changement de paradigme dans les modes de consommation ou pour les modes de production, ces aspects dépassant la notion d'acceptabilité telle que circonscrite dans le projet. À certains égards, les scénarios qui en découlent peuvent alors apparaître conservateurs par rapport à d'autres décrivant un tel changement de paradigme.
6. Une comparaison des contextes propres aux différents types de logements a par exemple été développée dans un récent rapport de l'Institut Montaigne (Habitat : pour une transition énergétique ambitieuse).
7. Ces propositions reflètent les besoins d'investissement du scénario Hestia développé dans Lopez-Ruiz et Crozet (2010).
8. Ceci fait également écho au fait que l'acceptabilité d'une politique n'est pas quelque chose de figé, mais qu'elle repose sur des facteurs individuels, psychologiques, de valeur, mais aussi institutionnels et procéduraux et elle peut être élargie par l'amélioration de la connaissance du sujet, de la concertation comme énoncé en introduction.
9. Cette option n'a pas recueilli 75 % de soutien, mais c'est celle qui avait recueilli le plus de voix.
10. Les deux autres options envisagées qui sont le recyclage vers une baisse des charges sur l'emploi et vers un soutien à l'amélioration de l'efficacité énergétique et le développement des ENR ont également été testées, elles ne modifient qu'à la marge les résultats présentés dans la partie suivante.
11. Les hypothèses de coûts des technologies ont été adaptées de la base de données TECHPOL qui alimente le modèle du secteur énergétique POLES développé à EDDEN.
12. Dans les scénarios disponibles dans la littérature académique, certains scénarios envisagent des taux de découplage de 50 % (Lopez-Ruiz et Crozet, 2010) correspondant notamment à une réorganisation spatiale des modes de production autour des centres de consommation. Ces dimensions dépassant largement les questions d'acceptabilité ne sont pas abordées dans les questionnaires. Même si ce découplage peut être considéré comme souhaitable par les parties prenantes, les facteurs influençant de telles dynamiques dépassent la stricte question des politiques climatiques.

RÉSUMÉS

Cet article revient sur l'utilité des scénarios bas carbone en France dans la décision publique. Celle-ci peut être le scénario en lui-même et son contenu en termes de trajectoire technico-énergétique (product-oriented) et c'est dans cette catégorie que s'inscrivent les scénarios versés au débat énergie en France en 2013 ; mais son objectif peut également résider dans le procédé (process-oriented) même d'élaboration du scénario pour faire émerger des consensus ou des niveaux minimaux d'accords. Dans cette optique, nous élaborons des scénarios à l'aide d'une méthode de concertation avec une trentaine de parties prenantes issues aussi bien du secteur privé, du secteur public et de l'État, des ONG, des associations de consommateurs, des syndicats, des banques ou des collectivités territoriales. Celles-ci sélectionnent des politiques qu'elles considèrent acceptables pour atteindre l'objectif de Facteur 4 et qui sont intégrées dans le modèle technico-économique de simulation Imaclim-R France selon un scénario acceptabilité forte AF et un scénario acceptabilité modérée AM. Dans le scénario AF, les émissions diminuent en 2050 entre 58 et 72 % et dans le scénario AM entre 68 et 81 % selon les hypothèses faites sur les prix de l'énergie. Les mesures de réduction des émissions, dont la plus emblématique est la taxe carbone, sont bénéfiques pour l'emploi et la croissance économique. Elles permettent en outre de réduire rapidement et durablement le budget des ménages dédié aux services énergétiques. Ce résultat constitue un socle solide sur lequel construire l'acceptabilité des trajectoires Facteur 4 et le processus un cadre pour renforcer l'apprentissage collectif autour de l'acceptabilité des politiques climatiques.

This article considers the usefulness of low-carbon scenarios in public decision-making. They may be useful as a product-oriented trajectory. The scenarios on the agenda of the 2013 Energy Debate in France belong to this category. But a scenario may also be process-oriented, in the sense that its scripting process helps build consensus and a minimum level of agreement. We have scripted scenarios using a codevelopment method, involving about 40 stakeholders from the private and public sectors, and from the state: NGOs, consumer groups, trade unions, banks and local authorities. They selected policies they considered acceptable for achieving 75% greenhouse gases emission reductions in 2050. These policies were then integrated in the Imaclim-R France technico-economic simulation model, as part of a high or moderate acceptability scenario. In the first case emissions were cut by between 58% and 72% by 2050; in the second case by between 68% and 81%, depending on the energy price assumptions. All these measures benefited jobs and economic growth, swiftly and durably cutting household spending on energy services. This offers a solid basis for gaining acceptability for low carbon trajectories; the process constitutes also a framework for consolidating collective learning centring on the acceptability of climate policies.

INDEX

Mots-clés : scénarios bas carbone, acceptabilité, concertation, politiques climatiques, France

Keywords : Low-Carbon Scenarios, Acceptability, Climate Change, France

AUTEURS

SANDRINE MATHY

PACTE-EDDEN et CIRED

sandrine.mathy@upmf-grenoble.fr

MEIKE FINK

Réseau Action Climat-France

RUBEN BIBAS

CIRED

Effets internes et externes du développement des hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis : bilan d'étape et perspectives

Patrice Geoffron et Sophie Méritet

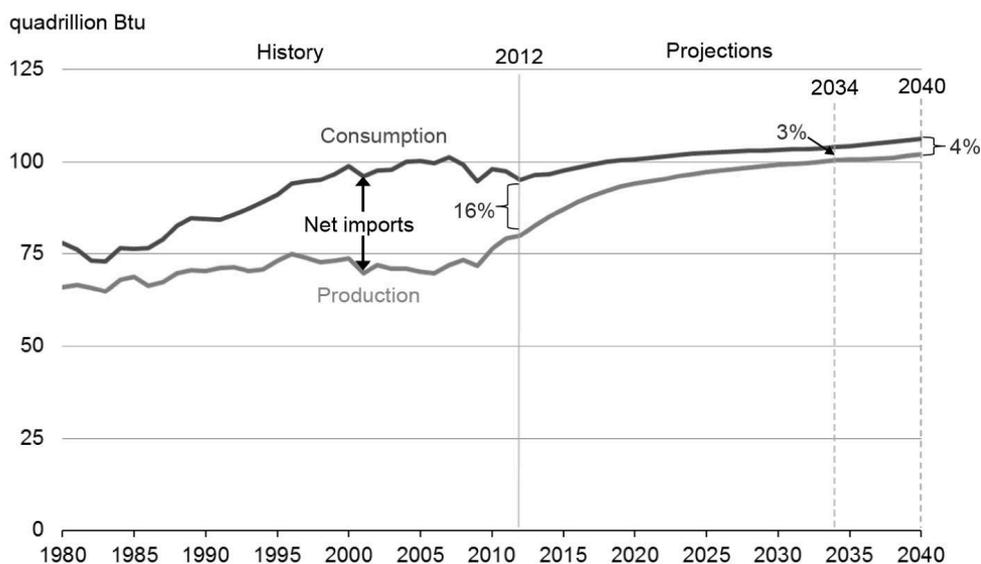
1. Introduction : le gaz de schiste comme symbole d'un changement de paradigme énergétique

- 1 Lors de sa première campagne, le Président Obama avait été élu sur un programme en partie centré sur la promotion des énergies *bas carbone*, dans un contexte de croissance de la dépendance américaine aux importations d'hydrocarbures¹. Durant ce mandat, les États-Unis avaient vu la Chine (en 2009) les devancer au premier rang des pays consommateurs d'énergie, événement vécu comme une des prémices de tensions croissantes pour accéder aux ressources fossiles. Mais, en 2012, le Président américain entame son second mandat avec un programme énergétique cette fois axé sur les énergies fossiles, via le recours aux ressources non conventionnelles, avec la reconquête progressive d'une large autonomie comme perspective plausible. Certes, cette indépendance énergétique n'est qu'un objectif lointain², mais l'inversion de tendance est déjà actée : entre 2008 et 2013, le taux de dépendance externe a été pratiquement divisé par deux et il pourrait avoisiner le zéro après 2030 (graphique 1).
- 2 Avec cette exploitation des hydrocarbures non conventionnels, gaz de schiste au premier rang (mais également huiles de schiste), la perspective a ainsi été bouleversée en quelques années, avec des conséquences potentielles dans la sphère énergétique (substitution gaz-charbon dans la production électrique), dans l'industrie (abaissement drastique du prix intérieur du gaz naturel et réduction de celui de l'électricité) et, par

ricochets, au-delà même des frontières nord-américaines (impact économique et géopolitique de la modification des flux internationaux de gaz et de pétrole, chocs de dans les secteurs intensifs en énergie).

- 3 Cette rupture soudaine constitue l'indice d'un changement de « paradigme » énergétique qu'il est possible de résumer à quelques caractéristiques saillantes. Tout d'abord, la croissance économique des décennies 1990 et 2000 a modifié les équilibres offre-demande sur les marchés d'énergie primaire fossile. L'augmentation de la demande a à la fois tiré vers le haut le prix directeur qu'est celui du baril de pétrole (en ce sens qu'il influence de nombreux investissements dans la sphère énergétique) et conduit à exploiter de nouvelles ressources fossiles, souvent à quelques milliers de mètres sous la mer (off-shore dit « profond ») ou à quelques milliers de mètres sous terre (hydrocarbures de schiste). Par ailleurs, la raréfaction progressive des hydrocarbures, qui était parmi les menaces de premier rang à la fin du siècle dernier, semble désormais caduque face à une profusion de ressources fossiles : quelques millénaires de réserves pour le charbon, quelques siècles pour le gaz, de nombreuses décennies pour le pétrole (c'est-à-dire sans doute de quoi voir venir le XXII^e siècle) sont les ordres de grandeur affichés pour les réserves géologiques³. Cela ne signifie pas que toutes ces ressources seront techniquement ni même économiquement exploitables⁴ ; mais l'horizon de l'épuisement physique des hydrocarbures qui, à tort ou à raison, occupait les esprits, est plus éloigné aujourd'hui qu'il y a dix ou vingt ans et n'est plus, en tant que tel, la contrainte première dans les politiques énergétiques.

Graphique 1. Production et consommation d'énergie aux États-Unis



SOURCE : US ENERGY INFORMATION AGENCY (2014), ANNUAL ENERGY OUTLOOK 2014, EARLY RELEASE.

- 4 Cette sorte de « résurgence » des hydrocarbures ouvre sur un ordre de complexité énergétique nouveau dans la mesure où les décennies à venir sont également celles durant lesquelles la transition vers des modèles sobres en carbone doit être impulsée, et où ce retournement devra donc être engagé dans cet environnement paradoxalement caractérisé par une profusion d'énergies fossiles. Comme, en outre, les fossiles non conventionnels sont alloués différemment sur la carte du monde (la Chine et certaines parties de l'Europe en seraient riches), les rapports de force s'en trouvent

également affectés, sans qu'il soit possible d'anticiper la portée réelle des changements qui s'annoncent et qui ne se révéleront que dans le temps long. Quoi qu'il en soit, le spectre des politiques énergétiques envisageables s'en trouve élargi, de même que les stratégies d'entreprise, avec, conséquemment, des risques accrus sur les investissements.

- 5 À titre d'exemple de ces risques politiques et industriels, on observe que les investissements réalisés pour importer du gaz liquéfié aux États-Unis sont désormais surdimensionnés (les ressources locales n'étant plus en voie d'épuisement comme imaginé jusqu'au milieu des années 2000)⁵. Il se pourrait qu'il en soit de même pour les pipelines transportant le gaz vers l'Ouest de l'Europe, si le Vieux Continent, par contrecoup, importait plus de gaz liquéfié ou développait ses propres ressources en gaz non conventionnel. Le secteur électrique européen est une victime collatérale de ces mouvements « tectoniques ». La production thermique à base de gaz, centrale pour accompagner la transition énergétique européenne, est sous le choc d'un regain de compétitivité du charbon (et par ailleurs des renouvelables subventionnés), en raison d'importations à partir des États-Unis où, à l'inverse, la filière charbonnière souffre de la concurrence du gaz. Très concrètement, des dizaines de centrales à gaz, mises sous « cocon », sont retirées des appareils de production en Europe depuis le début de la décennie 2010.
- 6 Ces éléments ne sont présentés qu'en guise d'illustration des « figures » susceptibles d'être observées au sein de ce nouveau paradigme énergétique, né de la nécessité de promouvoir des filières sobres en carbone dans ce contexte de *new deal* des hydrocarbures, le tout sur fond d'incertitudes macroéconomiques durables.
- 7 Notre projet est ici, dans le cadre qui vient d'être exposé, de proposer un bilan d'étape du développement des énergies fossiles non conventionnelles aux États-Unis et d'esquisser les perspectives de long terme qui se dessinent.
- 8 Nous procéderons, pour ce faire, en deux temps, en distinguant de façon sans doute schématique les effets « internes », c'est-à-dire observables dans l'espace nord-américain (section 2), et ceux à caractère « externe », qu'ils soient économiques ou géopolitiques, diffusant au-delà de ces frontières et notamment en Europe (section 3). La complexité et l'incertitude qui entourent un débat ayant émergé il y a peu (et qui n'est pas toujours étanche aux groupes de pression...) nous conduiront à privilégier l'analyse des forces en tension, plutôt qu'à présenter une hypothétique vision déterministe.

2. Un *game changer* dans les perspectives énergétiques nord-américaines

2.1. Des conditions de développement « idiosyncrasiques »

- 9 Les conditions d'émergence, à la fin des années 2000, du gaz de schiste doivent être précisées, à la fois pour estimer leur durabilité et pour envisager leur reproductibilité en dehors des États-Unis. L'idée générale est que ce surgissement procède de la réunion de conditions très singulières (« idiosyncrasiques »), impossibles à reproduire en dehors du contexte nord-américain (s'il s'agit d'envisager des effets économiques de même ampleur). Ce haut degré de spécificité soulève également des questions sur la

pérennité du déploiement du gaz de schiste selon le modèle en vigueur depuis quelques années et conduisant à un prix interne du gaz aussi bas, et aussi découplé avec les niveaux observés en Europe (x3) et en Asie (x4).

- 10 Pour prendre la mesure des particularités du contexte nord-américain, il convient de revenir au début des années 1990, alors qu'un début de développement du gaz naturel dans la production d'électricité est observé, induit à la fois par la libéralisation du marché et l'amélioration du rendement des centrales. Cette évolution est toutefois contrariée par la hausse des prix du gaz, variant de 2 à 15 \$/MBtu entre 1990 et 2000, et par un renforcement durable de la compétitivité des centrales thermiques recourant au charbon.
- 11 À partir de 2007, un regain d'intérêt apparaît cependant avec le rehaussement soudain par le *US Potential Gas Committee* des ressources nationales de 45 %, les réserves non prouvées passant de 1 154 Tcf à 1 674 Tcf⁶. Cette réévaluation est fondée sur de nouvelles données relatives au gaz non conventionnel, de schiste en particulier. Ces ressources n'étaient toutefois pas absentes du paysage des énergies fossiles aux États-Unis : en 1821, la première exploitation commerciale d'un puits (à Fredonia dans l'État de New York) correspondait même à du gaz de schiste (soit une quarantaine d'années avant le premier puits de pétrole en Pennsylvanie) dont l'existence et les spécificités étaient bien connues de longue date. Grâce à un système de crédit d'impôt, ce type de combustible avait même fait l'objet d'une exploitation commerciale à bas bruit mais en continu, tout au long du XX^e siècle. En 2003, 2 000 puits horizontaux étaient ainsi en activité. S'ils sont plus de 20 fois plus nombreux en 2013 (45 000), l'exploitation du gaz de schiste était donc bien antérieurement à ce décollage un élément, mineur mais traditionnel, du paysage énergétique nord-américain.
- 12 Le rapide développement des gaz non conventionnels (confinant ici au *gold rush*), dès 2008 dans le prolongement direct de cette réévaluation des réserves, résulte de la combinaison originale des facteurs suivants⁷.
- 13 *Une configuration géologique et géographique particulièrement favorable* (grands champs dans des zones peu peuplées, nombreuses données de forages déjà disponibles...). La rentabilité rapide et élevée des investissements a été assurée par la nature des gaz, souvent « humides »⁸. En présence de ce type de ressources, les condensats (ou liquides de gaz naturel NGL) et les gaz de pétrole liquéfié (GPL) sont également valorisés et présentent une telle valeur marchande que certains gisements sont exploités uniquement autour de ces matières⁹.
- 14 *L'essor des technologies de récupération des hydrocarbures dans des environnements complexes*. Le développement des gaz de schiste prend appui sur les progrès réalisés dans les années 1980 pour exploiter le *tight gas* (gaz de réservoir compact) via des forages horizontaux (expérimentés dès les années 1930) et la fracturation hydraulique (en vigueur depuis la fin des années 1940). Le forage horizontal permet d'accéder à des gisements de petites dimensions et souvent inaccessibles par forage vertical, tandis que la fracturation hydraulique permet (grâce à l'injection à très haute pression d'un mélange d'eau, de sable et de produits chimiques) de libérer le gaz ou le pétrole prisonniers.
- 15 *Une régulation très permissive ou très incitative*. Le gouvernement américain a facilité l'essor de ces ressources via une fiscalité attractive¹⁰ pour les petits producteurs (dans l'*Energy Act* de 1980 par exemple)¹¹. Au niveau fédéral depuis 1971 (Mac Avoy, 1971 ;

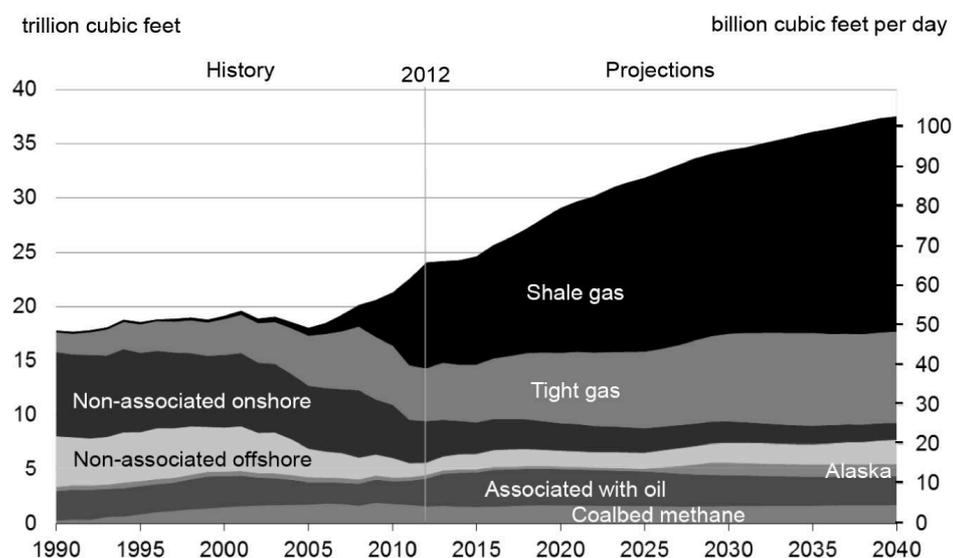
Davis et Kilia 2011), des budgets en recherche et développement sont également alloués pour favoriser le développement et l'essor de nouvelles technologies extractives¹². En outre, le régime minier juridique américain est souple, la propriété du sol l'emportant sur celle du sous-sol (avec un intérêt direct pour les propriétaires à concéder l'exploitation des ressources disponibles dans leur environnement direct).

- 16 *Une industrie gazière très concurrentielle* (nombre d'acteurs élevé, transparence des prix, accès des tiers aux infrastructures...). Dès 2003, de petits producteurs indépendants (tels que Chesapeake, Devon et XTO) ont développé l'usage des techniques de récupération. En 2008, les *majors* pétro-gazières rejoignent le marché et se lancent également dans une vague de rachat des petites compagnies. Plus de 4 000 producteurs de gaz sont dénombrés aujourd'hui dans une industrie qui s'est avérée très perméable aux nouveaux entrants¹³.

2.2. Conséquences sur les équilibres énergétiques internes

- 17 Entre 2007, moment de la réévaluation des ressources, et 2012, la production de gaz naturel a rebondi de 19.2 Tcf à 24 Tcf (à comparer à 23.7 Tcf pour le deuxième producteur la Russie) pour une consommation de 25.5 Tcf. Les gaz non conventionnels occupaient déjà une place significative au milieu des années 2000 (*tight gas* et *coalbed methane*), mais la rupture provient du décollage du gaz de schiste (*shale gas*) qui constitue le seul élément nouveau dans le mix de production. Négligeable en 2005, le gaz de schiste pourrait représenter plus de 50 % de la production gazière en 2040, et 75 % avec le *tight gas*, de sorte que l'avenir est essentiellement non conventionnel.
- 18 Le sous-sol américain contient les réserves mondiales les plus abondantes à ce jour¹⁴, soit l'équivalent d'un siècle de consommation pour le pays. Comparées à la production de 24 Tcf en 2012, les réserves récupérables selon l'EIA seraient de 567 Tcf. Le *National Petroleum Council* et le *Potential Gas Committee*, compte tenu de l'intervalle de confiance, les situent dans une fourchette comprise entre 410 Tcf et 871 Tcf. Les découvertes de gaz non conventionnel permettraient ainsi aux États-Unis de multiplier leurs réserves antérieurement connues par six¹⁵.
- 19 La hausse de la production américaine a entraîné une forte baisse du prix sur le territoire : entre 2008 et 2012, son niveau a été divisé par 3 pour atteindre moins de 3 \$/MBtu. S'il est remonté depuis entre 4 et 5 dollars, et peut-être plus à l'avenir, l'Agence Internationale de l'Énergie considère que l'avantage en termes de prix par rapport à l'Europe et au Japon restera au moins égal à 2 dans les décennies prochaines.
- 20 Outre l'industrie (voir *infra*) et, plus marginalement, le transport (routier, maritime...), l'impact de court terme essentiel relève de la production d'électricité. Au-delà de l'avantage en termes de prix, le gaz dispose d'une caractéristique qui concourt à le placer au cœur de la stratégie de transition énergétique américaine : son usage est considérablement moins nocif que celui du charbon pour la production d'électricité (à la fois en termes de CO₂ et de polluants locaux émis). Aussi, en 2012, la part du gaz naturel dans la production électrique a atteint elle un record historique, pesant 30 % du mix, cela au détriment du charbon (dont la part a diminué de 19 % par rapport à 2011). La baisse de l'utilisation du charbon pour la production américaine d'électricité a permis la réduction de 12 % des émissions de CO₂, mais est en partie compensée par une hausse de 5,5 % due à l'usage accru du gaz naturel.

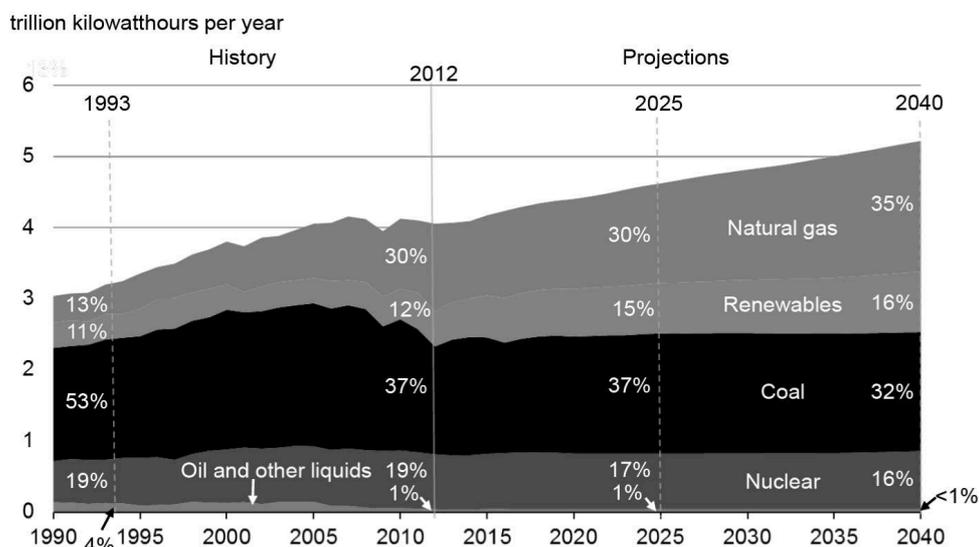
Graphique 2. Perspective de production de gaz aux États-Unis par nature



SOURCE : US ENERGY INFORMATION AGENCY (2014), ANNUAL ENERGY OUTLOOK 2014, EARLY RELEASE.

- 21 Le parc de production est en cours de recomposition, les centrales à gaz présentant des délais et des coûts de construction raisonnables. Dans le même temps, les nouvelles réglementations de l'*Environment Protection Agency* (EPA)¹⁶ accélèrent le déclassement des centrales à charbon les plus vétustes (106 ont été fermées depuis 2010, soit 13 % du total). L'impact sur l'économie charbonnière est notable. Des faillites de compagnies charbonnières sont déjà enregistrées (comme *Edison Mission Energy*), phénomène appelé à s'accélérer. Le résultat est également une baisse de la production nationale de charbon (moins 10 % en un an) et une hausse des exportations (plus de 25 % en un an), notamment vers l'Asie et l'Europe (plus 67 %). Les exportations américaines de charbon en 2013 devraient atteindre 125 millions de tonnes, très au-delà du record précédent de 113 millions remontant à 1981. Comme évoqué en introduction, les effets induits sur l'Europe sont non négligeables, dans la mesure où c'est au contraire le gaz (en raison de prix indexés sur le pétrole dans le cadre de contrats long terme) dont la compétitivité pâtit face à cet afflux de charbon bon marché. Cet effet de vase communicant pourrait ne pas perdurer, en raison d'évolutions de la réglementation pesant sur les centrales thermiques en Europe, de sorte que ce débouché outre-Atlantique pourrait se restreindre pour l'industrie charbonnière nord-américaine.

Graphique 3. Production électrique par source aux États-Unis



SOURCE : US ENERGY INFORMATION AGENCY (2014), ANNUAL ENERGY OUTLOOK 2014, EARLY RELEASE.

- 22 Cependant, malgré la violence de cet effet de bascule entre le charbon et le gaz aux États-Unis, l'administration américaine n'envisage pas une substitution comme perspective ultime. Comme indiqué dans le graphique précédent, le scénario central conduit à envisager une stabilisation de la part du charbon à long terme, la progression dans la production d'électricité étant accompagnée par le gaz (et secondairement les renouvelables). Un tel scénario souligne les limites de la stratégie américaine qui ne peut conduire, avec cette répartition future des différentes filières de production, à une poursuite de la réduction des émissions de CO₂ qui est enregistrée depuis quelques années maintenant. Sauf à imaginer, naturellement, un recours massif (et très coûteux) à la capture et séquestration de carbone associées aux centrales thermiques, au charbon aussi bien qu'au gaz.

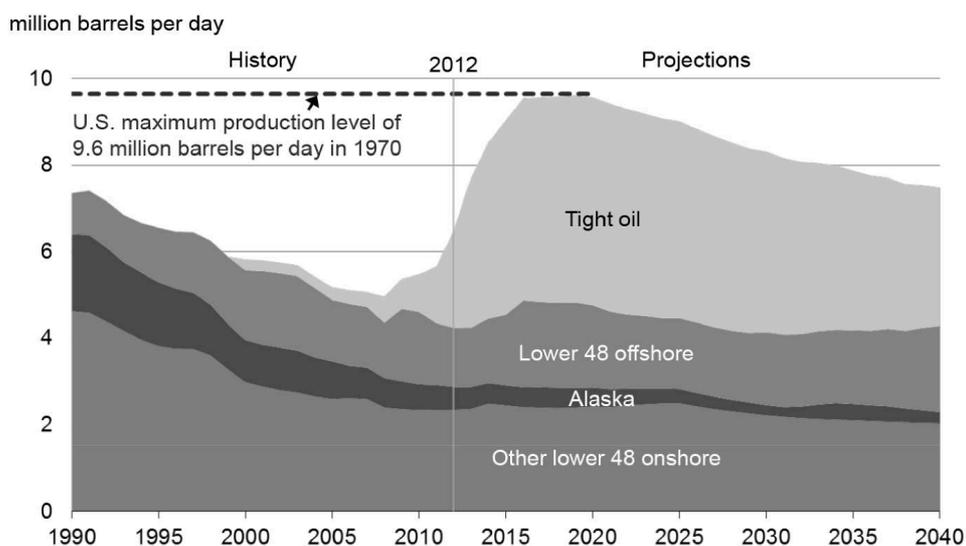
2.3. Un modèle « non conventionnel » des origines sujet à des transformations profondes

- 23 En dépit de cet essor rapide et de marges de développement potentiel à long terme considérables, la progression du gaz de schiste n'est pas exempte de débats et de questionnements sur sa soutenabilité, aussi bien en termes économiques qu'environnementaux¹⁷.
- 24 Certaines interrogations sont liées aux fondamentaux mêmes de l'activité et suggèrent que les conditions du décollage observées ces dernières années présentent un caractère transitoire et ne sauraient constituer un état stationnaire de l'industrie gazière.
- 25 Le premier argument est que la fracturation de la roche permet de libérer des hydrocarbures dans un périmètre restreint, de sorte que le maintien d'un niveau de production élevé implique de creuser constamment de nouveaux puits. Pour fixer un ordre de grandeur, considérons qu'une cinquantaine de puits de gaz de schiste de taille « moyenne » sont nécessaires pour produire la même quantité de gaz qu'un puits en mer du Nord. Or une décroissance du nombre de forages est amorcée en 2012 (EPRINC, 2012), phénomène assez logique en économie minière où les espaces exploités font

l'objet d'une difficulté croissante (ou d'un rendement décroissant). Certes, le progrès technique peut compenser cette tendance, mais la régulation peut au contraire renforcer les contraintes d'exploitation.

- 26 Suivant les zones, le coût d'extraction du gaz oscille entre 3 et 8 dollars par MBtu (soit 28 m³), alors qu'il n'est vendu qu'aux alentours de 4 dollars¹⁸. Cela conduit à réduire la voilure et à réorienter les investissements et appareils de forage (les rigs) vers les régions riches en condensats (gaz liquides) et en pétrole de schiste : cinq fois moins de rigs sont concentrés sur des zones de gaz sec (c'est-à-dire non associé à des formes d'hydrocarbures liquides) qu'il y a cinq ans. Selon ce mouvement, les bassins de Marcellus (Pennsylvanie) et d'Eagle Ford (Texas) sont en forte croissance, tandis que Barnett (Texas), Fayetteville (Arkansas) et surtout Haynesville (frontière Arkansas-Texas-Louisiane) sont en net repli.
- 27 Un modèle économique centré sur la valorisation des huiles non conventionnelles se dessine. Cela conduit l'administration américaine à envisager l'augmentation de la production pétrolière nationale de 6.5 MMbbl/jour en 2012 à 9.6 en 2019 (soit un retour au record historique de 1970). En dépit d'un déclin relatif au-delà, la production non conventionnelle représenterait environ 50 % du total national en 2040.
- 28 Autrement dit, la focalisation sur le gaz de schiste masque sans doute un autre enjeu économique de premier rang, à long terme, relevant du pétrole non conventionnel.

Graphique 4. Production de pétrole par nature aux États-Unis



SOURCE : US ENERGY INFORMATION AGENCY (2014), ANNUAL ENERGY OUTLOOK 2014, EARLY RELEASE.

- 29 Au-delà de ces incertitudes technico-économiques, l'analyse du renouveau de la production nationale de gaz non conventionnel est également soumise à des tensions relevant de conditions environnementales de son extraction. Les inquiétudes sont tout d'abord centrées sur les émissions de méthane (gaz à fort effet de serre). Si le débat reste ouvert (voir Howarth *et al.*, 2012 pour un tableau général des études) quant à l'ampleur du phénomène, il est admis que la production de gaz de schiste est plus émettrice de CO₂ que celle de gaz conventionnel. L'autre débat porte sur le volume d'eau requis, de 10 000 à 20,000 m³, et sur la contamination potentielle de nappes

phréatiques par les additifs inclus dans le cycle de fracturation ou par les hydrocarbures lors de leur expulsion vers la surface.

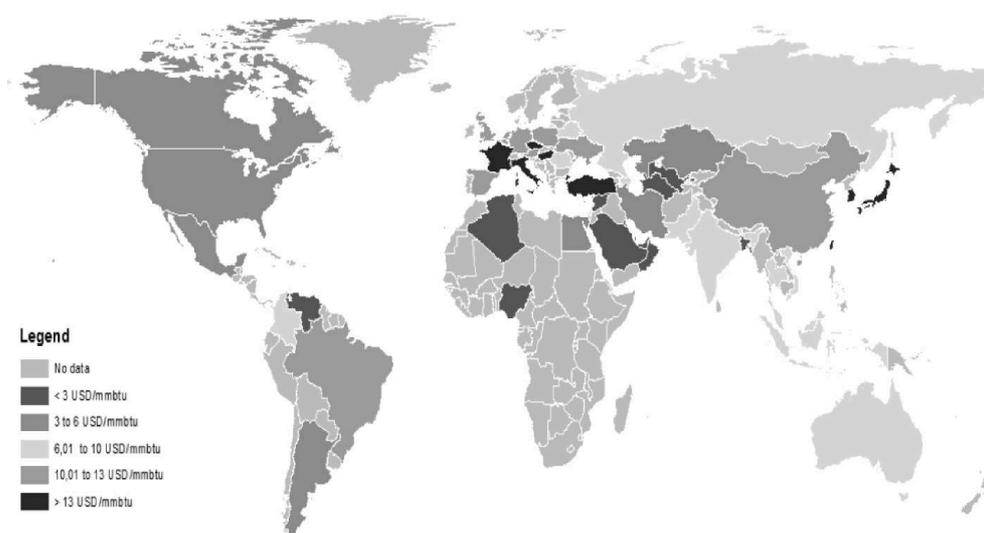
- 30 Une partie des questionnements relèvent de la structure de l'industrie (comportant de nombreuses PME, dont toutes n'auraient pas déployé les meilleures pratiques) ou du rythme de développement de la production (le *gold rush* ayant conduit à des écueils désormais exclus par l'effet d'expérience).
- 31 Quoi qu'il en soit, un appel à la transparence, à la communication et à l'information est lancé. En 2005, l'*Energy Act* avait clairement exclu la fracturation du *Clean Water Act* de l'EPA, clause connue désormais sous le nom de *Cheney Halliburton Loophole*. Une pression croissante s'opère sur les acteurs pour divulguer les produits chimiques qu'ils emploient. Un *Fracking Act* est à l'étude au Congrès pour obliger les opérateurs à communiquer cette information. Certains États, peu nombreux, ont même édicté des moratoires interdisant la fracturation hydraulique¹⁹.

3. Esquisse des effets économiques et géopolitiques globaux

3.1. Un nouvel actif pour la compétitivité américaine dans la globalisation

- 32 En l'espace de quelques années, les États-Unis ont à la fois rejoint le groupe des pays bénéficiant d'un gaz naturel à bas prix (seul dans ce cas au sein de l'OCDE, cf. carte suivante), tout en ayant considérablement détendu sa problématique de sécurité d'approvisionnement. Compte tenu de cette large disponibilité des hydrocarbures non conventionnels, de différentiels de prix durables à l'avantage des entreprises américaines, de conditions d'exploitation difficiles (voire impossibles) à reproduire ailleurs, l'essor des gaz et de l'huile de schiste constitue à l'évidence un phénomène nouveau dans la globalisation, avec un impact durable bien au-delà de l'espace économique nord-américain.

Carte 1. Mappemonde des différentiels de prix du gaz naturel

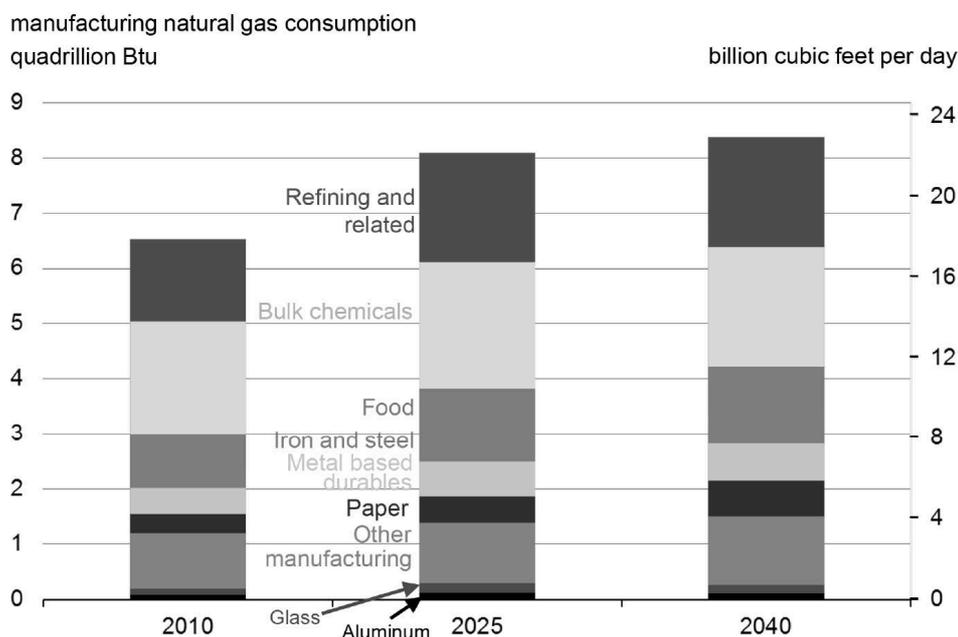


SOURCE : INTERNATIONAL GAS UNION AND NEXANT, WHOLESALE GAS PRICE SURVEY, 2013.

- 33 L'évaluation économique de cet impact est délicate, car elle soulève des problèmes méthodologiques complexes et, surtout, suppose une meilleure visibilité sur la place prise à long terme par les gaz de schiste, sur les coûts (en fonction des évolutions de la régulation notamment) et les prix afférents, sur les stratégies d'exportation ou non (pour le gaz)... Ces réserves posées, essayons néanmoins de rassembler les éléments disponibles, permettant d'estimer l'impact économique à long terme aux États-Unis et les conséquences sur la compétitivité américaine.
- 34 En termes d'emplois tout d'abord, le secteur de la fracturation hydraulique a déjà, à lui seul, permis la création de nombreux emplois depuis 2008, auxquels s'ajoutent ceux associés à la suite de la chaîne de valeur, soit l'extraction et le raffinage, ainsi que ceux induits dans les industries manufacturières et via la distribution de revenus. L'étude la plus citée est celle d'IHS Global Insight, qui rapporte que le développement des gaz de schiste aux États-Unis a contribué à la création en 2010 de 600 000 emplois directs, indirects et induits, et devrait générer quelque 900 000 emplois à l'horizon 2015. En contrepoint, d'autres études mettent en avant les financements importants nécessaires à cette activité très capitalistique et peu intensive en emplois (Katzenbuhler et Centner, 2012) et soulignent qu'à la fin de la récession en 2010, le taux de croissance dans ce secteur d'activité a été équivalent à celui des autres secteurs industriels (Brown et Yucel, 2013). Parmi le faisceau d'indices, soulignons que, depuis 2008, les quatre États présentant les taux de croissance les plus élevés correspondent à ceux dans lesquels l'industrie des hydrocarbures a été la plus dynamique.
- 35 Mais l'essentiel est sans doute au-delà du secteur pétrolier et gazier, via les effets induits par la baisse du prix du gaz « matière première » sur des industries comme la chimie et la pétrochimie²⁰ et la baisse du coût de l'énergie dans les secteurs intensifs comme l'aluminium ou les pneumatiques. Certains objectent (Spencer *et al.*, 2014), que le poids économique des activités concernées est limité, les secteurs intensifs en gaz ne pesant que 1,2 % du PIB américain. Et même si ces derniers ont vu leurs exportations nettes tripler (de 10,5 milliards en 2006 à 27,2 en 2012), cette progression est minime dans le total du déficit commercial américain (près de 800 milliards en 2012). Mais

l'analyse rétrospective est sans doute limitée, car il convient de parvenir à anticiper les transformations, à long terme, de la structure de production en raison de l'attractivité nouvelle d'un espace économique offrant des garanties à long terme concernant le prix du gaz et de l'électricité. Par exemple, après avoir financé le sauvetage de l'industrie automobile, le Président américain a injecté 20 milliards dans ce secteur pour promouvoir l'usage des carburants alternatifs. La loi « Natural Gas Act » soutenant la motorisation au gaz devrait voir le jour en 2014, afin de favoriser l'utilisation de ce combustible dans le transport. Les pouvoirs publics seront d'autant plus incités à favoriser de telles transformations structurelles que le gaz non conventionnel a rapporté 31 milliards en impôts et taxes fédéraux en 2012.

Graphique 5. Consommation sectorielle de gaz naturel aux États-Unis



SOURCE : US ENERGY INFORMATION AGENCY (2014), ANNUAL ENERGY OUTLOOK 2014, EARLY RELEASE.

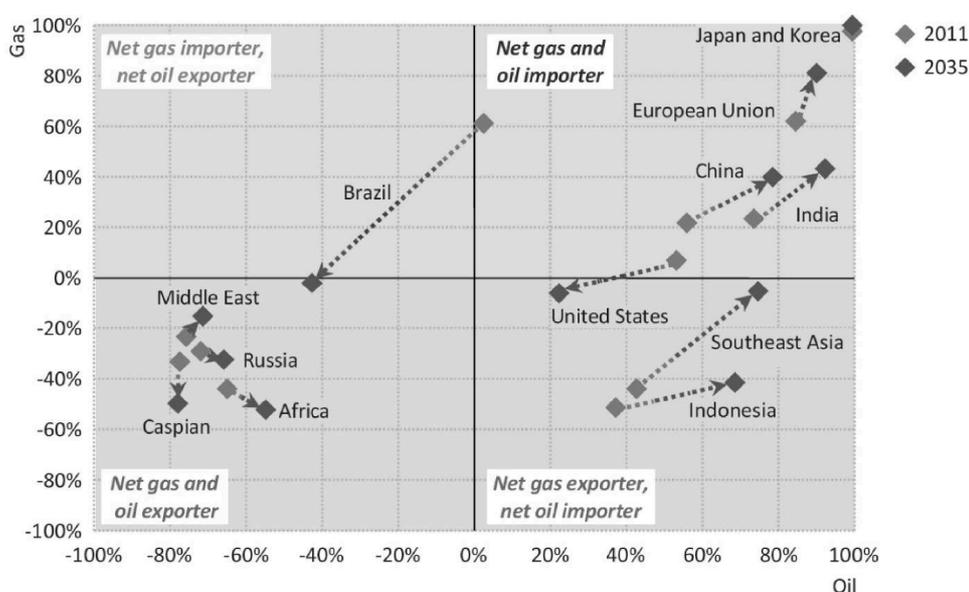
- 36 Dernier élément, soulignons également que la baisse du prix du gaz a également bénéficié aux clients résidentiels (mais selon un bilan hétérogène selon les États). En 2013, les estimations font état de gains pour les consommateurs finals de 0,6 % de leur revenu disponible (soit environ 650 \$ par ménage et par un an). Mais, dans le même temps, les prix des habitations et des terres agricoles ont baissé de 24 % en moyenne sur les terrains situés à moins de 3 km d'un puits de gaz non conventionnel en 2013.

3.2. Des canaux de diffusion via les marchés internationaux d'hydrocarbures

- 37 Dès lors que la position nord-américaine sur les marchés gaziers pétroliers se trouvera fortement influencée par le développement de ces ressources non conventionnelles, il convient de prendre en compte le canal de diffusion via ces marchés, à la fois en matière économique et géopolitique.

- 38 À partir de 2016, les États-Unis pourraient devenir exportateurs de gaz (Abiteboul, 2012 ; Jensen, 2012 ; Ebinger, 2012). Leurs débouchés sont déjà sécurisés par des contrats, notamment avec des pays d'Asie-Pacifique, la fin des travaux d'expansion du canal de Panama facilitant de tels flux. Afin d'exporter du GNL, les États-Unis doivent toutefois adapter des infrastructures qui ont été conçues pour importer (c'est-à-dire pour gazéifier le méthane et non pour le liquéfier). Une vingtaine de projets de transformation ou de construction de terminaux méthaniers sont envisagés, probablement au-delà des capacités requises. Au niveau fédéral, un seul projet a été autorisé jusqu'à présent (*Sabine Pass*) pour exporter du gaz vers des pays non-membres de l'accord de libre-échange, tandis que trois autres projets ont reçu un accord conditionnel. En parallèle, le réseau de gazoducs doit être modifié pour permettre l'acheminement du gaz des lieux de production aux points d'exportation. Même si les États-Unis deviennent exportateurs de gaz naturel, les importations de GNL, de fait en régression, ne peuvent pas totalement disparaître en raison des obligations de contrats long terme et de différences de prix temporaires susceptibles de présenter un intérêt économique à valoriser.
- 39 Cette perspective concernant l'exportation du gaz nord-américain ne serait toutefois pas un bouleversement conduisant à délivrer en Europe ou en Asie du méthane à bas prix : la prise en compte du coût de liquéfaction et de transport renchérira considérablement le gaz américain à son point de livraison²¹. Toutefois, il y a là un facteur, sinon de déstabilisation, au moins de complexification du jeu gazier, de nature à accroître le pouvoir de négociation et de diversification des acheteurs, notamment européens²².
- 40 Il convient de considérer non pas seulement la présence nouvelle des Américains sur certains marchés, mais également leur retrait, au moins partiel, d'autres, comme pour le pétrole. Depuis les années 1930 et l'alliance entre le Président Roosevelt et le roi Abdel Azis Ibn Seoud, les États-Unis ont lié leurs approvisionnements pétroliers à l'Arabie saoudite et aux pays du Moyen-Orient. L'alliance a été assortie côté américain d'une garantie d'assurer la stabilité de la région et la libre circulation sur les voies maritimes. Qu'en sera-t-il dès lors que la production américaine pourrait dépasser celle de l'Arabie saoudite dès 2020, *a fortiori* avec les ressources disponibles au Canada ? Pour la zone, la perte du client américain devrait être plus que compensée par les importations accrues de pays émergents comme la Chine ou l'Inde, mais rien n'indique que ces nouvelles puissances pourraient se charger d'une fonction de stabilisation de la zone. L'ancrage américain au Moyen-Orient repose certes sur d'autres considérations (notamment l'alliance avec Israël), mais nul ne peut prédire, dans les décennies 2020 et 2030, comment cette nouvelle géopolitique des énergies fossiles pèsera sur les équilibres anciens et si, comme c'est le cas actuellement, la V^e flotte américaine sera toujours basée au Bahreïn pour sécuriser la principale route du pétrole qui traverse le détroit d'Ormuz...

Graphique 6. Variation des taux d'importation et d'exportation en pétrole et gaz à long terme

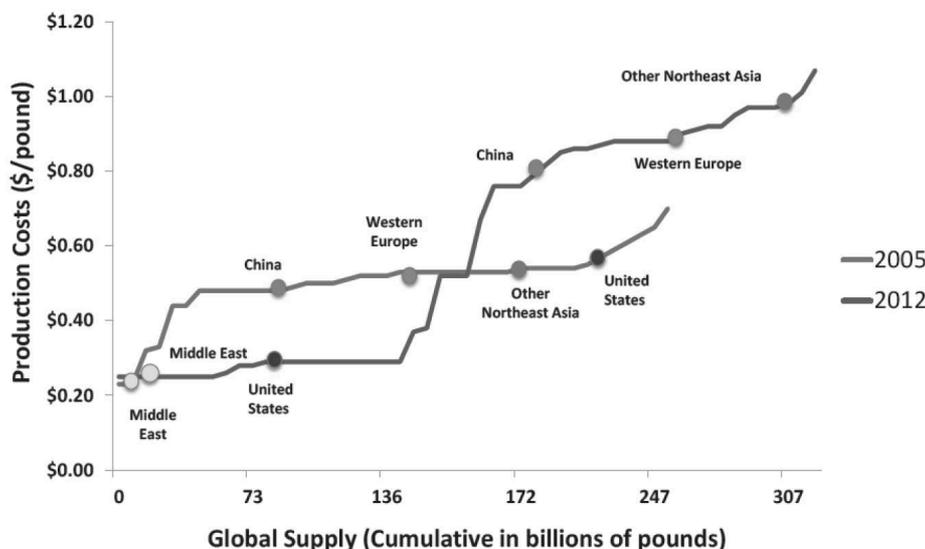


SOURCE : US ENERGY INFORMATION AGENCY (2014), ANNUAL ENERGY OUTLOOK 2014, EARLY RELEASE.

3.3. Europe : l'efficacité énergétique comme seule réponse stratégique

- 41 Les Européens ne peuvent évidemment pas rester indifférents ou simples observateurs face à ces évolutions. À long terme, ils seraient les premiers concernés par une nouvelle donne géopolitique (et pâtiraient plus encore de leur difficulté à constituer une unité politique).
- 42 Dès à présent, des effets économiques sont perceptibles, avec la perspective de voir émerger, avec les États-Unis, un redoutable concurrent *low cost* pour l'Union européenne qui, après avoir dopé sa compétitivité depuis les années 1990 avec les recettes de la *nouvelle économie*, ravive maintenant ses avantages comparatifs avec ceux de l'*ancienne économie* basée sur l'exploitation des ressources minières.
- 43 Le diagnostic de la Commission européenne (2014) est tranchant, sur l'impact en termes de compétitivité de la dégradation du différentiel de coûts du gaz et de l'électricité : « Certes, l'énergie n'a jamais été bon marché en Europe, mais l'écart de prix dans le domaine de l'énergie entre l'UE et ses principaux partenaires économiques s'est encore accentué au cours des dernières années. Le prix moyen du gaz pour les entreprises dans l'UE est aujourd'hui trois à quatre fois supérieur aux prix correspondants aux États-Unis, en Inde et en Russie, il est supérieur de 12 % au prix pratiqué en Chine, comparable à celui pratiqué au Brésil et inférieur au prix en vigueur au Japon. [...] De nouveau, aux États-Unis et en Russie, le faible niveau des prix du gaz (et par conséquent, des prix du charbon) a contribué à faire baisser les prix de l'électricité dans ces pays » (p. 15). « Ces dernières années, toutefois, la part des biens à forte intensité énergétique dans les exportations de l'UE a diminué de manière significative alors que le volume de composants intermédiaires à forte intensité énergétique en provenance d'économies émergentes telles que le Brésil, la Russie et la Chine est en augmentation » (p. 16).

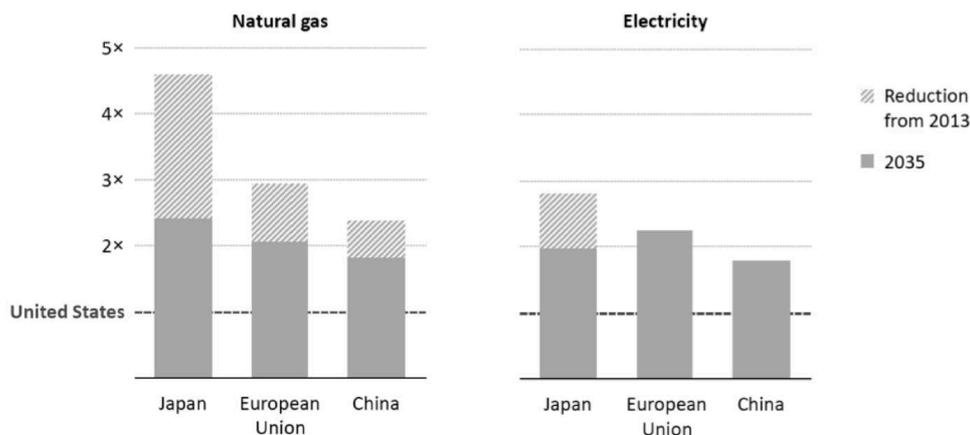
Graphique 7. Coûts de production comparatifs de l'éthane



SOURCE : AMERICAN CHEMISTRY COUNCIL (2013), SHALE GAS, COMPETITIVENESS AND NEW US CHEMICAL INDUSTRY INVESTMENT: AN ANALYSIS BASED ON ANNOUNCED PROJECTS.

- 44 Ce diagnostic est partagé par l'IEA (2014) qui considère que la disparité croissante des prix et coûts de l'énergie devrait faire baisser la part de biens à forte intensité énergétique exportés par l'UE sur les marchés mondiaux.

Graphique 8. Différentiel de prix gaziers et électriques



SOURCE : INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2013), WORLD ENERGY OUTLOOK.

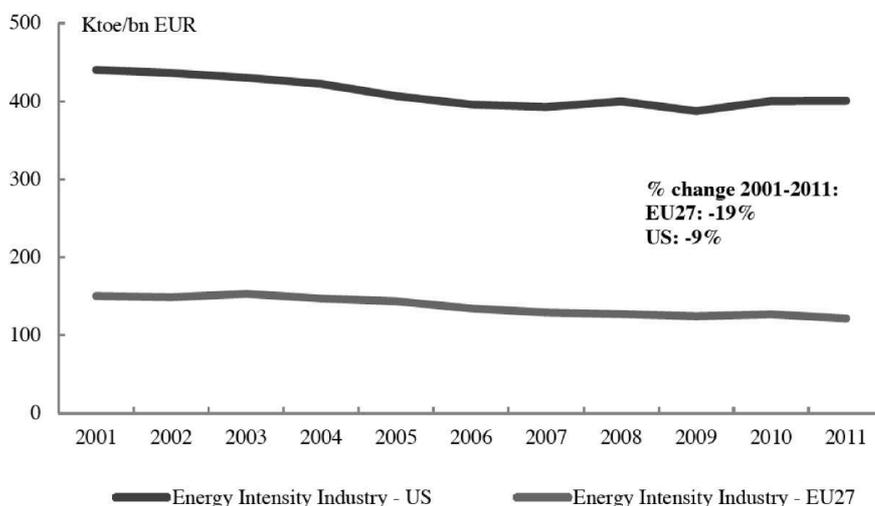
- 45 Quelle stratégie adopter de ce côté-ci de l'Atlantique ? Certes, les rapports du GIEC viennent confirmer que la vision politique des Européens, définie à la fin des années 2000 par l'objectif du 3*20, est une démarche cohérente, visionnaire même. Mais, sur fond de crise économique, les coûts collectifs pour promouvoir les filières bas carbone (énergies renouvelables, efficacité énergétique, véhicule électrique, stockage, réseaux intelligents...) représentant un lourd fardeau, la tentation est forte de moduler l'effort collectif de transition pour tenir compte du nouveau « paradigme » énergétique.

- 46 Une question surgit logiquement : parmi les options disponibles, pourrait-on envisager de reproduire en Europe les conditions du « miracle » nord-américain ? Ce débat se tient à la maille nationale : alors que la Pologne, la Grande-Bretagne ou le Danemark (ou l'Ukraine aux confins de l'UE) s'engagent dans l'exploration de leurs ressources en hydrocarbures de schiste, la France ou la Bulgarie ont prohibé l'usage de la fracturation hydraulique, seule technologie en usage pour l'heure (et sans doute pour toute la décennie). Quoi qu'il en soit, tout porte à croire que les enjeux économiques ne sont pas du même ordre en Europe qu'aux États-Unis, cela pour différentes raisons.
- 47 Primo, les conditions d'exploitation seraient assez foncièrement différentes en raison d'une urbanisation plus dense de ce côté-ci de l'Atlantique (population trois fois à quatre supérieure au km² en France, par exemple), caractéristique restreignant les zones d'extraction, la proportion de gaz récupérable et tirant les coûts d'exploitation vers le haut.
- 48 Deusio, les données disponibles suggèrent que la géologie est moins favorable avec des bassins plus petits et plus accidentés. Ces facteurs, combinés à d'autres (moins d'expertise dans l'extraction, moins d'équipements directement mobilisables, un réseau de transport de gaz moins maillé...), suggèrent non seulement que les volumes d'exploitation seraient moindres, mais également que le coût du gaz extrait serait bien plus élevé qu'aux États-Unis. Enfin, rien ne garantit la présence de gaz « humide » qui contient la valeur intrinsèque la plus élevée.
- 49 Tertio, ajoutons que le développement du gaz est venu en substitut partiel du charbon dans les centrales électriques américaines, concourant à ramener les émissions de CO₂ à leur niveau du milieu des années 1990. Comme le poids du charbon est plus limité en moyenne en Europe, nous ne pourrions pas envisager d'adopter cette même stratégie de réduction des émissions en opérant une transition entre les sources de carbone, plutôt que vers des filières bas carbone.
- 50 Il est difficile de conclure, car peu d'endroits ont été explorés (la Pologne étant le seul État membre à disposer de données d'exploration significatives), de sorte que les États-Unis sont les seuls dotés d'un réel retour d'expérience. Néanmoins, rien ne permet de dire sérieusement que l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels représente en Europe, comme aux États-Unis, un potentiel *game changer* : « *It is unlikely that the EU will repeat the US experience in terms of the scale of unconventional oil and gas production. Uncertainty exists around the exact size of exploitable EU shale gas reserves. Nevertheless, a median scenario would see the EU producing several tens of billions of cubic meters (bcm) of shale gas by 2030-2035, or about 3-10 % of EU gas demand. The EU's fossil fuel import dependency will therefore continue to increase and its fossil fuel prices will remain largely determined by international markets* » (Spencer et al., 2014, p. 1).
- 51 Si l'Europe ne peut pas répliquer la stratégie américaine, faut-il refermer définitivement le dossier des gaz et huiles de schiste pour autant ? Sans doute pas, et pour deux raisons. Primo, les Européens doivent veiller à leur sécurité collective en termes d'approvisionnements en hydrocarbures, ressources qui pèseront encore longtemps dans notre bilan énergétique ; *a fortiori* dans un environnement où les Américains pourraient, eux, avoir conquis une grande autonomie énergétique. Dans ce contexte, l'évaluation des réserves européennes non conventionnelles relève, en quelque sorte, du principe de précaution pour la sécurité collective européenne. Secundo, si certains États membres devaient s'engager dans une exploitation de leurs hydrocarbures non conventionnels, cela ne les détournerait pas de l'objectif commun

de transition énergétique. Les ressources locales se substituerait aux ressources importées, sans augmenter les émissions (qui suivront l'objectif d'une réduction des émissions de 80 % en 2050). Comme le montre le cas du Danemark qui subordonne l'exploitation de ses ressources à une stratégie de transition très ambitieuse (avec l'objectif de décarboner totalement la production électrique en 2050).

- 52 Mais le principal enseignement à tirer de l'expérience américaine est sans doute ailleurs. Dès lors que l'exploitation des ressources non conventionnelles ne changera par la « donne », les Européens doivent concentrer leurs efforts sur l'amélioration de l'efficacité énergétique. En effet, face à une concurrence américaine dopée par une énergie à bas coûts, au moment où le développement des renouvelables tire ceux de l'Europe vers le haut, la réplique ultime relève nécessairement de la recherche du meilleur niveau d'efficacité énergétique dans l'industrie. Le secteur manufacturier de l'UE a déjà entamé, au fil des dernières décennies, des restructurations visant à diminuer l'intensité énergétique, efforts qui ont partiellement atténué la hausse des prix de l'énergie et devront être poursuivis (Commission européenne, 2014).

Graphique 9. Efficacité des industries intensives en énergie en Europe et aux États-Unis



Source : Commission européenne (2014), Communication au Parlement « Prix et coûts de l'énergie en Europe », DG Énergie, janvier.

4. Conclusion : la certitude de grands changements... combinée à l'incertitude de leur trajectoire

- 53 Les données et informations disponibles permettent de comprendre que le futur énergétique ne sera pas celui qu'on imaginait, sans pouvoir dire à ce stade ce qu'il sera...
- 54 Le travail de Gracceva et Zeniewski (2013), destiné à modéliser la place future du gaz de schiste au niveau mondial, donne la mesure de ces incertitudes : « *In the optimistic scenario, shale gas has the potential to make up almost a quarter of global gas production by 2030 and reach one third by 2040. And the share of natural gas in global primary energy supply increases up to 31 % by 2040 (against 27 % in the conservative scenario). However, this strong*

increase in shale gas production requires optimistic assumptions on both shale gas resource size and production costs; if either the size or cost are less favourable, the production potential of shale gas is reduced by half » (p. 455). Dans le scénario haut, le gaz sera sans doute au cœur des efforts de transition énergétique dans de nombreuses parties du monde (par l'intermédiaire de la substitution entre le gaz et le charbon, par le développement d'innovations étendant les usages du gaz en particulier dans le transport) ; dans le scénario bas, il sera plus difficile de conférer au gaz le statut d'hydrocarbure de la transition et les actuels détenteurs des ressources conventionnelles, comme la Russie, verront leur pouvoir durablement conforté.

- 55 Les facteurs d'incertitude ne relèvent pas que du champ technico-économique. Les décisions politiques compteront, comme en témoigne le débat intérieur aux États-Unis autour de l'arbitrage entre « conserver les ressources pour le développement économique du pays » (en prenant appui sur des prix locaux du gaz très avantageux) ou « les exporter pour pouvoir rentabiliser les investissements consentis ». En 2012, le représentant Edward Markey a ainsi déposé deux projets de lois destinés à interdire les exportations de GNL et, comme évoqué plus haut, les autorisations pour finaliser les infrastructures de liquéfaction sont encore en attente.
- 56 Quoi qu'il en soit, les Européens doivent adapter leur stratégie énergétique dans le cadre du nouveau paradigme et des incertitudes économiques et géopolitiques qui le caractérisent. Même s'ils connaissent mal leurs ressources, l'éventualité qu'ils puissent s'adapter au nouvel environnement en fracturant intensivement leur sous-sol pour extraire des hydrocarbures (au point d'assurer leur sécurité énergétique) est peu plausible. Contrairement aux États-Unis, les Européens ne seront pas *market makers* sur la nouvelle scène des énergies fossiles et sont donc plus encore tenus d'avancer dans leur stratégie de rupture par l'excellence en termes d'efficacité énergétique et de promotion des filières énergétiques sobres en carbone, ainsi que des nouvelles organisations qui s'y rattachent (*smart grids, smart cities, réseaux de transport bas carbone...*).
- 57 Le retour des énergies fossiles, que l'on pensait enfouies dans le XX^e siècle, ne doit pas dissuader les Européens d'être pionniers dans l'invention du modèle énergétique du XXI^e.

BIBLIOGRAPHIE

Abiteboul J. (2012), « What is the Time Line for LNG Exports from the USA? », presentation to the Flame Conference in Amsterdam, 18 April.

Alkemada F., Hekkert M. P., Negro S. O (2011), « Transition policy and innovation policy: Friends or foes? », *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 1.

American Chemical Council (2013), « Shale Gas, Competitiveness, and New US Chemical Industry Investment: An Analysis Based on Announced Projects Economics & Statistics Department », American Chemistry Council, May 2013.

- Barry B., Klima M. S. (2013), « Characterization of Marcellus Shale natural gas well drill cuttings », *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 1-2.
- Bazilian M. *et al.* (2014), « Ensuring benefits from North American shale gas development: Towards a research agenda », *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources* (in press).
- Brooks M. (2013), « Frack on or frack off: can shale gas really save the planet? », *New Scientist*, 219.
- Brown S., Yucel M. (2013), « The Shale Gas and Tight Oil Boom: U.S. States' Economic Gains and Vulnerabilities », *Council on Foreign Relations, Policy Brief*, October.
- Bukllis K. (2012), « Can Fracking Be Cleaned Up? », *MIT Technology Review*.
- Centner T., Hatzebuhler H. (2012), « Regulation of water pollution from hydraulic fracturing in horizontally-drilled wells in the Marcellus shale region, USA », *Water*, 4.
- Centner T. J., O'Connell L. K. (2014), « Unfinished business in the regulation of shale gas production in the United States », *Science of The Total Environment*, 476-477.
- Commission européenne (2014), *Communication au Parlement « Prix et coûts de l'énergie en Europe »*, DG Énergie, janvier.
- Conseil d'Analyse Stratégique (2012), « Les gaz non conventionnels : une révolution énergétique nord-américaine non sans conséquences pour l'Europe ».
- Ebinger C. *et al.* (2012), « Liquid Markets: Assessing the Case for US Exports of Liquefied Natural Gas », *Policy Brief 12-01*, Brookings Institution, Washington, DC.
- EPRINC (2011), « Natural Gas Industry Fakes the Moon Landing », *EPRINC Briefing Memorandum*, Washington, DC, 1 July.
- Geoffron P., Lowe P. (2013), « The Shale Gas Race: Consequences for Europe? », *Madariaga-College of Europe Foundation*.
- Godec M. L., Jonsson H., Basava-Reddi L. (2013), « Potential Global Implications of Gas Production from Shales and Coal for Geological CO₂ Storage », *Energy Procedia*, 37.
- Gracceva F., Zeniewski P. (2013), « Exploring the uncertainty around potential shale gas development – A global energy system analysis based on TIAM (TIMES Integrated Assessment Model) », *Energy*, 57.
- Howarth R. *et al.* (2012), « Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations », *Climate Change*, 106.
- Hu D., Xu S. (2013), « Opportunity, challenges and policy choices for China on the development of shale gas », *Energy Policy*, 60.
- Hultman N. *et al.* (2011), « The Greenhouse Impact of Unconventional Gas for Electricity Generation », *Environmental Research Letters*, 6.
- IHS Report (2012), « The Economic and Employment Contributions of Unconventional Gas Development in State Economies », June.
- International Energy Agency (2013), « *World Energy Outlook* ».
- Jacoby H., O'Sullivan F., Paltseva S. (2012), « The Influence of Shale Gas on U.S. Energy and Environmental Policy », *Economics of Energy & Environmental Policy*, 1.

- Jenner S., Lamadrid A. J. (2013), « Shale gas vs. coal: Policy implications from environmental impact comparisons of shale gas, conventional gas, and coal on air, water, and land in the United States », *Energy Policy*, 53.
- Jensen J. (2012), « LNG Exports from North America: How Competitive Are They Likely to Be? », Presentation to the Paris Energy Club, 4 May.
- Jiang M. *et al.* (2011), « Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Marcellus Shale Gas », *Environmental Research Letters*, 6.
- Johnson C., Boersma T. (2013), « Energy (in)security in Poland the case of shale gas », *Energy Policy*, 53.
- Kennedy J. (2011), « The Fracking Industry's War on the New York Times and the Truth ».
- Kosciuszko Institute (2011), « Unconventional Gas – a Chance for Poland and Europe? Analysis and Recommendations », Kosciuszko Institute, Krakow.
- Kropatcheva E. (2014), « He who has the pipeline calls the tune? Russia's energy power against the background of the shale revolutions », *Energy Policy*, 66.
- Kuhn M., Umbach F. (2011), « Shale Gas: a game changer for European energy security », The Global Warming Policy Foundation, 11 May.
- Lozano Maya J. R. (2013), « The United States experience as a reference of success for shale gas development: The case of Mexico », *Energy Policy*, 62.
- Mallapragada D. S., Duan G., Agrawal R. (2014), « From shale gas to renewable energy based transportation solutions », *Energy Policy*, 67.
- Matthew F. (2013), « Urban gas drilling and distance ordinances in the Texas Barnett Shale », *Energy Policy*, 62.
- McGlade C., Speirs J., Sorrell S. (2013), « Methods of estimating shale gas resources – Comparison, evaluation and implications », *Energy*, 59.
- Méritet S. (2014), « La nouvelle révolution ou la renaissance des États-Unis », *Outre-Terre*, 38.
- Pfeifer S. (2012), « Finds that form a bedrock of hope », *Financial Times*, 22 April.
- Ridley M. (2011), « The Shale Gas Shock », GWPF, The Global Warming Policy Foundation », Report 2, London.
- Skone T. (2011), « Role of Alternative Energy Sources: Natural Gas Technology Assessment », US Department of Energy, DOE/NETL-2011/1536.
- Smith M. F., Ferguson D. P. (2013), « Fracking democracy: Issue management and locus of policy decision-making in the Marcellus Shale gas drilling debate », *Public Relations Review*, 39.
- Spencer T., Sartor O., Mathieu M. (2014), « Unconventional wisdom: an economic analysis of US shale gas and implications for the EU », IDDRI, Policy Brief, 5.
- Stephenson T. *et al.* (2011), « Modeling the relative GHG emissions of conventional and shale gas production », *Environmental Science Technology*, 45.
- Stevens P. (2012), « The 'Shale Gas Revolution': Developments and Change », Briefing Paper, Chatham House, August.
- Uliasz-Misiak B., Przybycin A., Winid B. (2014), « Shale and tight gas in Poland - legal and environmental issues », *Energy Policy*, 65.

- Urbina I. (2011), « Insiders sound an alarm amid a natural gas rush », *New York Times*, 24 June. (There were two further articles on 25 and 26 June.)
- US Energy Information Administration (2013), « Outlook for shale gas and tight oil development in the U.S. », Review, EIA conference.
- US Energy Information Agency (2014), « Annual Energy Outlook 2014 », Early release.
- Wakamatsu H., Aruga K. (2013), « The impact of the shale gas revolution on the U.S. and Japanese natural gas markets », *Energy Policy*, 62.
- Wang Z., Krupnick A. (2013), « A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States », *Resources for the Future*, April.
- Weijermars R. (2013), « Economic appraisal of shale gas plays in Continental Europe », *Applied Energy*, 106.
- Williams-Kovacs J. D., Clarkson C. R. (2014), « A new tool for prospect evaluation in shale gas reservoirs », *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 18.
- Wood R. *et al.* (2011), « Shale Gas: A Provisional Assessment of Climate Change and Environmental Impacts », Tyndall Centre Technical Reports.

NOTES

1. La dépendance extérieure globale avait augmenté de 5 % en 1960 à près de 30 % en 2008, conduisant à développer des capacités considérables d'importation de gaz liquéfié : sur les 71 millions de tonnes de capacité de GNL mis en opération entre 2009 et 2011 au niveau mondial, 26 % étaient destinées au marché américain (Jensen, 2012).
2. En outre, cette notion d'indépendance a également un caractère symbolique dans la mesure où, même avec une production énergétique supérieure à la consommation intérieure, des produits sont échangés (en fonction des structures de raffinage ou de différentiels de prix).
3. Dans le *World Energy Outlook* de novembre 2013, l'Agence Internationale de l'Énergie fait état de plus de 3 050 ans de charbon (comparativement au niveau actuel de consommation), de 233 pour le gaz et de 178 pour le pétrole.
4. L'économie des projets (coûts, risques...) se trouve modifiée, car les conditions d'exploitation sont souvent très différentes de celles généralement en vigueur au siècle dernier.
5. La dépendance extérieure globale avait augmenté de 5 % en 1960 à près de 30 % en 2008, conduisant à développer des capacités considérables d'importation de gaz liquéfié : sur les 71 millions de tonnes de capacité de GNL mis en opération entre 2009 et 2011 au niveau mondial, 26 % étaient destinées au marché américain (Jensen, 2012).
6. Source : Kuhn et Umbach (2011).
7. Se référer par exemple à Wang et Krupnick (2013) et Stevens (2012) pour une rétrospective historique.
8. Les liquides récupérés, appelés « condensats de gaz naturel », correspondent à un pétrole extrêmement léger, de très haute valeur (donnant de l'essence et du naphta). Tout le reste est gazeux à température ambiante et acheminé par gazoduc vers une usine de traitement de gaz (qui permet la production de gaz de pétrole liquéfié GPL, de gaz acide vendu à l'industrie chimique, d'hélium...).
9. Le « gaz pauvre » (méthane) est parfois réinjecté au fur et à mesure, faute de débouchés locaux.

10. Les foreurs disposent de conditions fiscales très intéressantes qui leur permettent, à travers un amortissement accéléré, d'éviter les impôts sur les bénéfices qu'ils engrangent dans leurs opérations de forage de pétrole et de gaz offshore.
11. La loi Energy Act de 1980 instaure des crédits d'impôts de 50 cents/MBtu. Elle introduit également la règle « Intangible drilling costs expensing » qui couvre plus de 70 % des coûts de développement des puits et représente une dépense cruciale pour les petites entreprises.
12. En 1982, le gouvernement a financé des programmes de R&D par le Gas Technology Institute sur la perméabilité des gisements d'hydrocarbures qui ont eu des répercussions dans l'ensemble de l'industrie.
13. L'accès aux gazoducs repose sur une règle de « common carriage », c'est-à-dire que tous les producteurs ont accès aux infrastructures de transport. Le marché américain du gaz, ouvert à la concurrence depuis plus de 30 ans, est souvent qualifié de « marché de commodité du gaz » avec un nombre important d'acteurs, vendeurs et acheteurs, et une transparence des prix.
14. La Chine pourrait receler des réserves d'un même ordre, mais sans réel retour d'expérience pour l'heure.
15. Les évaluations sont comprises dans l'intervalle 4-10.
16. En 2012, l'Agence de Protection de l'Environnement a instauré de nouvelles normes d'émissions qui ne s'appliquent qu'aux futures centrales, mais qui pourraient s'appliquer aux centrales existantes (impliquant la fermeture de 20 % des capacités).
17. Les études les plus récentes en faveur du développement de ces ressources sont celles de Kosciuszko Institute (2011), Ridley (2011), EPRINC (2011), Pfeifer (2012). Les études au contraire opposées au développement de ces ressources sont par exemple celles d'Urbina (2011) et Kennedy (2012).
18. En mars 2013, le Post Carbon Institute indiquait que 80 % de la production de gaz de schiste était réalisée par cinq champs en déclin, qui nécessitent des investissements en capital supérieurs aux valeurs de production aux prix actuels du gaz naturel aux États-Unis.
19. Dans l'État de New York par exemple, les anti-fracturations mettent la pression sur le gouverneur Cuomo pour qu'il n'autorise pas les forages, sur lesquels pèse un moratoire que l'Assemblée de New York vient de prolonger de deux ans. À l'État de New York il faut ajouter le New Jersey et le Maryland qui ont temporairement interdit la fracturation, tant qu'il n'y a pas d'information claire sur les risques sur l'environnement et la santé publique.
20. L'American Chemistry Council (2013) indique que le coût du gaz peut atteindre jusqu'à 75 % du coût de production dans certaines branches (comme pour le propylène).
21. Les coûts de liquéfaction et de transport sont de 4 \$/MBtu vers l'Europe et de 6 \$/MBtu vers l'Asie.
22. « Even though the effects of the shale “revolutions” on Russia should not be overstated they still show that something has changed and Russia is no longer able to ignore this challenge. The controversial rhetoric of the political elite – “we are not afraid” messages versus warnings of dramatic consequences, if Russia fails to act – as well as the ad hoc reactive rather than proactive measures, which Russia is belatedly taking at both domestic and international levels, show that Russia does not really know what to do about this challenge. [...] Energy power capability is no longer only about having energy resources and pipelines and putting political pressure on its neighbors over energy, as traditional realists claimed. This power works in some cases, but it does not work in many others and it involves costs (image damage, mistrust, and competing diversification projects) » (Kropatcheva, 2014, p. 8).

RÉSUMÉS

L'article analyse le développement des hydrocarbures non conventionnels, en distinguant ses effets « internes », c'est-à-dire observables dans l'espace nord-américain, et ceux à caractère « externe », qu'ils soient économiques ou géopolitiques, diffusant au-delà de ces frontières et notamment en Europe. L'objectif est, en particulier, de déterminer la gamme des adaptations qui s'offrent aux Européens pour faire face à la compétitivité confortée des Américains. La conclusion essentielle est que, dans la mesure où les entreprises européennes ne pourront bénéficier de prix énergétiques (gaz, électricité) comparables à ceux en vigueur aux États-Unis, elles doivent absolument préserver leur avantage en termes d'efficacité énergétique.

This paper analyses the development of non-conventional hydrocarbons, distinguishing its 'internal' effects, i.e. observable in the North American area, and those of 'external' nature, economic or geopolitical ones, spreading beyond these borders and particularly in Europe. The objective is, in particular, to determine the range of adaptations offered to the Europeans to deal with the enhanced American competitiveness. The essential conclusion is that, to the extent where European companies cannot benefit from energy prices (gas, electricity) comparable to those in the United-States, they absolutely have to maintain their advantage in terms of energy efficiency.

INDEX

Mots-clés : gaz de schiste, politique publique américaine, marchés mondiaux de l'énergie

Keywords : Shale Gas, US Public Policy, Energy World Market

AUTEURS

PATRICE GEOFFRON

Université Paris Dauphine, LEDa-CGEMP

patrice.geoffron@dauphine.fr

SOPHIE MÉRITET

Université Paris Dauphine, LEDa-CGEMP

sophie.meritet@dauphine.fr

Tarif progressif, efficience et équité

Claude Crampes et Jean-Marie Lozachmeur

NOTE DE L'AUTEUR

L'article a bénéficié des suggestions faites par deux rapporteurs anonymes. Les auteurs portent la responsabilité exclusive des erreurs et omissions résiduelles.

1. Introduction

- 1 La tarification progressive de l'électricité (de l'eau, du gaz naturel, etc.) est considérée par certains hommes politiques, en France et à l'étranger, comme une solution miracle qui permettrait de promouvoir à la fois une utilisation efficiente des ressources rares et une répartition équitable de ces ressources.
- 2 Pour comprendre cette prise de position, plaçons-nous dans le cas élémentaire où l'électricité a deux prix unitaires¹. Le premier prix est très faible, voire nul. Il n'est facturé que sur un volume limité de kWh (la consommation vitale). Le second prix, plus élevé, voire très élevé, n'est facturé que sur les kWh consommés au-delà de cette limite (la consommation de confort). Avec ce barème, les ménages pauvres obtiennent la consommation vitale de kWh sans y consacrer une proportion trop importante de leurs ressources, ce qui satisfait le souci d'équité. Les riches, de leur côté, sont incités par le prix élevé à réduire leur consommation d'électricité de confort, ce qui est bon en termes d'économies d'énergie, donc bon pour l'environnement. Si, par ailleurs, les ressources ainsi prélevées sur les riches concourent au financement de la consommation de base des plus pauvres, on promeut aussi la solidarité nationale.
- 3 Ce principe tarifaire est tellement simple et semble tellement efficace qu'on comprend mal pourquoi il n'est pas universellement utilisé pour valoriser les biens essentiels, en particulier l'électricité. En fait, les pays, États ou provinces qui ont mis en place des tarifs progressifs pour l'électricité sont assez peu nombreux (Afrique du Sud, Australie, Californie, Japon, Ontario) et les résultats sont loin d'y être probants². En France, la partie de la loi du 15 avril 2013³ qui instituait un système de bonus-malus conduisant de

facto à un tarif par blocs a été censurée le 11 avril 2013 par le Conseil constitutionnel (décision n° 2013-666 DC)⁴.

- 4 L'objet de cet article est de comprendre pourquoi les tarifs progressifs ne donnent pas les résultats collectifs espérés dans le secteur de l'électricité et d'identifier les outils qu'il faut mettre en oeuvre pour y promouvoir efficacité et équité.
- 5 On peut distinguer essentiellement deux groupes de raisons :
 - les tarifs progressifs reposent sur une hypothèse implicite de rationalité des consommateurs d'électricité qui est loin d'être satisfaite dans la réalité. En effet, les consommateurs n'ont ni les qualifications ni les moyens techniques nécessaires pour interpréter les signaux complexes de prix qu'ils reçoivent et pour traduire en demande d'électricité les besoins qu'ils ressentent pour les services énergétiques (cuisine, lumière, chaleur, temps de jeux électroniques, etc.)⁵.
 - la précarité énergétique et l'efficacité énergétique sont partiellement corrélées de façon négative. Par conséquent, un système tarifaire simple permettant d'améliorer le confort énergétique des ménages précaires ne saurait automatiquement réduire la consommation totale. Le levier tarifaire ne devrait donc pas être utilisé isolément pour poursuivre les deux objectifs.
- 6 Pour comprendre les effets attendus et les effets observés d'un mécanisme de prix progressifs, dans la section 2 nous utilisons un modèle élémentaire de demande d'électricité⁶ qui permet d'identifier les difficultés que le système de tarification progressive soulève. Dans ce travail, nous traitons essentiellement de la tarification croissante par bloc. L'analyse normative débouchant sur la conception d'une tarification optimale respectant un critère de justice sociale est ici à peine évoquée car elle nécessite un modèle plus élaboré prenant en compte la relation entre consommation d'électricité et service énergétique rendu, au travers de l'efficacité énergétique du logement et des équipements de consommation⁷. Nous nous contentons de noter que, à bien des égards, il est préférable de répondre aux préoccupations de justice sociale par une redistribution des revenus (aides et imposition des revenus) plutôt que par une manipulation tarifaire.
- 7 Dans la section 3, nous traitons des conséquences d'une rationalité limitée des agents qui les ferait réagir au prix moyen et non au prix marginal de l'électricité. La section 4 a pour but de rappeler que, pour un bien non stockable comme l'est l'électricité, le coût de la capacité de production installée est au moins aussi important que les coûts d'exploitation. C'est donc la date de consommation (en pointe ou hors pointe) qui est le principal problème, plus que les volumes individuels consommés. La vraie réforme tarifaire à réaliser est celle qui rend les prix à la consommation dépendants de la date. Celle qui les rend dépendants du volume de la consommation individuelle est probablement contre-productive sur le plan de l'efficacité du système électrique. Enfin, la section 5 présente nos conclusions et propose quelques extensions de l'analyse.

2. Consommation vitale et distorsions tarifaires

- 8 L'intervention des pouvoirs publics pour des raisons d'équité peut prendre des formes très diverses, souvent liées à la définition donnée de l'équité. Nous nous focalisons ici sur l'outil tarifaire. Pour introduire le problème le plus simplement possible, nous

allons étudier l'impact d'une contrainte de consommation plancher que le secteur électrique doit autofinancer, par exemple les kWh mensuels jugés nécessaires pour l'électroménager de base, l'éclairage et une connexion internet (2.1). Nous montrons ensuite que la mise en oeuvre de cette contrainte de service public par un tarif croissant par blocs se heurte à l'opportunisme des agents et aux contraintes de financement (2.2). Enfin, nous évoquons des mécanismes répondant aux préoccupations de justice sociale autrement que par une manipulation administrative des prix (2.3).

2.1. Efficience avec plancher de consommation

On suppose qu'il y a deux types de consommateurs d'électricité indicés par L et H . Il y a n_L (respectivement n_H) consommateurs de type L (resp. H). Le surplus brut que le type L (resp. H) retire de la consommation de e_L kWh (resp. e_H) est $S_L(e_L)$ (resp. $S_H(e_H)$). Les fonctions de surplus sont croissantes et concaves. Elles vérifient le classement :

$$\begin{aligned} S_L(e) &< S_H(e) & \forall e \\ S'_L(e) &< S'_H(e) & \forall e \end{aligned}$$

Le groupe H est donc identifié comme celui qui a la plus forte disposition à payer l'électricité, globalement et marginalement. Le modèle ne permet pas de distinguer si cet écart s'explique par le fait que les membres de ce groupe ont des revenus plus élevés que ceux du groupe L ou parce qu'ils ont des besoins en électricité plus intenses, par exemple en raison de leur équipement en chauffage.

L'électricité est produite au coût unitaire constant c sans limitation de capacité⁸.

L'allocation de premier rang est la solution (e_L^*, e_H^*) du problème

$$\max_{e_L, e_H} n_L S_L(e_L) + n_H S_H(e_H) - c(n_L e_L + n_H e_H) \quad (\text{P1})$$

- 9 Elle est donc caractérisée par les conditions de premier ordre

$$S'_L(e_L^*) = S'_H(e_H^*) = c \quad (1)$$

dont on déduit $e_H^* > e_L^*$ puisque i) $S'_H(e) > S'_L(e) \quad \forall e$ et ii) les deux surplus marginaux sont décroissants.

Cette allocation peut être décentralisée par un prix $p^* = c$, donc par un marché imparfait où le prix serait régulé sans biais ou par un marché parfaitement concurrentiel où le prix s'instaurerait naturellement au niveau c . À ce prix, les producteurs équilibrent leurs comptes.

Le résultat précédent est exclusivement guidé par un critère d'efficience utilitariste, la maximisation du surplus social sans pondération particulière des deux groupes, H et L . Il est facile d'imaginer qu'elle puisse être jugée inacceptable par les pouvoirs publics en termes de volume consommé, de facture payée, de pourcentage des dépenses dans le surplus net, etc. Pour l'heure, nous allons simplement supposer que c'est la

quantité optimale e_L^* qui n'est pas socialement acceptable parce qu'elle est inférieure à un seuil \underline{e} défini comme consommation vitale⁹. L'optimum de second rang est alors donné par la résolution du programme (1) sous la contrainte additionnelle $e_L \geq \underline{e}$.

A priori cette contrainte n'a pas d'effet sur la consommation du type H puisque l'optimisation donne $e_L^* = \underline{e}$, $e_H^* = e_H^*$. En réalité, ces consommateurs sont concernés à double titre quand on veut décentraliser l'allocation de second rang :

d'une part, la décentralisation exige deux prix différents

$$\underline{p} = S'_L(\underline{e}) < c = p^* \quad (2)$$

Elle n'est donc envisageable que s'il est possible techniquement ou réglementairement d'empêcher le type H de se fournir au prix \underline{p} . Supposons pour l'instant que cela soit possible.

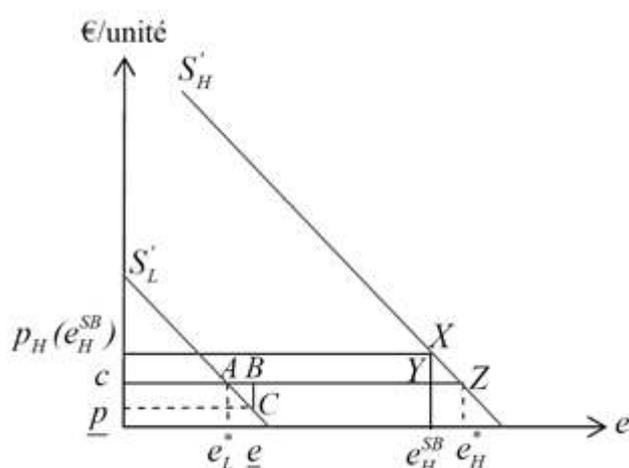
d'autre part, puisque $\underline{p} < c$ les vendeurs font des pertes sur leurs ventes au groupe L . S'il existe une obligation de couverture des coûts internes à l'industrie¹⁰, le couple (\underline{e}, e_H^*) n'est pas décentralisable. Il faut que la consommation du groupe H soit modifiée de façon à obtenir $n_L(\underline{p} - c)\underline{e} + n_H(p_H(e_H) - c)e_H = 0$ (3) où $p_H(e_H)$ est

la disposition à payer du groupe H : $p_H(e_H) \stackrel{\text{def}}{=} S'_H(e_H)$.

Puisque $\underline{p} < c$, la contrainte financière (3) ne peut être satisfaite que si $p_H(e_H) > c$, donc si la consommation du groupe H est réduite à $e_H^{SB} < e_H^*$.

La figure 1 donne une illustration de l'impact de la contrainte $e_L \geq \underline{e}$ sur la consommation des deux types de consommateurs.

Figure 1. Effet d'un plancher de consommation



La perte d'efficacité provoquée par \underline{e} est la somme des triangles ABC (multiplié par n_L) et XYZ (multiplié par n_H), la seconde étant la conséquence de l'obligation de

financer grâce au rectangle $(p_H(e_H^{SB}) - c)e_H^{SB}$ la perte que subissent les vendeurs sur le segment des consommateurs de type L (rectangle $(c - \underline{p})\underline{e}$); le premier multiplié par n_H , le second par n_L .

À cause de l'augmentation de p_H qui en résulte, la classe de consommateurs H réduit sa consommation d'un montant qui dépend du nombre de consommateurs dans chaque classe, de l'élasticité de leur demande et de l'importance de la contrainte \underline{e} . En effet, en dérivant totalement la contrainte (3) par rapport à \underline{e} , on obtient :

$$\frac{de_H^{SB}}{d\underline{e}} = -\frac{n_L}{n_H} \frac{p(1 - \frac{1}{\eta_L}) - c}{p_H(1 - \frac{1}{\eta_H}) - c} \quad (4) \quad \text{où} \quad \eta_i \stackrel{\text{def}}{=} -\frac{p_i}{p'_i e_i} > 0$$

est l'élasticité-prix de la demande de $i = L, H$. Cette expression donne une idée du type de difficultés que peut soulever ce système de financement interne. Comme on le voit bien sur la figure 1,

$\frac{de_H^{SB}}{d\underline{e}}$ est négatif. Donc de (4) on déduit qu'il faut avoir $p_H(1 - \frac{1}{\eta_H}) - c < 0$ alors même que $p_H - c > 0$. Il est donc nécessaire que η_H soit assez petit. Si ce n'est pas le cas, les consommateurs de type H réagissent trop violemment à la hausse de prix nécessaire à l'équilibrage du système en réduisant leur consommation de façon disproportionnée. Il est alors impossible de trouver les fonds qui permettraient de couvrir la vente à perte des kWh consommés par le groupe L .

À supposer que la redistribution soit réalisable, on voit que l'effet de \underline{e} sur e_H peut prendre une valeur absolue très variable selon les valeurs des paramètres. Par exemple, toutes choses restant égales par ailleurs, plus il y a de ménages de type L , plus fort sera l'effet sur e_H . Autre exemple, si la demande de L est très inélastique (i.e. si η_L est proche de 0) pour atteindre la cible \underline{e} il faut une réduction très forte du prix facturé à L donc une hausse importante du prix facturée à H , ce qui réduit fortement la consommation de H *ceteris paribus*.

En ce qui concerne la consommation totale $n_L e_L + n_H e_H$, l'effet de \underline{e} n'est pas assuré. En effet, en utilisant (4) il est facile de calculer

$$\frac{d(n_L e_L + n_H e_H^{SB})}{d\underline{e}} = \frac{\left[p_H(1 - \frac{1}{\eta_H}) - c \right] - \left[p(1 - \frac{1}{\eta_L}) - c \right]}{\left[p_H(1 - \frac{1}{\eta_H}) - c \right]} n_L.$$

Comme le dénominateur de cette expression est négatif, cette dérivée a le signe inverse de celui de son numérateur, c'est-à-dire qu'il dépend de façon critique des valeurs des élasticités. Considérons plusieurs possibilités. Toutes choses restant égales par ailleurs, si η_L est beaucoup plus petit que η_H , la consommation totale diminue quand \underline{e}

augmente puisque le groupe H réagit fortement à la hausse de prix nécessaire pour compenser les pertes des fournisseurs. Au contraire, si la différence entre les élasticités n'est pas très grande, voire inversée, la consommation totale peut augmenter.

Pour mieux mettre en lumière l'importance des élasticités, supposons que la contrainte de consommation plancher soit liante mais pas très forte, c'est-à-dire que \underline{e} est proche de e_L^* . Alors la perte à compenser par prélèvement sur le groupe H est faible, et donc \underline{p} et p_H^{SB} sont très peu différents l'un de l'autre et proches de c . Après simplification, on a alors

$$\frac{d(n_L \underline{e} + n_H e_H^{SB})}{d\underline{e}} = \left(1 - \frac{\eta_H}{\eta_L}\right) n_L,$$

qui est positif si $\eta_L > \eta_H$ et négatif dans le cas inverse.

Compte tenu des informations statistiques dont nous disposons sur l'élasticité de la demande d'électricité et sous réserve que le groupe H représente les hauts revenus et L les bas revenus, il reste plus probable que $\eta_H > \eta_L$ et donc que la consommation totale diminue à la suite de l'instauration d'un plancher¹¹.

Si la demande d'électricité est croissante avec le revenu¹², il est logique de supposer que H représente les hauts revenus. Cependant, il ne faut pas négliger le fait que la demande dépend aussi de l'équipement électrique du ménage, notamment pour le chauffage (l'isolation du logement devenant alors un facteur essentiel), du nombre de personnes habitant le logement et du temps passé sur place (ex. travailleur vs. sans emploi).

2.2. Tarif linéaire croissant par blocs

Le système de prix $\underline{p}, p_H^{SB}(e_H^{SB})$ décrit dans la section précédente n'est décentralisable que s'il est possible de discriminer sans coût entre les deux types de consommateurs. Que se passe-t-il s'il est impossible de les distinguer, de sorte que le type H va rationnellement demander à bénéficier du prix \underline{p} ?¹³

Si un seul mécanisme tarifaire doit être proposé à l'ensemble des consommateurs parce qu'il est techniquement et/ou légalement impossible de proposer des prix discriminants et si la contrainte $e_L \geq \underline{e}$ est active, on peut mettre en place un tarif progressif linéaire par blocs dont les trois paramètres sont :

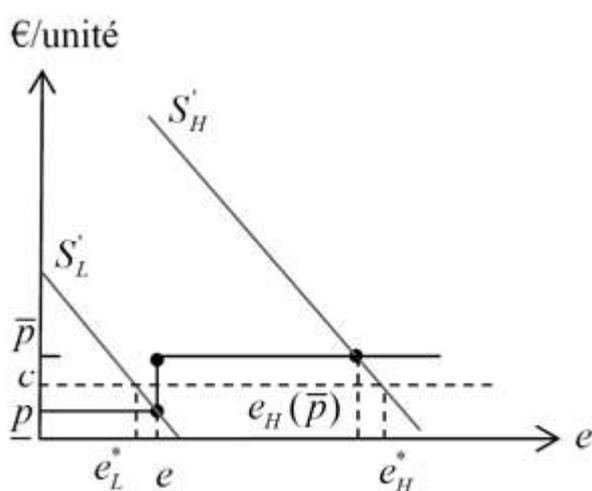
- le prix linéaire du premier bloc \underline{p} ,
- le seuil de changement de bloc \underline{e} ,
- le prix linéaire du second bloc \bar{p} .

¹⁰ La contrainte de financement (3) devient

$$(n_L + n_H)(\underline{p} - c)\underline{e} + n_H(\bar{p} - c)(e_H(\bar{p}) - \underline{e}) = 0$$

qui permet de déterminer le second prix \bar{p} du barème progressif étant donné \underline{e} et \underline{p} . Comme il faut couvrir la perte $(\underline{p} - c)\underline{e}$ venant de tous les consommateurs, avec la seule consommation de confort $(e_H - \underline{e})$ des membres du groupe H , il est évident que le prix \bar{p} nécessaire est beaucoup plus grand que si le groupe H peut être exclu du tarif \underline{p} pour la partie \underline{e} de sa consommation. Il en découle une baisse de la consommation de confort du groupe H également plus forte et, par conséquent, une perte sociale pour ce groupe bien plus grande que le triangle XYZ de la figure 1.

Figure 2. Tarif linéaire par blocs



11 On en déduit que le tarif progressif (représenté sur la figure 2) :

$$T(e) = \begin{cases} \underline{p}e & \text{pour } e \leq \underline{e} \\ \underline{p}\underline{e} + \bar{p}(e - \underline{e}) & \text{pour } e > \underline{e} \end{cases} \quad (5)$$

ne doit être instauré que s'il est impossible de créer une discrimination entre les deux groupes. En effet, ce tarif est très coûteux en termes de surplus social. Si elle est possible, la discrimination qui consiste à facturer \underline{p} au seul groupe L et p_H^{SB} au seul groupe H pour la totalité de sa consommation est préférable.

2.3. Autres définitions de la solidarité et autres mécanismes

La contrainte absolue $e_L \geq \underline{e}$ utilisée dans la section précédente a le mérite de la simplicité. En fait, quelle que soit la forme donnée à la contrainte redistributive, dès lors que le seul instrument utilisé est tarifaire on n'échappe pas aux pertes de bien-être dues à l'obligation d'autofinancement, à l'éventuelle impossibilité de financer la redistribution si les consommateurs de la classe H ont une élasticité-prix trop forte, aux effets négatifs en termes de consommation totale si leur élasticité est trop faible, etc. Par exemple, au lieu d'être absolue la contrainte de volume, peut être relative¹⁴ :

$$e_H - e_L \leq \Delta < e_H^* - e_L^*$$

$$\text{ou bien } e_L \geq \alpha e_H \text{ avec } \frac{e_L^*}{e_H^*} < \alpha < 1.$$

Le choix de Δ ou de Δ est fait sur une base morale ou politique. Une contrainte de ce type donne des résultats qualitativement identiques à ceux obtenus avec la contrainte absolue tout en offrant plus de souplesse (sous réserve que le problème admette une solution) puisque la consommation e_L n'est pas fixée.

Par exemple, la résolution du programme (P1) sous la contrainte $e_H - e_L \leq \Delta$ admet comme conditions de premier ordre

$$n_L (S'_L(e_L) - c) + n_H (S'_H(e_L + \Delta) - c) = 0 \text{ et } e_H = e_L + \Delta.$$

- 12 La solution vérifie donc

$$S'_L(e_L) < c < S'_H(e_H)$$

- 13 ce qui signifie encore une fois que la décentralisation de cette solution par le tarif exige une discrimination, laquelle peut être aggravée par la contrainte de financement.

Au lieu de contraintes quantitatives de consommation (qui ont une forte connotation paternaliste), on peut préférer des contraintes définies en termes de surplus que les ménages retirent de leur consommation d'électricité. Par exemple, on peut contraindre le système tarifaire $T(e)$, qu'il soit linéaire par morceau comme dans (5) ou régulièrement convexe, par

$$S_L(e_L) - T(e_L) \geq \underline{SN}$$

- 14 ou par

$$\frac{T(e_L)}{S_L(e_L) - T(e_L)} \leq \beta$$

où \underline{SN} est le surplus net plancher socialement acceptable et β un taux définissant le seuil de précarité énergétique¹⁵. L'idée est que le surplus net de la consommation d'électricité, l'écart entre ce que les ménages sont prêts à payer et ce qu'ils doivent effectivement payer, va être utilisé pour l'achat d'autres biens et services. Il s'agit donc par ces contraintes de laisser suffisamment de ressources aux ménages démunis après règlement de leur facture énergie. Une autre méthode consiste à surpondérer $S_L(\cdot)$ par rapport à $S_H(\cdot)$ dans la fonction de surplus social de façon à expliciter le fait que la recherche de l'efficacité allocative n'est pas le seul objectif des politiques publiques.

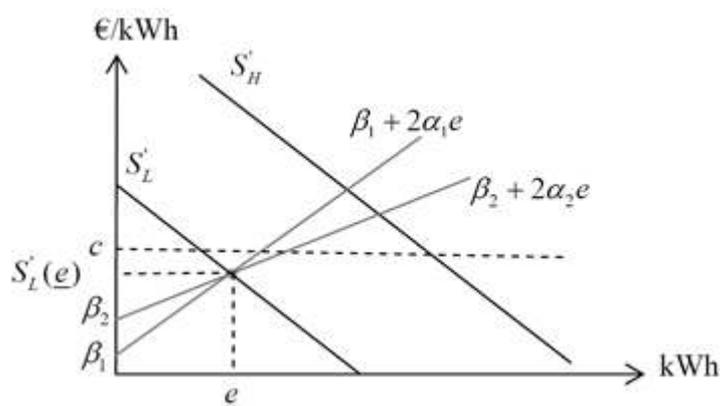
- 15 Que la contrainte d'équité soit définie en termes de quantité ou en termes de surplus, le recours exclusif au tarif avec financement interne se heurte à de grosses difficultés de mise en oeuvre quand on souhaite les dimensionner pour minimiser l'impact négatif sur le surplus collectif¹⁶.
- 16 Pour comprendre ces difficultés, prenons les deux exemples les plus simples de tarifs progressifs : le tarif linéaire croissant par blocs que nous avons déjà présenté et le tarif convexe.

- 17 Le tarif linéaire par bloc défini dans (5) crée des discontinuités inhérentes à la linéarité de ses composantes et aux seuils déclenchant les changements de prix. Par ailleurs, nous avons supposé jusqu'ici qu'il était possible de distinguer aisément deux catégories de ménages : le groupe H dont les membres ont une forte disposition à payer pour l'énergie, et le groupe L dont la disposition à payer est faible. En réalité, l'hétérogénéité des ménages est très grande. Les agréger discrétionnairement en quelques catégories avec, à l'intérieur de chaque catégorie, des règles identiques de redistribution, ne peut que provoquer des distorsions, les ménages placés du mauvais côté de la frontière criant à l'injustice.

Pour mieux comprendre ce point, supposons qu'il existe trois catégories de ménages, L, H et, avec une disposition à payer intermédiaire, le groupe M. Comme le montre l'annexe 6.1, vouloir améliorer la situation du groupe L (ce qui exige de réduire \underline{P}) en le finançant par un relèvement du prix \bar{P} (seulement payé par le groupe H) exige d'avoir ciblé de façon très précise le seuil e qui agrège tous les agents des groupes « intermédiaires » M pour que ces derniers ne soient affectés ni par la baisse de \underline{P} ni par la hausse de \bar{P} . À prix donnés, si le seuil e est fixé trop bas on exclut de la partie basse du tarif des consommateurs dont la disposition à payer est peu différente de celle de L. Si e est trop grand, le système est trop généreux pour les consommateurs dont la disposition à payer est proche de celle du groupe H. Dans ce dernier cas, la charge financière supportée par ceux qui doivent payer un fort \bar{P} sur la quantité $e_H(\bar{P}) - e$ peut être tellement lourde que le système ne parvient pas à s'équilibrer sans financement externe.

- 18 Un moyen pour réduire ces accumulations au voisinage des seuils et ces ségrégations inéquitables consiste à augmenter le nombre de seuils du tarif progressif¹⁷. Les discontinuités évoquées précédemment s'estompent mais elles ne disparaissent jamais complètement car il est impossible de définir un tarif progressif par blocs simples (donc opérationnel) permettant de décentraliser parfaitement l'optimum de second rang quand il y a beaucoup d'hétérogénéité dans la population des consommateurs.

Figure 3. Tarif convexe



- 19 Considérons maintenant le cas d'un tarif convexe, dont l'expression la plus simple est un tarif où le prix unitaire est une fonction linéaire croissante,

$$p(e) = \beta + \alpha e$$

de sorte que la facture payée par le client qui consomme e est

$$T(e) = ep(e) = \beta e + \alpha e^2.$$

On voit sur la figure 3 que ce tarif peut être facilement ajusté pour décentraliser un optimum contraint par $e_l \geq \underline{e}$ et par le financement interne $T(e_{II}) + T(\underline{e}) \geq c(\underline{e} + e_{II})$.

En effet, on peut pivoter autour du point $(\underline{e}, S'_l(\underline{e}))$ déterminé par la contrainte sociale en jouant simultanément sur la partie fixe β et sur le coefficient de la partie variable α : $\beta_2 > \beta_1 \Rightarrow \alpha_2 < \alpha_1$. Le graphique montre bien que plus on veut être généreux avec les ménages précaires (réduire β , voire lui donner une valeur négative), plus le tarif doit être progressif, ce qui peut être très pénalisant pour les ménages qui consomment bien au-delà de \underline{e} malgré leurs faibles revenus.

- 20 La tarification convexe permet d'éviter les effets de seuil toujours ressentis comme une injustice. Mais elle introduit une complexité dans le calcul de la facture qui exige des payeurs des connaissances au-delà de l'arithmétique élémentaire. Or, comme nous allons le voir maintenant, les consommateurs d'électricité résidentiels ne sont pas en mesure de faire des calculs complexes pour déterminer leur consommation.

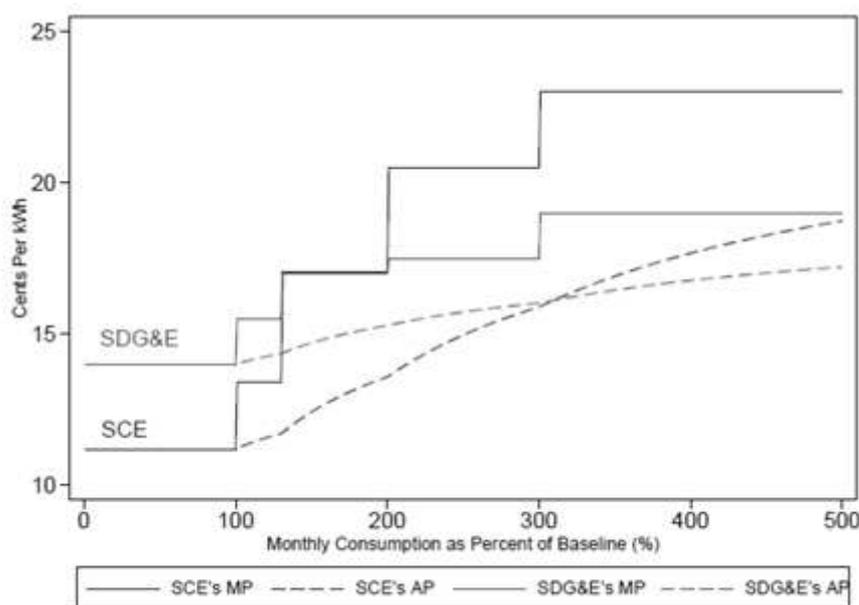
3. Prix moyen et prix marginal

- 21 La Californie offre un cadre d'analyse idéal pour comprendre les effets d'un tarif linéaire par bloc¹⁸. En effet, l'organisation géographique de la fourniture d'électricité combinée à l'obligation faite aux fournisseurs de proposer des tarifs par blocs dont certaines composantes peuvent être librement choisies permet de disposer de données statistiques sur des groupes de ménages quasi identiques confrontés à des tarifs différents.
- 22 Certaines villes californiennes sont traversées par la frontière séparant les zones attribuées à deux fournisseurs.¹⁹ De chaque côté de cette frontière, on trouve des populations très homogènes en termes de catégories socioprofessionnelles, donc de revenus et d'habitudes de consommation. Elles sont par ailleurs parfaitement homogènes pour ce qui est des conditions climatiques. En revanche, selon qu'un ménage est situé d'un côté ou de l'autre de la frontière, il fait face à des tarifs qui peuvent être très différents. Cette discontinuité spatiale, donc tarifaire, appliquée à des populations homogènes permet d'analyser le comportement des ménages face à des variations dans les composantes d'un tarif linéaire croissant par blocs.
- 23 La figure 4 (tirée de la page 43 de Ito, *op. cit.*) représente les tarifs proposés en août 2002 par Southern California Edison (SCE) et San Diego Gas and Electric (SDG&E), deux fournisseurs non concurrents de Californie du sud servant des ménages situés à moins de 1 mile de part et d'autre de leur limite commune de desserte : 25 710 points de

livraison pour SCE, 28 570 pour SDG&E. Ce système à 5 tranches existe depuis 2001 (auparavant il n'y avait que deux blocs). Il consiste

- 24 • à fixer une consommation de référence (baseline) en fonction de la zone climatique et de la saison (par exemple 10,2 kWh quotidien pour un ménage servi par ces opérateurs en août 2002),
- 25 • à fixer un premier prix du kWh qui s'appliquera à la totalité de la consommation mensuelle de référence, un second prix pour la tranche de consommation entre 100 % et 130 % de la référence, un troisième pour la tranche 130-200 %, un quatrième pour la tranche 200-300% et un cinquième au-delà.
- 26 Les tranches 1 et 2 font l'objet d'une régulation assez stricte. En revanche, ce n'est pas le cas des trois suivantes. Les opérateurs peuvent donc fixer pour ces tranches les prix qu'ils souhaitent. On voit ainsi sur la figure 4 que SCE, tenu de fixer un tarif plus faible que celui de SDG&E pour les tranches 1 et 2, fait ensuite librement progresser plus rapidement les prix des tranches supérieures.²⁰

Figure 4. Standard Residential Electricity Price Schedules in SCE and SDG&E in 2002



- 27 A cause de cet effet de ciseau sur les prix marginaux, les prix moyens se croisent aussi, mais avec un décalage. On note ainsi que dans la tranche 200-300 % le prix marginal de SCE est plus élevé que celui de SDG&E alors que c'est l'inverse pour le prix moyen.
- 28 Partant des observations de prix et des quantités consommées par des ménages semblables face à des prix progressifs différents, Ito note que les ménages ne se comportent pas de façon conforme à ce que l'on pourrait attendre de consommateurs rationnels face à des prix marginaux en escalier. En particulier :
 - 29 • on n'observe pas l'effet d'accumulation (bunching) qui devrait se faire au passage des contre-marches du barème, surtout si les écarts de prix marginaux sont grands,²¹
 - 30 • on n'observe pas de consommation des ménages variant en sens inverse de la variation d'un prix marginal.²²

- 31 Il montre en revanche qu'il existe une relation négative entre le niveau de consommation et le prix moyen, lequel est une fonction régulièrement croissante de la consommation mais reste inférieur au prix marginal dans toute tarification progressive (voir les courbes en pointillés dans la figure 4).

S'il est constant que les consommateurs ne savent pas lire le signal de rareté transmis par le prix marginal et se calent sur le prix moyen, la consommation observée sera toujours plus grande que la consommation attendue d'agents rationnels, même s'ils

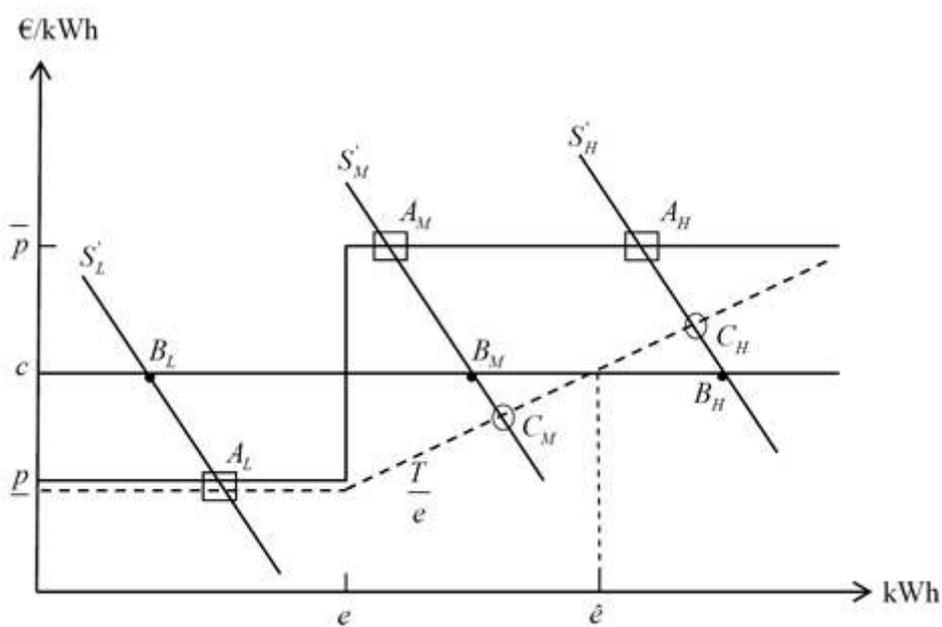
sont réactifs au prix. De fait, il est plus facile de calculer $\frac{T(e)}{e}$ que $\frac{\Delta T(e)}{\Delta e}$, surtout si le second est discontinu.

- 32 Le bilan en termes d'efficacité est donc plus que médiocre :
- 33 • les hautes marches du tarif sont conçues pour équilibrer financièrement les comptes des fournisseurs au lieu de donner un signal clair du coût marginal de la fourniture et
- 34 • les consommateurs prennent en considération le tarif moyen qui est inférieur au tarif marginal, donc probablement au coût marginal pour certaines catégories.
- 35 Ce deuxième élément peut avoir un effet très négatif en termes d'efficacité. Considérons la figure 5 où nous avons représenté un tarif à deux tranches en trait gras, le tarif moyen associé en pointillés, le coût marginal de production et trois types de demandes.

Pour $e \leq \underline{e}$, $T(e) = \underline{p}e$ de sorte que $\frac{T}{e} = T' = \underline{p}$. En revanche, pour $e > \underline{e}$, puisque $T(e) = \underline{p}e + \bar{p}(e - \underline{e})$, on déduit que

$$\frac{T}{e} = \bar{p} - \frac{(\bar{p} - \underline{p})e}{e} < \bar{p} = T'.$$

Figure 5. Consommations basées sur le prix moyen



Le tarif étant conçu pour couvrir les coûts, on a $\underline{p} < c < \bar{p}$ et, comme on le voit sur le graphique, le tarif moyen coupe le coût unitaire en un point \hat{e} situé à droite de e .

Pour trois groupes de consommateurs (L, M et H), nous avons porté sur le graphique de la figure 5 les points représentant la consommation optimale étant donné le coût (B_L, B_M, B_H) , la consommation attendue étant donné le tarif progressif (A_L, A_M, A_H) et la consommation observée si les agents utilisent le tarif moyen comme signal de prix (A_L, C_M, C_H) . On voit ainsi que le groupe M et le groupe H sont supposés consommer moins que ce qui est optimum (A_M est à gauche de B_M , A_H à gauche de B_H) mais le groupe M consomme en réalité plus qu'à l'optimum malgré le tarif progressif (C_M est à droite de B_M) et le groupe H réduit sa consommation moins que prévu (C_H est entre A_H et B_H).

- 36 L'effet « tarif moyen » peut donc provoquer une demande excessive par rapport à la demande qui se révélerait avec un tarif linéaire couvrant les coûts. L'effet net dépend du nombre d'agents dans chaque catégorie et de l'élasticité de leur demande par rapport au prix moyen. Ainsi, Ito (2010) trouve que, contrairement à l'objectif, la consommation observée dans le cadre du tarif linéaire à 5 blocs est de 0,54 % plus élevée que la consommation que l'on peut estimer face à un prix linéaire égal au coût moyen de l'électricité alors qu'elle devrait être 5,31 % inférieure si les agents s'ajustaient aux prix marginaux (*op. cit.*, p. 30-31).

4. Coût de l'énergie et coût de la capacité

- 37 Nous avons montré les difficultés soulevées par la mise en place d'un tarif progressif qui permettrait de lutter à la fois contre la précarité énergétique et contre une consommation excessive d'électricité. La première leçon à tirer de ces développements est que le tarif linéaire par blocs, qui est le système progressif le plus utilisé, est très coûteux en termes de surplus collectif (sans parler des coûts administratifs) et probablement contre-productif. En effet, il augmente la consommation totale au lieu de la réduire, notamment en raison de la difficulté pour le consommateur de comprendre un système discontinu de prix marginaux. Dès lors, il encourage la consommation d'électricité par les ménages précaires sans réduire suffisamment celle des autres.
- 38 Nous n'avons pas remis en cause jusqu'ici le principe même d'une intervention des pouvoirs publics pour modifier la tarification de l'électricité dans un sens jugé plus équitable. Pour lutter contre la précarité, il est d'autres moyens que tarifaires, en particulier la redistribution des revenus et les investissements en isolation et en équipements de consommation moins gourmands en énergie. Quand on veut toucher au mode de tarification, il est également essentiel d'avoir à l'esprit les spécificités de l'industrie électrique et la structure des coûts du secteur.
- 39 • Comme le coût marginal de production est croissant²³, une tarification progressive est considérée comme vertueuse au motif qu'elle refléterait le coût de la ressource²⁴. Cet argument est faux car il mélange en fait le coût global de la ressource et le coût

provoqué par la consommation de chacun. Le coût marginal de production est élevé quand il faut mobiliser certaines technologies ayant un coût élevé en énergie primaire et en droits d'émission, donc aux heures de pointe. Au niveau du consommateur individuel, ce qui devrait être facturé à prix élevé c'est la consommation à certaines dates, quand la demande totale est si forte que les technologies les plus coûteuses sont mobilisées, et non un certain volume indépendamment des dates de consommation. Or, avec un système tarifaire uniquement basé sur les volumes de consommation individuelle d'énergie, on risque de faire payer un prix bas aux heures de pointe (tout le monde veut brancher son radiateur électrique à 19h au mois de février) et un prix élevé aux heures hors pointe (l'eau chaude sanitaire est chauffée la nuit). Cette discussion entre les partisans de tarifs élevés selon les pointes de consommation individuelle plutôt que selon les pointes du système électrique (cette dernière étant appelée « tarification dynamique » ou « tarification horo-saisonnaire ») a été tranchée en faveur des seconds par Gibbings dès 1894²⁵.

• Le volume total consommé par un ménage dans une période donnée n'est qu'un indicateur très incomplet du coût imposé au système électrique. La durée d'utilisation de la puissance installée est au moins aussi importante. Supposons que le ménage L ne consomme que 20 kWh au cours de la journée alors que H en consomme 40. Si L consomme en une heure, il provoque le coût $C(20kWh, 1h) = 20c + 20r$, où c est le coût du kWh produit et r le coût du kW installé. Si H répartit sa consommation sur 10 heures, il provoque le coût $C(40kWh, 10h) = 40c + 4r$ puisqu'il n'est besoin que de

$4c < \frac{4}{5}r$ 4kW pour satisfaire sa demande. Alors, pour $c < \frac{4}{5}r$ c'est le consommateur de type L qui est le plus coûteux. Dans ce cas, il serait préférable d'économiser les capacités que d'économiser l'énergie. Une tarification progressive de l'énergie permettant d'augmenter de 10 % la consommation de L et de réduire de 10 % celle de H atteint le double objectif d'équité et d'économie d'énergie (la consommation totale passe de 20 + 40 = 60 kWh à 22 + 36 = 58 kWh). Mais si les profils de consommation ne changent pas,

les besoins en capacité passent de 20 + 4 = 24 kW à 22 + 3.6 = 25.6 kW). Donc, si $c < \frac{4}{5}r$, on peut calculer que $60c + 24r < 58c + 25.6r$ de sorte que les économies d'énergie obtenues par le tarif progressif sont plus que compensées par le surcoût en capacité²⁶.

5. Conclusion et développements

- 40 Avec cet article, nous avons voulu montrer pourquoi un système de prix croissant par blocs est une fausse bonne idée : *i*) il est assez peu probable qu'il conduise à une réduction de la consommation d'électricité, *ii*) il peut facilement pénaliser les plus pauvres car leur consommation d'électricité est très dépendante de la (mauvaise) qualité de leurs équipements domestiques et de l'isolation de leur logement, et *iii*) il ne prend pas en compte les coûts réels du secteur dont nous avons dit à la section 4 qu'ils dépendent de la consommation totale (donc des dates, puisque le produit n'est pas stockable) beaucoup plus que des consommations individuelles.
- 41 Il s'agit d'un travail très incomplet puisque nous n'avons pas essayé de déterminer les caractéristiques d'une politique tarifaire équitable pour l'électricité, conditionnelle à

l'information dont dispose l'autorité publique sur les revenus et/ou l'équipement domestique des ménages. Pour ce faire, il faut construire un modèle de demande dans lequel l'utilité de chaque ménage dépend de sa consommation d'électricité, de ses équipements électriques domestiques et de la consommation agrégée de tous les autres biens²⁷. Les kilowatt-heures achetés se combinent avec les équipements électriques pour produire un « service énergie » (chauffage, cuisson ou eau chaude sanitaire). Quand l'autorité connaît parfaitement les revenus et les équipements, la redistribution se fait exclusivement par des transferts forfaitaires, par exemple en jouant sur la partie fixe d'un tarif binôme, sans distorsion du prix du kWh. En revanche, face à une asymétrie d'information, il est optimal de compléter les transferts forfaitaires par une modification du prix du kWh. Si l'hétérogénéité des ménages est essentiellement due à leur revenu, il faut ajouter une taxe au prix du kWh facturé aux ménages pauvres sans taxer le prix facturé aux ménages riches et compenser partiellement cette hausse par un transfert de revenu des riches vers les pauvres. À l'inverse, si l'hétérogénéité des ménages est essentiellement due à leur équipement, il faut réduire le prix du kWh facturé aux ménages mal équipés sans toucher à celui facturé aux ménages bien équipés et compléter cette baisse par un transfert de revenu des ménages bien dotés vers les autres. Lorsque les ménages peuvent augmenter de façon observable leur équipement de consommation d'électricité mais que l'équipement initial reste non observable, il faut distordre à la fois le prix du kWh et le prix des équipements pour les ménages pauvres dans un sens favorable aux achats d'équipement.

- 42 En résumé, l'approche normative de la recherche d'une plus grande équité entre ménages hétérogènes en termes de revenu et d'équipement du foyer met clairement en lumière l'instrument à privilégier pour atteindre l'objectif, à savoir des transferts forfaitaires. Mais quand les pouvoirs publics ne disposent pas des informations leur permettant de distinguer les différents types de ménages, face à l'opportunisme des ménages plus riches et/ou mieux équipés, il est souhaitable, en complément des transferts, de distordre le prix du kWh, i) jamais pour les plus riches ou les mieux dotés en équipement, ii) à la hausse pour les moins riches quand c'est le différentiel de revenu qui prévaut, iii) à la baisse pour les moins bien équipés quand c'est le différentiel de technologie qui prévaut. Dans les deux cas, le prix du kWh le plus faible est facturé à celui qui consomme le plus de kWh. Il y a donc là un argument plutôt en faveur de tarifs dégressifs, mais dans ce type de modélisation chaque type de ménage paie un prix et un seul pour l'ensemble de sa consommation. Pour obtenir ces résultats il faut utiliser un modèle original dans lequel l'électricité est traitée comme un bien intermédiaire, de sorte que sa valeur pour un ménage est distordue par l'équipement installé sur le lieu de consommation. Si avec un revenu plus élevé on peut acquérir un équipement moins gourmand en énergie, la relation monotone croissante entre demande d'électricité et revenu est brisée. En effet, ce que désire consommer le ménage c'est le service énergétique, pas l'électricité. Dès lors, l'efficacité de l'équipement installé et le degré de saturation des besoins se combinent pour déterminer la demande d'électricité et d'équipement énergétique.
- 43 Une hypothèse très forte dans ce type d'analyse est celle qui concerne l'information dont dispose le responsable de la tarification sur les caractéristiques et comportements des ménages et sa capacité à construire des tarifs utilisant cette information²⁸. Il est clair qu'un fournisseur d'électricité ne pourra pas connaître les revenus de ses clients, ne serait-ce que légalement, et ne pourra donc pas construire un tarif utilisant cette information. L'une des dispositions (censurées) de la Loi n° 2013-312 du 15 avril 2013

prévoyait la création d'un « organisme chargé de la collecte et de la mise à jour des données nécessaires au calcul des volumes de base ». De fait, dans le cadre juridique actuel des transferts de bases de données, il est difficilement acceptable qu'une entreprise privée ait accès à des données fiscales, lesquelles sont pourtant indispensables à la construction d'un tarif répondant aux préoccupations de justice sociale. C'est donc un argument supplémentaire pour préférer passer par la fiscalité générale plutôt que par des distorsions tarifaires quand on veut lutter contre la précarité.

6. Annexe

6.1. Comportement d'un consommateur face à un tarif linéaire par blocs

44 Le problème

$$\max_e S(e) - T(e)$$

où $T(e)$ est défini par (5) admet pour solution

$$e(\underline{p}, \bar{p}, \underline{e}) = \begin{cases} S'^{-1}(\bar{p}) & \text{si } S'(e) > \bar{p} \\ \underline{e} & \text{si } \bar{p} > S'(e) > \underline{p} \\ S'^{-1}(\underline{p}) & \text{si } S'(e) < \underline{p} \end{cases}$$

45 Le surplus net du consommateur est alors

$$SN(\underline{p}, \bar{p}, \underline{e}) \stackrel{\text{def}}{=} S(e(\underline{p}, \bar{p}, \underline{e})) - T(e(\underline{p}, \bar{p}, \underline{e}))$$

46 On en déduit les dérivées

$$\frac{\partial SN}{\partial \underline{p}} = \begin{cases} -\underline{e} & \text{si } S'(e) \geq \underline{p} \\ -S'^{-1}(\underline{p}) & \text{sinon} \end{cases}$$

$$\frac{\partial SN}{\partial \bar{p}} = \begin{cases} -(S'^{-1}(\bar{p}) - \underline{e}) & \text{si } S'(e) > \bar{p} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases}$$

$$\frac{\partial SN}{\partial \underline{e}} = \begin{cases} \bar{p} - \underline{p} & \text{si } S'(e) > \bar{p} \\ S'^{-1}(\underline{e}) - \underline{p} & \text{si } \bar{p} > S'(e) > \underline{p} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases}$$

47 Sur les trois outils du tarif linéaire par bloc,

- seul le premier \underline{p} a un effet sur le ménage dont la disposition à payer est la plus faible :

$$\frac{\partial SN_L}{\partial \underline{p}} < 0, \quad \frac{\partial SN_L}{\partial \bar{p}} = 0, \quad \frac{\partial SN_L}{\partial \underline{e}} = 0,$$

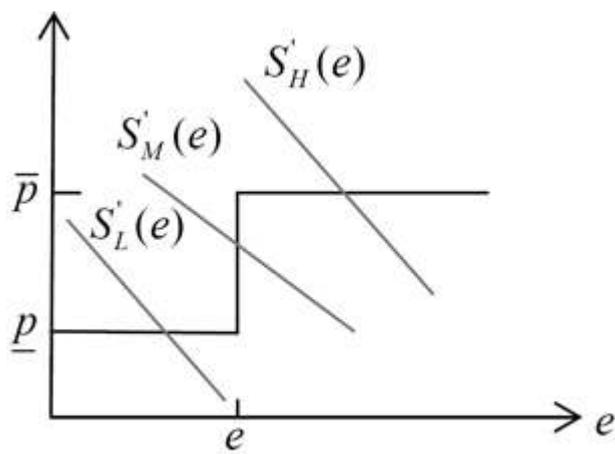
- le premier prix \underline{p} et le seuil \underline{e} ont un effet sur le ménage dont la disposition est moyenne :

$$\frac{\partial SN_M}{\partial \underline{p}} < 0, \quad \frac{\partial SN_M}{\partial \bar{p}} = 0, \quad \frac{\partial SN_M}{\partial \underline{e}} > 0,$$

- 48 • les trois instruments ont un impact sur le surplus net du ménage dont la disposition à payer est forte :

49

Figure 6. Marches et contre-marches d'un tarif linéaire par blocs



6.2. Comportement d'un consommateur face à un tarif convexe

Soit $p(e) = \beta + \alpha e$ où $\beta \geq 0, \alpha \geq 0$ qui donne une fonction de dépense $T(e) = ep(e)$ croissante et convexe.

- 50 Le problème

$$\max_e S(e) - (\beta + \alpha e)e$$

donne la demande $e(\alpha, \beta)$ définie par la condition de premier ordre

$$S'(e) = \beta + 2\alpha e.$$

- 51 Le surplus net réalisé est

$$SN(\alpha, \beta) \stackrel{\text{def}}{=} S(e(\alpha, \beta)) - (\beta + \alpha e(\alpha, \beta))e(\alpha, \beta).$$

- 52 Compte tenu de la condition de premier ordre, on démontre facilement que

$$\frac{\partial SN}{\partial \alpha} = -e^2, \quad \frac{\partial SN}{\partial \beta} = -e, \quad \frac{\partial e}{\partial \alpha} = \frac{2e}{S'' - 2\alpha}, \quad \frac{\partial e}{\partial \beta} = \frac{1}{S'' - 2\alpha}.$$

- 53 Toutes ces dérivées sont négatives.

6.3. Tarif convexe optimal face à une contrainte de consommation plancher²⁹ et obligation d'autofinancement

On suppose qu'il n'y a que deux groupes de consommateurs, de taille égale. La consommation plancher est $\underline{e} > e_L^*$, donc cette contrainte est liante, de sorte que $e_L = \underline{e}$. Il faut déterminer les coefficients α et β du tarif convexe $p(e) = \beta + \alpha e$ à partir du programme

$$\begin{aligned} \max_{\alpha, \beta} \quad & SN_H(\alpha, \beta) + SN_L(\alpha, \beta; \underline{e}) \\ \text{s.c.} \quad & (\beta + \alpha \underline{e} - c)\underline{e} + (\beta + \alpha e_H - c)e_H = 0 \end{aligned}$$

sachant que le consommateur de type H adapte sa consommation par $S'_H(e_H) = \beta + 2\alpha e_H$ et que, pour L , les coefficients α et β sont contraints par $S'_L(\underline{e}) = \beta + 2\alpha \underline{e}$.

Comme il n'y a que deux types de consommateurs, la minimisation de la perte sociale créée par la contrainte \underline{e} jointe à l'obligation de financement permet de résoudre le problème seulement à partir du système de trois équations

$$\begin{aligned} S'_H(e_H) &= \beta + 2\alpha e_H \\ S'_L(\underline{e}) &= \beta + 2\alpha \underline{e} \\ (\beta - c)(\underline{e} + e_H) + \alpha(\underline{e}^2 + e_H^2) &= 0 \end{aligned}$$

dont les inconnues sont α, β et e_H .

BIBLIOGRAPHIE

- Ademe (2009), « Lutter contre la précarité énergétique en Europe. Guide de recommandations à l'attention des décideurs politiques », septembre, www.fuel-poverty.org/files/WP5_D15_FR.pdf
- Boîteux M. (1949) « La tarification des demandes en pointe : application de la théorie de la vente au coût marginal », *Revue générale de l'électricité*, août.
- Borenstein S. (2008), « Equity effects of increasing-block electricity pricing », Center for the study of energy markets, WP, Berkeley.
- Crampes C. et T.O. Léautier (2012), « Acheteurs réactifs sur le marché de détail », chapitre 9 de « Les réglementations électriques » (coordonnateur M. Lapeyre), Éditions Lavoisier-Hermès.
- Crampes C. et J.M. Lozachmeur (2012), « Tarif progressif, efficacité et équité. Redistribution et distorsions tarifaire », IDEI, novembre, idei.fr/doc/by/crampes/chap2_decembre_2012.pdf
- CREG (Commission de Régulation de l'électricité et du gaz) (2010), « La faisabilité de l'instauration d'une tarification progressive de l'électricité en Belgique », Bruxelles, juin.

De Quero A. et B. Lapostolet (2009), « Rapport du Comité stratégique du Plan Bâtiment Grenelle », Groupe de travail Précarité énergétique, décembre, www.ladocumentationfrancaise.fr/var/storage/rapports-publics/104000012/0000.pdf

Devalière I. (2010) « Identification des processus de précarisation énergétique des ménages et analyse des modes d'intervention ». Enquêtes en Indre-et-Loire et dans le Pas-de-Calais. Rapport final, CSTB, mai, www.prebat.net/IMG/pdf/energie_indre_loire_calais.pdf

Faulhaber G.R and W.J. Baumol (1988), « Economists as Innovators: Practical Products of Theoretical Research », *Journal of Economic Literature*, Vol. 26, No. 2 (Jun., 1988), pp. 577-600.

Gibbings, A.H. (1894), « The Various Methods of Charging the Public for Electricity from a Central Station », *The Electrical Review*, July 27.

Ito K, (2010), « Do consumers respond to marginal or average price? Evidence from nonlinear electricity pricing », EI@Haas, Haas WP 210, Energy Institute at Haas Berkeley.

Laffont JJ et D. Martimort (2001) « The Theory of Incentives : The Principal-Agent Model », Princeton University Press.

Meran G. et C. von Hirschhausen (2009), « Increasing Block Tariffs in the water sector. A semi-welfarist approach », DIW Berlin, February.

Ménard S. et G. Volat (2012), « Conditions de logement de 2005 à 2010 », *Insee Première*, n° 1396 - Mars 2012, www.insee.fr/fr/ffc/ipweb/ip1396/ip1396.pdf

Renard E. (2010), « Le logement des ménages modestes », Résultats de l'enquête Logement 2006 de l'Insee, DREES, www.onpes.gouv.fr/IMG/pdf/Renard.pdf

NOTES

1. Ou un seul prix mais deux niveaux de taxe.
2. L'Italie avait instauré une tarification progressive mais l'a abandonnée en 2004 avant de lancer un nouveau programme en 2007. L'Allemagne et la Belgique envisagent de le faire mais hésitent à sauter le pas. En France, il existe depuis 2005 un Tarif de Première Nécessité, maintenant réservé aux titulaires de la CMU, comprenant une réduction sur l'abonnement et sur les 100 premiers kWh mensuels consommés. Il n'y a pas progressivité du tarif facturé à l'ensemble des consommateurs.
3. Loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes. www.assemblee-nationale.fr/14/ta/ta0094.asp
4. Les deux principales raisons de l'invalidation sont i) rupture du principe d'égalité devant les charges publiques (exonération des consommations professionnelles, avec pour conséquence que des locaux dotés des mêmes dispositifs de chauffage sont inclus ou exclus selon qu'ils sont ou non utilisés à des fins domestiques ; ii) application du bonus-malus à des particuliers vivant dans des immeubles collectifs pourvus d'installations communes de chauffage et, par conséquent, impossibles à contrôler de manière individuelle, en contradiction avec l'objectif de la loi de responsabiliser chaque consommateur au regard de sa demande d'énergie.
5. Sur ce dernier point, voir Crampes et Léautier (2012).
6. Notre analyse est exclusivement économique. Pour le traitement juridique de la question, voir par exemple CREG (2010) p. 44-55.
7. Voir Crampes et Lozachmeur (2012).

8. Pour simplifier la présentation, on suppose que le parc installé est optimal de sorte que C est le coût marginal de long terme (coût de l'énergie + coût de développement).

9. Dans la loi Grenelle II du 12 juillet 2010, est en précarité énergétique une personne qui éprouve dans son logement des difficultés particulières à disposer de la fourniture d'énergie nécessaire à la satisfaction de ses besoins élémentaires en raison notamment de l'inadaptation de ses ressources ou de ses conditions d'habitat (Article 3 bis A).

Dans le cadre du programme européen EPEE (European fuel Poverty and Energy Efficiency), « La précarité énergétique se définit comme l'incapacité à chauffer correctement son habitation à un prix raisonnable. » (Ademe, 2009, p. 3). Ces deux approches mêlent donc les disponibilités financières du ménage et les quantités d'énergie qu'il aurait besoin d'acquérir. Notre première approche, uniquement en volume, est donc réductrice. Nous revenons sur ce point dans la section 2.3.

10. C'est souvent le cas. En France, le tarif de première nécessité est répercuté sur la facture des consommateurs en passant par la contribution au service public de l'électricité (Décret du 8 avril 2004).

11. Voir en particulier l'étude du CREG (2010, p. 10-16) qui fait le bilan des travaux d'estimation de l'élasticité-prix dans différents pays : « En conclusion, il existe un large éventail d'estimation de l'élasticité-prix de la demande électrique. (...) Une élasticité-prix moyenne de court terme de l'ordre de 0,2 à 0,4 est généralement admise. (...) L'élasticité prix des tranches de revenus supérieurs est estimée comme étant plus élevée que celle des tranches de revenus plus faibles » (op. cit., p. 16).

12. Ce qui est loin d'être toujours vrai puisque l'équipement de consommation, logement compris, est une pièce essentielle de la fonction de demande. Voir sur ce sujet Crampes et Lozachmeur (2012).

13. Nous montrons dans Crampes et Lozachmeur (2012) comment distordre les prix pour inciter les consommateurs du type H à ne pas demander à bénéficier du prix P .

14. Dans les économies développées, les jugements sur l'appauvrissement sont plus portés en termes d'inégalité entre classes qu'en termes absolus. En Belgique, en 2001 les 10 % des ménages les plus riches consommaient 5 fois plus d'électricité que les 10 % de ménages les plus pauvres (CREG, 2010, p. 22). C'est ce genre d'écart qui peut être politiquement inacceptable. Voir aussi Ademe (2009), Devalière (2010), Ménard et Volat (2012), De Quero et Lapostolet (2009), Renard (2010).

15. Rappelons que nous utilisons ici une fonction de surplus cardinale. Donc le surplus brut et le surplus net se mesurent en euros. En ce qui concerne le coefficient β , citons le plan national de lutte contre la précarité énergétique (2010) β : « sont considérés en situation de précarité énergétique celles et ceux qui consacrent plus de 10 % de leurs ressources à payer leurs factures d'énergie : en France, cela représente près de 3 400 000 ménages ». www.developpement-durable.gouv.fr/Le-plan-national-de-lutte-contre.html

16. Meran et von Hirschhausen (2009) étudient le mécanisme des prix linéaires croissant par blocs dans le secteur de l'eau. Ils y voient plutôt un outil de « second best empirique » qu'un système de prix optimal.

17. En Afrique du Sud, le tarif se compose de 4 tranches (Eskom, Connect, Issue 3, 2010). En Californie, dans certaines zones de fourniture, il y a 5 tranches progressives pour l'électricité www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/6AF20251-011C-4EF2-B99D-74CA315A4C40/0/RatesFAQ0710_3.pdf.

18. Cette section est essentiellement basée sur le travail de Ito (2010). Voir aussi Borenstein (2008).

19. Cette bizarrerie a une origine historique : dans le sud de la Californie, beaucoup de frontières municipales ont été fixées dans les années 1980 alors que les limites des zones de desserte de la

Southern California Edison (SCE) et de la San Diego Gas and Electric (SDG&E) datent des années 1940.

20. Notons que la partie économétrique de l'étude de Ito (2010) porte sur la période janvier 1999 – décembre 2008 au cours de laquelle il y a eu des changements tarifaires répétés. Donc en plus de la variabilité géographique instantanée des prix observés, l'analyse économétrique peut s'appuyer sur une grande variabilité intertemporelle affectant un panel de plus de 50 000 points de livraison.

21. Une explication pourrait être que la demande d'électricité étant inélastique (représentée par une droite $S'_M(e)$ verticale dans le graphique A1 de l'annexe) la population des ménages qui ont une demande juste égale au seuil de passage d'un prix marginal à l'autre est de densité nulle. Cette explication ne tient pas car Ito dispose de suffisamment d'observations en coupe et en dynamique pour montrer que la demande n'a pas une élasticité nulle.

22. En fait, il s'agit d'une analyse des variations de différences, non des variations de niveaux absolus de consommation. Avec un prix marginal de SDG&E décroissant plus que celui de SCE on observe en 2002, 2003, 2007 et 2008 une consommation de SDG&E diminuant plus que celle de SCE, en violation de ce que prédit la théorie marginaliste.

23. Les électriciens parlent d'ordre de préséance : pour satisfaire la demande, les unités de production sont appelées en commençant par celle dont le coût d'exploitation est le plus faible, jusqu'à utilisation de sa pleine capacité, puis celle dont le coût est le deuxième le plus faible, jusqu'à utilisation de sa pleine capacité, et caetera.

24. En fait, le seul cas dans lequel un prix progressif reflète parfaitement le coût du système est celui dans lequel un monopsonne est en mesure de discriminer parfaitement. Avec un tarif strictement calqué sur le coût marginal, il s'approprie la totalité du surplus de l'industrie. Encore faut-il que ledit tarif varie avec les lieux, les dates et les états de la nature pour bien signaler les coûts.

25. Pour une synthèse du débat, voir Faulhaber and Baumol (1988, p. 586-588). La première démonstration formelle de l'optimalité d'une tarification variant avec la date est due à Marcel Boîteux (1949) « La tarification des demandes en pointe : application de la théorie de la vente au coût marginal », Revue générale de l'électricité, août. Pour que l'antériorité soit reconnue à M. Boîteux, il a fallu attendre que son article soit traduit sous le titre « Peak-load pricing » dans Journal of Business (1960, p. 157-179), disponible à www.trconsultoria.com/up_docs/sug_JTSVINEVRKWXFYFMD.pdf

26. Au Japon, la puissance souscrite fait aussi l'objet d'une tarification progressive (p. 27 de CREG, 2010).

27. Le lecteur intéressé trouvera une modélisation des lignes qui suivent dans Crampes et Lozachmeur (2012).

28. Sur le design des contrats en asymétrie d'information, voir Laffont et Martimort (2001).

29. On peut faire le même type d'analyse avec une contrainte du type $SN_L \geq \underline{SN}$. Le modèle est alors plus complexe puisqu'il faut tenir compte du fait que $\partial e_L / \partial \alpha$ et $\partial e_L / \partial \beta$ sont différentes de zéro.

RÉSUMÉS

Cet article est consacré à l'analyse des avantages et des inconvénients des tarifs linéaires croissant par blocs et des tarifs convexes. Nous montrons que, contrairement aux attentes des politiques, les tarifs progressifs ne permettent pas de lutter contre la précarité énergétique et, simultanément, de réduire la consommation totale d'énergie. Nous faisons aussi apparaître les différences entre le tarif de première nécessité actuellement utilisé en France pour l'électricité, applicable sous conditions de ressources, et le système de bonus-malus sur les consommations domestiques d'énergie préconisé par la loi du 15 avril 2013.

This article is devoted to the analysis of the advantages and disadvantages of convex pricing, more particularly Increasing-Block Pricing. We show that, contrary to the expectations of public authorities, progressive rates do not allow to both fighting against energy poverty and reducing total energy consumption. We also analyse the differences between the means-tested tariff for low-income households currently used in France for electricity, and the bonus-malus system on energy consumption by households stated by the law of April 15, 2013 and cancelled later.

INDEX

Mots-clés : tarif progressif, consommation d'électricité, efficacité, redistribution, services énergétiques

Keywords : Inclining Block Rates, Electricity Consumption, Efficiency, Redistribution, Energy Service

AUTEURS

CLAUDE CRAMPES

Toulouse School of Economics (IDEI et GREMAQ)

JEAN-MARIE LOZACHMEUR

Toulouse School of Economics (IDEI et GREMAQ-CNRS)

Architecture de marché et gestion de la demande électrique

Vincent Rious et Fabien Roques

NOTE DE L'AUTEUR

Les opinions exprimées ici sont celles des auteurs uniquement.

Cet article a bénéficié du soutien de la Chaire des marchés européens de l'électricité de la Fondation de l'Université Paris Dauphine, qui est financée par RTE, EDF, EPEX Spot et l'UFE. Différentes versions de ce papier ont été présentées à différentes occasions, conférences ou séminaires de recherche (ISNIE, 2013 ; ANCRE, 2012 ; EUI 2012 ; Berlin 2011 ; CCRP, 2011 ; EUI 2010). Nous remercions toutes les personnes qui ont commenté ce travail et lui ont permis d'évoluer. L'article a notamment bénéficié des commentaires de Yannick Pérez et d'un rapporteur de la Revue d'Économie Industrielle.

Introduction

- 1 L'équilibre instantané entre la production et la consommation en temps réel est un problème clé pour le gestionnaire du système électrique, car l'électricité n'est pas une énergie stockable en grande quantité dans des conditions économiquement acceptables. Sans stockage massif, l'équilibre en temps réel a été traditionnellement géré principalement grâce à la modulation de la production électrique. Dans le même temps, les effacements de consommation avaient tout de même fait l'objet d'une certaine attention par les opérateurs historiques pour équilibrer leur système. Par exemple, les effacements de consommation ont représenté jusqu'à 6 GW en France à la fin des années 1990 avant de ne plus représenter que 3,5 GW en 2007 (CRE, 2013).
- 2 Les effacements de consommation font l'objet d'un nouvel intérêt avec le développement des technologies de réseaux intelligents, qui permettent d'envisager une augmentation du potentiel chez les consommateurs de petite et moyenne taille.

Avec ces nouvelles technologies, le potentiel d'effacement en France pourrait ainsi atteindre 10 à 15 GW (E-cube, 2013). Les règles de marché évoluent ainsi dans différents pays afin de faciliter l'intégration des effacements (e.g. en France – RTE, 2013 – en Belgique – CREG *et al.*, 2014 – ou aux États-Unis – Hurley *et al.*, 2013).

- 3 Le principal intérêt des effacements de consommation électrique est qu'ils participent à équilibrer le système électrique durant les quelques centaines d'heures dans l'année pendant lesquelles la tension offre-demande est la plus forte, de la même façon que les moyens de production de pointe. Les effacements de consommation sont sujets d'une nouvelle attention, car la plupart des systèmes électriques libéralisés avec un marché dit *energy only* (c'est-à-dire sans mécanismes complémentaires de rémunération de la capacité) sont caractérisés par un déficit d'investissements en unité de pointes par manque de revenu. Ce problème dit de *missing money* a été largement étudié (voir Joskow, 2007, 2008 ; Cramton et Stoft, 2006 ; Finon et Pignon, 2008 pour une revue de la littérature approfondie). Les solutions pour résoudre ce problème comprennent une large panoplie de mécanismes de capacité, par exemple l'introduction d'une réserve stratégique de moyens de production contrôlés par le gestionnaire du système électrique et sollicités en dernier recours pour éviter les délestages, les contrats de long terme pour sécuriser les investissements, les paiements de capacité ou encore les marchés de capacité.
- 4 Aussi, la substitution au moins partielle qui existe entre les effacements de consommation et les moyens de production de pointe nous invite à analyser l'impact du problème de *missing money* pour les effacements. Pour tester l'existence du problème de *missing money* pour les effacements de consommation électriques, nous utilisons des données du marché électrique français sur huit années entre 2004 et 2011. Nos simulations numériques montrent que le problème de *missing money* est susceptible d'impacter les agrégateurs d'effacement et rendre difficile la couverture de leur coût d'investissement dans les infrastructures de comptage intelligent par les seuls mécanismes de marché actuellement en place.
- 5 Nous étudions ensuite quelle architecture de marché peut permettre le développement des effacements de petits consommateurs (résidentiels ou tertiaires) dits effacements diffus. Autrement dit, nous recherchons le type de signaux de marché qui devraient être envoyés aux agrégateurs pour que l'effacement soit une activité concurrentielle pour laquelle le problème de *missing money* soit résolu.
- 6 Cet article est organisé de la façon suivante. Premièrement, nous spécifions les caractéristiques qui distinguent les effacements de la production de pointe. Ensuite, nous mettons en avant le problème de couverture des coûts auquel pourrait alors faire face un agrégateur d'effacements, du fait du problème de *missing money*. Enfin, nous étudions l'alignement entre les mécanismes incitatifs mis en œuvre pour assurer des investissements suffisants en production de pointe tels que les mécanismes de capacité et les spécificités des effacements. Nous concluons sur l'aptitude d'une solution de marché à fournir des incitations suffisantes pour le développement des effacements.

1. Comparaison des caractéristiques des effacements et des moyens de production de pointe

- 7 Les effacements de consommation et les moyens de production de pointe font face à des problèmes de rentabilité économique similaires, notamment le problème de *missing money* observé sur la plupart des marchés électriques libéralisés. Il existe également un certain nombre de différences significatives entre ces deux activités. Dans cette section, nous démontrons que tant les similitudes que les différences entre les effacements et les moyens de production de pointe doivent être prises en compte pour évaluer l'impact du *missing money* sur la rentabilité des effacements.

1.1. Similarités entre les effacements et les moyens de production de pointe

- 8 Les effacements de consommation peuvent être mobilisés pour remplacer les moyens de production de pointe dans des conditions spécifiques. Pour déterminer ces conditions, nous rappelons les différents usages des moyens de production de pointe et nous discutons si les effacements sont en mesure de pouvoir fournir un service équivalent.
- 9 Tout d'abord, un moyen de production de pointe peut être programmé du jour pour le lendemain pour fournir de l'énergie durant les heures où la consommation est la plus élevée. Cela s'explique, car les moyens de production de pointe ont le coût marginal le plus élevé par rapport aux autres unités de production. Ce sont donc les derniers moyens de production appelés pour fournir l'énergie consommée. Le fait que les moyens de production de pointe soient dispatchés après toutes les autres unités de production pour couvrir la demande résiduelle rend leur revenu très incertain. Un investissement dans un moyen de production de pointe est ainsi très risqué, car il dépend du niveau de la demande électrique qui elle-même dépend de conditions météorologiques extrêmes. Dans un système électrique qui subit des niveaux de consommation élevés durant l'hiver comme en France (notamment du fait du chauffage électrique), un moyen de production de pointe fonctionnera d'autant plus que l'hiver sera froid (avec des températures plus faibles pendant de nombreux jours). À l'inverse, une année chaude signifiera que le moyen de production de pointe fonctionnera moins voire pas du tout, ce qui peut rendre impossible le paiement de l'annuité de son investissement durant cette année¹.
- 10 Un moyen de production de pointe est aussi très utile pour équilibrer le système électrique en temps réel (en fournissant des services système) ou proche du temps réel (en réalisant des ajustements). Ces deuxièmes et troisièmes usages d'un moyen de production de pointe sont liés à sa grande flexibilité de fonctionnement et à son temps de démarrage très court. Ces caractéristiques sont très utiles en temps réel pour équilibrer la production et la consommation alors que le stockage de l'électricité n'est pas possible de façon massive dans des conditions économiquement concurrentielles. En effet, le temps de réaction nécessaire au rééquilibrage du système électrique pour maintenir son intégrité est court, de quelques secondes à une quinzaine de minutes². Un moyen de production de pointe est adapté à réagir dans ce laps de temps et à contribuer à l'équilibrage du système, car il est capable de démarrer suffisamment vite et est très flexible une fois démarré. Les moyens de production de pointe et les

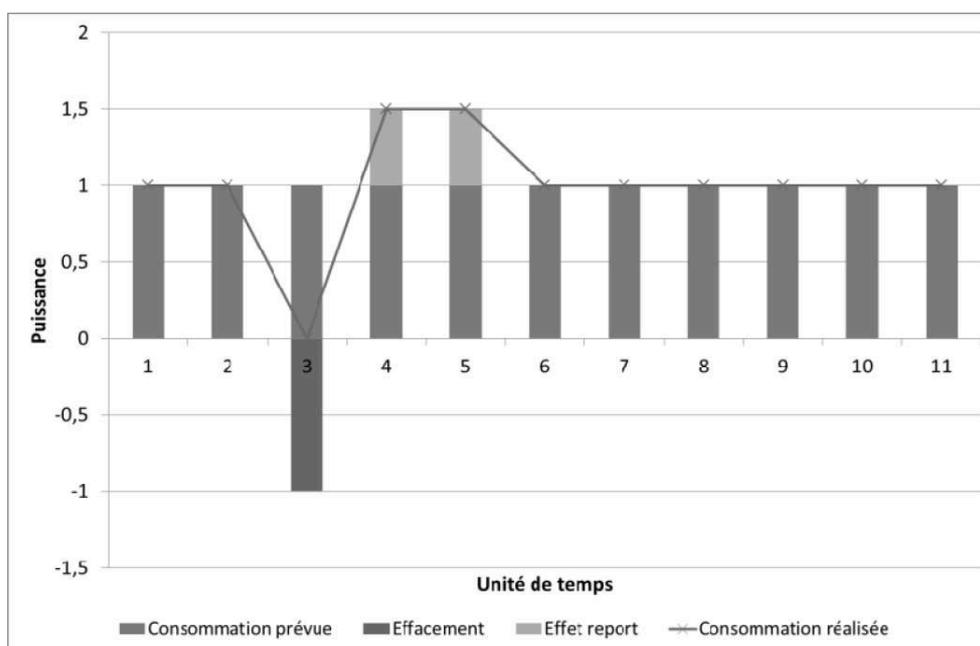
centrales hydrauliques avec réservoir sont ainsi les principales unités sollicitées pour agir dans ce court délai³.

- 11 Les effacements peuvent ainsi remplacer les moyens de production de pointe sur la base d'un usage journalier ou pour réaliser des ajustements en temps réel. Un effacement de consommation peut être planifié du jour pour le lendemain pour aider à équilibrer l'offre et la demande quand il est prévu que le niveau de la demande sera élevé. Un effacement de consommation peut également être activé en temps réel pour compenser des déséquilibres.

1.2. Différences entre les effacements et les moyens de production de pointe

- 12 Les effacements et les moyens de production de pointe ne sont pas de parfaits substituts pour quatre raisons. Premièrement, un effacement ne peut être effectivement réalisé que si la consommation qui s'efface était initialement prévue. Pour le moment, les effacements de consommation dans le secteur résidentiel ou tertiaire ont été principalement mis en œuvre sur des usages énergétiques avec une inertie thermique tels que la production de froid ou de chaleur pour éviter tout désagrément aux utilisateurs. Néanmoins, ces usages énergétiques ne sont actifs pour certains que lorsque la demande électrique est élevée⁴.
- 13 La seconde différence entre un effacement et un moyen de production de pointe est l'effet report (aussi appelé *Cold Load Pick-Up (CLPU) effect* en anglais). L'effet report correspond à l'énergie et la puissance additionnelles temporairement nécessaires suite à l'effacement de consommation. Par exemple, un chauffage ou une climatisation effacés vont nécessiter un surcroît de puissance pour retrouver leur température de consigne. Les deux paramètres caractérisant l'effet report sont sa puissance et sa durée. Ces caractéristiques ont une influence fondamentale sur la rentabilité d'un agrégateur d'effacement. Si l'effet report est inférieur à 100 % de la consommation effacée, un effacement permet de réduire globalement la consommation énergétique. La réduction de la facture dépendra également de la différence de prix de l'électricité effacée et de celle consommée au moment du report⁵. Plus l'effet report est faible, et plus l'économie financière résultant d'une moindre consommation énergétique est importante. La figure 1 illustre un effet de report de 50 % et durant deux fois plus longtemps que l'effacement initial (ce qui signifie que l'effacement ne modifie pas globalement la consommation énergétique, ni en l'augmentant ni en la baissant)⁶.

Figure 1. Illustration de l'effet report apparaissant après un effacement de consommation



- 14 La troisième spécificité des effacements de petits consommateurs (résidentiels ou tertiaires) comparés aux moyens de production de pointe est qu'ils résultent en général d'une intermédiation et non d'une décision directe prise par une entreprise⁷. Cette caractéristique complique le modèle d'affaires des effacements (Albadi et El-Saadany, 2008 ; EUDEEP business model 1). Dans la plupart des cas, ce n'est pas l'agrégateur d'effacement qui coupe directement la consommation, il envoie juste un signal aux consommateurs leur indiquant qu'il serait bénéfique qu'ils s'effacent. Les consommateurs réagissent ainsi au signal dans la limite de leur autre contrainte. Il est alors difficile pour l'agrégateur de prédire un taux de réponse ferme au signal de coupure de consommation et donc sa capacité d'effacement agrégée.
- 15 Certains agrégateurs recourent à des effacements pilotés. L'agrégateur coupe alors lui-même la consommation de façon à minimiser l'impact sur le confort du consommateur⁸. Cette solution présente toutefois deux inconvénients. Premièrement, les coûts d'un agrégateur sont plus élevés qu'avec la solution précédente, car il est nécessaire de construire et d'exploiter une infrastructure permettant de piloter les effacements. Par ailleurs, même avec des effacements pilotés, les consommateurs ont toujours la possibilité d'outrepasser l'ordre de coupure de consommation et de continuer à consommer. Le taux de réponse des consommateurs aux ordres de coupures de consommation ne sera jamais de 100 % et il pourrait varier dans une large plage. Il a ainsi été mesuré entre 9 % et 53 % dans le Nord-Est des États-Unis en 2009 (Cappers, Goldman et Kathan, 2009). Les agrégateurs d'effacement peuvent tout de même limiter ces problèmes en faisant foisonner les consommateurs qu'ils peuvent effacer afin d'affermir leur capacité d'effacement. Néanmoins, cela augmente leur coût fixe, car ils doivent en conséquence augmenter leur base de clients. Les mesures récentes sur des effacements avec foisonnement offrent ainsi des performances bien supérieures, entre 65 % et 130 % (Hurley *et al.*, 2013).
- 16 Enfin, il y a aussi le problème d'entrée et de sortie des consommateurs du programme d'effacement. L'agrégation d'effacement est une activité commerciale ciblant les

consommateurs résidentiels et tertiaires. En conséquence, la capacité d'effacement d'un agrégateur peut varier dans le temps en fonction de la dynamique de sa base de clients.

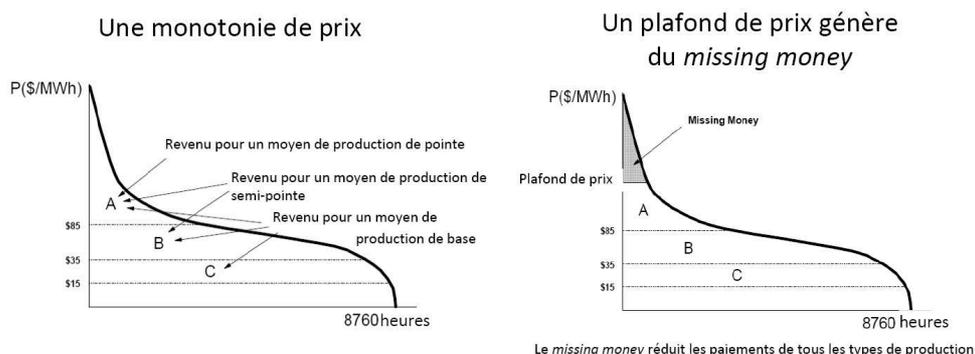
- 17 Par ailleurs, étant donné la nature intermédiée des effacements pour les consommateurs résidentiels et tertiaires, il peut être difficile pour les agrégateurs de fournir des services système lorsqu'ils sont appelés par le gestionnaire du réseau. Par exemple, la fourniture de réserves secondaires résulte d'un signal fourni par le gestionnaire de réseau de transport sur une infrastructure de télécommunications dédiée. Si les effacements fournissaient des réserves secondaires, il serait nécessaire d'étendre cette infrastructure jusqu'aux consommateurs concernés. Néanmoins, des expérimentations dans différents pays sont menées pour permettre aux effacements de participer aux services système (e.g. MacDonald *et al.*, 2012 ; RTE, 2014a). L'aptitude des effacements à participer aux services systèmes dépend de la nature de la consommation effacée et pourrait se focaliser sur certains processus industriels et les activités principalement commerciales (Ma *et al.*, 2013).

1.3. Un problème de "missing money" ?

- 18 Plusieurs marchés électriques libéralisés en Europe et aux États Unis ont connu de faibles niveaux d'investissement, notamment pour le renouvellement ou le développement des moyens de production de pointe. Un certain nombre de problèmes ont été mis en avant pour expliquer le *missing money* qui affecte tout particulièrement les investissements dans les centrales de pointe. Le revenu attendu du marché semble trop faible en moyenne et trop incertain pour les inciter à investir et pour couvrir le risque de rémunération qu'ils perçoivent, car ils ne sont payés que pour quelques centaines d'heures en moyenne dans l'année et avec de grandes variations de rémunération d'une année sur l'autre (Joskow, 2008). La rémunération perçue pendant les heures de pointe, lorsque le marché est tendu et lorsque les prix sur le marché de l'énergie montent et dépassent plusieurs centaines d'euros par mégawattheures est souvent insuffisante du fait d'imperfections de marché. Cette rente de rareté est très importante pour les moyens de production de pointe, car elle leur permet de couvrir leur coût d'investissement durant leurs quelques heures de fonctionnement. Dans le cas extrême où la demande est supérieure à l'offre d'électricité, le prix atteint des valeurs telles que certains consommateurs préfèrent spontanément limiter leur consommation plutôt que de payer le prix demandé.
- 19 Toutefois, beaucoup de régulateurs ou de gouvernements considèrent ce prix très élevé comme une défaillance de marché ou une situation inacceptable d'un point de vue politique. Pour résoudre ce problème, certains régulateurs ont fixé un prix plafond que le prix de marché ne peut jamais dépasser, comme l'illustre la figure 2. La figure de gauche représente une monotone de prix (l'ensemble des prix sur le marché de l'électricité d'une année rangés du plus grand au plus petit). Les différents moyens de production couvrent leur coût d'investissement lorsque le prix du marché dépasse leur coût variable (dans les zones A, B et C pour les moyens de production de base, A et B pour les moyens de production de semi-base et A pour les moyens de production de pointe). La figure de droite illustre l'effet d'un prix plafond. En particulier, ce prix plafond limite le revenu des moyens de pointe et réduit l'incitation à investir dans de telles unités de production. Toutes choses égales par ailleurs, le prix plafond produit le

même effet sur les agrégateurs d'effacement rémunérés par le marché de l'énergie. Outre les prix plafonds, un certain nombre de rigidités dans la séquence des marchés explique aussi l'incapacité des prix à refléter correctement la valeur de l'électricité produite ou effacée à la pointe.

Figure 2. **MISSING MONEY** résultant d'un prix plafond (d'après Hogan, 2007)



- 20 Ce manque de revenu pour tout investissement (d'un moyen de production de pointe ou d'un agrégateur d'effacement) est appelé *missing money*. Outre les réformes de marchés permettant de supprimer les prix plafonds et autres rigidités, une solution classique à ce problème est de compenser ce manque de revenu en payant ces investissements pour leur disponibilité et non plus seulement pour l'énergie qu'ils produisent ou qu'ils effacent au moment de la pointe, au travers de l'introduction d'un mécanisme de capacité. Un moyen de production de pointe est ainsi payé pour sa disponibilité pendant les heures de pointe et pour sa production lorsqu'il est appelé. Un agrégateur d'effacement est payé pour sa disponibilité durant les heures de pointe et pour la réduction de consommation qu'il fournit effectivement lorsqu'il est appelé. Selon les solutions retenues dans l'architecture de marché, les moyens de pointe ont plus ou moins de difficultés à couvrir leur coût d'investissement.
- 21 Toutefois, étant donné les quatre caractéristiques des effacements (disponibilité quand la demande est assez haute, effet report, pilotage et dynamique de la base de clients), une architecture de marché adaptée au développement des moyens de production de pointe – par exemple au travers d'un mécanisme de capacité, n'est pas nécessairement adéquate pour le développement des effacements.

2. Le besoin de payer les effacements pour leur disponibilité

- 22 Le coût de mise en œuvre d'effacement pour de gros consommateurs industriels⁹ ou tertiaires¹⁰ sont assez bas (de 5 000 à 10 000 €/MW d'investissement d'effacement¹¹ et de 3 000 à 12 000 €/MW.an de coût de fonctionnement auxquels peuvent s'ajouter les coûts d'activation¹²). Dans leur cas, l'infrastructure existante permet facilement de commander cette consommation et les volumes d'effacements concernés sont importants. Pour les consommateurs résidentiels et les consommateurs tertiaires de taille moyenne qui représentent le plus gros potentiel d'effacement¹³, il est nécessaire de mettre en place de nouvelles infrastructures¹⁴. La mise en œuvre d'effacements

nécessite que ces anciens compteurs soient remplacés, que des infrastructures de télécommunications soient installées et que des centres de pilotage de la consommation soient développés pour agréger les effacements individuels en des volumes d'effacements suffisamment gros pour être échangés dans une place de marché (Albadi et El-Saadany, 2008 ; Faruqi et Sergici, 2009).

- 23 Cette nouvelle infrastructure requiert un investissement initial conséquent avec des incertitudes encore importantes sur les coûts et le retour sur investissement (Haney, Jamasb et Pollitt 2009). Cette infrastructure étant totalement nouvelle, à notre connaissance, il n'existe pas d'informations détaillées disponibles pour évaluer l'étendue des économies d'échelle et donc la nature concurrentielle ou monopolistique des effacements.
- 24 Dans cette section, nous évaluons le problème potentiel de *missing money* pour les effacements. Tout d'abord, nous rappelons les deux principales sources de revenu pour un moyen de production de pointe, le marché spot J-1 (du jour pour le lendemain – *day-ahead*) et le marché d'ajustement. Ensuite, nous évaluons le revenu qui peut être attendu de ces marchés en utilisant des données du cas français et nous tirons des conclusions générales quant à l'aptitude des effacements à couvrir leur coût fixe à partir de ces seuls revenus.

2.1. Deux marchés pour vendre et acheter de l'électricité

- 25 Les systèmes électriques libéralisés sont organisés autour d'une séquence de marchés fortement interdépendants à différents horizons de temps, des marchés forward plusieurs années avant la livraison de l'énergie au marché du temps réel. Un producteur peut choisir de vendre son électricité principalement sur deux marchés distincts : un marché dit « spot » ou marché J-1 (*day-ahead*) et un marché d'ajustement utilisé pour compenser en temps réel les écarts entre production et consommation et maintenir l'équilibre global du système (Saguan *et al.*, 2009).
- 26 En France, le marché spot J-1 est géré par la bourse d'électricité « EPEXSpot »¹⁵. Chaque jour à 12:00, les acteurs de marché soumettent volontairement des offres et des demandes sur cette bourse pour une livraison durant l'une des heures de la journée suivante¹⁶. Depuis la mise en place des notifications d'échanges de blocs d'effacement, les agrégateurs peuvent valoriser leurs effacements (NEBEF) sur le marché de l'énergie, i.e. soit sur le marché spot soit sur le marché bilatéral OTC avec tous les autres acteurs et plus uniquement au sein du portefeuille du fournisseur dont le consommateur est effacé (RTE, 2013).
- 27 Concernant le marché d'ajustement, c'est un outil pour le gestionnaire de réseau de transport (GRT) pour assurer l'équilibre en temps réel du système électrique. Chaque acteur dans ce marché offre un incrément ou un décrétement de puissance. Dans le cas d'un écart entre la production et la consommation totales, le GRT fait appel au marché d'ajustement et sélectionne certaines offres pour rétablir l'équilibre du système. Afin de s'assurer un volume minimal d'offres sur le marché d'ajustement, le GRT organise les réserves dites tertiaires (aussi appelées réserves rapides et complémentaires par le GRT français RTE). Les capacités qui participent à ces réserves ont l'obligation de déposer des offres sur le marché d'ajustement en contrepartie d'une rémunération fixe. Si cette rémunération peut être importante pour les capacités retenues (e.g. 20 k€/MW en 2014¹⁷), le volume de réserves tertiaires reste très limité (1 500 MW au total en

France). En conséquence, nous la négligerons dans la suite de l'analyse quoiqu'il puisse participer au développement des effacements lorsque leur volume reste limité, comme c'est le cas actuellement (RTE, 2014b). Le marché d'ajustement est également complété par les services système (réserves primaires et secondaires) qui permettent un rééquilibrage automatique rapide. Les services système peuvent être fournis à un prix régulé ou selon une organisation de marché. La rémunération que les producteurs reçoivent pour la fourniture des services système est assez faible comparée à la rémunération fournie par le marché J-1 et temps réel, car leur volume est faible (au total entre 1 000 et 1 500 MW). Par exemple, en France, le coût moyen annuel des services système est de moins d'un euro par mégawattheure (avec un coût annuel de 300 millions d'euros pour une consommation de 450 millions de mégawattheures) comparé au prix moyen de l'électricité de pointe proche de 60 €/MWh sur EPEXSpot¹⁸ (CRE, 2010).

- 28 En France et dans la plupart des marchés européens, les marchés J-1 et temps réel sont les principales sources de rémunération des producteurs, après le marché bilatéral. Un producteur appelé sur le marché spot est payé le prix marginal du marché. Un producteur appelé sur le marché d'ajustement est généralement payé son prix d'offre. Voyons maintenant l'impact de ces deux modes de rémunération sur les effacements¹⁹.

2.2. Le besoin de rémunérer les effacements pour leur disponibilité

- 29 Étant donné les similarités et les différences entre les effacements et les moyens de production de pointe, l'objectif de cette section est d'évaluer si les effacements sont rentables dans le contexte d'un marché « *energy-only* » en transposant de précédentes analyses réalisées pour les moyens de production de pointe au cas des effacements.

2.2.1. Estimations des coûts

- 30 Pour traiter cette question, nous considérons deux scénarios extrêmes pour l'estimation des différents coûts : un scénario optimiste est construit en utilisant les données les plus positives et un scénario pessimiste est inversement calculé en prenant en comptant les évaluations les moins enthousiastes.
- 31 Nous utilisons les données suivantes pour estimer le coût des effacements diffus. Le coût des effacements peut être estimé à partir des données connues sur les effacements diffus. E-cube (2013) indique qu'un agrégateur d'effacement fait face aux coûts suivants. L'installation d'un boîtier afin de piloter les effacements de consommation est estimée à 450 € par client amorti sur 8 ans. Il faut également prévoir un coût fixe annuel de 50 € par an et par client pour couvrir les coûts de communication GPRS et de gestion client de l'agrégateur. Par ailleurs, il est estimé qu'un boîtier peut effacer entre 2 et 4 kW en fonction de l'installation électrique du client effacé. Par ailleurs, le taux de retour sur investissement attendu varie entre 10 % et 15 %.
- 32 Le scénario optimiste est donc obtenu en considérant un taux de retour sur investissement attendu bas (10 %) et une puissance effaçable importante par client (4 kW). À l'inverse, le scénario pessimiste est obtenu en considérant un taux de retour sur investissement attendu élevé (15 %) et une puissance effaçable faible (2 kW). Le tableau 1 résume ces hypothèses et les résultats de nos calculs.

Tableau 1. Hypothèses des scénarios optimistes et pessimistes pour calculer les coûts d'investissements d'un agrégateur d'effacement diffus

Scénario	Coût d'investissement par client (€)	Durée amortissement (ans)	TRI	Coût d'investissement annualisé par client (€)
Optimiste	450	8	10 %	84
Pessimiste			15 %	100
Formule	[A]	[B]	[C]	$[D]=[A]*[C]/(1-(1+[C])^{-[B]})$

Scénario	Coût annuel de communication GPRS et gestion par client	Coût total annualisé par client (€)	Puissance effaçable par client (kW)	Coût total annualisé (€/kW)
Optimiste	50	134	4	34
Pessimiste		150	2	75
Formule	[E]	$[F]=[D]+[E]$	[G]	$[H]=[F]/[G]$

- 33 Nous comparons alors ces coûts avec le bénéfice que des effacements peuvent générer au maximum sur le marché. Pour simplifier, nous supposons que l'introduction d'effacements ne modifie pas les prix sur le marché. Ces deux simplifications conduisent à surestimer la rémunération des effacements. En effet, en réalité, l'introduction d'effacements conduirait à réduire le prix (car la consommation s'en trouverait réduite).
- 34 Concernant les coûts variables des agrégateurs d'effacements diffus, il est nécessaire de prendre en compte le versement fait au fournisseur du consommateur effacé. Quand un consommateur a conclu un contrat d'approvisionnement énergétique à prix fixe et pour une quantité convenue à l'avance, l'agrégateur d'effacements doit le payer pour le récompenser de ces efforts de réduction de consommation (RTE, 2011). Dans le cas où le contrat d'approvisionnement énergétique ne spécifie pas de quantité, c'est le fournisseur d'énergie qui doit être compensé pour l'énergie qu'il fournit, mais qui n'est finalement pas utilisée par son client, mais sert à réaliser l'effacement (voir Glachant et Perez, 2010 pour des références sur ce point). Nous supposons que l'agrégateur d'effacement doit payer 50 €/MWh au fournisseur ou au consommateur dans ce cas. Cela correspond à la part énergie des factures des consommateurs au tarif réglementé de vente.
- 35 Une dernière incertitude concernant les effacements est l'effet report. Pour éviter toute étude au cas par cas, nous supposerons que la durée de l'effet report est égale à la durée de l'effacement individuel correspondant. Nous considérerons par ailleurs, trois niveaux d'effet report, un premier de 0 % (pas d'effet report), puis 50 % et 100 %.

2.2.2. Estimations du revenu d'un agrégateur d'effacement

- 36 Un opérateur d'effacement peut cumuler dans le temps le revenu provenant du marché J-1 et du marché du temps réel, même si pour une même heure il ne peut vendre un MW effacé simultanément sur ces deux marchés²⁰. Cumuler ces deux sources de revenu permet à l'agrégateur d'effacement de limiter le problème de *missing money*.
- 37 En réalité, l'agrégateur d'effacements ferait face à l'incertitude des prix du temps réel en se demandant du jour pour le lendemain s'il est préférable de s'offrir sur le marché spot ou d'attendre puis de s'offrir potentiellement sur le marché du temps réel. Pour évaluer le revenu potentiel d'une telle stratégie d'arbitrage, nous supposons que l'agrégateur d'effacement anticipe parfaitement le prix d'ajustement du jour pour le lendemain et connaît si son offre sera acceptée en temps réel. L'agrégateur d'effacements est alors capable de réaliser un arbitrage parfait entre le marché J-1 et le marché du temps réel. En particulier, quand il peut gagner plus sur le marché J-1 que sur le marché du temps réel, il peut décider d'agir sur le marché J-1 plutôt que sur le marché du temps réel. Inversement, si le prix d'ajustement est supérieur au prix J-1 quand ce dernier est maximum, l'agrégateur d'effacement peut décider alors d'agir sur le marché du temps réel durant cette heure. Il cherchera par ailleurs l'heure durant laquelle le prix spot est le deuxième maximum de la journée.
- 38 Pour estimer le revenu d'un agrégateur d'effacement, nous supposons que les effacements sont individuellement réalisés pour une durée d'une heure. En raisonnant à rebours, nous détaillons tout d'abord le revenu qu'un agrégateur d'effacements pourrait retirer du marché d'ajustement pour une heure h donnée. Connaissant parfaitement le prix marginal d'ajustement de l'heure h du jour j $p_{marginal_ajustement_{j,h}}$, il est alors capable de connaître quand son offre est activée, c'est-à-dire quand son prix d'offre $p_{offre_ajustement_{j,h}}$ est plus bas que le prix d'ajustement $p_{marginal_ajustement_{j,h}}$.
- 39 Dans le système français, un acteur d'ajustement, par exemple un agrégateur d'effacement s'offrant sur le mécanisme d'ajustement, est payé à son prix d'offre $p_{offre_ajustement_{j,h}}$ pour le volume qu'il offre. Ce volume dépend non seulement de sa décision de réduire sa consommation $effacement_{j,h}$, mais aussi de l'effet report des décisions précédentes de réduction de la consommation $report_{j,h-1}$ qui doit être soustrait. Il doit également compenser le consommateur pour son effort de réduction de la consommation ou le fournisseur pour l'énergie fournie alors que l'agrégateur d'effacement coupe une partie de la consommation (*compensation*²¹). La formule suivante résume le revenu d'un agrégateur d'effacement dans un marché d'ajustement quand il décide d'y participer à l'heure h .

$$revenu_MA_{j,h} = \begin{cases} 0 & \text{quand } p_{offre_ajustement_{j,h}} > p_{marginal_ajustement_{j,h}} \\ (p_{offre_ajustement_{j,h}} - compensation) \times (effacement_{j,h} - report_{j,h-1}) & \text{quand } p_{offre_ajustement_{j,h}} \leq p_{marginal_ajustement_{j,h}} \end{cases}$$

- 40 Le responsable d'équilibre dont le périmètre inclut l'agrégateur d'effacement doit aussi supporter le coût des écarts résultant de l'effet report $report_{j,h-1}$ qu'il paie au prix de règlement des écarts négatifs $p_{ecart_{j,h}}$ quand aucune réduction de consommation n'est prévue durant l'heure h du jour j ($effacement_{j,h} = 0$). Il paie alors la pénalité suivante :

$$paiement_écart_{j,h} = \begin{cases} p_écart_{j,h} \times report_{j,h} & \text{si } effacement_{j,h-1} \neq 0 \text{ et } effacement_{j,h} = 0 \\ 0 & \text{sinon} \end{cases}$$

L'agrégateur d'effacement peut aussi recevoir un revenu en déplaçant de la consommation en J-1 des heures de pointe aux heures creuses. Ce déplacement d'énergie dans le temps est rendu possible, car du jour pour le lendemain, un acteur de marché peut s'appuyer sur un portefeuille d'actifs pour déplacer l'effet report dans le temps. À l'échelle d'une journée, le revenu résultant d'un effacement sera maximisé s'il permet de déplacer la consommation de l'heure dont le prix de marché est le plus élevé vers l'heure dont le prix de marché est le plus faible. Alors que l'on supposait dans le marché du temps réel que l'effet report se produisait juste après l'effacement (car les règles des mécanismes d'ajustement limitent généralement les possibilités de combinaison avec d'autres unités), nous supposons ici que l'effet report peut être positionné de façon optimale dans le temps²². Le revenu généré le jour j est ici égal à la différence entre le prix J-1 maximum $p_{-J-1,j,hmax}$ moins le prix J-1 minimum $p_{-J-1,j,hmin}$. Dans notre cas, nous devons prendre en compte qu'au moment où le prix J-1 est maximal, un revenu plus important peut être généré sur le mécanisme d'ajustement. L'heure $hmax$ considérée pour le calcul du revenu du marché J-1 est donc celle durant laquelle le revenu provenant du marché J-1 est supérieur au revenu pouvant provenir du mécanisme d'ajustement. Le revenu J-1 du jour j peut donc être calculé grâce à la formule suivante :

$$revenu_{-J-1,j} = p_{-J-1,j,hmax} - p_{-J-1,j,hmin}$$

$$p_{-J-1,j,hmin} = \min_h \{ p_{-J-1,j,h} \}$$

où
et

$$p_{-J-1,j,hmax} = \max_h \left\{ \begin{array}{l} p_{-J-1,j,h} \text{ tel que} \\ (p_{-J-1,j,h} - p_{-J-1,j,hmin}) > revenu_MA_{j,h} \end{array} \right\}$$

41 Cette formule permet à l'agrégateur d'effacement de bénéficier des revenus les plus hauts sur le mécanisme d'ajustement et des opportunités restantes les plus intéressantes sur le marché J-1. Remarquons que nous avons supposé que l'agrégateur d'effacement ne pouvait pas anticiper le prix de règlement des écarts, qu'il était totalement preneur de risque par rapport à leur paiement et qu'ils ne sont donc pas intégrés dans l'arbitrage qu'il réalise entre le marché J-1 et le mécanisme d'ajustement. C'est une hypothèse conservatrice qui maximise le revenu qu'il peut tirer de ces deux mécanismes économiques.

42 Néanmoins, le paiement des écarts doit être intégré dans le revenu total du jour j estimé de l'agrégateur d'effacement, ce qui conduit à la formule suivante :

$$revenu_total_j = revenu_{-J-1,j} + \sum_h (revenu_MA_{j,h} + paiement_écart_{j,h})$$

43 Remarquons que le revenu total dépend du prix d'offre des effacements sur le mécanisme d'ajustement. En effet, si le prix d'offre des effacements sur le mécanisme d'ajustement est faible, les effacements seront souvent activés pour rééquilibrer le système, mais chaque activation générera un faible revenu. À l'inverse, si le prix d'offre des effacements sur le mécanisme d'ajustement est élevé, les effacements seront moins souvent activés pour rééquilibrer le système, mais chaque activation générera un

revenu plus élevé. Bien sûr, le paiement des écarts dû par les effacements est également modifié du fait d'une activation plus ou moins importante.

- 44 Le prix d'offre des effacements sur le mécanisme d'ajustement modifie également les revenus sur le marché J-1. En effet, le prix d'offre des effacements sur le mécanisme d'ajustement modifie les heures auxquelles ils sont activés et les moments durant lesquels ils peuvent être sollicités sur le marché J-1. Globalement, il existe donc un prix d'offre des effacements sur le mécanisme d'ajustement qui génère un revenu total maximal et il dépend de l'effet report (qui détermine le paiement des écarts dû par les effacements). Nous avons réalisé ce calcul en utilisant les données du marché d'ajustement et du marché J-1 français de l'été 2003 jusqu'à la fin 2011. Le tableau 2 résume les prix qui optimisent le revenu cumulé de l'agrégateur d'effacements arbitrant entre les marchés J-1 et d'ajustement avec différentes valeurs de l'effet report. Avec ces prix, nous obtenons un revenu variant entre 11 000 €/MW to 61 000 €/MW pour différentes valeurs de l'effet report, comme le résume le tableau 3.

Tableau 2. Prix optimisant le revenu maximal espéré d'un agrégateur d'effacement arbitrant entre les marchés J-1 et temps réel quand l'effet report vaut respectivement 0 %, 50 % et 100 %

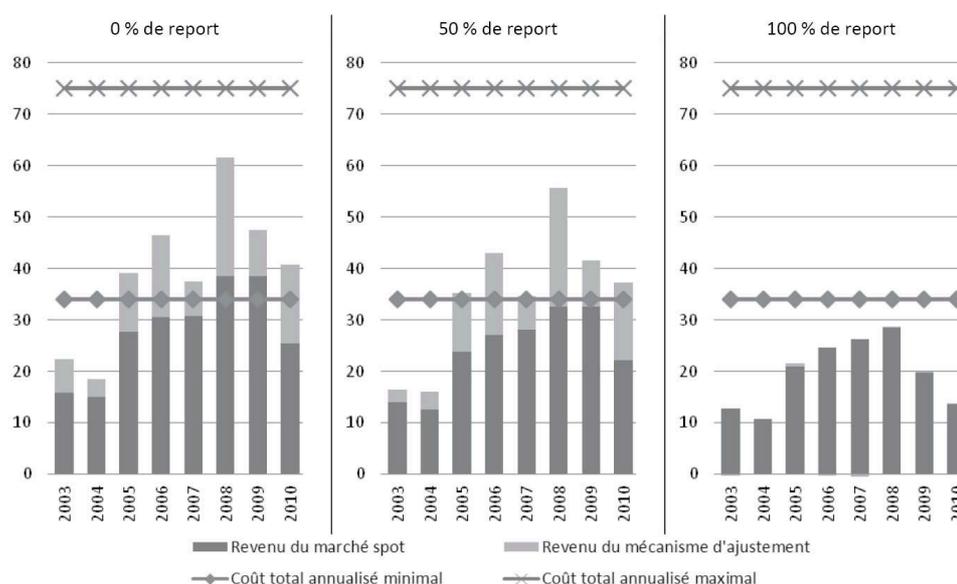
Valeur de l'effet report	Prix optimisant le revenu total de l'agrégateur d'effacement	Revenu maximal espéré cumulé entre 2003 et 2011
0 %	79 €/MWh	329 k€/MW
50 %	94 €/MWh	231 k€/MW
100 %	95 €/MWh	220 k€/MW

Tableau 3. Revenu moyen résultant de l'arbitrage entre les marchés J-1 et temps réel pour un agrégateur d'effacement avec différentes valeurs de l'effet report entre 2003 et 2011 (k€/MW)

Année	Effet report 0 %	Effet report 50 %	Effet report 100 %
2003	22	17	17
2004	18	14	12
2005	39	28	27
2006	46	34	35
2007	37	30	28
2008	60	41	38
2009	35	25	23
2010	33	20	22
2011	37	22	19

- 45 Les trois figures ci-dessous illustrent l'origine du revenu, soit le marché J-1 soit le marché du temps réel pour trois valeurs de l'effet report (0 %, 50 % et 100 %). Elles permettent également de comparer le revenu d'un agrégateur d'effacements adoptant cette stratégie avec les estimations de coût d'investissement, i.e. entre 34 et 75 k€/MW.an.
- 46 L'analyse de la figure 3 montre que l'agrégateur d'effacements subissant un effet report de 0 % ou 50 % gagnerait un revenu annuel entre 2005 et 2011 supérieur au minimum requis pour éviter un problème de *missing money*.

Figure 3. Comparaison entre le coût d'investissement annualisé d'un agrégateur d'effacement et ces revenus annuels résultant d'un arbitrage entre les marchés J-1 et temps réel entre 2003 et 2011



- 47 Ce résultat optimiste doit néanmoins être nuancé. Nous supposons un arbitrage parfait entre les marchés J-1 et du temps réel. En réalité, un agrégateur ne réalisera pas parfaitement cet arbitrage du fait des incertitudes des prix de ces deux marchés²³. Par ailleurs, si ses revenus annuels sont plus hauts que le revenu minimum requis, ils sont encore relativement éloignés du niveau le plus pessimiste de coût annualisé d'un agrégateur (75 k€/MW calculé dans le tableau 1). Le problème de *missing money* peut donc persister avec un arbitrage imparfait entre les marchés J-1 et du temps réel.

3. Quelle solution pour résoudre le problème de *missing money* pour un agrégateur ?

- 48 Différentes réformes de marché et mécanismes incitatifs complémentaires ont été mis en place dans les marchés électriques ces dernières années pour résoudre le problème de *missing money* pour les moyens de pointe. La première approche consiste à s'attaquer aux déficiences de l'architecture de marché pour réduire le problème de *missing money* (Roques, 2008). Mais bien souvent, ces marchés ont mis en œuvre des mécanismes

complémentaires de capacité, certains fondés sur les principes de la régulation tandis que d'autres ont mis en place des mécanismes fondés sur les principes de marché pour offrir une rémunération complémentaire aux moyens de pointe. Finon et Pignon (2008) distinguent quatre principaux mécanismes pour compenser le problème de *missing money* : les réserves stratégiques directement détenues par le gestionnaire du réseau de transport ou mises à disposition du GRT grâce à des contrats de long terme, des paiements de capacité ou des marchés de capacité. Le tableau 4 présente quelques pays ayant mis en place ces différents mécanismes.

Tableau 4. Exemples de pays ayant mis en place différents mécanismes pour compenser le **MISSING MONEY** des moyens de pointe

	Réserves stratégiques détenues par le GRT	Contrats de long terme pour les réserves stratégiques	Paiement de capacité	Obligation de capacité et marchés de capacité
Pays	Suède, Finlande, Allemagne	France (avant 2016), Grande-Bretagne, Belgique, Nouvelle-Zélande, Portugal	Espagne, Italie, Argentine, Chili	Des marchés régionaux aux États-Unis : PJM, New York, Nouvelle-Angleterre. Introduction en cours en France, Angleterre et Italie (à partir de 2017)

- 49 Finon et Pignon (2008) ont caractérisé ces mécanismes avec cinq critères : la capacité à contrôler le niveau de fiabilité, la capacité à sécuriser les investissements des moyens de pointe, la cohérence avec le marché de l'énergie, la robustesse au comportement stratégique, et la compatibilité avec des actions décentralisées. Les caractéristiques distinctives de la gestion de la demande électrique doivent également être intégrées dans ce cadre d'analyse pour s'assurer de leur compatibilité avec les différents mécanismes de compensation du *missing money*.
- 50 Nous présenterons les mécanismes davantage fondés sur la régulation en premier lieu puis ensuite les mécanismes davantage fondés sur le marché. Étant donné la similarité entre les réserves stratégiques détenues pour le GRT et les contrats de long terme pour les réserves stratégiques, nous nous concentrons sur les trois derniers mécanismes, c'est-à-dire les contrats de long terme, le paiement de capacité et les marchés de capacité. Nous évaluerons la compatibilité entre les spécificités de la gestion de la demande électrique (notamment intermédiation et dynamique de la base de clients) et les différents mécanismes de compensation du *missing money*, c'est-à-dire les contrats de long terme (section 4.1), le paiement de capacité (section 4.2) et les marchés de capacité (section 4.3).

3.1. Contrats de long terme

- 51 Les contrats de long terme sont des contrats entre le GRT et les producteurs dans lesquels les producteurs consentent à mettre à disposition du GRT une certaine quantité de capacité de production qui est retirée du marché pour les périodes de pointe (Finon et Pignon, 2008). Quand le GRT a besoin de cette capacité, il peut demander aux producteurs toute ou partie de la capacité sous contrats. Les producteurs

sont alors payés pour la disponibilité de leur capacité et pour l'énergie utilisée à un prix déterminé dans le contrat.

- 52 Beaucoup de pays ont choisi la solution de contrats de long terme pour rémunérer les unités de pointe, par exemple la France (avant 2015), la Belgique, la Nouvelle-Zélande, ou plus récemment l'Allemagne. La capacité de production qui doit être contractualisée est déterminée après une consultation entre le gouvernement, le régulateur et le GRT. Les producteurs et/ou les fournisseurs d'effacement sont alors sélectionnés grâce à un appel d'offres.
- 53 Les contrats de long terme ont néanmoins un inconvénient principal similaire à celui des réserves stratégiques (Finon, Meunier et Pignon, 2008). En effet, par excès de prudence, le GRT peut demander à faire fonctionner les moyens de pointe qu'il a contractualisés alors qu'ils ne sont pas nécessaires pour assurer l'équilibre production-consommation. Ceci peut introduire une distorsion dans l'ordre de préséance économique si le recours aux moyens de pointe contractualisés exclut de la préséance économique (*merit order*) des moyens de production (non contractualisés) qui seraient moins coûteux et sont encore disponibles. Pour limiter cet effet, beaucoup de pays ont choisi de fixer un prix seuil en dessous duquel le GRT n'est pas autorisé à recourir aux moyens de production qu'il a contractualisés.
- 54 Les contrats de long terme sont généralement favorables aux investissements, car ils permettent de couvrir en partie les risques pour les producteurs. Cela s'applique également aux investissements pour développer la gestion de la demande. Cependant, dans le cas de la gestion de la demande, les contrats de long terme peuvent être difficiles à mettre en œuvre, car la capacité d'effacement variera au cours du temps avec la dynamique, d'augmentation ou de diminution, de la base de clients. Si l'agrégateur veut que toute sa capacité d'effacement soit toujours rémunérée, il devrait alors signer un contrat dont le volume est variable, ou renégocier régulièrement son contrat avec le GRT. Le principal risque est l'existence d'un écart entre la taille de la base client et la capacité d'effacement. Si la base clients fournit une capacité d'effacement plus petite que la capacité contractualisée, l'agrégateur ne peut plus honorer ses engagements auprès du GRT. Si la base clients fournit une capacité d'effacement plus importante que la capacité contractualisée, l'agrégateur sous-valorise son aptitude à modifier le niveau de la demande.
- 55 Une solution pour l'agrégateur²⁴ est de construire son contrat avec le GRT avec un degré de flexibilité en relation avec le développement de sa base de clients. Mais le GRT recherche en général des engagements fermes pour couvrir la pointe de consommation. Un tel contrat entre le GRT et un agrégateur d'effacement serait seulement pour le GRT un outil parmi d'autres qui sont plus conventionnels comme la production de pointe pour couvrir la consommation dans les périodes de pointe. C'est par exemple le cas de pays comme la France ou la Belgique dans lesquels des mécanismes ad hoc sont créés. Néanmoins, cela ne représente pas un outil pérenne de développement autonome des effacements, d'autant plus que le volume de tels outils est généralement limité.

3.2. Paiement de capacité

- 56 Dans différents pays, des mécanismes de paiement de capacité ont été testés pour résoudre le problème de *missing money* des moyens de production de pointe. L'Angleterre et le Pays-de-Galles avant la réforme du NETA²⁵ en 2000, l'Irlande, la Grèce,

l'Italie et l'Espagne, et plusieurs pays latino-américains (l'Argentine, le Chili, la Colombie ou le Pérou) ont adopté un paiement de capacité avec des résultats contrastés. Nous passons en revue ces expériences et déterminons comment elles peuvent s'adapter au développement d'effacements.

- 57 En Angleterre et au Pays de Galles avant la réforme du NETA en 2000 par exemple, un producteur était payé à partir de sa disponibilité prévue et du résultat de la formule suivante :

$$\text{Revenu} = \text{probabilité de black-out} \times (\text{CEND} - \text{PMS})$$

Où

CEND signifie coût de l'énergie non distribuée (en anglais *Value of Lost Load*)

Et PMS signifie prix marginal du système

- 58 Ce mode de paiement a été largement critiqué, car son design fournissait des possibilités de jeu stratégique aux producteurs (Staropoli, 2001 ; Perez, 2002). En effet, les producteurs étaient incités à faire de la rétention de capacité de façon à accroître la probabilité de stress et de black-out du système *ex ante* et ainsi augmenter leur rémunération *ex post*. Le niveau du coût de l'énergie non distribuée est également important, et peut être fixé selon un processus administré avec le risque de lobbying. Le coût de l'énergie non distribuée peut autrement être fixé selon un processus de marché avec le risque d'une manipulation du prix²⁶. Pour toutes ces raisons, ce système de paiement de capacité a été abandonné lors de la réforme du pool anglo-gallois en 2000. D'autres pays ont mis en place un mécanisme de paiement de capacité. En Espagne et dans des pays d'Amérique latine (Argentine, Chili, Pérou), le paiement de capacité est calculé sur la base de leur disponibilité réalisée selon la formule suivante :

$$\text{Revenu} = \text{capacité de production disponible} \times \text{prix fixe de la capacité}$$

- 59 Le prix pour la capacité peut varier selon la saison ou être maintenu fixe. Ce système a mené à des conflits sur la détermination de la capacité réellement disponible de centrales. Par ailleurs, l'incitation à être disponible a des effets pervers. En effet, les producteurs sont encouragés à offrir leur capacité sur le marché spot de l'énergie à un prix très élevé de façon à ce qu'ils soient sûrs de ne pas être appelés. Ils seront néanmoins payés pour leur capacité dite disponible. Des vieilles centrales ont ainsi pu avoir une seconde vie très lucrative sans pour autant fonctionner : elles étaient payées pour leur capacité, mais ne produisaient jamais, car leurs propriétaires faisaient des offres à un niveau très élevé afin de n'être jamais appelés sur le marché de l'énergie.
- 60 Sous l'hypothèse que les effacements soient éligibles pour un paiement de capacité, ce mécanisme semble tout à fait approprié au développement des effacements. Comme pour les contrats de long terme, l'objectif d'un agrégateur est de construire une base de clients afin de pouvoir offrir des effacements au GRT à un prix déterminé à l'avance. Cependant, avec le paiement de capacité, il n'y a aucun engagement sur le volume. Le problème d'engagement avec le GRT sur une capacité fixe d'effacement ici disparaît. L'agrégateur a une forte incitation à investir sans avoir à gérer les effets des changements de la base clients sur sa relation avec le GRT. C'est par exemple ce qui a pu être observé dans différents pays d'Amérique latine lorsqu'un paiement de capacité a été mis en place (Batlle, 2012).

3.3. L'introduction d'un nouveau marché : le marché de capacité

- 61 Dans de nombreux marchés de la côte est des États-Unis d'Amérique, des marchés de capacité ont été introduits. Chaque fournisseur d'électricité doit être capable de démontrer à l'Opérateur Indépendant du Système qu'il peut approvisionner les demandes de ses clients en cas de pointe de consommation en plus d'une certaine marge (Finon et Pignon, 2008). Un fournisseur a trois outils pour répondre à cette contrainte : 1° sa propre capacité de production, 2° les contrats de long terme qu'il aurait passés avec d'autres producteurs de la zone, 3° des droits de capacité de production qu'il peut avoir acquis ou échangé sur un marché dédié de capacité.
- 62 Dans le cadre des marchés de capacité, les producteurs peuvent échanger des certificats de capacité sur un marché et sont ainsi compensés pour la capacité qu'ils détiennent (en plus de leur rémunération provenant du marché de l'énergie pour leur production effective). Cependant, si un producteur n'est pas capable de produire en cohérence avec la capacité pour laquelle il a été payé, il devra supporter une lourde pénalité. De façon générale, ces marchés de capacité, une fois guéris de leur problème de jeunesse²⁷, se sont montrés relativement efficaces pour fournir des incitations à conserver certaines centrales critiques pour la sécurité du système. Le marché de capacité est fondamental pour les producteurs aux États-Unis. Leur revenu provenant du marché de capacité est tel que sans celui-ci, beaucoup de producteurs auraient fermés (Joskow, 2008).
- 63 Les marchés de capacité dits *forward* (car ils permettent de réserver de la capacité plusieurs années à l'avance) dans les zones de PJM et de la Nouvelle-Angleterre depuis 2007 ont également été très efficaces pour inciter le développement d'agrégateurs d'effacement. En Nouvelle-Angleterre, la capacité d'effacement est passée de 600 MW en 2007 à 3,6 GW dans les enchères de 2012 pour une mise à disposition de la capacité en 2015 (pour une demande de capacité de 33,5 GW). Une tendance similaire a été observée dans le marché de capacité de PJM où la capacité d'effacement est passée de 1,5 GW en 2007 à 8,5 GW dans les enchères de 2013 pour une mise à disposition de la capacité en 2016 (pour une demande de capacité estimée à 175 GW). Plus généralement et sans surprise, Hurley *et al.* (2013) a montré que les effacements se développaient d'autant mieux que le design des marchés (pour fournir de l'énergie, des services d'ajustement ou des services système ou de la capacité) prenait en compte leurs caractéristiques technico-économiques.
- 64 Au niveau européen et au niveau des États membres, le besoin de marché de capacité est maintenant débattu depuis plusieurs années et plusieurs pays sont engagés dans leur mise en œuvre (France, Angleterre, Italie) (Finon et Pignon, 2008 ; Roques, 2008 ; Ten Berge, 2013). Si de nouvelles capacités (de production ou d'effacement) s'avéraient nécessaires pour couvrir la demande de pointe, un marché de capacité serait la solution qui s'adapterait le mieux aux spécificités des effacements dans un contexte de marché. En effet, un agrégateur présent sur le marché de capacité peut ajuster son volume en fonction de la dynamique de sa base de clients. Les nouvelles lignes directrices sur les aides d'État publiées en 2014 par la Commission définissent des bonnes pratiques pour les mécanismes de capacité et suggèrent que l'approche marché doit être favorisée, et qu'il ne doit pas y avoir de discrimination entre effacements et producteurs (EC, 2014).
- 65 Cependant, le taux de réponse des clients au signal d'effacement reste encore un problème. Pour des effacements non pilotés (fondés uniquement sur la réponse des consommateurs à des signaux de prix du marché de l'énergie), le taux de réponse peut

être initialement très bas. Par conséquent, l'agrégateur ne peut être payé que pour la capacité qu'il est effectivement certain de pouvoir effacer. Lorsque le taux de réponse des clients au signal d'effacement s'accroît, c'est alors l'étendue du marché de capacité qui est intéressant. Alors que les contrats de long terme ne couvrent qu'une capacité limitée (tout au plus quelques pourcent de la pointe de consommation) et ne peuvent donc pas permettre un développement d'ampleur des effacements, le marché de capacité couvre l'ensemble de la capacité et peut permettre aux effacements de se développer si les agrégateurs considèrent, comme n'importe quel investisseur, que les prix (de l'énergie, des services d'ajustement ou de la capacité) sont suffisamment hauts.

4. Conclusion

- 66 Dans cet article, nous supposons que l'effacement des petits consommateurs peut être une activité concurrentielle. Nous recherchons ensuite l'architecture de marché (s'il en existe une) qui pourrait permettre un développement concurrentiel des effacements et des compteurs intelligents. Nous répondons à cette question en considérant les similitudes et les différences entre la production de pointe et les effacements (s'agissant de l'investissement, de leur utilisateur et de leur fonction économique) et les difficultés constatées à l'échelle internationale par la production de pointe pour couvrir ses coûts grâce à des revenus de marché et les solutions proposées par les différents types de mécanismes de capacité (contrats de long terme de réserve stratégique, paiement de capacité, ou marché de capacité).
- 67 Notre analyse montre que les caractéristiques spécifiques des effacements par rapport à la production de pointe sont mieux prises en compte dans un marché de capacité. Cela s'explique notamment par le fait qu'un marché de capacité offre de la flexibilité aux opérateurs d'effacement pour la gestion de leur portefeuille clients en permettant d'acheter ou de vendre des obligations de capacité tout en assurant un niveau donné de capacité au GRT. En pratique, les contrats de long terme pour des réserves stratégiques sont en général toujours d'un volume bien trop limité (quelques pourcent de la pointe de consommation) pour permettre un développement significatif des effacements.
- 68 Nos travaux montrent également que des opérateurs d'effacement peuvent se développer dans un contexte de marché sans intervention du régulateur lorsque le market design est adapté. Le corollaire est que les effacements peuvent être une activité concurrentielle à condition d'un market design adapté.

BIBLIOGRAPHIE

ADEME (2002), « Délestage évolué et gestionnaire d'énergie en habitat individuel ».

Agneholm, E. (1999), *Cold Load Pick-up*. Department of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, submitted in partial fulfilment of the requirements for the degree of Doctor of Philosophy. Göteborg, Sweden.

www.webfiles.portal.chalmers.se/et/PhD/AgneholmEvertPhD.pdf

Albadi, M. H., El-Saadany, E. F. (2008), « A summary of demand response in electricity markets », *Electric Power Systems Research*, 1989-1996.

Batlle, C. (2012), « Capacity mechanisms. Lessons from Latin America for the future of the IEM. A Future-proof Energy Market », Workshop, Florence, 12 October.

Cappers, P., Goldman, C., Kathan, D. (2009), « Demand response in U.S. electricity markets: Empirical evidence », *Energy*, July.

CRE (2013), « CRE experiences on Demand Response », June 2013.

CREG, CWaPE, Brugel, VREG (2014), « Rapport des quatre régulateurs de l'énergie du 3 février 2014 concernant l'adaptation du cadre réglementaire pour le développement de la gestion de la demande ».

European Commission (2014), « Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 », [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)&from=EN](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=EN).

EPEX Spot (2010), « Market data », http://www.epexspot.com/fr/donnees_de_marche/fixing/auction-table/2010-04-25/FR.

EREGE (2009), « Status Review on Regulatory Aspects of Smart Metering », 19th October, www.energy-regulators.eu.

EU-DEEP business model 1 (undated), « Aggregating commercial and industrial demand response to balance intermittent generation », <http://www.eu-deep.com/index.php?id=395&categorie=i>

EU-DEEP recommendations (undated), www.eu-deep.com/index.php?id=395.

Evans, J., Green, R. (2004), « Why did British electricity prices fall after 1998? », Working paper 0307, MIT CEEPR.

Faruqui, A., Earle, R. (2006), « Demand Response and Advanced Metering », *Regulation*, 24-27.

Faruqui, A., Sergici, S. (2009), « Household Response to Dynamic Pricing of Electricity – A Survey of the Experimental Evidence », <http://www.hks.harvard.edu/hepg/>

Finon, D., Pignon V. (Eds.) (2008), « Capacity Mechanisms in Imperfect Electricity Markets », *Utilities Policy*, 16, pp. 141-228.

Finon, D., Pignon, V. (2008), « Electricity and long-term capacity adequacy: The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market », *Utilities Policy*, 16, pp. 143-158.

Finon, D., Meunier, G., Pignon, V. (2008), « The social efficiency of long-term capacity reserve mechanisms », *Utilities Policy*, 16, pp. 202-214.

Glachant, J.-M., Perez, Y. (2010), « L'analyse économique appliquée à la problématique des effacements diffus, contribution au débat de l'affaire CRE-Voltalis », *Revue de l'énergie*, n° 597, septembre octobre.

Haney, A. B., Jamasb, T., Pollitt, M. (2009), « Smart Metering and Electricity Demand: Technology, Economics and International Experience », Working Paper University of Cambridge, February 2009 CWPE 0905 & EPRG 0903.

Hogan, W. (2007), « Electricity resource adequacy: reliability, scarcity, markets, and operating reserve demand curves », Conference on The Economics of Energy Markets, IDEI, Toulouse, France, January 15-16, 2007.

- Hurley, D., Peterson, P., Whited, M. (2013), « Demand Response as a Power System Resource Program Designs, Performance, and Lessons Learned in the United States », RAP et Synapse Economics Inc.
- Joskow, P. (2007), « Market electricity markets and investment in new generating capacity », in D. Helm (Ed.), *The New Energy Paradigm*, Oxford, Oxford University Press.
- Joskow, P. L. (2008), « Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design », *Utilities Policy*, 16, pp. 159-170.
- Ma, O., Alkadi, N., Cappers, P., Denholm, P., Dudley, J., Goli, S., Hummon, M., Kiliccote, S., MacDonald, J., Matson, N., Olsen, D., Rose, C., Sohn, M., Starke, M., Kirby, B., O'Malley, M. (2013), « Demand Response for Ancillary Services ». *IEEE Transactions On Smart Grid*, 4(4), 1988-1995.
- MacDonald, J., Cappers, P., Callaway, D., Kiliccote, S. (2012), « Demand Response Providing Ancillary Services. A Comparison of Opportunities and Challenges in the US Wholesale Markets », Presented at Grid-Interop 2012, Irving, TX, December 3-6, 2012.
- National Energy Technology Laboratory (NETL) (2010), "Backup Generators (BUGS): The Next Smart Grid Peak Resource », April 15. [http://www.netl.doe.gov/smartgrid/referenceshelf/whitepapers/BUGS_The%20Next%20Smart%20Grid%20Peak%20Resource%20\(April%202010\).pdf](http://www.netl.doe.gov/smartgrid/referenceshelf/whitepapers/BUGS_The%20Next%20Smart%20Grid%20Peak%20Resource%20(April%202010).pdf).
- Peeters, E., Belhomme, R., Batlle, C., Bouffard, F., Karkkainen, S., Six, D., Hommelberg, M. (2009), « Scenarios and architecture for active demand development in the smart grids of the future », 20th Conference on Electricity Distribution. Prague, 8-11 June.
- Perez, Y. (2002). *Une analyse néo-institutionnelle des réformes électriques européennes*, Thèse Université Paris 1 Panthéon-Sorbonne.
- Piette, M. A., Sezgen, O., Watson, D., Motegi, N., Shockman, C., Ten Hope, L. (2004), « Development and evaluation of fully automated demand response in large facilities », LBNL report #55085. www.drrc.lbl.gov/pubs/CEC-500-2005-013.pdf.
- Roques, F. A. (2008), « Market design for generation adequacy: Healing causes rather than symptoms », *Utilities Policy*, 16, pp. 171-183.
- RTE (s.d.), « Tendances des prix d'ajustement », <http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/mecanisme/histo/tendances.jsp>.
- RTE (2003), « Bilan prévisionnel 2006-2015 » (version résumée), http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/bilan_resume_2006_2015.pdf.
- RTE (2010), « Actualisation du bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France », Édition 10, http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/bilan_previsionnel/bilan_actualisation_2010.pdf.
- RTE (2013), « Expérimentation sur la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie » (dispositif NEBEF 1), http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/alaune/2013_10_16_NEBEF_Rapport_de_consultation_Vdiff.pdf.
- RTE (2014), « Les consommateurs industriels désormais fournisseurs de services pour la fréquence du système électrique français », 1^{er} août, <http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/services/actualites.jsp?id=9693&mode=detail>.
- RTE (2014), « Réserves rapides et complémentaires 2014-2015 : Résultats », 3 février, <http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/services/actualites.jsp?id=9659&mode=detail>.

Saguan, M. (2009), « Smart Metering: Summary and Conclusions », Report on Workshop Proceedings. Florence School of Regulation. Florence, Italy. 6th February, http://cadmus.eui.eu/dspace/bitstream/1814/11353/FSR_Proceedings_090206_Smart%20Metering.pdf.

Saguan, M., Perez, Y., Glachant, J.-M. (2009), « L'architecture de marchés électrique: l'indispensable marché du temps réel d'électricité », *Revue d'économie industrielle*, n° 127, pp. 69-88.

Staropoli, C. (2001), *Designing Efficient Market for Liberalized Industries: The Case of Electricity Wholesale Markets*, Thèse Université Paris 1 Panthéon-Sorbonne.

Ten Berge, H. (2013), « Moving towards growing intermittency: the need to re-think market design. Future electricity markets with or without capacity mechanisms: What does Europe say? », Eurelectric Conference 2013, 12 December.

UFE (2010), « Obligations et marchés de capacités dans les marchés électriques : recommandations de l'UFE ».

Vasconcelos, J. (2009), « Survey of Regulatory and Technological Developments Concerning Smart Metering in the European Union Electricity Market », 2008/01 RSCAS Policy Papers, Florence School of Regulation.

Walawalkar, R., Blumsack, S., Apt, J., Fernands, S. (2008), « An economic welfare analysis of demand response in the PJM electricity market », *Energy Policy*, pp. 3692-3702.

NOTES

1. Le même raisonnement s'applique pour un système électrique dont la pointe de consommation apparaît durant la période chaude comme c'est le cas aux États-Unis à cause de l'utilisation intensive de la climatisation.

2. Les services système automatiques doivent réagir quelques secondes ou minutes et pendant quinze ou vingt minutes après la survenue d'une défaillance. Dans les quinze minutes suivant ce déséquilibre, la capacité des services système doit être restaurée de sorte que le système électrique puisse supporter tout nouveau déséquilibre. Il est alors nécessaire qu'un producteur soit démarré ou augmente son niveau de production, ou qu'un agrégateur d'effacement réduise la consommation en moins de quinze minutes. Le gestionnaire de réseau choisit alors le moyen répondant aux contraintes techniques et le moins coûteux sur le mécanisme d'ajustement.

3. La fourniture de services système est généralement sans risque, car une part de la rémunération est généralement associée à la disponibilité de la capacité. Toutefois, l'activité d'ajustement en temps réel impliquant des démarrages est risquée pour un moyen de production de pointe, car son utilisation dépend de déséquilibres incertains.

4. Le niveau de consommation est élevé quand il fait chaud pour un système électrique avec beaucoup de climatiseurs ou quand il fait froid pour un système électrique avec beaucoup de chauffages électriques. Les réfrigérateurs ou les ballons d'eau chaude sont eux actifs toute l'année. L'inertie des ballons d'eau chaude est notamment utilisée pour y chauffer l'eau durant les heures creuses la nuit.

5. Inversement, tout effet report supérieur à 100 % signifie que toute coupure de la consommation induit une augmentation globale de la consommation, ce qui n'implique cependant pas nécessairement des dépenses énergétiques supérieures, dans la mesure où la consommation d'électricité peut être reportée sur une période où les prix de l'électricité sont inférieurs à la période pendant laquelle la consommation est effacée.

6. Voir Agneholm (1999) pour une caractérisation relativement étendue de l'effet report.

7. Les effacements ne font pas nécessairement l'objet d'une intermédiation. Ils peuvent être directement proposés au marché par des entreprises fortement consommatrices d'électricité.
8. À cet effet, les agrégateurs mettent en œuvre des effacements dits cascado-cycliques. En d'autres termes, différents appareils sont effacés de façon cyclique chez un client afin de limiter l'impact sur son confort. Ces appareils ne sont éteints en cascade que s'il est nécessaire d'effacer une plus grande puissance (ADEME, 2002).
9. Ils représentent généralement 30 % de la consommation totale.
10. La fonction principale d'une gestion technique d'un bâtiment (GTB) est de gérer son environnement (refroidissement, chauffage, distribution d'air, éclairage...) pour obtenir la température désirée, le niveau de dioxyde de carbone accepté, le niveau d'humidité et l'éclairage voulu, etc.
11. Source : Marchand-Maillet (2012).
12. Source : E-Cube (2013).
13. Ils représentent conjointement les 70 % restants de la consommation totale et du potentiel effaçable (Marchand-Maillet, 2012).
14. Les compteurs intelligents peuvent participer au développement des effacements, mais leur premier objectif est de réduire les coûts de relève des compteurs et de pertes sur les réseaux.
15. Appelée PowerNext jusqu'en 2009.
16. Les échanges infrajournaliers sont également possibles sur EPEXSpot. Mais ces échanges représentent un volume bien plus faible que les échanges du jour pour le lendemain.
17. Ce chiffre est obtenu en divisant le coût des réserves contractualisées, 32 M€, par leur volume 1 500 MW (Source : RTE, 2014).
18. Source : CRE, 2010. Observatoire du marché de gros de l'électricité. 1er trimestre 2010.
19. Les contraintes de transit sont intégrées le jour même sur le marché d'ajustement par le gestionnaire de réseau de transport. Les moyens sollicités pour les lever sont payés à leur prix d'offre.
20. Un opérateur d'effacement pourrait vendre pour une même heure simultanément sur ces deux marchés deux mégawatts distincts. Néanmoins, dans l'arbitrage proposé, il est peu probable que cette stratégie présente un intérêt. Pour des raisons techniques, la concomitance de la vente d'effacement sur le marché de l'énergie et de l'effacement n'est pas autorisée pour le moment pour la valorisation des effacements en France (RTE, 2013).
21. Comme mentionné précédemment, nous supposons que l'agrégateur d'effacement doit payer 50 €/MWh au fournisseur ou au consommateur dans ce cas.
22. Le produit de marché optimisé que nous considérons ici est similaire à celui proposé par RTE (2011) dans le cadre des discussions sur la caractérisation des effacements au sein du Comité d'Utilisateurs du Réseau de Transport d'Électricité.
23. Par exemple, un agrégateur peut anticiper des revenus bas en moyenne, mais avec une faible incertitude sur le marché J-1 en espérant des revenus hauts en moyenne, mais avec une forte incertitude sur le marché du temps réel pour la même heure de fonctionnement.
24. Une seconde solution pour l'agrégateur serait de verrouiller sa base de clients avec des contrats de long terme pour éviter une variation de sa capacité d'effacement, en imposant des coûts de sortie par exemple. Le problème précédemment soulevé est ainsi résolu une fois que la base de clients est établie. Mais la phase pendant laquelle la base de clients est constituée sera toujours problématique et les contrats de long terme peuvent alors poser des problèmes de concurrence sur le marché des effacements.
25. New Electricity Trading Arrangement.
26. Par ailleurs, le niveau du prix marginal du système dans le pool anglo-gallois était aussi réputé pour être davantage le résultat d'un pouvoir de marché que le résultat d'un jeu concurrentiel (Evans et Green, 2004).

27. Roques (2008) a montré qu'ils pouvaient être volatils, déconnectés des fondamentaux du système et du marché de l'énergie et focalisés sur le court terme alors qu'ils doivent guider les investissements à long terme.

RÉSUMÉS

Le développement des effacements de consommation électrique est un problème central dans les marchés électriques respectueux de l'environnement. Faute d'une architecture de marché fournissant de bonnes incitations, le développement des effacements est encore d'ampleur limitée dans la plupart des marchés électriques. En Europe, différents modèles de développement sont considérés pour les effacements, d'un régime régulé à une perspective concurrentielle. Dans cet article, en nous focalisant sur les effacements pour les consommateurs de taille petite et moyenne, nous analysons quels types de signaux de marché devraient être envoyés aux agrégateurs d'effacement pour leur assurer une activité concurrentielle. À partir de résultats de simulations sur huit années de données du système électrique français, nous comparons les options d'architecture de marché quant à leur aptitude à permettre le développement concurrentiel des effacements. Nos simulations démontrent qu'avec les règles de marché actuelles, les effacements ne sont pas une activité rentable dans l'industrie électrique française. L'introduction d'un mécanisme de capacité pourrait apporter des revenus supplémentaires aux agrégateurs d'effacement sous réserve que le système ne soit pas surcapacitaire et que son architecture ne défavorise pas les effacements.

Demand response is a cornerstone problem in electricity markets considering climate change constraint. Most liberalized electricity markets have a poor track record at developing demand response. In Europe, different models are considered for demand response, from a development under a regulated regime to a development under competitive perspectives. In this paper, focusing on demand response for mid-size and small consumers, we investigate which types of market signals should be sent to demand response aggregators to see demand response emerge as a competitive activity. Using data from the French power system over eight years, we compare the possible market design options to allow demand response to develop. Our simulations demonstrate that with the current market rules, demand response is not a profitable activity in the French electricity industry. Introducing a capacity remuneration could bring additional revenues to demand response aggregators if the power system has no overcapacity.

INDEX

Mots-clés : architecture de marché, effacement de consommation, mécanisme de rémunération de capacité

Keywords : Market Design, Demand Response, Capacity Market

AUTEURS

VINCENT RIOUS

Auteur correspondant

Microeconomix (France) et Florence School of Regulation (Italie)

E-mail : vincent.rious@microeconomix.com

FABIEN ROQUES

CGEMP Université Paris Dauphine, membre de la Chaire Marchés européens de l'électricité de l'Université Paris Dauphine. E-mail : fabien.roques@dauphine.fr et Compass Lexecon, E-mail : froques@compasslexecon.com

La « demand response » dans un marché interconnecté : outil d'efficacités énergétiques et environnementales

Claire Bergaentzlé, Cédric Clastres et Haikel Khalfallah

Introduction

- 1 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*). 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 réseau de distribution et les consommateurs de détail. En effet, les consommateurs électriques intervenant sur le marché de détail sont souvent présentés comme ayant un rôle marginal dans la gestion des systèmes électriques. 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. La deuxième raison réside dans l'incapacité technique à transmettre le signal prix au consommateur.
- 2 L'un des objectifs de l'adoption de la technologie *Smart Grids* (SG) sera de rétablir ce lien manquant entre ces consommateurs et le système électrique. Elle permettra de leur donner les moyens d'optimiser leur consommation et assouplira la gestion des systèmes électriques pour les gestionnaires de réseaux (Clastres, 2011). S'ensuivront des gains opérationnels liés notamment à l'apparition d'une élasticité de la demande électrique (Haney *et al.*, 2009), demande souvent présentée dans la littérature comme

inélastique (Lijensen, 2007 ; Patrick et Wolak, 1997). Cette profonde modification est permise aujourd'hui grâce à la modernisation des réseaux de distribution et des technologies de comptage. Elle amène de nouvelles offres et tarifications énergétiques, notamment celles permettant un pilotage et une gestion de la demande électrique facilités. Cette gestion se traduit par l'envoi de signaux informationnels ou tarifaires aux consommateurs afin de les inciter à adapter leur consommation. Ce changement de comportement est présenté sous le terme de *Demand Response* (DR), c'est-à-dire que les consommateurs peuvent adapter leur consommation en fonction des signaux reçus. La DR se définit donc comme la variation de consommation qui est mesurée suite à la transmission d'une information aux consommateurs.

- 3 De nombreux pilotes pour étudier cette DR ont été mis en place aux États-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 période de consommation de pointe peuvent s'avérer significatifs (Faruqui *et al.*, 2007). L'effet de cette DR ne se limite pas uniquement à l'aval de la chaîne mais se répercute également sur l'amont. Une offre de production peut être remplacée par un déplacement ou un effacement de la demande, valorisable sur les marchés (Cappers *et al.*, 2010 ; Crampes et Léautier, 2010). Ces nouvelles stratégies modifient l'ordre de mérite des centrales de production, notamment pour les dernières centrales appelées pour assurer l'équilibre offre/demande. Il s'ensuit naturellement une variation de l'efficacité énergétique (coût de l'énergie) et de l'efficacité environnementale (émissions de gaz à effet de serre¹).
- 4 Ce travail de recherche s'appuiera sur cette modification de l'ordre de mérite pour faire le lien entre d'une part les divers outils de DR étudiés dans la littérature, avec leurs impacts sur la réduction des consommations, et d'autre part les variations des efficacités énergétiques et environnementales mesurées par les variations des coûts de production électrique et des émissions. Pour quantifier ces impacts, nous utilisons un modèle représentant cinq pays interconnectés participant à un même marché. Le programme d'optimisation développé minimise les coûts totaux de *dispatching* de l'électricité sous contraintes d'équilibrage du système. Les échanges entre les pays et la DR permettent d'effacer les centrales de production les plus coûteuses ou les plus émettrices. Dès lors, le bilan en termes d'efficacité est positif. Cependant, ce résultat est sensible à l'existence d'un effet de report des consommations qui, s'ils concernent une proportion importante de la demande effacée, viennent contrebalancer, et parfois renverser, les effets positifs obtenus. Nous montrons également que les gains sont croissants à taux décroissant, c'est-à-dire que les gains obtenus sont de moins en moins importants au fur et à mesure que les volumes de demande effacés augmentent. En effet, de larges effacements impactent des centrales plus efficaces et moins coûteuses. Les gains marginaux sont décroissants, ce qui indique que des méthodes de DR simples et moins onéreuses peuvent être préférées à des outils certes plus efficaces en termes de réduction mais plus coûteux. Ceci est d'autant plus marqué en présence de forts effets de report de consommation.
- 5 L'article s'organisera autour de deux sections. La première présentera les signaux tarifaires ou informationnels envoyés aux consommateurs dans le but de les inciter à adapter leur consommation. Nous verrons que ces signaux permettent effectivement aux consommateurs d'adapter leur demande. Comme souvent observé, l'envoi de plusieurs signaux, c'est-à-dire la mise en place de plusieurs outils informationnels ou

tarifaires, permet d'atteindre de meilleurs résultats. La seconde section poursuivra par une étude quantitative des gains en efficacités énergétiques et environnementales liés à la DR. Nos résultats montrent que les gains sont généralement positifs mais dépendent de plusieurs facteurs, parmi lesquels les effets de report des consommations effacées, les technologies de production utilisées, ou encore des politiques énergétiques contraignant l'évolution des parcs de production.

1. L'efficacité énergétique et les signaux informationnels et tarifaires

- 6 Cette section s'organisera autour de quatre analyses principales. Nous commencerons par exposer le contexte énergétique et environnemental dans lequel la maîtrise de la demande s'inscrit aujourd'hui. Nous poursuivrons par la présentation des outils de maîtrise de la demande permettant d'induire une réponse des consommateurs en termes d'adaptation de leur consommation (*demand response*). Ensuite, nous évoquerons les résultats de la littérature présentant les effets de ces outils sur les réductions de consommations. Enfin, nous terminerons par la présentation des coûts liés aux développements de ces outils.

1.1. L'émergence de la maîtrise de la demande pour gérer les défis concurrentiels et climatiques

- 7 L'Union européenne fait actuellement face à plusieurs changements organisationnels auxquels s'associent un certain nombre d'objectifs liés à la libéralisation des marchés énergétiques et à la lutte contre le changement climatique. La libéralisation des industries électriques et gazières fait émerger les questions de concurrence effective sur le marché, les offres concurrentielles des acteurs devant refléter les coûts marginaux de production. Récemment, la Commission européenne a soulevé à nouveau ces différents problèmes au travers de sa volonté renouvelée de création d'un marché unique de l'énergie pour bénéficier des bienfaits de la concurrence en termes d'investissements et de compétitivité des industries. À côté de cet environnement libéralisé se confirme la volonté de lutter contre le changement climatique. Ces préoccupations environnementales se sont traduites au travers du paquet Climat-Énergie et des objectifs dits des « 3*20 ».
- 8 La complexité des systèmes et des relations entre objectifs nécessite l'adéquation de plusieurs mesures qui de manière agrégée pourraient permettre de se rapprocher voire d'atteindre les objectifs précédemment cités fixés parfois ambitieusement par les autorités publiques. Plusieurs leviers sont mobilisables pour atteindre ces objectifs, allant des divers mécanismes économiques connus (politiques d'incitations, soutien à l'innovation et à la R&D, échanges de permis d'émissions ou taxes, etc.) au développement de nouvelles technologies et matériaux, en passant par un changement comportemental de la part des consommateurs (rationalisation des consommations) ou producteurs (modification des investissements pour aller vers des productions moins émettrices en gaz à effet de serre et plus efficaces en consommation de combustible). Ces objectifs sont d'autant plus ambitieux que la consommation énergétique, en particulier électrique, augmentera certainement en Europe dans les prochaines années (IEA, 2010a). Cette consommation supplémentaire pourrait augmenter la dépendance

aux énergies fossiles, impactant les contraintes environnementales. Les différents pays se sont donc lancés dans des programmes d'études visant à mettre en avant les mécanismes de gestion de la demande, parmi lesquels la DR, pour satisfaire les objectifs européens. Les pays émergents ou en voie de développement connaissent également ce type de problème et doivent faire face à un besoin de croissance corrélé à une électrification grandissante. Leur secteur électrique constituera entre 20 et 25 % des investissements énergétiques d'ici à 2035 (IEA, 2010a). La nouveauté est qu'il existe également un souci d'une demande maîtrisée² dans ces pays. Les stratégies de maîtrise de la production de CO₂, les initiatives de maîtrise de la demande, les recherches dans des technologies moins polluantes et le remplacement de certains processus anciens de production par des nouveaux plus respectueux de l'environnement sont autant de variables sur lesquelles peuvent jouer tous les pouvoirs publics pour atteindre les objectifs climatiques et de sécurité.

- 9 Dans cet environnement, la maîtrise de la demande constitue aujourd'hui un outil que les pouvoirs publics souhaitent grandement développer. En effet, selon le scénario « *Blue Map* » de l'IEA (2008), il existe un fort potentiel peu coûteux au travers de la maîtrise de la consommation énergétique, ainsi que dans la production électrique pour réduire les émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050. Les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique sont les premiers leviers sur lesquels les pouvoirs publics ont décidé de jouer pour atteindre les objectifs de 450 ppm en 2050. En conséquence, parmi les mesures d'efficacité énergétique comptent non seulement les modifications technologiques possibles pour diminuer la déperdition énergétique mais aussi les gains occasionnés par la maîtrise de la demande (Faruqui *et al.*, 2009 ; FERC, 2009).

1.2. Les tarifications dynamiques : un outil de *Demand Response*

- 10 La *Demand Response* (DR) est généralement constituée d'un effacement de consommation qui selon sa nature peut être reporté sur une autre période de consommation. L'apparition de cette DR a été favorisée par le déploiement des réseaux intelligents et des procédures de gestion de la demande, l'adaptation de la production à la consommation s'avérant de plus en plus difficile. Cette nouvelle gestion des équilibres offre/demande par des actions sur l'aval de la chaîne électrique est en mesure d'apporter des gains économiques et environnementaux significatifs (Borenstein, 2002, 2005 ; Borenstein *et al.*, 2002 ; Faruqui *et al.*, 2007 ; Haney *et al.*, 2009 ; Chao, 2010 ; Hogan, 2009).
- 11 Il existe deux familles de mesures de DR (Torriti *et al.*, 2011) : la DR « volontaire » qui se traduit par un contrôle de la demande directement par le consommateur lui-même et une DR « automatique » qui est organisée par un opérateur tiers. Cette dernière famille suppose que le consommateur donne son accord afin qu'un opérateur tiers puisse piloter sa consommation en fonction de critères (notamment de confort) définis contractuellement. Cette gestion automatique suppose le développement d'un large panel de technologies transmettant des informations précises et permettant un pilotage des consommations à distance (connu sous le terme de *Direct Load Control* – DLC – dans la littérature).
- 12 Aux côtés de ces deux familles, plusieurs outils sont mis en place pour susciter les adaptations de la demande de la part des consommateurs. Les programmes de DR « volontaire » sont dépendants de l'envoi de signaux informationnels ou de l'utilisation

de tarifications dynamiques, conçues pour orienter les modes de consommation vers des usages plus efficaces au travers des signaux de prix diversifiés. Ces tarifications peuvent être classées en fonction de leur complexité et des objectifs qu'elles permettent d'atteindre. Parmi les mesures simples permettant de gérer les consommations de pointe, la tarification *Time of Use* (ToU) décompose la journée en blocs de temps. Chacun de ces blocs est associé à un prix déterminé à l'avance. D'autres tarifications simples visent à agir sur le montant global de la consommation électrique, indépendamment de la période de consommation. C'est le cas de la tarification progressive ou *Inclining Block Rate* (IBR) qui va appliquer un prix unitaire progressivement croissant en fonction de blocs ou tranches de consommation (Crampes et Lozachmeur, 2012 ; Ito, 2012). Dans un univers plus complexe, le *Critical Peak Pricing* (CPP) 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 s'accompagne de l'envoi d'un signal d'urgence pour prévenir de la période d'extrême pointe. Le *Peak Time Rebate* (PTR) consiste à rémunérer les réductions de consommation sur les périodes de pointe par rapport à une courbe de charge de référence. Enfin, le *Real Time Pricing* (RTP) permet de transmettre heure par heure au consommateur les variations du prix de l'électricité sur le marché de gros.

1.3. La réduction effective des consommations électriques : résultats de la littérature

- 13 La littérature présente les mécanismes de DR comme étant efficaces pour réduire les consommations électriques. Elle met en avant l'importance de la diffusion de l'information aux consommateurs dans la réussite de ces programmes. Cette information peut être transmise directement aux consommateurs via une technologie d'affichage (*In Home Displays* – IHD) ou indirectement au travers de la facture, de brochures ou de *mailing*. Parmi toutes les expérimentations étudiées dans la littérature, seules celles incluant une transmission indirecte de l'information montrent des résultats très contrastés. Testée en Californie, l'information indirecte des consommateurs n'a pas été en mesure d'induire de réduction de la charge (Faruqui et Wood, 2008). D'autres études indiquent un résultat positif, entre 0 et 10 % (Darby, 2006) ou proche de 3 % ou 7 % (Wood et Newborough, 2003 ; Dulleck et Kaufmann, 2004). La transmission directe de l'information permet d'atteindre des résultats allant jusqu'à 15 % (Darby, 2006 ; Faruqui et Sergici, 2010 ; McKerracher et Torriti, 2012).
- 14 Une synthèse des réductions de consommations observées dans plusieurs études et expérimentations est effectuée dans le tableau 1. En fonction des outils de DR et de transmission de l'information, les réductions observées lors de l'analyse de diverses expérimentations diffèrent. Les niveaux de réduction les plus importants sont atteints pour des programmes combinant plusieurs outils, notamment les tarifications dynamiques avec le pilotage des charges à distance. En période de pointe, cette combinaison a permis de doubler les réductions moyennes obtenues avec un CPP et de multiplier par six celles obtenues avec un tarif ToU (Faruqui et Sergici, 2010 ; Faruqui et Palmer, 2012). Par conséquent, une association entre un pilotage automatique et un modèle tarifaire maximise les gains obtenus par rapport à l'application seule des tarifications dynamiques (Borenstein, 2002). Ce pilotage permet également de minimiser les risques liés aux effets rebond et report des consommations. En effet, les

consommations effacées lors des programmes de DR peuvent être déplacées sur une autre période de consommation (l'effet report). Les reconnections des charges effacées peuvent créer un phénomène de surconsommation lors de la période suivant l'effacement (l'effet rebond). En assurant une reconnection diffuse des consommations effacées, le pilotage réduit l'impact négatif sur le système électrique de ces deux effets.

- 15 Lorsque les consommateurs sont rémunérés pour adapter leur demande (tarification PTR), les réductions de consommation sont sensiblement plus fortes que dans les cas où seule une tarification dynamique est adoptée et avec une rémunération composée uniquement de la réduction du montant des factures électriques (Wolak, 2006 ; Faruqui et Sergici, 2010 ; Faruqui et Palmer, 2012). Seule la mise en place d'un CPP semble être un schéma tarifaire plus incitatif qu'un PTR aux yeux des consommateurs pour adapter leur consommation en pointe. Sergici et Faruqui (2011) montrent que les résultats obtenus avec le tarif CPP sont en moyenne 11 % supérieurs à ceux obtenus avec un PTR.
- 16 Au travers de l'analyse de la littérature, nous pouvons également conclure que les outils complexes comme le RTP n'amènent pas systématiquement de meilleurs résultats par rapport à des modes de tarifications moins complexes (CPP) ou plus simples (ToU). Théoriquement, cette tarification en temps réel est la plus efficace car elle permet d'atteindre l'allocation optimale sans perte de surplus, les prix de marché étant répercutés aux consommateurs (Chao, 2010). Plusieurs études ont montré que la diffusion d'un tel tarif aux consommateurs finals permettait de se rapprocher d'une situation optimale dans l'allocation des ressources (Borenstein, 2005 ; Borenstein et Holland, 2005 ; Holland et Mansur, 2006 ; The Brattle Group, 2007). Empiriquement, cette optimalité n'est cependant pas démontrée car les consommateurs trouvent souvent la tarification en temps réel trop contraignante, trop risquée et peu compréhensible par rapport aux autres modes de tarifications dynamiques (Barbose *et al.*, 2005 ; Olmos *et al.*, 2010 ; Borenstein, 2012). Ainsi, de nombreux pilotes tendent à privilégier des tarifications plus simples de type ToU ou CPP/PTR plutôt qu'une tarification en temps réel. Ces études ont également mis en avant l'existence d'un effet report significatif, c'est-à-dire l'apparition d'une augmentation substantielle de la consommation en période creuse. La mise en place de cette tarification RTP associée à un mécanisme de gestion de la consommation s'avère nécessaire afin de maîtriser cet effet de report.
- 17 Enfin, en ce qui concerne la tarification progressive, des études empiriques (Ito, 2012) et théoriques (Crampes et Lozachmeur, 2012) démontrent que ce schéma conduit à une consommation sous-optimale et ne permet pas de réduire significativement la demande. Néanmoins, certaines expérimentations tendent à démontrer des résultats positifs. C'est le cas du pilote mis en place par ComEd aux États-Unis ou du projet eTelligence qui teste cette tarification en Allemagne, avec des réductions respectives de la demande de 5,6 % et 11 % (EPRI, 2011 ; EWE, 2012).

Tableau 1. Réduction moyenne de la consommation en fonction des outils de DR utilisés³

Sources bibliographiques	Outil de DR	Réduction de la consommation	Période de réduction ³
Faruqui et Wood (2008)	Information indirecte	0 %	Diffuse (base et pointe)

Darby (2006)		0 à 10 %	
Wood et Newborough (2003)		3 %	
Dulleck et Kaufmann (2004)		7 %	
Faruqui et Sergici (2010)	Information directe	1,8 à 6,7 %	Pointe
McKerracher et Torriti (2012)		3 à 5 %	
Darby (2006)		5 à 15 %	
Faruqui et Sergici (2010)	ToU	4 %	Diffuse (base et pointe)
Faruqui et Wood (2008)		4,2 à 5,9 %	
Faruqui <i>et al.</i> (2010b)		5 %	
Holland et Mansur (2006)	RTP	4 %	Pointe
Olmos <i>et al.</i> (2010)		5,3 à 10 %	
EPRI (2011)	IBR	5,6 %	Diffuse (base et pointe)
EWE (2012)		11 %	
Wolak (2006)	PTR	12 %	Pointe
Faruqui et Sergici (2010)		13 %	
Olmos <i>et al.</i> (2010)	RTP + DLC	7,3 à 16,2 %	Pointe
Faruqui et Wood (2008)	CPP	8,1 à 15,8 %	Pointe
Faruqui et Sergici (2010)		17 %	
Faruqui <i>et al.</i> (2010b)		20 à 30 %	
Faruqui et Wood (2008)	CPP + DLC	27,2 à 51 %	Pointe

- 18 Comme le montre le tableau 1, les résultats sont encourageants. Les mesures de DR prises dans les pilotes, simples ou plus complexes, ont généralement été suivies de réductions significatives des consommations. Cependant, ces études ne permettent pas d'apprécier l'effet d'un report des effacements, ni les coûts subis par les opérateurs ou les consommateurs pour la mise en place de ces outils de DR.

1.4. Des technologies coûteuses pour assurer la transmission des informations

- 19 L'équilibre coût/bénéfice de la mise en place de mécanismes de DR n'est pas assuré avec certitude. En effet, les gains peuvent s'avérer importants et sont ventilés le long de la chaîne électrique (Borenstein, 2002 ; Borenstein *et al.*, 2002 ; Borenstein, 2005 ; Chao, 2010 ; Faruqui *et al.*, 2007 ; Haney *et al.*, 2009 ; Hogan, 2009). Ils sont principalement liés à la réduction des consommations et des prix en périodes de pointe, ainsi qu'aux investissements évités (Faruqui *et al.*, 2007 ; Strbac, 2008 ; Haney *et al.*, 2009). D'autres gains viennent se rajouter à ces derniers, comme les gains en efficacité environnementale, les productions de pointe effacées étant généralement les plus émettrices de gaz à effet de serre (Ricci, 2013), ou encore une meilleure intégration des énergies renouvelables dans les réseaux (Strbac *et al.*, 2006 ; Stadler, 2008 ; Cossent *et al.*, 2009 ; Hesser et Succar, 2011).
- 20 Cependant, les coûts de déploiement des nouvelles technologies ainsi que des effets de report ou de rebond qui peuvent être observés à la suite des effacements peuvent également être significatifs. En effet, les coûts de déploiement des réseaux intelligents (compteurs intelligents, *smart technologies*) et des outils de DR sont à la hauteur des bénéfices espérés. À titre d'exemple, le coût de déploiement des compteurs intelligents pour chaque consommateur est estimé aux États-Unis entre 95 et 600 \$ (Faruqui *et al.*, 2010b ; Gyamfi et Krumdieck, 2012). En Californie, le régulateur a autorisé une dépense de 4 milliards de dollars pour le remplacement de 10,5 millions de compteurs. Faruqui *et al.* (2010b) ont estimé ce coût de déploiement à 51 milliards d'euros pour l'Europe. Rious *et al.* (2012) estiment que le déploiement des 30 millions de compteurs intelligents en France coûtera entre 4 et 8 milliards d'euros. De plus, les consommateurs peuvent répondre à une variation de prix soit par une réduction nette de leur consommation, soit en décalant leurs usages (Schweppe *et al.*, 1988). 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). Spees et Lave (2007) montrent que les tarifications RTP ont été élaborées par les opérateurs électriques américains pour seulement réduire la demande en périodes de pointe, sans gérer les reports sur les autres périodes. L'expérimentation *Peaksaver*[®] développée en Ontario est une bonne illustration du phénomène de rebond des consommations. Cette expérience consistait à piloter à distance les appareils de climatisation. Son efficacité a été prouvée à la suite de l'observation d'un effacement cumulé de la consommation de 64,5 MW. Cependant, elle a aussi révélé le risque d'effet rebond de cet effacement, pouvant s'élever jusqu'à 42,2 MW (KEMA, 2010).
- 21 Cette revue de littérature nous permet de mettre en relation des outils de DR avec des effets mesurés de réduction des consommations électriques. Nous allons maintenant utiliser ces résultats pour analyser les impacts des mesures de DR dans un marché électrique interconnecté. En effet, comme nous l'avons vu, obtenir des taux élevés de réduction de la demande n'est pas forcément un objectif en soi, notamment en cas de fort report des consommations. Dès lors, l'utilisation des outils de DR se doit d'être adaptée aux résultats recherchés pour maximiser les gains et minimiser les coûts liés aux effacements.

2. L'amélioration des efficacités énergétiques et environnementales dans le marché électrique

- 22 Nous considérons dans cette section un marché électrique composé de cinq pays interconnectés. Chacun de ces pays est doté d'un parc de production électrique particulier avec des avantages comparatifs en termes de coûts⁴ (Annexe 1). Dans un souci de simplicité pour la présentation des résultats, nous assimilerons la majorité des pays étudiés à des pays composant la zone CWE⁵.
- 23 Leurs capacités de production électriques seront ventilées comme suit :
- Un pays caractérisé par une forte pénétration de la production thermique au gaz (par exemple des Pays-Bas).
 - Un pays caractérisé par une forte pénétration de la production thermique au charbon et de l'éolien (par exemple l'Allemagne).
 - Un pays caractérisé par une forte pénétration du nucléaire et de l'hydraulique (par exemple la France).
 - Un pays caractérisé par une forte pénétration du nucléaire et de la production thermique au gaz (par exemple la Belgique).
 - Un cinquième pays qui sera caractérisé par une forte pénétration de l'éolien et du gaz naturel (par exemple l'Espagne⁶).
- 24 Nous supposons l'existence de trois périodes de consommation : deux périodes de pointe (une à 19 h et l'autre à 20 h que nous utiliserons pour étudier l'effet rebond) et une période creuse (à 4 h pour analyser l'effet de report) (Annexe 2). Pour chaque pays et pour chaque période de consommation, nous prendrons comme donnée la consommation totale du pays, sans distinguer les catégories de consommateurs.
- 25 Les émissions de gaz à effet de serre seront calculées à partir des taux d'émission de CO₂ donnés en annexe 3 pour chaque technologie de production. Nous valoriserons dans nos calculs simulés la tonne de CO₂ émise au prix de 14,18 €/tCO₂⁷. Le marché des permis d'émission étant peu contraignant et à dominante gratuite, nous considérerons que ce coût ne rentre pas dans les stratégies d'offre (coûts marginal de production) des producteurs. Une étude de sensibilité (Annexe 5) montre qu'une modification de ce prix ou que son introduction dans les stratégies d'offre ne modifie pas nos résultats. En effet, les ordres de mérite que nous considérons ne sont que peu impactés par l'introduction des prix de CO₂ dans les coûts marginaux de production⁸.
- 26 Les différents pays minimisent le coût de *dispatching*⁹ qui permet d'équilibrer l'offre et la demande sur leur marché. Lorsque ces pays sont interconnectés et rassemblés dans un marché commun, cette minimisation est réalisée par l'opérateur du marché. Il optimise alors l'équilibre offre/demande de l'ensemble du marché. Il tient compte du coût des centrales de production disponibles dans chaque pays, des capacités de production disponibles ainsi que des possibilités d'échanges au travers des interconnexions. Le programme d'optimisation devient la minimisation d'une fonction de coût de *dispatching* agrégée (Eq. 1), constituée des coûts variables¹⁰ de production pour chaque pays et des quantités produites pour satisfaire la demande interne et les exportations. Cette minimisation se réalise en respectant les contraintes de capacités de production (Eq. 2), d'interconnexions entre les pays (Eq. 3) et de respect des équilibres nationaux (Eq. 4).
- 27 Le programme s'écrit :

$$\text{Min}_{x_{ij}, x_{ijk}} (\sum_i \sum_j c_{ij} \cdot x_{ij} + \sum_i \sum_j \sum_{k \neq j} c_{ij} \cdot x_{ijk}) \quad \text{Eq. 1}$$

$$s / c \begin{cases} x_{ij} + \sum_k x_{ijk} \leq \alpha_i K_{ij}, \forall i, j & \text{Eq. 2} \\ \sum_i \sum_{k \neq j} x_{ijk} \leq Cl_{jk}, \forall j & \text{Eq. 3} \\ \sum_i x_{ik} + \sum_i \sum_j x_{ijk} = C_k, \forall k \neq j & \text{Eq. 4} \end{cases}$$

28 Avec :

- c_{ij} le coût marginal constant 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 de la technologie i dans le pays j ;
 - α_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 :
 - Toute la demande est servie en passant par un marché confrontant l'offre et la demande.
 - Le coût marginal de production pour chaque technologie de chaque pays sera supposé constant.
 - La capacité installée ne peut être totalement produite. Des facteurs de production disponible en fonction de la capacité installée K_{ij} seront pris en compte (annexe 3).
 - Le coût lié aux centrales qui seront remplacées par l'effacement de la demande n'est pas pris en compte.
 - Le prix d'utilisation des capacités d'interconnexion est supposé nul.
 - Nous considérerons un effacement de la demande qui est entraîné par une réponse volontaire de la part du consommateur 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 en dehors des gains en efficacité énergétique et environnementale.
 - Les coûts de DR seront supposés croissants en fonction de la complexité des mesures mises en place.
- 29 Par la suite, nous allons comparer plusieurs situations entre elles pour définir les impacts de la DR sur les équilibres de marché et sur le coût agrégé¹¹. Nous définirons ce coût agrégé comme le coût de *dispatching* de l'électricité auquel se rajoute le coût des émissions de gaz à effet de serre (CO_2). Les pourcentages d'effacement de la demande (taux de DR) appliqués dans chaque pays seront calculés afin d'effacer les centrales marginales les plus coûteuses et émettrices de gaz à effet de serre. Nous introduirons pour chaque situation étudiée une analyse différenciée en fonction de l'existence ou non d'un effet de report des consommations effacées.
- 30 Cette section s'organisera autour de trois scénarios. Nous commencerons par étudier les impacts d'une mesure de DR en supposant que les pays sont isolés, c'est-à-dire qu'ils ne disposent pas de la possibilité d'échanger de l'électricité entre eux. Nous

poursuivrons par la levée de cette hypothèse en analysant un scénario dans lequel les échanges entre pays se réalisent en présence de capacités d'interconnexion illimitées. Enfin, nous terminerons par l'introduction de contraintes sur ces échanges (capacités d'interconnexion limitées). Nous analyserons successivement dans cet environnement contraint les mesures de DR nécessaires pour minimiser les coûts énergétiques et environnementaux, les conséquences d'un effet rebond sur ces coûts ainsi que les impacts d'une modification significative du parc de production électrique d'un pays.

2.1. Les mesures de *Demand Response* en pays isolés

- 31 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 marginales¹² appelées aux heures de pointe et creuses 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. Cependant, la production se réalise aux dépens des objectifs climatiques avec un Mégawattheure très carboné. Le second groupe est constitué de la France et de la Belgique. Ces pays utilisent la totalité de leurs moyens de production disponibles pour satisfaire la demande de pointe et connaissent donc des situations plus tendues. La Belgique connaît un déficit de puissance et n'équilibre pas son marché.

Tableau 2. Résultats de l'équilibre offre/demande – Pays isolés¹³

	Coût marginal de production à 19 h (€/MWh)	Coût marginal de production à 4 h (€/MWh)
Espagne	27 (gaz)	27 (gaz)
Pays-Bas	16 (gaz)	16 (gaz)
Allemagne	32,5 (charbon)	32,5 (charbon)
France	147 (fioul)	5 (nucléaire)
Belgique	Indéterminé (VOLL ¹³)	17,6 (gaz)

- 32 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 (tableau 3).

Tableau 3. Stratégies de DR et objectifs énergétiques ou environnementaux

Enjeux	Pays	Objectifs	Taux de DR	Solutions de DSM
Flexibilité du système	Belgique	Fiabilité, équilibre du système	5 % à 13 %	DLC

	France	Modification de la centrale de production marginale	2 % à 10 %	ToU, PTR, CPP, Information directe
	Allemagne sans nucléaire	Modification de la centrale de production marginale	4 % à 14 %	ToU, PTR, CPP, Information directe
Efficacité environnementale	Allemagne avec nucléaire	Réduire la production pour diminuer les émissions de CO ₂	Maximal	IBR, Information directe, ToU
	Espagne			
	Pays-Bas			

- 33 Deux pays connaissent des difficultés pour équilibrer l'offre et la demande en période de pointe : la France et la Belgique. Des effacements de 2 à 13 % leur permettent de réduire significativement les coûts agrégés et de minimiser les risques de surcoûts liés à l'effet de report. En effet, ces deux pays réduisent ainsi la production de leurs centrales thermiques ou leur déficit de production. Une bonne transmission de l'information permet d'arriver à un effacement de 2 à 10 % (Faruqui *et al.*, 2010a). En revanche, un effacement plus conséquent nécessite la mise en place de mesures plus complexes (utilisation conjointe de tarifications – CPP ou RTP – et d'outils informationnels ou de pilotage). Le report des consommations effacées en période creuse permet de conserver une production peu carbonée et peu coûteuse (nucléaire). En revanche, une DR plus importante entraîne certes un gain supplémentaire en période de pointe mais le report des consommations effacées nécessite la mise en fonctionnement de centrales thermiques pour servir la demande en période creuse. Ce supplément de production aura pour conséquence une augmentation à la fois du coût marginal de production et une augmentation des émissions de CO₂. Ce surcoût compensera en partie les gains obtenus lors des effacements de pointe.
- 34 Trois pays connaissent des difficultés à maîtriser leurs émissions de gaz à effet de serre : l'Espagne, l'Allemagne et les Pays-Bas. En effet, ils disposent de capacités de production disponibles importantes par rapport à leur demande de pointe. En revanche, leurs centrales de production principalement thermiques sont fortement émettrices. 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, la centrale marginale de production aux heures creuses étant également thermique. Les outils simples permettant de réduire la demande globale peuvent être utilisés (ToU, IBR, information directe), tout comme des outils plus développés réduisant fortement la demande de pointe (CPP, RTP et DLC). Dans ce dernier cas, les effets rebond et report doivent être minimisés par une reconnexion diffuse des charges effacées.
- 35 Cette analyse peut être sensible aux évolutions des parcs de production. Notamment, l'Espagne ou l'Allemagne, en raison d'un développement conséquent des énergies renouvelables intermittentes, pourraient plutôt privilégier des outils de DR réactifs (CPP/PTR avec DLC). Le besoin de réactivité conduit également à définir des capacités d'effacements dont la disponibilité est connue avec certitude. Par ailleurs, un scénario

d'absence du nucléaire en Allemagne fait émerger un besoin d'effacement de centrale en période de pointe autour de 14 %, compte tenu du besoin croissant en capacités thermiques. Ce taux peut nécessiter la mise en place d'un pilotage de la demande associé à une tarification dynamique et à un système informationnel performant.

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

- 36 Nous introduisons ici la possibilité pour chaque pays d'échanger les quantités qu'il désire avec ses pays voisins. L'ordre de mérite européen fait émerger les centrales au charbon allemandes (avec un coût marginal de production de 32 €/MWh) pour satisfaire la demande agrégée en période de pointe. Les cycles combinés au gaz allemands (coût marginal de production de 24 €/MWh) assurent l'équilibre en période creuse. Cette situation est celle qui permet d'atteindre les coûts énergétiques et environnementaux les plus faibles, les productions les plus efficaces assurant l'équilibre offre/demande sans subir de contraintes.
- 37 Les centrales marginales étant thermiques, tout effacement avec un report maîtrisé est bénéfique pour la collectivité. Pour réduire le coût de la centrale marginale et les émissions, la diminution nécessaire de la demande serait de 18 %. 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 (RTP, CPP ou PTR) ainsi que du pilotage des consommations par les fournisseurs ou les gestionnaires d'infrastructures, s'avère nécessaire. Là où certaines stratégies individuelles pouvaient conduire à ne mettre en place que des mesures simples pour réduire ou effacer la demande, la stratégie collective devient d'investir directement dans des systèmes complexes pour créer et gérer ces effacements. Ici encore, les stratégies d'effacement seront d'autant plus profitables qu'il existera une gestion temporelle des effets reports pour éviter un supplément de production thermique aux heures creuses.
- 38 Les résultats obtenus changent substantiellement dans un scénario où le nucléaire allemand est absent. Des niveaux plus faibles de DR (2 à 6 %) permettent d'assurer des gains significatifs en effaçant les différentes productions au charbon. Les effets de report ne modifient pas l'ordre de mérite des heures creuses ; les gains en efficacité énergétique et environnementales sont donc conservés. En revanche, des effacements plus élevés et reportés n'entraîneraient que des gains marginaux décroissants, c'est-à-dire des gains de plus en plus faibles avec l'ampleur du report de consommation.

2.3. Efficacités énergétiques et environnementales avec des capacités d'interconnexion limitées

- 39 Les différents pays connaissent des contraintes sur les capacités d'interconnexion (annexe 4) qui leur permettent d'échanger leur production électrique. Ces contraintes modifient les ordres de mérite dans chacun des pays étudiés. Nous analyserons à nouveau à l'aide de ces nouveaux équilibres les politiques de DR qui permettent d'améliorer le coût agrégé.

2.3.1. Les équilibres offre/demande dans les marchés interconnectés

- 40 En période de pointe, certains pays peuvent échanger sans contrainte. Un même ordre de mérite composé des centrales les plus efficaces permet d'assurer l'équilibre offre/demande au sein de ces pays. L'Allemagne et les Pays-Bas, ainsi que la France et la Belgique¹⁴, sont dans cette situation. Les coûts sur ces quatre marchés seront respectivement le coût de la centrale marginale allemande, à savoir le charbon à 32 €/MWh, et le coût de la centrale marginale française, à savoir le gaz à 41 €/MWh (tableau 4). Le marché espagnol est isolé des autres pays, les échanges saturant ses interconnexions.

Tableau 4. Coût marginal de l'énergie avec capacités d'interconnexion limitées

Période	Pays	Coût marginal (€/MWh)	Technologie	Échanges
Pointe	Espagne	27	Gaz espagnol	Exportation de 1 300 MWh vers la France
	Pays-Bas	32	Charbon allemand	Exportation de 1 716 MWh vers l'Allemagne et de 2 400 MWh vers la Belgique
	Allemagne	32	Charbon	Exportation de 2 700 MWh vers la France et Importation de 1 716 MWh des Pays-Bas
	France	41	Gaz français	Importation de 1 300 MWh d'Espagne, de 2 700 MWh d'Allemagne et de 561 MWh de Belgique
	Belgique	41	Gaz français	Importation de 2 400 MWh des Pays-Bas et exportation de 561 MWh vers la France
Creuse	Espagne	27	Gaz espagnol	Importation de 500 MWh de la France
	Pays-Bas	16	Gaz hollandais	Exportation de 3 850 MWh vers l'Allemagne et de 2 400 MWh vers la Belgique
	Allemagne	32	Charbon allemand	Importation de 3 200 MWh de la France et de 3 850 MWh des Pays-Bas
	France	18	Gaz belge	Exportation de 500 MWh vers l'Espagne, de 3 200 MWh vers l'Allemagne et de 1 534 MWh de Belgique
	Belgique	18	Gaz belge	Importation de 2 400 MWh des Pays-Bas et de 1 534 MWh de la France

2.3.2. Le calcul des taux d'effacement au sein des pays interconnectés

- 41 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 parc de production principalement thermique (Espagne, Pays-Bas et Allemagne) connaîtront un lien croissant entre niveaux d'effacements 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 généralement saturées. En revanche, les autres pays (France et Belgique) utilisent un parc de production 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 la France, les Pays-Bas et la Belgique effectuent simultanément plusieurs types d'efforts de DR¹⁵ (tableau 5). La France et la Belgique ont des incitations à maîtriser leur demande de pointe pour réduire les tensions sur les équilibres offre/demande. Les Pays-Bas, par une meilleure maîtrise de leur demande interne, peuvent augmenter leurs exportations, améliorant ainsi les efficacités énergétiques et environnementales globales. Nous ne considérons aucun effort de la part de l'Espagne et l'Allemagne. En effet, ces deux pays ont intérêt à réaliser un maximum d'efforts chez eux pour diminuer le poids de la production thermique.

Tableau 5. Scénarios de maîtrise de la demande

Pays	Taux de DR (%)			
	Effort faible	Effort moyen	Effort fort	Effort très fort
Pays-Bas	4,36	6,8	12,68	12,68
France	4,12	11,6	13,82	16,91
Belgique	7,31	9,28	14	14

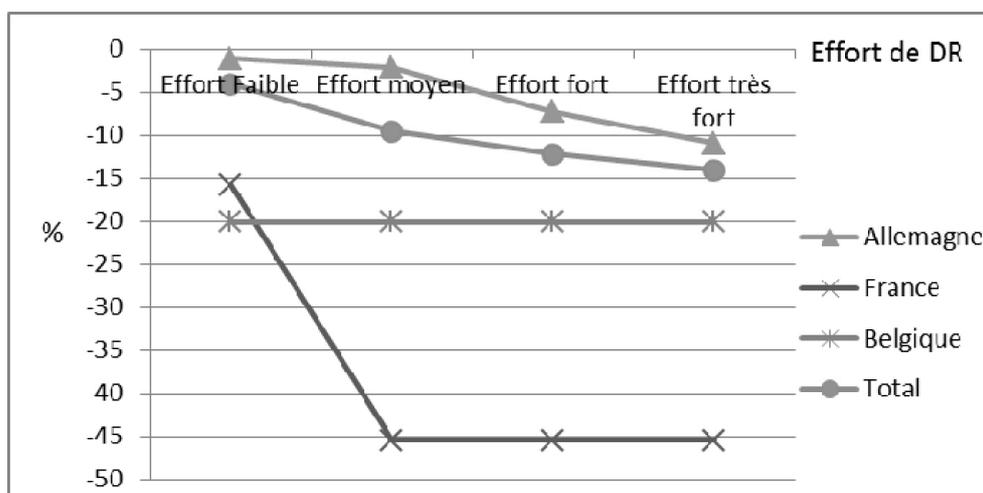
- 42 Les interconnexions jouent un rôle central sur l'efficacité énergétique et par ricochet sur l'efficacité environnementale. En effet, sans report des consommations effacées, l'Espagne et les Pays-Bas ne sont pas impactés par les politiques des autres pays : l'Espagne car ses interconnexions sont 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. Tous connaissent des gains en efficacités énergétiques et environnementales. Grâce à ses mesures de DR, la Belgique peut exporter davantage. En effet, tout comme les Pays-Bas, elle trouve un intérêt à exporter plutôt qu'à diminuer sa production, les interconnexions belges et françaises n'étant pas saturées. Ces exportations créent certes des coûts énergétiques et environnementaux supplémentaires, mais aussi un gain lié à l'amélioration collective des efficacités étudiées et au revenu d'exportations. L'Allemagne bénéficie de sa situation centrale et bien interconnectée avec ses pays voisins. En effet, pour tous les cas d'effacement envisagés (tableau 5), ses efficacités environnementales et énergétiques sont améliorées, se traduisant par un coût agrégé décroissant avec les mesures de DR mises en place par ses pays voisins. Elle importe notamment le surplus

de production thermique au gaz des Pays-Bas, ce qui remplace sa production au charbon, plus coûteuse et plus émettrice de gaz à effet de serre.

- 43 Sans report des consommations, une maîtrise de la demande de 4 à 16 % permet d'améliorer significativement les efficacités énergétiques et environnementales. Les réductions du coût agrégé oscillent entre 5 et 15 % sur les deux périodes de consommation étudiées (figure 1). 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. Des mesures de DR simples, comme une bonne gestion de l'information ou un ToU (effort faible à moyen), permettent d'atteindre des résultats significatifs (diminution du coût agrégé de 1,5 à 45 %¹⁶

selon les pays). Certains pays peuvent être amenés individuellement à adopter des mesures de DR plus complexes. Par exemple, la France et la Belgique peuvent miser sur des mesures comme la tarification au CPP ou le pilotage des consommations, permettant certes une augmentation globale des efficacités mais à des taux de croissance plus faibles.

Figure 1. Évolution du coût agrégé – Période de pointe et creuse (sans report des consommations)

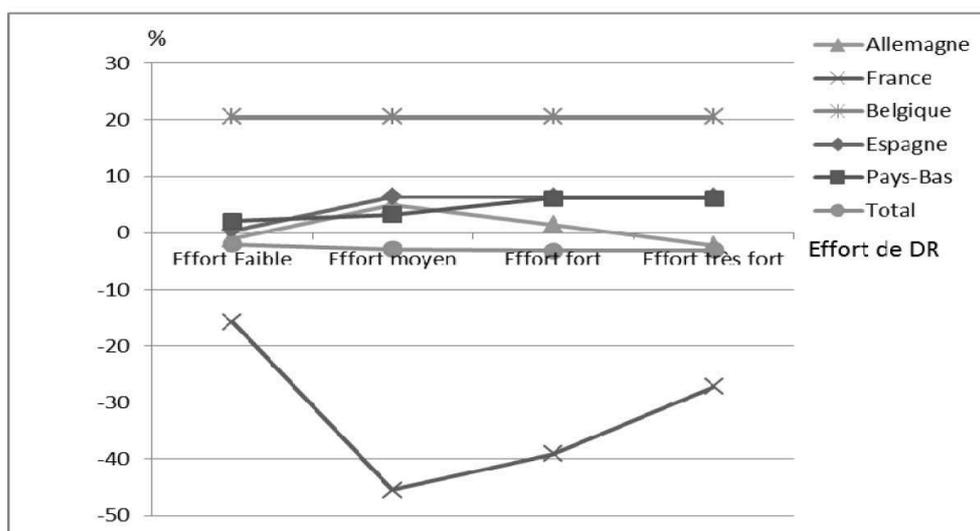


- 44 Le report de la totalité des consommations effacées à une période creuse ne remet pas en cause l'impact positif de la maîtrise de la demande sur les efficacités (figure 2). Cependant, pour certains pays, les impacts sont négatifs. Une trop grande maîtrise de la demande dégrade leur efficacité par 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 font passer d'importatrice à exportatrice d'énergie. Sa production basée sur le gaz est moins coûteuse que les autres productions que ses voisins devraient mettre en fonctionnement en raison du report. Par conséquent, sa production thermique au gaz augmente, ce qui crée une croissance de ses coûts énergétiques et environnementaux. Bien entendu, un revenu lié à l'échange contrebalance l'effet négatif sur les coûts. Les Pays-Bas se retrouvent dans la même situation. Leur DR nationale leur permet d'exporter davantage de production thermique 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 en période creuse, ce qui crée *de facto* une croissance des coûts énergétiques et environnementaux. Ici encore, ces effets négatifs sont contrebalancés par les revenus liés aux échanges.

- 45 Comme l'indique la figure 2, les effets sur les coûts agrégés sont bien entendu 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 faible ou moyen de maîtrise de la demande. En effet, tout effort plus important n'améliore pas la situation, voire la dégrade, le report à la période creuse augmentant la production carbonée et les coûts. À nouveau, une bonne diffusion de l'information ou un ToU permettent d'arriver à des résultats significatifs (effort faible à 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 en raison de l'effet de report des consommations. Pour conserver ces bénéfices, un report sur plusieurs heures des consommations effacées doit alors être préconisé.

Figure 2. Évolution du coût agrégé avec report des consommations – Période de pointe et creuse

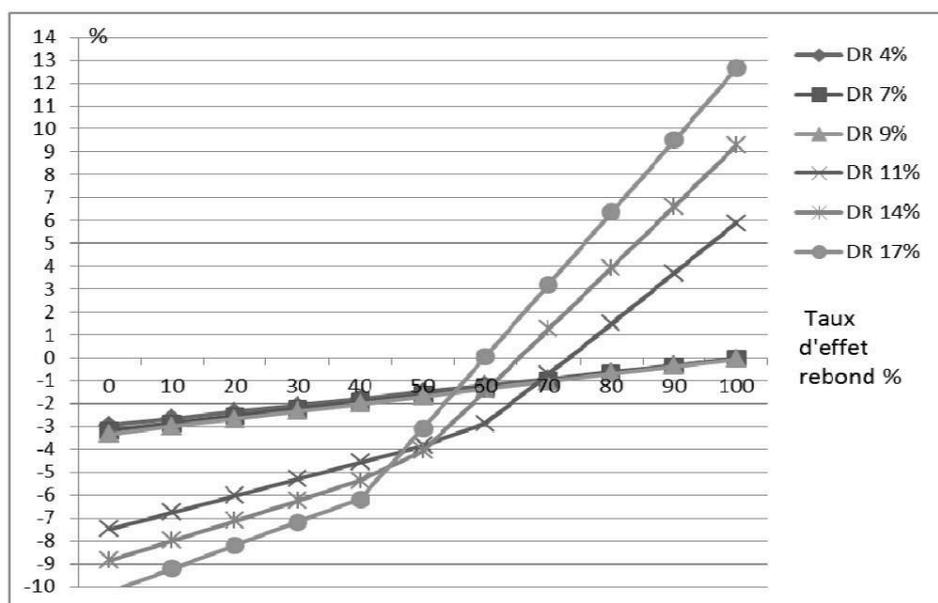


2.3.3. Les effacements et l'effet rebond

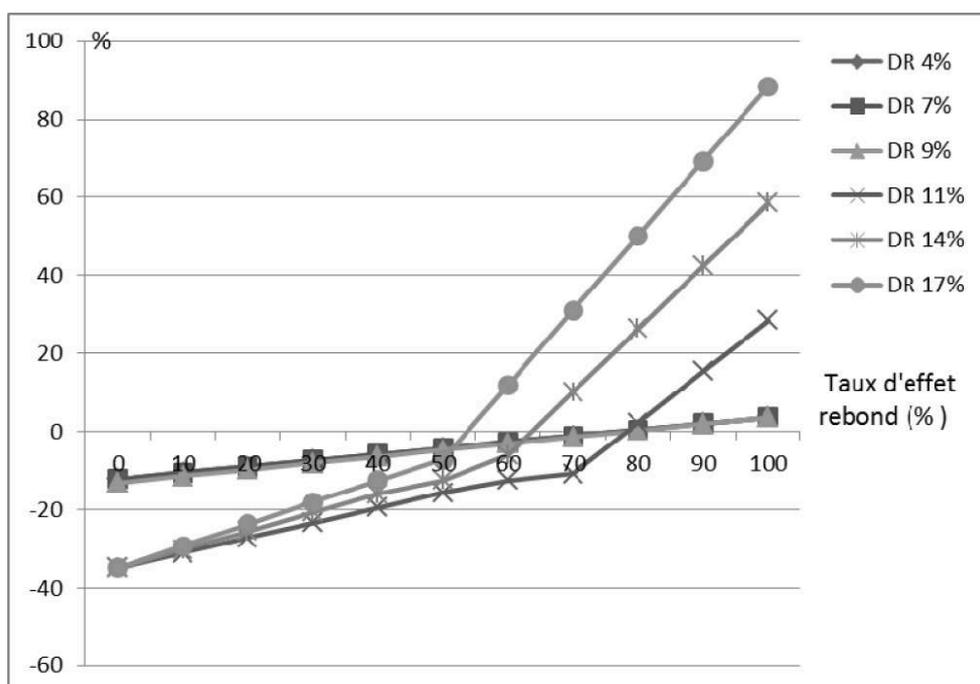
- 46 L'effet rebond a fait l'objet de plusieurs études dans la littérature (Greening *et al.*, 2000 ; Callaway, 2009). Les effacements sont généralement suivis d'un effet rebond qui se traduit par une augmentation de la consommation durant une courte durée. Cet effet rebond se différencie de l'effet de report car il suit généralement la période d'effacement. L'augmentation de la consommation peut donc avoir lieu dans une période de pointe, contrairement à l'effet report de consommation qui se réalise généralement en période creuse. Par conséquent, selon le niveau de cet effet rebond, les impacts positifs de l'effacement peuvent être réduits voire renversés. Pour illustrer cet effet rebond et son impact sur le coût agrégé, nous allons supposer que l'effacement se réalise sur la période de consommation de 19 h et l'effet rebond sur la période suivante, c'est-à-dire à 20 h (annexe 2).
- 47 Notre modèle de simulation montre que pour des valeurs faibles de l'effet rebond (jusqu'à 60 % de l'effacement), de fortes DR sont préférables à des mesures moins

ambitieuses. En effet, les gains positifs liés à l'effacement sont suffisamment importants pour être contrebalancés par la mise en production supplémentaire de centrales de production pour satisfaire la demande additionnelle liée à l'effet rebond. En revanche, lorsque l'effet rebond est plus conséquent (supérieur à 60 %), alors de plus petites mesures d'effacement sont souhaitables pour minimiser le coût agrégé. Ces mesures de DR plus faibles permettent de conserver des gains positifs même en cas d'effet rebond important (figure 3).

Figure 3. Variation du coût agrégé en fonction du taux d'effet rebond



- 48 La France et la Belgique ont des évolutions équivalentes en termes d'efficacités (figure 4). En effet, pour un effet rebond intermédiaire (inférieur à 50-60 %), des mesures ambitieuses de DR réduisent généralement leurs coûts (réduction de 1 à 35 %). Dès lors que cet effet est plus important, l'effet rebond entraîne une augmentation des productions les plus coûteuses ou polluantes (charbon, gaz et fioul), ce qui rend préférables les mesures de DR plus faibles pour conserver des gains nets positifs.

Figure 4. Variations du coût agrégé en fonction de l'effet rebond – Exemple de la France¹⁷

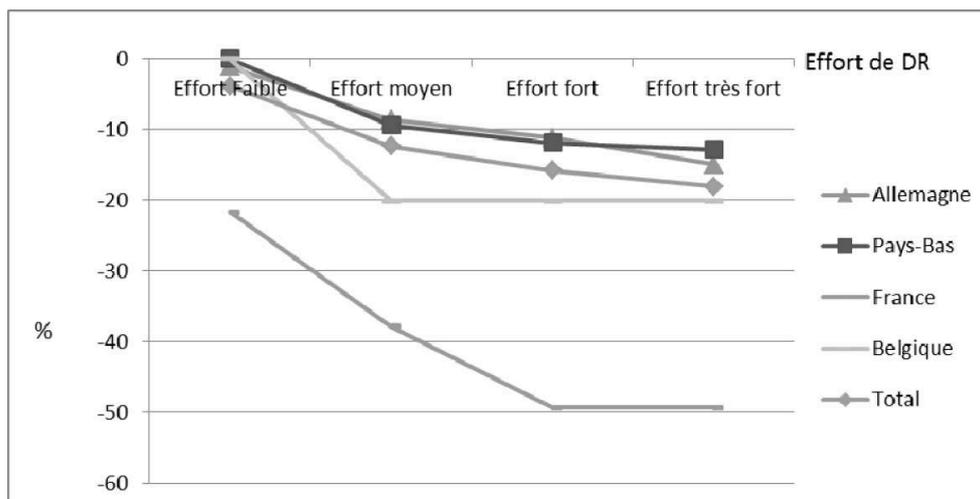
- 49 Ces conclusions confortent les intuitions, à savoir que de faibles mesures de DR sont préférables lorsque les effets rebond anticipés sont importants. Les mesures de DR peuvent ne pas impacter les efficacités des pays (Pays-Bas) car ceux-ci trouvent profitable d'exporter leur production supplémentaire afin d'augmenter leur rémunération et contribuer ainsi à diminuer les coûts agrégés de l'équilibre offre/demande. Les interconnexions jouent un rôle important car elles transfèrent les bénéfices d'une DR 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 DR. En effet, tout effet rebond ou report dont le taux serait inférieur à 100 % des consommations effacées permettrait de conserver des gains nets en efficacités énergétiques et environnementales.

2.3.4. La modification des parcs de production électrique : l'exemple du nucléaire allemand

- 50 La sortie du nucléaire en Allemagne est prévue d'ici à 2022. Cette sortie aura certainement un effet sur les échanges, donc sur ses partenaires interconnectés, en sus des impacts sur les coûts. Kunz et Weigt (2014) notent que l'Allemagne sera davantage dépendante de ses importations en période de pointe de consommation. Les feuilles de route prévoient de remplacer le nucléaire par des énergies renouvelables (principalement par les énergies éoliennes et photovoltaïques), auxquelles se rajoute un développement du parc de production thermique. Les chiffres nous indiquent que ce parc thermique supplémentaire permettra d'assurer du *back-up*¹⁸, soit environ 30 % de la croissance prévue des énergies renouvelables (BDEW, 2011). Bien que la modélisation ne prenne pas aussi finement en compte ces développements accompagnant la sortie

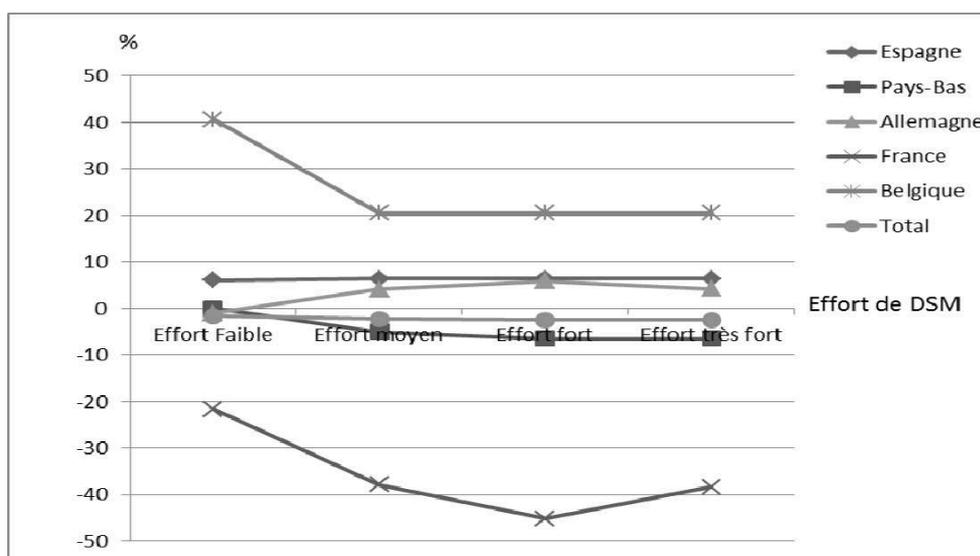
allemande du nucléaire, elle permet toutefois de dégager des intuitions intéressantes sur l'impact de cette décision.

Figure 5. Évolution du coût agrégé en l'absence de production nucléaire allemande (sans report des consommations)



- 51 En l'absence d'effet de report, tout effacement de la demande permet de diminuer les coûts de production électriques et environnementaux (figure 5). Nous retrouvons ici les résultats de la figure 1, c'est-à-dire que les efforts intermédiaires de maîtrise de la demande sont les plus efficaces, permettant de diminuer le fonctionnement des centrales les plus coûteuses et polluantes. À nouveau, des mécanismes de maîtrise de la demande simples peuvent permettre d'atteindre ces résultats, sans recourir à une tarification complexe avec pilotage des consommations.
- 52 Un report des consommations ne modifie pas la tendance globale, à savoir que les efficacités environnementales et énergétiques s'améliorent (figure 6). En revanche, pour certains pays, le report crée un surcoût. En effet, la consommation supplémentaire liée au report modifie les échanges et nécessite de mettre en production des centrales polluantes et coûteuses (Espagne, Allemagne). En raison des reports de consommation, 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 6. Évolution du coût agrégé en l'absence de production nucléaire allemande (avec report des consommations)



Conclusion

- 53 Les mesures de DR figurent parmi les outils disponibles pour atteindre les objectifs environnementaux et de maîtrise de la demande, particulièrement dans le secteur électrique. Les transferts d'informations à destination des consommateurs et les instruments tarifaires adoptés permettent de diminuer significativement les consommations en périodes de tension sur l'équilibre du système électrique. L'analyse de plusieurs projets expérimentaux de DR montre que les consommateurs sont réactifs à ces signaux, notamment en effectuant des effacements de consommation. Elle nous indique également que la mise en œuvre conjointe de plusieurs instruments de DR apparaît comme une solution des plus efficaces pour atteindre de forts effacements. Cependant, ces niveaux d'effacement importants font naître le risque d'effets de rebond ou de report des consommations. Il faut alors gérer ces effets pour conserver les effets positifs de l'effacement. Une gestion diffuse des consommations qui se reconnectent après avoir été effacées semble alors être nécessaire.
- 54 Ces variations de la demande se répercutent sur le secteur de la production électrique. Cette répercussion réside dans la modification des centrales qui composent l'ordre de mérite de la production qui équilibre l'offre et la demande électrique. La diminution de la consommation permet d'arrêter la production de centrales coûteuses et souvent fortement émettrices de gaz à effet de serre. Les coûts de production de l'énergie et d'émissions de gaz à effet de serre sont alors réduits, ce qui permet d'augmenter les efficacités énergétiques et environnementales.
- 55 Un exemple de simulation d'un marché électrique interconnecté nous permet de corroborer ces résultats. Le recours à des mesures de DR, et aux effacements en découlant, 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 parcs de production, plus ou moins carbonés, et des contraintes qui existent pour équilibrer l'offre et la demande (capacités de production ou d'interconnexion disponibles). L'exemple de l'arrêt des centrales nucléaires

allemandes nous montre l'utilité que peuvent avoir des mesures de DR pour conserver l'efficacité énergétique et environnementale. En effet, un processus de DR de large ampleur pourrait être envisagé pour réduire le recours à des centrales de production thermique supplémentaires et gérer l'intermittence de la production des énergies renouvelables. De plus, le modèle montre que lorsque les pays sont interconnectés, les efforts de DR des uns améliorent l'efficacité des autres. Dans une zone comme l'Union européenne, ceci tend à conforter une stratégie DR coordonnée, soutenue par des capacités d'échange suffisantes.

- 56 La simulation nous montre également que 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 de consommation, c'est-à-dire d'une reconnexion non contrôlée de la demande effacée, 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 de production électrique est à dominance thermique. Les effacements importants ne sont dès lors pas forcément les plus efficaces, les gains supplémentaires en efficacités énergétiques et environnementales évoluant avec des taux de croissance faibles. Cette conclusion est également démontrée lorsqu'il existe un effet de rebond important. Lorsque 60 % des consommations effacées ou plus sont reconnectées en période de pointe, des instruments de DR peu ambitieux sont à privilégier pour conserver des gains en efficacité énergétique et environnementale. En présence d'un effet rebond important, conserver un effacement élevé nécessite de contrôler ces reconnexions par des outils adaptés comme le pilotage automatique (DLC). La recherche de gains supplémentaires sur les autres maillons de la chaîne électrique permettra de justifier le recours à des taux de DR plus élevés. En effet, les gains provenant des activités de réseaux ou de la gestion de l'intermittence des énergies renouvelables à l'aide des mécanismes de gestion de la demande peuvent s'avérer significatifs pour rechercher un effacement maximal souhaitable pour l'ensemble du système électrique.

BIBLIOGRAPHIE

Barbose, G., Goldman, C., Bharvirkar, R., Hopper, N., Ting, M. et 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. et 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*, vol. 16, n° 1, pp. 191-211.
- Borenstein, S. (2005), « The Long-Run Efficiency of Real-Time Electricity Pricing », *The Energy Journal*, vol. 26, n° 3, pp. 93-116.
- Borenstein, S. (2012), « Effective and Equitable Adoption of Opt-In Residential Dynamic Electricity Pricing », Energy Institute at Haas, avril 2012.
- Borenstein, S. et Holland, S. (2005), « On the Efficiency of Competitive Electricity Markets With Time-Invariant Retail Prices », *RAND Journal of Economics*, vol. 36, n° 3, pp. 469-493.
- Callaway, D. S. (2009), « Tapping the energy storage potential in electric loads to deliver load following and regulation, with application to wind energy », *Energy Conversion and Management*, vol. 50, n° 5, pp. 1389-1400.
- Cappers, P., Goldman, C., Kathan, D. (2010), « Demand Response in U.S. Electricity Markets: Empirical Evidence », *Energy*, vol. 35, n° 4, pp. 1526-1535.
- Chao, H. P. (2011), « Demand response in wholesale electricity markets: the choice of customer baseline », *Journal of Regulatory Economics*, vol. 39, n° 1, pp. 68-88.
- Chao, H. (2010), « Price-Responsive Demand Management for a Smart Grid World », *The Electricity Journal*, vol. 23, n° 1, pp. 7-20.
- Clastres, C. (2011), « Smart grids: Another step towards competition, energy security and climate change objectives », *Energy Policy*, vol. 39, n°9, pp. 5399-5408.
- Coll-Mayor, D., Paget, M. et 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, pp. 2453-2465.
- Cossent R., Gómez T. et Frías T. (2009), « Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective », *Energy Policy*, vol. 37, n° 3, pp. 1145-1155.
- Crampes, C. et Léautier, T. O. (2010), *Dispatching, redispatching et effacement de demande*, Toulouse, Institut d'économie industrielle.
- Crampes C. et Lozachmeur J.-M. (2012), « Tarification progressive de l'électricité », Conférence annuelle de l'Association des Économistes de l'Énergie (AEE), Paris, 11 décembre 2012.
- 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.
- Dulleck, U. et Kaufmann, S. (2004), « Do customer information programs reduce household electricity demand - the Irish program », *Energy Policy*, vol. 32, n° 8, pp. 1025-1032.
- EPRI (2011), « The Effect on Electricity Consumption of the Commonwealth Edison Customer Application Program: Phase 2 Final Analysis », Technical Report 2011, October 2011.
- EWE (2012), « eTelligent Final Report », 2012.
- Faruqui, A., Hledik, R., Newell, S. et Pfeifenberger, H. (2007), « The Power of 5 Percent », *The Electricity Journal*, vol. 20, n° 8, pp. 68-77.
- Faruqui, A. et 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. et Sharif A. (2009), « The impact of informational feedback on energy consumption – a survey of the experimental evidence », SSRN paper, may.
- Faruqui, A. et Sergici, S. (2010), « Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments », *Journal of Regulatory Economics*, vol. 38, n° 2, pp. 193-225.
- Faruqui, A., Sergici, S. et Sharif, A. (2010a), « The impact of informational feedback on energy consumption: a survey of the experimental evidence », *Energy*, vol. 35, pp. 1598-1608.
- Faruqui, A., Harris, D. et Hledik, R. (2010b), « 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*, vol. 38, n° 10, pp. 6222-6231.
- Faruqui, A. et Palmer, J. (2012), « The Discovery of Price Responsiveness: A Survey of Experiments Involving Dynamic Pricing of Electricity », *EDI Quarterly*, vol. 4, n° 1, pp. 15-18.
- FERC (2009), « A national assessment of demand response », June.
- Greening, A. L., Greene, D. L. et Difiglio, C. (2000), « Energy efficiency and consumption – the rebound effect – a survey », *Energy Policy*, vol. 28, n° 6-7, pp. 389-401.
- Gyamfi, S. et Krumdieck, S. (2012), « Scenario analysis of residential demand response at network peak periods ». *Electric Power System Research*, vol. 93, pp. 32-38.
- Haney, A. B., Jamasb, T. et Pollitt, M. G. (2009), « Smart Metering and Electricity Demand: Technology, Economics and International Experience », Electricity Policy Research Group, Cambridge, Working Paper EPRG0903.
- Hesser, T. et Succar, S. (2011), « Renewables Integration Through Direct Load Control and Demand Response », in F. P. Sioshansi (Ed.), *Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy*, Academic Press Inc., pp. 209-233.
- 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. et Mansur, E. T. (2006), « The Short-Run Effects of Time-Varying Prices in Competitive Electricity Markets », *The Energy Journal*, vol. 27, n° 4, pp. 127-156.
- IEA (2008), « Energy Technology Perspectives: Scenarios and Strategies for 2050 », Paris, OECD.
- IEA (2010a), « World Energy Outlook 2010 », Paris, OECD.
- IEA (2010b), « Projected Costs of Generating Electricity 2010 », Paris, OECD.
- IEA (2012), « Electricity Information 2012 », Paris, OECD.
- Ito, K. (2012), « Do consumers respond to marginal or average price? Evidence from nonlinear electricity pricing », Energy Institute at Haas Berkeley, Haas WP 210.
- KEMA (2010), « 2009 peaksaver® Residential Air Conditioner Measurement and Verification Study », Toronto, Ontario, May 17.
- Kunz, F. et Weigt, H. (2014), « Germany's nuclear phase-out: A survey of the impact since 2011 and outlook to 2023 », *Economics of Energy & Environmental Policy*, vol. 3, n° 2, pp. 13-27.
- Lijesen, M. G., (2007), « The real-time price elasticity of electricity », *Energy Economics*, vol. 29, pp. 249-258.

- McKerracher, C. et 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>.
- Moreno R., Strbac G., Mocarquer S. et Bezerra B. (2010), « Making Room for the Boom », *Power and Energy Magazine*, IEEE, vol. 8, n° 5, pp. 36-46.
- Olmos, L., Ruester, S., Liong, S. J. et 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.
- Patrick, R. H. et Wolak, F. A. (1997), « Estimating the Customer – Level Demand for Electricity Under Real-Time Market Pricing », NBER Working Paper 8213, National Bureau of Economic Research, Cambridge MA, April 2001.
- Ricci, E. C. (2013), « Smart-Grids and Climate Change. Consumer adoption of smart energy behaviour: a system dynamics approach to evaluate the mitigation potential », Nota di Lavoro 71.2013, Milan, Italy: Fondazione Eni Enrico Mattei.
- Rious, V., Roques, F. et 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. et Bohn, R. (1988), « Spot Pricing of Electricity », Boston, Kluwer Academic.
- Sergici, S. et 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, Cambridge, The Brattle Group.
- Spees, K. et Lave, L. B. (2007), « Demand Response and Electricity Market Efficiency », *The Electricity Journal*, vol. 20, n° 3, pp. 69-85.
- Stadler, I. (2008), « Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response », *Utilities Policy*, vol. 16, pp.90-98.
- Strbac, G., Jenkins, N. et Green, T. (2006), « Future Network Technologies: Report to DTI », April 2006.
- Strbac, G., (2008), « Demand side management: Benefits and Challenges », *Energy Policy*, vol. 36, n° 12, pp. 4419-4426.
- The Brattle Group (2007), « Quantifying Demand Response Benefits in PJM », prepared for PJM Interconnection, LLC and the Mid-Atlantic Distributed Resources Initiative, January 29, Cambridge.
- Torriti, J, Leach, M. et 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*, Cambridge, Cambridge University Press, Department of Applied Economics Occasional Papers, pp. 88-105.
- Wolak, F. (2006), « Residential Customer Response to Real-Time Pricing: The Anaheim Critical-Peak Pricing Experiment », Stanford University, Department of Economics.
- Wood, G. et Newborough, M. (2003), « Dynamic energy-consumption indicators for domestic appliances: environment, behaviour and design », *Energy and Buildings*, vol. 35, n° 8, pp. 821-841.

ANNEXES

Annexe 1. Capacités de production électrique et coûts variables dans plusieurs pays européens en 2010

Pays j	Espagne		Pays-Bas		Allemagne		France		Belgique	
Technologie de production i	Capacités installées (MW)	Coût Variable (€/MWh)								
Gaz					9,810	37.6				
Cycles combinés	33,465	27	23,270	16	12,000	23.8	7,497	41	5,985	17.6
Fioul	6,436	143	789	143	5,856	143	13,244	147	1,340	143
Charbon	12,070	35.9	3,346	33.7	52,837	32.5	7,257	34.8	1,195	36.3
Éolien	20,676	0	2,449	0	27,157	0	6,080	0	912	0
Hydraulique (pointe)	5,350	2.4	-	-	6,470	2.4	5,100	0.5	1,310	2.4
Hydraulique (base)	13,020	2.4	37	2.4	4,550	2.4	20,570	0.5	110	2.4
Nucléaire	7,450	5.6	482	5.6	20,467	5.6	63,130	5.1	5,830	5.6
Total	98,467		30,373		127,147		122,879		16,683	

Sources : IEA (2012) et données auteurs

Annexe 2. Consommation (c) du 19 janvier 2011 dans chacun des pays (MWh)

Période de consommation	Espagne	Pays-Bas	Allemagne	France	Belgique
19 h (Pointe)	39,694	16,826	79,863	82,450	13,881
20 h (Pointe)	39,617	16,293	77,658	79,689	13,284
4 h (Creuse)	24,934	9,898	54,635	60,536	10,002

Source : Données fournies par ENTSO-E

Annexe 3. Production disponible et taux d'émission de CO₂ pour chaque technologie de production

Technologie de production	Production disponible (MWh)	Taux d'émission de CO ₂ (tCO ₂ /MWh)
Charbon	$0.85 * K_{\text{Charbon}}$	0.96
Gaz	$0.85 * K_{\text{Gaz}}$	0.4
Cycles combinés	$0.85 * K_{\text{Cycles_Combinés}}$	0.36
Fioul	$0.85 * K_{\text{Fioul}}$	0.8
Éolien	$0.3 * K_{\text{Éolien}}$	0
Hydraulique	$0.5 * K_{\text{Hydraulique}}$	0
Nucléaire	$0.85 * K_{\text{Nucléaire}}$	0

Sources : IEA (2010b), Moreno *et al.* (2010), RTE et données auteurs (basées sur des valeurs de référence d'ENTSO-E).

Annexe 4. Interconnexions entre les différents pays (MW)

Pays	Espagne	France	Allemagne	Belgique	Pays-Bas
Espagne	-	1,300	-	-	-
France	500	-	3200	2,300	-
Allemagne	-	2700	-	-	3,000
Belgique	-	3 400	-	-	2400
Pays-Bas	-	-	3,850	2,400	-

Sources : Données de l'ENTSO-E « Indicative value of NTC in continental Europe » 22 février 2011

Annexe 5. Analyse de sensibilité aux variations de prix du CO₂

Figure 7. Sensibilité du coût agrégé au prix du CO₂ – Avec report des effacements et allocation gratuite des permis de CO₂

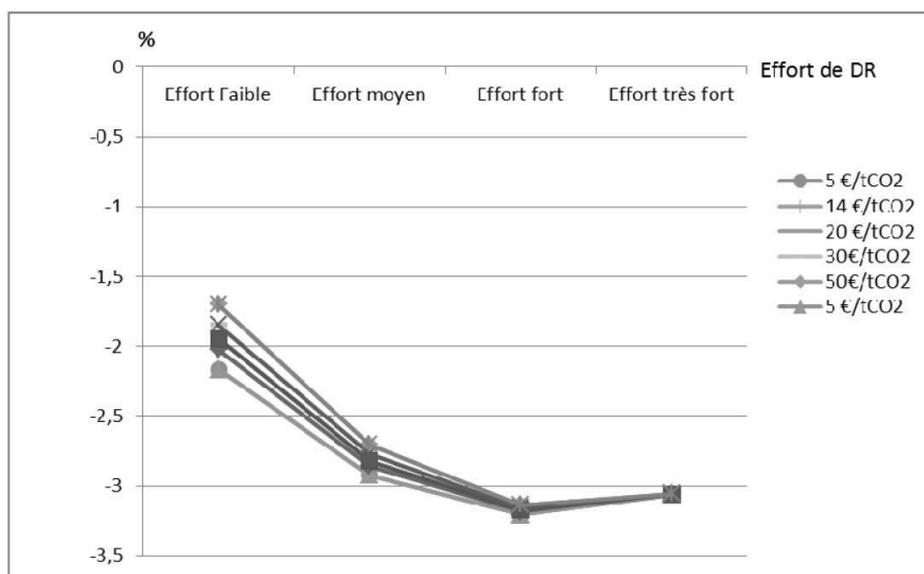
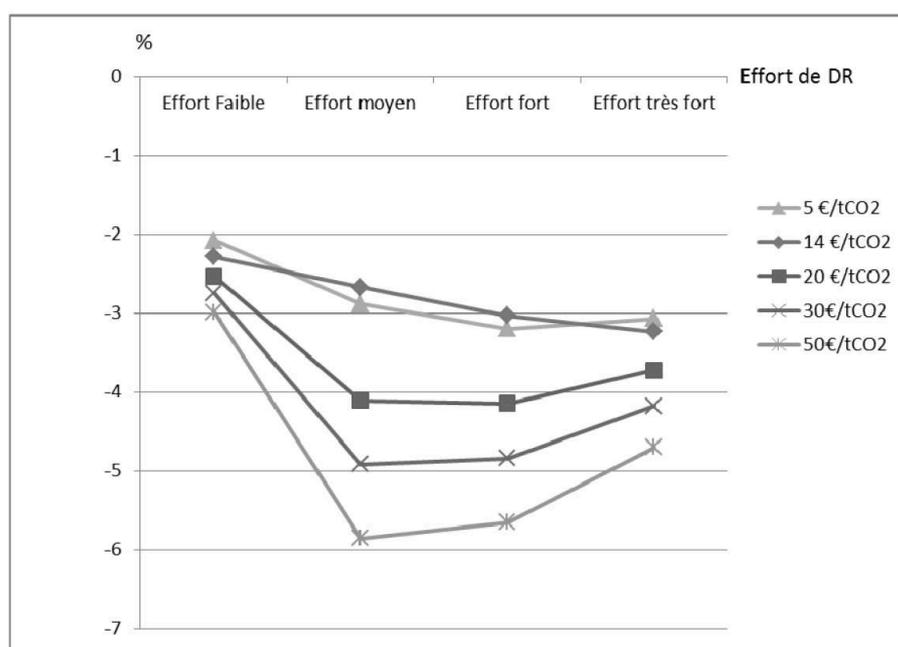


Figure 8. Sensibilité du coût agrégé au prix du CO₂ – Avec report des effacements et achats des permis de CO₂



NOTES

1. Par la suite, nous emploierons parfois le terme « émissions » seul pour évoquer les émissions de gaz à effet de serre.

2. Le gouvernement d'Afrique du Sud a créé un département de l'énergie en charge non seulement des programmes d'électrification du pays mais aussi d'amélioration de la qualité de fourniture et de l'équilibre offre/demande. Des programmes pour diminuer ou maîtriser la demande prévue, ainsi que pour améliorer la gestion des systèmes, sont lancés pour éviter des investissements coûteux, à la fois en termes financier et environnemental.
3. Certains outils de DR sont mieux adaptés pour réduire la consommation en période de pointe, d'autres sur toutes les périodes de consommation (réduction diffuse).
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 variables 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.
6. L'Espagne ne fait pas partie du marché CWE mais dispose de caractéristiques qui apportent une valeur ajoutée à l'étude, comme une consommation de pointe décalée par rapport aux autres pays, une importante production thermique au gaz et un taux de pénétration des énergies renouvelables significatif.
7. Valeur Bluenext du 17/01/11 correspondant à la période de consommation de notre étude.
8. Des prix du CO₂ extrêmement élevés (600 €/tCO₂) seraient nécessaires pour impacter les résultats présentés dans cet article.
9. Le coût de dispatching sera le coût auquel l'opérateur du marché fait face pour équilibrer l'offre et la demande. Il est constitué de la somme des coûts marginaux (offres des producteurs) pour chaque production contribuant à l'équilibre du marché.
10. Minimiser le coût total de production conduirait aux mêmes résultats en termes d'insertion des technologies dans l'ordre de mérite. En effet, cette insertion se base sur les coûts marginaux de production des technologies.
11. Tous les résultats présentés dans la suite de l'article sont issus d'un modèle de simulation avec des données reconstituées et publiques. Leur analyse et leur interprétation se doivent d'être liées aux données utilisées ainsi qu'aux hypothèses simplificatrices adoptées.
12. La technologie de production marginale se définit comme la dernière technologie (la plus coûteuse) qui permet par sa production d'équilibrer l'offre et la demande.
13. Value Of Lost Load ou Coût de défaillance.
14. Les capacités d'interconnexion permettent à la Belgique d'éviter la situation de défaillance présentée dans le tableau 2.
15. Ces efforts ou taux de DR sont calculés de manière à effacer, dans l'ordre de mérite, une centrale marginale de production. Des taux élevés signifient que les mesures de DR permettent d'effacer plusieurs technologies marginales de production, technologies les plus coûteuses et émettrices de gaz à effet de serre.
16. Cette réduction importante est liée au fait que les centrales de production fonctionnant au fioul sont effacées. Comme le montre l'annexe 1, ces centrales ont un coût de fonctionnement extrêmement élevé.
17. Les courbes de coûts DR4% et DR7% sont identiques et donc se superposent dans la figure 4.
18. Les productions des énergies renouvelables sont par nature intermittentes. Des centrales de production appelées « back-up » sont amenées à produire lorsque la production des énergies renouvelables est nulle.

RÉSUMÉS

Dans cet article, nous étudions les effets d'un effacement de consommation électrique dans un marché interconnecté. Nous montrons que cette réduction induit des gains en efficacités énergétiques (réduction des coûts de l'énergie) et environnementales (réduction des émissions de gaz à effet de serre). Ces gains en efficacités sont croissants avec le niveau de réduction de la demande électrique. Cependant, les gains supplémentaires liés à l'augmentation des consommations effacées sont de moins en moins importants au fur et à mesure que l'effacement croît. Ce résultat suggère une préférence pour la mise en place d'outils de maîtrise de la demande simples et moins coûteux, notamment lorsqu'il existe un fort risque de reports des consommations effacées.

In this article, we study the impacts of loadshedding in an interconnected electricity market. We show that this drop in electricity consumption improves energy (cost of electricity) and environmental (decrease in greenhouse gas emissions) efficiencies. These efficiency gains are an increasing function of the size of load-shedding but with decreasing rates. However, marginal benefits decrease with growing rates of load shedding. This result shows that simple and inexpensive response tools should be preferred, especially if a high risk of loadshifting effect exists.

INDEX

Mots-clés : tarification dynamique, effacements, effet report, efficacités énergétiques et environnementales

Keywords : Dynamic Pricing, Demand Response, Load Shifting, Energy and Environmental Efficiencies

AUTEURS

CLAIRE BERGAENTZLÉ

Univ. Grenoble-Alpes, PACTE, EDDEN, CNRS
e-mail : claire.bergaentzle@upmf-grenoble.fr

CÉDRIC CLASTRES

Univ. Grenoble-Alpes, PACTE, EDDEN, CNRS
e-mail : cedric.clastres@upmf-grenoble.fr

HAIKEL KHALFALLAH

Univ. Grenoble-Alpes, PACTE, EDDEN, CNRS
e-mail : haikel.khalfallah@upmf-grenoble.fr

Effacité énergétique dans le bâtiment et paradoxe énergétique : quelles conséquences pour la transition énergétique ?

Dorothee Charlier

1. Introduction

- 1 Aujourd'hui, si la transition énergétique n'est possible que dans le cas de développement de solutions alternatives aux énergies fossiles, il est aussi indispensable de faire en sorte que les ménages adoptent des solutions en efficacité énergétique. Le secteur résidentiel consomme plus d'énergie que n'importe quel autre secteur en France. Il représente aussi le plus gros potentiel d'économie d'énergie. Il est donc possible d'économiser de l'énergie et de limiter les émissions de gaz à effet de serre en investissant dans des rénovations énergétiques (Stern, 1998, p. 9). Malheureusement, le taux de rénovation énergétique est relativement faible et ne permettra pas d'atteindre les objectifs fixés par le gouvernement français.
- 2 L'objectif de cette étude est (i) d'analyser les déterminants des dépenses en rénovation en efficacité énergétique en introduisant la rentabilité de l'investissement comme variable explicative et (ii) de déterminer le profil des ménages qui n'investissent pas, même quand la rénovation en efficacité énergétique s'avère rentable dans l'absolu (i.e. si les bénéfices du projet excèdent les coûts) d'un point de vue empirique. Si la littérature théorique sur le paradoxe énergétique est vaste (DeCanio, 1993 ; Jaffe et Stavins, 1994a ; DeCanio, 1998 ; Boulanger, 2007), très peu d'études ont essayé de vérifier ce phénomène empiriquement. Pour cela, une forte contribution de ce papier tient à la construction d'une base de données sur les dépenses énergétiques avant et après travaux et sur les coûts à la rénovation. Cet article contribue donc à la littérature sur le paradoxe énergétique mais aussi à la littérature sur le choix du consommateur (Hanna, 2007, p. 102 ; Kahn, 2007, p. 2) qui se concentre plus particulièrement sur les

choix d'investissement en rénovation dans le secteur résidentiel. En effet, les investissements en efficacité énergétique sont différents des autres types d'investissement (Jaffe et Stavins, 1994a, p. 97 ; 1994b, p. 805). On constate que *les ménages font quasiment systématiquement abstraction d'opportunités d'investissements très attractives en termes de technologies énergétiques, avec des taux de rendement élevés, supérieurs à ceux que l'on pourrait obtenir avec des actifs financiers standards* : il s'agit du « paradoxe énergétique » (Hassett et Metcalf, 1995, p. 202). En d'autres termes, Jaffe et Stavins (1994b, p. 804) montrent que les investissements en efficacité énergétique sont significativement plus faibles que leurs gains potentiels nets pourraient le suggérer. Un contraste est manifeste entre les opportunités technologiques présentes sur le marché qui visent à réduire les consommations (et donc les coûts) énergétiques et les investissements effectivement réalisés par les ménages pour tirer avantage de ces opportunités. De nombreux auteurs ont tenté d'expliquer ce « paradoxe » de la diffusion très progressive d'équipements énergétiques apparemment rentables (i.e. si les gains énergétiques procurés par l'investissement du projet excèdent les coûts) en analysant la nature et l'occurrence des freins à l'investissement (DeCanio, 1993 ; Jaffe et Stavins, 1994a ; Jaffe et Stavins, 1994b ; DeCanio, 1998 ; Brown, 2001 ; Boulanger, 2007). Ces auteurs font donc une distinction entre les barrières de marché (réparties en deux catégories : les défaillances de marché et les barrières économiques) et les risques associés aux investissements en efficacité énergétique. Si les défaillances de marché sont liées à l'asymétrie d'information, à l'imperfection de l'information et aux incitations divergentes, les barrières économiques sont, quant à elles, dues aux coûts cachés, à l'hétérogénéité entre les agents et aux difficultés d'accès au capital. Concernant les risques associés à ce type d'investissement, trois aspects de leur diffusion sur le marché peuvent être considérés : les incertitudes, la flexibilité et l'hétérogénéité. Dans cette étude, nous voulons donc, d'une part, vérifier si le paradoxe énergétique se vérifie au cas français (c'est-à-dire si les ménages n'investissent pas malgré la profitabilité absolue de l'investissement) et, d'autre part, étudier le profil des ménages qui seraient dans une telle situation afin d'identifier les freins à l'investissement. Nous obtenons comme résultat principal que 50 % des ménages n'ont pas investi alors que cela était profitable pour eux en 2006. Le paradoxe énergétique semble confirmé. De plus, en étudiant les ménages qui n'ont pas investi en 2006 et qui présentaient pourtant une analyse coût-bénéfice favorable, nous remarquons que le statut d'occupation (ou le problème des incitations divergentes) et la difficulté d'accès au capital sont des variables déterminantes.

- 3 De plus, dans cet article, nous voulons aussi étudier les critères qui expliquent, d'un point de vue théorique et empirique, la faiblesse de l'adoption d'équipements économiseurs d'énergie. Nous faisons une distinction entre les rénovations en isolation (RI) et les rénovations de remplacement des équipements (RE). La littérature sur les facteurs qui influencent la décision de rénovation en efficacité énergétique en se focalisant sur les dépenses de rénovation est assez rare. Quelques auteurs ont étudié les déterminants de la rénovation en utilisant des modèles de choix discrets. Cameron (1985, p. 205) étudie la demande en rénovation énergétique en tenant compte de l'efficacité des différents appareils. L'étude est basée sur des données collectées lors d'une enquête nationale sur la consommation énergétique. En utilisant un modèle Logit emboîté sur deux niveaux, elle montre que l'investissement des ménages est sensible au prix de l'énergie, au coût de l'investissement et au revenu. Plus récemment, Groschen et Vance (2009, p. 142) étudient les déterminants de la demande en équipements

économiseurs d'énergie à l'aide d'un modèle Logit emboîté. Les auteurs font la distinction entre 16 catégories différentes de rénovation énergétique (isolation du toit, des murs, des fenêtres...). Ils montrent que les coûts et les gains potentiels espérés sont des variables clés de la décision d'investir. Des résultats similaires sont obtenus par Banfi *et al.* (2006, p. 514). Les ménages qui ont un coût élevé de l'énergie sont plus enclins à investir (Nair *et al.*, 2010, p. 2960). De plus, dans la littérature, des caractéristiques socio-économiques, comme le revenu, l'âge, le statut d'occupation ou le niveau de diplôme peuvent expliquer la décision de rénover. Montgomery (1992, p. 328) étudie les dépenses de rénovation en tenant compte de la mobilité des individus. En utilisant des données américaines, elle met en évidence que les ménages qui souhaitent améliorer considérablement la qualité de leur logement préfèrent déménager. Elle montre aussi que les ménages à revenu élevé et avec un haut niveau d'étude sont plus susceptibles d'améliorer leur logement. De plus, l'ensemble des études s'accorde sur le fait que les locataires sont peu enclins à investir (Arnott, Davidson, et Pines, 1983, p. 485 ; Rehdanz, 2007, p. 2 ; Davis, 2010, p. 1). Diaz-Rainey et Ashton (2009, p. 7), sur des données transversales britanniques, montrent à l'aide d'un modèle Tobit que 14 % des ménages qui ne rénovent pas motivent leur décision à cause de leur statut d'occupation. Finalement, la décision d'investir est une fonction des caractéristiques thermiques des bâtiments. Mahapatra et Gustavsson (2008, p. 589) soulignent que les gains à la rénovation sont une fonction de la taille du logement. Plaut et Plaut (2010, p. 481) analysent la décision de rénovation en essayant de cerner, d'une part, les facteurs qui incitent les ménages à rénover et, d'autre part, le choix d'un type de rénovation. Ils étudient ce problème empiriquement à l'aide d'une base de données américaine. Ils ont trois catégories de variables explicatives : celles relatives au ménage, celles qui décrivent le logement et des variables qui décrivent le voisinage. Ils montrent que la probabilité de rénover est plus élevée dans les maisons individuelles. Montgomery (1992, p. 346), quant à elle, souligne l'importance de la période de construction. Plus un logement est ancien, plus la probabilité de rénover est élevée.

- 4 Ainsi, si la littérature sur les facteurs qui influencent la décision de rénovation en efficacité énergétique est relativement rare, nous avons aussi montré que les études qui tiennent compte de la rentabilité de l'investissement comme variable déterminante dans la décision d'investir sont elles aussi en nombre limité. Pourtant, une particularité très importante de la décision d'adoption d'investissements économiseurs d'énergie réside dans le fait que les ménages leur appliquent de hauts taux d'actualisation. Ces taux d'actualisation sont plus élevés pour ce type d'investissement que pour les autres. Ils accorderaient ainsi moins de valeur présente aux bénéfices à venir d'un investissement économiseur d'énergie que de tout autre investissement (Sanstad *et al.*, 1995, pp. 739-743). De plus, les dépenses en technologies efficaces sont largement irréversibles (ceci est principalement dû aux coûts irrécouvrables). Ces investissements peuvent être retardés (le moment d'adoption est aussi flexible) donnant ainsi au ménage une opportunité pour obtenir de nouvelles informations. Une décision d'investir peut être alors indéfiniment remise à plus tard¹. Ainsi, la règle de la valeur actuelle nette (c'est-à-dire qu'il est rentable d'investir lorsque la somme des profits bruts actualisés moins l'investissement de départ est positive) doit être changée. Nous voulons donc vérifier, sur données françaises, si les ménages tiennent compte du critère de la valeur actuelle nette pour entreprendre des travaux en efficacité énergétique ou si ce critère doit être modifié. Nous obtenons comme résultat principal

que les ménages n'appliquent pas le critère de la valeur actualisée comme le suggère la littérature.

- 5 Le reste du papier est divisé de la manière suivante. La section 2 de ce papier présente le cadre théorique. Les données, les variables et les statistiques descriptives sont disponibles en section 3. Dans la section 4, nous nous intéressons au cadre empirique. Le modèle économétrique sur les déterminants de la rénovation ainsi que les résultats sont présentés en section 4.1. Dans la section 4.2, nous nous intéresserons à l'étude empirique sur le paradoxe énergétique. La section 5 conclut.

2. Cadre théorique

2.1. Modèle

Nous considérons une économie avec un seul type d'agent qui occupe le logement. Nous définissons un horizon discret fini tel que $t \in \{0, 1\}$. Durant la première période, l'agent a le choix entre consommer et investir. Dans la seconde période, il consomme seulement. Nous introduisons une fonction de qualité du logement. Cette fonction représente aussi la valeur monétaire de ce dernier. Cette fonction dépend du montant investi par l'agent en période 0, de la qualité initiale du logement X_0 , et d'un facteur de dépréciation δ (avec $0 < \delta < 1$). Nous avons donc :

$$X_1 = I_0 + (1 - \delta)X_0 \quad (1)$$

- 6 L'agent peut consommer des biens énergétiques et non énergétiques. Nous avons la fonction d'utilité suivante :

$$U(C_t^{ne}, C_t^e) = \ln(C_t^e C_t^{ne}) \quad (2)$$

- 7 Le problème de cet agent est de maximiser sa fonction d'utilité sous contrainte de :

$$(R_0 - C_0^{ne} - p_0(X_0)C_0^e - I_0)(1+r) + \frac{X_1}{1+r} = C_1^e p_1(X_1) + C_1^{ne} \quad (3)$$

$$R_1 = (R_0 - C_0^{ne} - p_0(X_0)C_0^e - I_0)(1+r)$$

où R_0 et R_1 sont les revenus de l'agent de période 0 et de période 1. $p_0(X_0)$ et $p_1(X_1)$ et représentent le coût du service énergétique en période 0 et en période 1. Ces fonctions de coût dépendent de la qualité énergétique du logement. Si la qualité énergétique (ou l'efficacité énergétique) du logement s'accroît, le coût d'une unité de consommation de service énergétique sera plus faible. En d'autres termes, cela signifie qu'une augmentation de l'efficacité énergétique conduit à un coût de l'énergie plus faible (il devient moins coûteux de chauffer le logement par exemple). Nous supposons que cette fonction de coût est une fonction linéaire. f est le montant maximum de dépenses énergétiques : c'est le montant des dépenses énergétiques de l'agent en l'absence d'une quelconque efficacité (c'est-à-dire en l'absence d'isolation et de matériels énergétiques performants). Le paramètre ξ mesure la sensibilité du coût de l'énergie à l'investissement. Ce paramètre mesure aussi la sensibilité des gains énergétiques procurés par la rénovation sur le prix de l'énergie. Ainsi, plus le prix de l'énergie est élevé, et plus les équipements en efficacité énergétique sont performants,

plus la valeur de ce paramètre sera élevée, ce qui aura un impact d'autant plus important sur le coût de l'énergie. Ainsi, nous avons :

$$p_i(X_i) = -\xi X_i + f \quad (4)$$

- 8 Nous pouvons écrire le problème de l'agent suivant :

$$\max_{C_0^{nc}, C_0^e, C_1^{nc}, C_1^e, I_0} U(C_0^{nc}, C_0^e, I_0, C_1^{nc}, C_1^e) = \ln(C_0^{nc}, C_0^e) + \beta \ln(C_1^{nc}, C_1^e) \quad (5)$$

β est le taux d'actualisation. Nous avons un problème sur deux périodes. En utilisant les conditions de premier ordre (voir annexe A), nous obtenons quatre équations à quatre inconnues. En résolvant ce programme, nous obtenons des solutions pour C_1^e , C_0^{nc} , C_0^e , I_0 :

$$I_0 = \frac{2fr(r+2)(\beta+1) + ((2X_0(\beta+1)(\delta-1) - R_0\beta)r^2 + (4X_0(\beta+1)(\delta-1) - 2R_0\beta)r - \beta(R_0 + X_0 - X_0\delta))\xi}{r(r+2)(\beta+2)\xi} \quad (6)$$

$$C_1^e = \frac{r(r+2)}{(r+1)\xi} \quad (7)$$

$$C_0^{Lnc} = \frac{-\frac{fr(r+2)}{(r+1)^2\xi} + R_0 + X_0 - X_0\delta}{\beta+2} \quad (8)$$

$$C_0^{Le} = \frac{(r+1)^2(R_0 + X_0 - X_0\delta)\xi - fr(r+2)}{(r+1)^2(\beta+2)\xi(f - X_0\xi)} \quad (9)$$

- 9 L'investissement de l'agent dépend de la qualité initiale du logement, du revenu, du rendement du revenu, du facteur de dépréciation et des paramètres du coût de l'énergie (ξ et f). Des analyses de sensibilité sont fournies dans la section suivante.
- 10 Les consommations de biens énergétiques et non énergétiques sont des fonctions croissantes du revenu. La consommation de biens non énergétiques dépend positivement du revenu. Plus la qualité énergétique initiale du logement est bonne, plus le coût de l'énergie est faible et donc l'agent peut dédier une plus grande partie de son revenu à la consommation de biens non énergétiques.

2.2. CALIBRAGE ET ANALYSES DE SENSIBILITÉ

- 11 Le taux d'actualisation β est 0.99. Le taux de dépréciation et le taux de rendement du revenu r sont de 0.05². À présent, des données françaises sont utilisées pour calibrer le modèle. Une difficulté réside dans la mesure de l'efficacité énergétique (qualité énergétique) du logement. Nous utilisons la valeur moyenne des logements comme mesure de la qualité. Cela signifie qu'une augmentation de l'efficacité énergétique du logement s'accompagne d'une augmentation de son prix. En 2006, le prix moyen est de 181 066 euros (INSEE, 2010, p. 2) pour une surface moyenne de 90 mètres carrés. Nous avons aussi besoin de déterminer le coût des services énergétiques. Pour cela, nous utilisons les données de l'enquête logement. Le coût de l'énergie pour un logement en France en 2006 est environ 0,0967 euro par mètre carré et par an, ce qui représente 1 697 euros. Les rénovations énergétiques permettent de diminuer le coût de l'énergie.

Selon l'Observatoire Permanent de l'amélioration ENergétique des logements (OPEN), il faut investir en moyenne 12 000 euros pour obtenir une amélioration significative de l'efficacité énergétique (c'est-à-dire pour changer d'étiquette énergétique³). Dans ce cas, quand un logement fait l'objet d'une rénovation énergétique, son coût décroît à 0,0812 euro par mètre carré. En utilisant l'équation (4), nous calculons ξ et nous obtenons $\xi = 0.05$. Le paramètre f est égal à 10750. Les résultats sont résumés dans le tableau 1 qui suit :

Tableau 1. Calcul du paramètre ξ

Qualité du logement X_0	Consommation énergétique moyenne en kWh _{ef} /m ² /an	Coût de l'énergie en €/m ² /an	Coût total de l'énergie en euros	ξ
181,066	195	0.0967	1697	
193,066	150	0.0812	1096	0.05

- 12 Concernant les résultats des analyses de sensibilité, les figures 1 et 2 sont fournies en annexe B.
- 13 Premièrement, l'investissement de l'agent en efficacité énergétique est positif. L'agent investit. Nous remarquons que plus l'efficacité énergétique du logement est élevée, plus le niveau en investissement est faible. Ce résultat semble cohérent avec les faits observés. Les individus investissent uniquement dans des logements de mauvaise qualité énergétique, car ils ont des bénéfices à investir (nous faisons référence à la rentabilité de l'investissement). Un résultat intéressant concerne l'effet du taux d'actualisation. Plus β est élevé (c'est-à-dire plus l'agent est concerné par le futur), plus le niveau en investissement est élevé. L'horizon temporel de l'agent est donc un facteur déterminant de la décision d'investir. Nous pouvons supposer que des agents qui souhaitent quitter leur logement (qui ont des désirs de mobilité forts) n'entreprennent pas de travaux en efficacité énergétique. Concernant l'effet du revenu, nous obtenons un résultat surprenant. Plus le revenu de l'agent est élevé, plus le niveau en investissement est faible. Nous étudierons plus en détail ce résultat dans la partie empirique. Par ailleurs, les paramètres du coût de l'énergie sont des facteurs clés de la décision d'investir. Plus le logement est initialement de mauvaise qualité énergétique (f élevé), plus les agents investiront. Cela met en évidence la nécessité de tenir compte des caractéristiques des logements (par exemple la période de construction).
- 14 Finalement, concernant la consommation de biens énergétiques, nous remarquons que lorsque la qualité du logement est bonne et que le revenu est élevé, le niveau de consommation de biens énergétiques l'est aussi. Ainsi, quand la consommation de biens énergétiques devient moins coûteuse, elle augmente. Ce résultat suggère l'existence d'un potentiel effet rebond⁴ de la consommation énergétique après investissement.
- 15 Compte tenu que d'un point de vue théorique l'agent devrait investir en efficacité énergétique, nous essayons de comprendre d'un point de vue empirique pourquoi le taux d'adoption est aussi faible et ne converge pas avec les résultats théoriques. Nous allons retenir dans le modèle les mêmes variables que celles suggérées par le modèle théorique, soit des caractéristiques sur le logement (qualité énergétique), des caractéristiques sur le ménage (revenu, statut d'occupation...) et des caractéristiques

sur la rentabilité de l'investissement. Nous allons, d'une part, vérifier si les investissements en équipements économiseurs d'énergie sont rentables en France. D'autre part, s'il s'avère que ces investissements sont rentables, nous allons étudier le profil des ménages qui ne rénovent pas en vue d'illustrer le phénomène du paradoxe énergétique.

3. Données, variables et statistiques descriptives

3.1. Données

- 16 Dans cette étude, nous utilisons l'*Enquête Logement 2006*. Cette enquête a pour objet de décrire les conditions de logement des ménages et leurs dépenses en logement. Nous utilisons aussi la base « travaux ». En fusionnant les deux bases de données, nous avons 22 228 ménages. Cette enquête fournit des informations sur les caractéristiques physiques du parc de logement, mais aussi sur les caractéristiques des ménages, sur les systèmes de chauffage et sur les travaux de rénovation. Dans cette étude, nous nous intéressons plus particulièrement aux travaux en efficacité énergétique. Nous faisons une distinction entre les travaux de rénovation en efficacité énergétique destinés à l'amélioration de l'isolation (RI) et les travaux de rénovation en efficacité énergétique destinés au changement des équipements (RE). Huit catégories de rénovations énergétiques sont donc considérées en accord avec la définition de l'OPEN : l'installation de double vitrage, l'isolation du toit, des murs et du sol, l'installation d'une Ventilation Mécanique Contrôlée (VMC), d'un insert ou encore le remplacement des équipements de chauffage et d'eau chaude sanitaire. Ces rénovations sont résumées dans le tableau 2.

Tableau 2. Les différentes catégories de rénovation

	Description
Rénovation en efficacité énergétique (REE)	Ces travaux améliorent la qualité énergétique des logements
Rénovation de l'isolation (RI)	Double vitrage, isolation des murs, isolation du toit, isolation du sol
Remplacement des équipements (RE)	Ventilation Mécanique Contrôlée (VMC), introduction d'un insert, remplacement des équipements d'eau chaude sanitaire et remplacement des équipements de chauffage

- 17 Toutefois, dans cette base de données, nous ne disposons pas d'information sur la rentabilité des investissements, c'est-à-dire sur les dépenses énergétiques espérées après travaux et sur le coût à la rénovation. Pour pallier ce problème, nous créons de nouvelles variables à l'aide d'un logiciel PROMODUL pour obtenir des informations sur les gains à la rénovation. Ce logiciel utilise la méthode 3CL⁵ et permet d'enrichir la base de données avec de nouvelles informations. Afin de simuler avec le plus d'exactitude possible la consommation énergétique des logements, le parc de logements est divisé en fonction de ses caractéristiques (les mêmes que celles disponibles dans l'enquête

logement). Nous faisons une distinction entre le type de logement (individuel ou collectif), les périodes de construction (5 périodes), les zones climatiques (4 zones climatiques, la zone 1 étant la plus froide), le type d'isolation du toit (bon, intermédiaire, mauvais), le type de vitrage (double vitrage ou non), le système de ventilation (VMC ou non), le combustible principal utilisé pour l'eau chaude sanitaire et le chauffage (électricité, gaz, fuel). Au final, nous disposons de 2 160 catégories de logements. Pour chaque catégorie de logements, une simulation est réalisée avant travaux et après chacune des 8 rénovations énergétiques. Nous sommes en mesure de connaître les dépenses énergétiques avant travaux en euros par mètre carré et par an ainsi que les dépenses énergétiques après chaque type de rénovation en euros par mètre carré et par an. Nous calculons les gains énergétiques pour chaque type de rénovation en fonction des caractéristiques du logement. Pour les coûts à la rénovation, nous utilisons des données fournies par l'OPEN. Nous faisons une distinction entre les coûts avec et sans main-d'œuvre. L'étape de la construction de la base de données est une des fortes contributions de ce travail. Nous fusionnons les données obtenues avec celles de l'Enquête Logement.

3.2. Variables et statistiques descriptives

3.2.1. Variables dépendantes

- 18 Dans cette étude, nous souhaitons (i) comprendre les déterminants des dépenses en rénovation et (ii) déterminer le profil des ménages qui n'investissent pas même quand la rénovation en efficacité énergétique s'avère rentable dans l'absolu (i.e. si les bénéfices du projet excèdent les coûts) d'un point de vue empirique.
- 19 Premièrement, pour analyser les déterminants des dépenses en rénovation en efficacité énergétique, nous allons considérer comme variables dépendantes le logarithme des dépenses en isolation et le logarithme des dépenses en remplacement.
- 20 Deuxièmement, nous allons étudier la probabilité de ne pas investir en efficacité énergétique alors que l'investissement est rentable dans l'absolu (i.e. que les bénéfices excèdent les coûts). Nous voulons identifier le profil des ménages qui n'investissent pas alors que les travaux en efficacité énergétique sont profitables.
- 21 Nous avons donc besoin de créer de nouvelles variables. En effet, si les dépenses en rénovation sont disponibles dans la base, ce n'est pas le cas pour les variables de rentabilité de l'investissement. Il est nécessaire de savoir quels sont les logements qui ont une analyse coût bénéfice favorable. Nous créons donc une variable binaire qui prend la valeur 1 quand l'investissement est rentable. Pour créer cette variable, nous devons disposer des gains énergétiques à la rénovation. Ces gains sont obtenus en faisant la différence entre les dépenses théoriques avant travaux et les dépenses théoriques après travaux qui ont été calculées à l'aide du logiciel PROMODUL. Pour éviter de comparer un coût total à un gain annuel (G_{it}), nous actualisons les gains énergétiques en euros constants afin d'obtenir une valeur actualisée (VA_{it}), pour chaque logement i à chaque année t .

$$VA_{it} = T_{t+1}^k \frac{G_{it}}{(1 + \phi)^{T_k}} \quad (1)$$

où ϕ est le taux d'intérêt du marché de long terme et T_k la durée de vie moyenne des équipements. Si la valeur actualisée est supérieure aux coûts des rénovations sans main-d'œuvre en euros constants, la variable binaire prend la valeur 1. Cette étape nous permet aussi de calculer la valeur actualisée nette de l'investissement. Cette analyse coût bénéfice repose toutefois sur l'hypothèse que les ménages ne tiennent pas compte des coûts et bénéfices cachés qui peuvent affecter la rentabilité. De plus, le calcul de la rentabilité de l'investissement est réalisé de manière absolue. Nous comparons uniquement les bénéfices et les coûts de la rénovation sans tenir compte des caractéristiques des ménages. En effet, des données sur de tels coûts et bénéfices ne sont pas disponibles à notre connaissance et il n'a pas été possible d'en tenir compte dans cette étude. De plus, notre objectif est d'identifier les ménages qui ne rénovent pas malgré la profitabilité de l'investissement. Les valeurs des variables de gains potentiels et de coût sont résumées dans le tableau C2 en annexe.

3.2.2. Variables indépendantes

- 22 Les variables explicatives introduites sont issues d'une part de la littérature et d'autre part des résultats obtenus dans le modèle théorique. Ainsi, nous faisons une distinction entre les caractéristiques socio-économiques des ménages, les caractéristiques du bâti et les caractéristiques des travaux.

Les caractéristiques socio-économiques des ménages

- 23 Dans les caractéristiques socio-économiques, nous introduisons le revenu, le statut d'occupation et le niveau de diplôme. Les dépenses en efficacité énergétique ainsi que les ménages en situation de paradoxe énergétique peuvent s'expliquer en partie par l'hétérogénéité entre les agents, par la difficulté d'accès au capital et par l'existence d'incitations divergentes. Les incitations divergentes sont une situation où un agent n'a aucun intérêt à faire une action tandis que l'autre agent va bénéficier de cet investissement sans avoir à en payer les coûts. Le faible taux d'adoption d'équipements énergétiques peut, par conséquent, s'expliquer dans des situations où les bénéfices et les coûts de l'efficacité énergétique reviennent à des individus différents. Chacun aura alors intérêt à ce que le coût soit supporté par l'autre (van Soest et Bulte, 2001, p. 102). De nombreux chercheurs ont d'ailleurs démontré que la probabilité d'investissement en efficacité énergétique augmentait avec le fait d'être propriétaire occupant (dont Hassett et Metcalf, 1995, p. 214).
- 24 Finalement, dans l'analyse descriptive, nous regardons aussi le désir de mobilité des ménages.

Les caractéristiques du bâti

- 25 Afin de déterminer les dépenses de rénovation en efficacité énergétique et le profil des ménages qui n'investissent pas même quand les rénovations sont profitables (i.e. qui sont dans une situation de paradoxe énergétique), il convient aussi d'introduire des variables sur les caractéristiques du bâti. Dans le modèle théorique, la qualité énergétique du bâtiment est une variable déterminante de la décision d'investir en efficacité énergétique. C'est aussi un moyen d'expliquer la profitabilité de l'investissement. Nous allons donc tenir compte des périodes de construction, du mode

de chauffage (individuel ou collectif) ou du type de logement (individuel ou collectif) et de la zone climatique. Nous introduisons aussi des données sur la surface des logements et sur l'orientation de ces derniers.

Les caractéristiques des travaux

- 26 Groschen et Vance (2009, p. 138) ont souligné l'importance de tenir compte des variables économiques dans la décision de rénover en efficacité énergétique. Nous introduisons donc la rentabilité de l'investissement pour voir si les ménages tiennent compte dans leur décision d'investir de cette variable. Nous introduisons aussi le nombre de travaux. Les variables sont résumées dans le tableau C1 en annexe.

3.2.3. Statistiques descriptives

- 27 En 2006, environ 69 % des ménages ont entrepris des travaux en efficacité énergétique avec une analyse coût bénéfice favorable. Par contre, les travaux d'isolation sont souvent plus rentables que les travaux en remplacement (tableau C2 en annexe). 28 % des ménages vivant en résidence principale ont entrepris des travaux de rénovation et seulement 4 % ont réalisé des travaux en efficacité énergétique (ces données sont légèrement plus faibles que celles constatées par l'OPEN qui avoisinent les 9 %). En moyenne, les ménages qui ont entrepris une rénovation ont dépensé 6 169 euros (tableaux C3 et C4 en annexe pour des statistiques descriptives détaillées des variables). Les ménages peuvent réaliser plusieurs types de rénovation en même temps.
- 28 Pour étudier le paradoxe énergétique, nous comparons les ménages qui ont une analyse coût bénéfice favorable et qui ont entrepris des travaux avec ceux qui n'ont pas entrepris de travaux (voir tableau 3).

Tableau 3. Les ménages et le paradoxe énergétique

	Logements rénovés avec une analyse coût bénéfice rentable	Logements non rénovés avec une analyse coût bénéfice rentable	Répartition des ménages avec une analyse coût bénéfice rentable
Revenu			
Quintile 1	19.15 %*	20.46 %	20.36 %
Quintile 2	19.52 %	19.91 %	19.88 %
Quintile 3	20.07 %	19.98 %	19.99 %
Quintile 4	22.28 %	20.58 %	20.71 %
Quintile 5	18.97 %	19.07 %	19.06 %
Statut d'occupation			
Propriétaire	54.14 %	48.3 %	51.31 %
Locataire	45.86 %	51.7 %	48.69 %

Type de logement			
Maison individuelle	44 %	27.77 %	28.81 %
Immeuble collectif	55 %	72.23 %	71.19 %
Âge			
Moins de 30 ans	8.29 %	12 %	11.36 %
Entre 30 et 39 ans	19.52 %	22.13 %	21.94 %
Entre 40 et 49 ans	26.23 %	21.51 %	21.78 %
Entre 50 et 64 ans	27.54 %	24.78 %	24.92 %
Après 65 ans	18.42 %	19.58 %	20 %
Marché du travail			
En emploi	61.88 %	58.96 %	59.18 %
Sans emploi	38.12 %	41.04 %	40.82 %
Désir de mobilité			
Avec un désir de mobilité	30.94 %	39.50 %	38.86 %
Sans désir de mobilité	69.06 %	60.50 %	61.14 %

Note : *19.15 % des ménages avec une analyse coût bénéfice rentable qui entreprennent des travaux en efficacité énergétique appartiennent au premier quintile de revenu.

- 29 Le profil des ménages qui ont une analyse coût bénéfice favorable mais qui n'ont pas entrepris de travaux est le suivant. Ce sont plutôt des locataires qui vivent dans des logements collectifs. Ils sont souvent jeunes, retraités ou sans emploi. Ils appartiennent au premier quintile de revenu. Finalement, ils ont un désir de mobilité (de changer de logement) plutôt fort. Malheureusement, le désir de mobilité étant une variable fortement endogène, nous ne pourrions pas l'introduire dans l'analyse économétrique. Au regard des statistiques descriptives, plusieurs arguments peuvent expliquer ce paradoxe comme l'existence de barrières de marché par exemple. En effet, les difficultés d'accès au capital ou l'existence d'incitations divergentes peuvent être des freins à l'investissement. Un investissement qui serait alors rentable dans l'absolu ne le sera pas forcément en fonction des caractéristiques du ménage. Il convient donc d'identifier le profil des ménages qui n'investissent pas malgré la rentabilité du projet

(ce qui démontre l'existence de défaillances de marché) afin d'adapter les politiques publiques.

4. Modèles et résultats

- 30 Nous allons procéder en deux étapes. Premièrement, nous allons regarder si les dépenses en efficacité énergétique sont déterminées par la rentabilité de l'investissement. Deuxièmement, nous allons déterminer le profil des ménages qui n'investissent pas, même quand la rénovation en efficacité énergétique s'avère rentable (i.e. si les bénéfices du projet excèdent les coûts) d'un point de vue empirique.

4.1. L'analyse des dépenses en efficacité énergétique

- 31 L'analyse des données est compliquée à cause de deux aspects. Premièrement, environ 88 % des ménages n'ont reporté aucune dépense de rénovation en 2006. Dans ce cas, estimer les dépenses de rénovation en utilisant les moindres carrés ordinaires peut poser certains problèmes techniques. Deuxièmement, si nous considérons nos deux catégories de rénovation : les rénovations d'isolation du bâti et les rénovations de remplacement des équipements, la part des ménages qui n'ont entrepris aucune rénovation est respectivement de 82,72 % et 97,02 %. Dans ce cas, une régression Tobit (Heckman, 1979 ; Tobin, 1958 ; Amemiya, 1973) est utilisée. Un autre type de problème est l'interdépendance possible entre les deux catégories de rénovation. Le modèle économétrique qui permet de tenir compte de la censure en zéro et de l'interdépendance est un modèle Tobit bivarié (Amemiya, 1974).
- 32 Ce modèle est une extension du modèle Tobit de régression simple. Avec un modèle Tobit bivarié, il est donc possible d'estimer conjointement les dépenses de rénovation d'isolation du bâti et les dépenses de remplacement des équipements tout en tenant compte de l'interdépendance entre ces deux catégories de rénovation. La significativité globale du modèle est analysée en utilisant un test du maximum de vraisemblance. La statistique de test du χ^2 est 482.22. Nous rejetons donc l'hypothèse nulle de non-significativité des coefficients. L'interdépendance entre les deux types de rénovation est testée en appliquant un test du rapport de vraisemblance. Le test utilise le fait que les coefficients entre les termes d'erreur ρ_{LRI} et ρ_{LRE} dans les deux équations de dépense sont contraints en zéro quand un modèle univarié est utilisé. La statistique de test de Student pour le coefficient $\rho_{LRI/LRE}$ est significative au seuil de 1 %, donc l'hypothèse d'indépendance des erreurs ($\rho_{LRI/LRE} = 0$) est rejetée. Il est clair à partir des résultats obtenus que les données doivent être analysées à l'aide d'un modèle Tobit bivarié.
- 33 Les résultats (voir tableau 4) montrent, toutes choses égales par ailleurs, que plus les individus sont diplômés, plus ils dépensent dans des rénovations en économie d'énergie. Ces résultats sont cohérents avec Nair *et al.* (2010, p. 2960). En revanche, nous remarquons aussi que les individus qui ont un diplôme inférieur au baccalauréat dépensent plus que les individus sans qualification. Ces ménages exercent parfois des métiers techniques et manuels, ce qui leur permet d'auto-entreprendre des travaux.
- 34 Nous remarquons que le revenu n'a pas d'effet sur la décision d'entreprendre des travaux en économie d'énergie. Les dépenses sont des montants bruts. Ainsi, il n'a pas été possible de déduire des dépenses le montant des aides publiques attribué aux

individus. Le statut d'occupation du logement est un déterminant des dépenses en rénovation. Le fait d'être propriétaire de son logement joue positivement et significativement, toutes choses égales par ailleurs, sur les dépenses en isolation. En revanche, le statut d'occupation n'a pas d'effet sur les dépenses en remplacement des équipements. Dans l'Enquête Logement 2006, nous ne disposons pas d'informations complémentaires sur les raisons qui ont conduit les ménages à remplacer leurs équipements. Il est possible que ces derniers décident de changer leurs appareils de chauffage et d'eau chaude sanitaire lorsqu'une panne survient. En France, les propriétaires sont dans l'obligation de remplacer ces équipements dans les logements loués lorsqu'une panne se produit. Ceci pourrait expliquer pourquoi le statut d'occupation n'a pas d'effet dans ce cas-là. Ces résultats sont similaires à ceux obtenus par Arnott, Davidson, et Pines (1983, p. 485), Rehdanz (2007, p. 2) et Davis (2010, p. 1). Si les caractéristiques socio-économiques des ménages et principalement le statut d'occupation semblent être des déterminants des dépenses en rénovation énergétique, les caractéristiques des logements semblent aussi essentielles. Plus la surface du logement est élevée, plus les dépenses, toutes choses égales par ailleurs, sont importantes. Toutefois, il y a un effet non linéaire de la surface, puisque la variable « surface au carré » joue négativement et significativement sur les dépenses en rénovation. Ceci implique que les dépenses augmentent dans un premier temps avec la surface jusqu'à un certain seuil, puis diminuent ensuite. Les ménages qui vivent dans des maisons individuelles dépensent plus, toutes choses égales par ailleurs, que ceux qui vivent dans des logements collectifs. Ce résultat n'est pas surprenant. Compte tenu de la spécificité des logements collectifs avec un chauffage collectif en France (les assemblées de copropriétaires doivent voter les travaux à la majorité), nombreux sont les logements qui peuvent ne pas faire l'objet de travaux en économie d'énergie. Les travaux en isolation ont lieu dans les bâtiments anciens construits avant 1974. Les études dans la littérature ont obtenu des résultats similaires. Nair *et al.* (2010, p. 2959) ont montré que les individus qui vivent dans des logements qui ont plus de 35 ans sont plus enclins à entreprendre des travaux majeurs de rénovation en économie d'énergie comme le remplacement et l'isolation des murs extérieurs.

Tableau 4. Résultats de l'estimation – Tobit bivarié

Variables ^a	LRI		LRE	
Caractéristiques socio-économiques des ménages				
Infbac	1,492*	(0,898)	1,170	(1,365)
Bac	-1,141	(1,275)	-0,0232	(1,874)
Bac+2	2,934**	(1,257)	0,0499	(2,096)
Supbac+2	1,430	(1,181)	3,265*	(1,693)
LRevenu	0,0127	(1,304)	0,945	(1,897)
Bef30	-0,631	(1,035)	-0,802	(1,565)
30-39	-0,204	(0,995)	0,975	(1,437)

40-49	-0,483	(0,948)	-2,141	(1,474)
50-64	-0,318	(0,404)	0,00532	(0,549)
Propriétaires	1,661**	(0,721)	1,742	(1,060)
Caractéristiques du bâti				
Avt1974	2,416*	(1,459)	-0,967	(2,068)
1974-1981	1,701	(1,688)	-0,570	(2,395)
1982-1989	1,229	(1,736)	2,048	(2,399)
1990-2001	0,124	(1,635)	-0,603	(2,286)
Surface	0,159***	(0,0304)	0,215***	(0,0344)
Surface2	-0,000255**	(0,000110)	-0,000439***	(0,000124)
Climat1	1,104	(1,029)	2,294	(1,591)
Climat2	0,455	(0,999)	2,293	(1,534)
Climat3	1,084	(1,149)	1,019	(1,816)
Ind	2,935***	(0,773)	4,267***	(1,195)
Caractéristiques des travaux				
LNB	2,067***	(0,429)	1,686***	(0,610)
Coût-bénéfice isolation	0,230	(0,782)	3,579***	(1,175)
Coût-bénéfice remplacement	-0,801	(2,071)	-1,478	(3,285)
Constante	-48,66***	(4,647)	-66,41***	(6,344)
$\rho_{LRI, LRE} = 0.49093^{***} (0.036605)$				
H0 dépenses indépendantes $\chi^2(1) = 143,375$				
N	16697			
Log-likelihood	-5323,986			
	$H_0 \quad B_j^i = 0$		$\chi^2(46) = 482,22$	

Note : les écarts-types corrigés de l'hétéroscédasticité sont entre parenthèses. *, **, et *** indique la significativité statistique des coefficients au seuil de 10 %, 5 % et 1 % respectivement. ^a Les variables sont définies dans le tableau C1 en annexe L'hypothèse nulle $B^i = 0$ est utilisée pour tester la significativité globale du modèle. L'hypothèse nulle postule que tous les coefficients, excepté la constante, sont égaux à zéro.

- 35 Les caractéristiques des travaux sont aussi des déterminants des dépenses en rénovation. Le nombre de travaux joue positivement et significativement quel que soit le type de rénovation. Finalement, les résultats montrent que la profitabilité de l'investissement n'est pas significative sur le fait d'entreprendre des travaux d'isolation et de remplacement. Des résultats similaires sont obtenus lorsque la valeur actualisée nette est introduite comme une variable continue (voir tableau C5 en annexe). Ceci peut s'expliquer de deux façons. Premièrement, nous rappelons que l'analyse coût bénéfique repose sur l'hypothèse que les ménages ne tiennent pas compte des coûts et bénéfices cachés qui peuvent affecter la rentabilité. Dans le cas de l'isolation, autres que les bénéfices monétaires de l'investissement, les ménages peuvent investir pour améliorer l'isolation phonique ou la qualité de l'air. Il est d'ailleurs probable qu'ils tiennent compte de ces critères dans la décision d'investir. Deuxièmement, l'analyse coût bénéfique repose sur une analyse de long terme des ménages. Ces derniers analysent peut-être la décision de rénovation sur du court terme. Il semblerait donc que les ménages n'appliquent pas le critère de la valeur actualisée comme le suggère la littérature (Henry, 1974, p. 1007 ; Dixit et Pindyck, 1994). Ainsi, la règle de la valeur actuelle nette doit être changée.
- 36 Finalement, les dépenses pour les rénovations en isolation sont mieux expliquées que pour les travaux de remplacement. Pour rappel, dans l'Enquête Logement 2006, nous ne disposons pas d'information sur la vétusté des équipements. De plus, nous ne connaissons pas les motifs de remplacement de ces derniers.

4.2. L'analyse du paradoxe énergétique

- 37 À présent, comme nous avons constaté que les ménages n'utilisent pas le critère de la valeur actualisée pour formaliser leur décision d'investissement en efficacité énergétique (ce qui est en accord avec la littérature sur le paradoxe énergétique), nous allons étudier le profil des ménages qui ont une analyse coût bénéfique profitable (les gains énergétiques sont supérieurs au coût de la rénovation), mais qui n'ont pas investi en 2006. Nous voulons voir si l'absence d'investissement est liée à l'existence de barrières de marché comme le statut d'occupation ou l'accès au capital. Sachant que la variable à expliquer est une variable discrète binaire nous allons adopter un modèle Probit. La réalisation d'un test du ratio de vraisemblance qui permet de comparer le modèle présent et un modèle qui ne comporterait que la constante nous montre que le modèle estimé est globalement explicatif. Les résultats (tableau 5) montrent que le fait d'être propriétaire diminue la probabilité d'avoir une analyse coût bénéfique favorable et de ne pas investir de 5,62 %. Le statut d'occupation est donc une variable déterminante. En effet, le fait d'être locataire augmente la probabilité de ne pas investir même lorsque la rénovation est profitable. L'effet significatif de cette variable est en accord avec la littérature sur les incitations divergentes (IEA, 2007, pp.1-224) et le paradoxe énergétique. De plus, même s'il est difficile de tester l'accès au capital des ménages, nous pouvons étudier l'effet du revenu. Nous supposons que les ménages avec un revenu élevé peuvent accéder plus facilement au capital et disposent aussi d'une épargne plus élevée. Il est donc plus aisé pour ces ménages d'entreprendre des travaux en efficacité énergétique. Ainsi, nous obtenons, toutes choses égales par ailleurs, qu'une unité supplémentaire de revenu diminue la probabilité de 1,25 % de ne pas entreprendre des travaux même si ces derniers sont rentables.

Tableau 5. La probabilité d'avoir un investissement profitable et de ne pas réaliser des travaux en efficacité énergétique

Variables	Coefficients (Écarts-types)	Effets marginaux
Caractéristiques socio-économiques des ménages		
Propriétaires	-0,141***	-0,0562***
	(0,0205)	(0,00816)
LRevenu	-0,0315***	-0,0125***
	(0,0118)	(0,00469)
Caractéristiques du bâti		
Avant 1974	1,029***	0,391***
	(0,0496)	(0,0170)
1974-1981	0,870***	0,323***
	(0,0563)	(0,0178)
1982-1989	0,671***	0,256***
	(0,0582)	(0,0201)
1990-2001	0,445***	0,175***
	(0,0542)	(0,0206)
Climat1	0,0893***	0,0356***
	(0,0314)	(0,0125)
Climat2	0,0506*	0,0202*
	(0,0301)	(0,0120)
Climat3	0,0525	0,0209
	(0,0350)	(0,0140)
Est	0,156***	0,0623***
	(0,0295)	(0,0117)
Ouest	0,188***	0,0750***
	(0,0297)	(0,0118)

Nord	0,119***	0,0476***
	(0,0291)	(0,0116)
Surface	-0,00235***	-0,000937***
	(0,000245)	(9,78e-05)
Constante	-0,398***	
	(0,130)	
Observations	16,012	

Note : les écarts-types corrigés de l'hétéroscédasticité sont entre parenthèses. *, **, et *** indique la significativité statistique des coefficients au seuil de 10 %, 5 % et 1 % respectivement.

- 38 En s'intéressant aux variables du bâti, les ménages qui n'investissent pas malgré la rentabilité de l'investissement vivent dans des logements anciens, peu exposés à lumière, avec des petites surfaces et situés dans des zones climatiques froides toutes choses égales par ailleurs. Ces résultats confirment en partie que l'absence d'investissement même quand celui-ci est profitable tient à l'existence de barrières de marché comme les incitations divergentes, la difficulté d'accès au capital ou l'hétérogénéité entre les agents. Compte tenu des données, il est malheureusement impossible, dans cette étude, de tester les autres éléments qui visent à expliquer le paradoxe énergétique. Toutefois, l'existence de défaillances de marché suggère le recours aux politiques publiques. Il convient alors au gouvernement d'intervenir pour mettre en place des politiques publiques en faveur de l'investissement en efficacité énergétique pour les ménages concernés. À titre d'exemple, les ménages à faibles revenus n'ont pas la capacité de financer avec leur épargne le montant des travaux. Des subventions avant travaux pour ces ménages pourraient être une solution. Il faudrait aussi envisager des mesures financières ou réglementaires pour inciter les travaux en efficacité énergétique dans les logements loués.
- 39 Les individus en situation de paradoxe énergétique ont aussi un désir mobilité très fort et sont insatisfaits du rapport qualité prix de leur mode de chauffage. Si, en moyenne, 65 % des ménages sont satisfaits du rapport qualité prix de leur mode de chauffage, seulement 59 % des ménages qui sont dans une situation de paradoxe énergétique sont satisfaits. Ce résultat, combiné à l'effet du revenu, suggère que ces individus peuvent être dans une situation de précarité énergétique (revenu faible et facture énergétique élevée). S'il est nécessaire de recourir à l'intervention politique pour réduire les défaillances de marché, il pourrait être pertinent de mettre en place des mesures de lutte contre la pauvreté notamment pour les ménages les moins aisés qui sont dans une situation de précarité énergétique. Ces résultats restent toutefois à confirmer.

5. Conclusion

- 40 Investir dans les mesures en efficacité énergétique peut jouer un rôle central dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre. L'objectif de cette étude était (i) d'analyser les déterminants des dépenses en rénovation en efficacité énergétique en

introduisant la rentabilité de l'investissement comme variable explicative et (ii) de déterminer le profil des ménages qui n'investissaient pas même quand la rénovation en efficacité énergétique s'avérait rentable (i.e. si les bénéfices du projet excèdent les coûts). Si la littérature théorique sur le paradoxe énergétique est vaste, très peu d'études ont essayé de vérifier ce phénomène empiriquement. Pour cela, une forte contribution de ce papier tient à la construction d'une base de données sur les dépenses énergétiques avant et après travaux et sur les coûts à la rénovation. Cette étude contribue donc à la littérature sur le paradoxe énergétique, mais aussi à la littérature sur le choix du consommateur qui se concentre plus particulièrement sur les choix d'investissement en rénovation dans le secteur résidentiel. Nous obtenons comme résultat principal que les ménages n'appliquent pas le critère de la valeur actualisée comme le suggère la littérature. En étudiant les ménages qui n'ont pas investi en 2006 et qui présentaient pourtant une analyse coût-bénéfice favorable, nous remarquons que l'absence d'investissement de ces derniers provient de l'existence de barrières de marché (statut d'occupation et difficulté d'accès au capital). De plus, les résultats semblent aussi montrer que ces ménages ont des revenus faibles et font face à un coût de l'énergie élevé. À l'avenir, il faudrait approfondir ces résultats en s'intéressant à la question de la précarité énergétique. Ainsi, il paraît nécessaire de recourir à l'intervention politique pour réduire, d'une part, les défaillances de marché, notamment dans le cas des incitations divergentes, et, d'autre part, pour mettre en place des mesures de lutte contre la précarité énergétique. En effet, en l'absence de politiques publiques pour inciter l'adoption d'investissements en efficacité énergétique, les objectifs fixés par le gouvernement en matière d'émissions et de consommation énergétiques semblent difficiles à atteindre.

BIBLIOGRAPHIE

- Amemiya, Takeshi (1973), « Regression Analysis When the Dependent Variable Is Truncated Normal », *Econometrica*, vol. 41, n° 6, pp. 997-1016.
- Amemiya, Takeshi (1974), « Multivariate Regression and Simultaneous Equation Models When the Dependent Variables Are Truncated Normal », *Econometrica*, vol. 42, n° 6, pp. 999-1012.
- Arnott, R., Davidson, R. et Pines, D. (1983), « Housing Quality, Maintenance and Rehabilitation », *The Review of Economic Studies*, vol. 50, n° 3, pp. 467-494.
- Banfi, S., Farsi, M., Filippini, M. et Jakob, M. (2008), « Willingness to Pay for Energy-Saving Measures in Residential Buildings », *Energy Economics*, vol. 30, n° 2, pp. 503-516.
- Boulanger, P.-M. (2007), « Les barrières à l'efficacité énergétique », *Reflets et perspectives de la vie économique*, tome XLVI, pp. 49-62.
- Brown, M. A. (2001), « Market Failures and Barriers as a Basis for Clean Energy Policies », *Energy Policy*, vol. 29, n° 14, pp. 1197-1207.
- Cameron, T. A., (1985), « A Nested Logit Model of Energy Conservation Activity by Owners of Existing Single Family Dwellings », *The Review of Economics and Statistics*, vol. 67, n° 2, pp. 205-211.

- Charlier D., Mosiño A. et Pommeret A. (2011), « Energy Saving technology adoption under uncertainty in the housing sector », *Annals of Economics and Statistics*, special issue on environmental and resource economics, n° 103-104, pp. 43-70.
- Davis, L. W. (2010), « Evaluating the Slow Adoption of Energy Efficient Investments: Are Renters Less Likely to Have Energy Efficient Appliances? », *NBER Working Paper*, No. 16114.
- DeCanio, S. J. (1993), « Barriers within Firms to Energy-Efficient Investments », *Energy Policy*, vol. 21, n° 9, pp. 906-914.
- DeCanio, S. J. (1998), « The Efficiency Paradox: Bureaucratic and Organizational Barriers to Profitable Energy-Saving Investments », *Energy Policy*, vol. 25, n° 5, pp. 441-454.
- Diaz-Rainey, I. et Ashton J. K. (2009), « Domestic Energy Efficiency Measures Adopter Heterogeneity and Policies to Induce Diffusion », *Working Paper SSRN*.
- Dixit, A. K. et Pindyck, R. S. (1994), *Investment under Uncertainty*. Princeton University Press.
- Greening, L. A. et Greene, D. L. (2000), « Energy Efficiency and Consumption - the Rebound Effect - a Survey », *Energy Policy*, vol. 28, n° 6-7, pp. 389-401.
- Groschen, P et Vance, C. (2009), « Willingness to Pay for Energy Conservation and Free-Ridership on Subsidization: Evidence from Germany », *Energy Journal*, vol. 30, n° 2, pp. 135-153.
- Hanna, B. G. (2007), « House Values, Incomes, and Industrial Pollution », *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 54, n° 1, pp. 100-112.
- Hassett, K. A. et Metcalf, G. E. (1995), « Energy Tax Credits and Residential Conservation Investment: Evidence from Panel Data », *Journal of Public Economics*, vol. 57, n° 2, pp. 201-217.
- Heckman, J. J. (1979), « Sample Selection Bias as a Specification Error », *Econometrica*, vol. 47, n° 1, pp. 153-161.
- Henry, C. (1974), « Investment Decisions under Uncertainty: The Irreversibility Effect », *American Economic Review*, vol. 64, n° 5, pp. 1006-1012.
- INSEE (2010), « Prix des logements anciens », *Insee Première*, n° 197, pp. 1-4.
- International Energy Agency (2007), « Mind the Gap - Quantifying Principal-Agent Problems in Energy Efficiency », OECD, IEA, pp. 1-224.
- Jaffe, A. B. et Stavins, R. N. (1994a), « The Energy Paradox and the Diffusion of Conservation Technology », *Resource and Energy Economics*, vol. 16, n° 2, pp. 91-122.
- Jaffe, A. B. et Stavins, R. N. (1994b), « The Energy-Efficiency Gap What Does It Mean? », *Energy Policy*, vol. 22, n° 10, pp. 804-810.
- Kahn, M. E. (2007), « Do Greens Drive Hummers or Hybrids? Environmental Ideology as a Determinant of Consumer Choice », *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 54, n° 2, pp. 129-145.
- Khazzoom, J. D. (1980), « Economic Implications of Mandated Efficiency in Standards for Household Appliances », *The Energy Journal*, vol. 1, n° 4, pp. 21-40.
- Mahapatra, K. et Gustavsson, L. (2008), « An Adopter-Centric Approach to Analyze the Diffusion Patterns of Innovative Residential Heating Systems in Sweden », *Energy Policy*, vol. 36, n° 2, pp. 577-590.
- Montgomery, C. (1992), « Explaining Home Improvement in the Context of Household Investment in Residential Housing », *Journal of Urban Economics*, vol. 32, n° 3, pp. 326-350.

- Nair, G., Gustavsson, L. et Mahapatra, K. (2010), « Factors Influencing Energy Efficiency Investments in Existing Swedish Residential Buildings », *Energy Policy*, vol. 38, n° 6, pp. 2956-2963.
- Nehru, V. et Dhareshwar A. (1993), « A New Database on Physical Capital Stock: Sources, Methodology and Results », *Revista de Analisis Economica*, vol. 8, n° 1, pp. 37-59.
- Plaut, S. et Plaut, P. (2010), « Decisions to Renovate and to Move », *JRER*, vol. 32, n° 4.
- Rehdanz, K. (2007), « Determinants of Residential Space Heating Expenditures in Germany », *Energy Economics*, vol. 29, n° 2, pp. 167-182.
- Sanstad, A. H., Blumstein, C. et Stoft, S. E. (1995), « How High Are Option Values in Energy-Efficiency Investments? », *Energy Policy*, vol. 23, n° 9, pp. 739-743.
- Sorrell, S., Dimitropoulos, J. et Sommerville, M. (2009), « Empirical Estimates of the Direct Rebound Effect: A Review », *Energy Policy*, vol. 37, n° 4, pp. 1356-1371.
- Stern, N. (2008), « The Economics of Climate Change », *American Economic Review*, vol. 98, n° 2, pp. 1-37.
- Tobin, J. (1958), « Estimation of Relationships for Limited Dependent Variables », *Econometrica*, vol. 26, n° 1, pp. 24-36.
- van Soest, D. P. et Bulte, E. H. (2001), « Does the Energy-Efficiency Paradox Exist? Technological Progress and Uncertainty », *Environmental and Resource Economics*, vol. 18, n° 1, pp. 101-112.

ANNEXES

Annexe A. Le modèle : conditions de premier ordre

$$\frac{\partial U}{\partial C_1^c} = \frac{b \left(\frac{I_0 + X_0(1-\delta)}{r+1} - C_1^c(f - (I_0 + X_0(1-\delta))\zeta') + C_1^c((I_0 + X_0(1-\delta))\zeta' - f) + (r+1)(-C_0^{nc} - I_0 + R_0 - C_0^c(f - X_0\zeta')) \right)}{C_1^c \left(\frac{I_0 + X_0(1-\delta)}{r+1} - C_1^c(f - (I_0 + X_0(1-\delta))\zeta') + (r+1)(-C_0^{nc} - I_0 + R_0 - C_0^c(f - X_0\zeta')) \right)} = 0$$

$$\frac{\partial U}{\partial C_0^c} = \frac{(r+1)\beta(X_0\zeta' - f)}{\frac{I_0 + X_0(1-\delta)}{r+1} - C_1^c(f - (I_0 + X_0(1-\delta))\zeta') + (r+1)(-C_0^{nc} - I_0 + R_0 - C_0^c(f - X_0\zeta'))} + \frac{1}{C_0^c} = 0$$

$$\frac{\partial U}{\partial C_0^{nc}} = \frac{(-r-1)\beta}{\frac{I_0 + X_0(1-\delta)}{r+1} - C_1^c(f - (I_0 + X_0(1-\delta))\zeta') + (r+1)(-C_0^{nc} - I_0 + R_0 - C_0^c(f - X_0\zeta'))} + \frac{1}{C_0^{nc}} = 0$$

$$\frac{\partial U}{\partial I_0} = \frac{\beta \left(-r + C_1^c \zeta' + \frac{1}{r+1} - 1 \right)}{\frac{I_0 + X_0(1-\delta)}{r+1} - C_1^c(f - (I_0 + X_0(1-\delta))\zeta') + (r+1)(-C_0^{nc} - I_0 + R_0 - C_0^c(f - X_0\zeta'))} = 0$$

Annexe B. Analyses de sensibilité

Figure 1. Analyses de sensibilité sur l'investissement

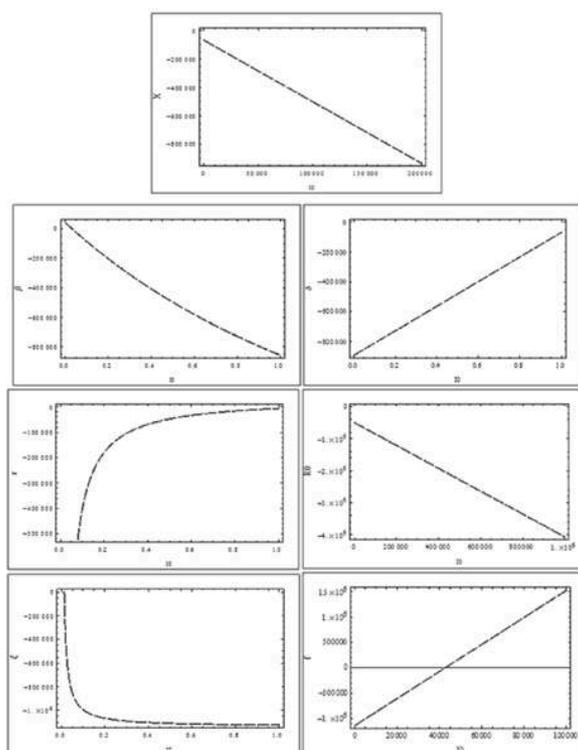
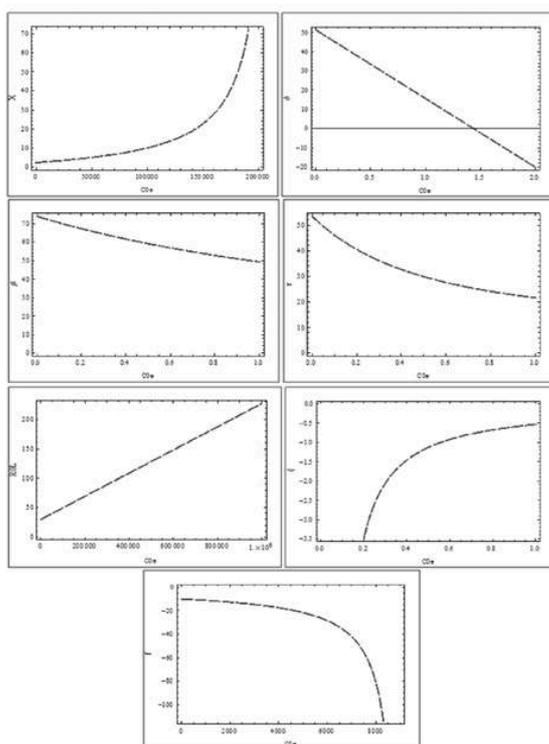


Figure 2. Analyse de sensibilité sur la consommation de biens énergétiques



Annexe C. Analyse empirique

Tableau C1. Description des variables

Variabiles	Nom	Définitions	Unités
Variabiles dépendantes			
Dépenses de rénovation en l'isolation	LRI	Le montant des dépenses de rénovation pour l'isolation	En euros et en logarithme
Dépenses de rénovation en remplacement des équipements	LRE	Le montant des dépenses de rénovation pour le remplacement des équipements	En euros et en logarithme
Variabiles indépendantes			
<i>Caractéristiques socio-économiques des ménages</i>			
Niveau de diplôme		Variable binaire introduite pour chaque niveau (5 niveaux)	
Sans qualification	Ref	Ménages sans qualification	0/1
Inférieur au baccalauréat	Infbac	Ménages dont la qualification est inférieure au baccalauréat	0/1
Baccalauréat	Bac	Ménages avec le baccalauréat	0/1
Baccalauréat plus deux années	Bac+2	Ménages avec deux années d'études supérieures baccalauréat	0/1
Supérieur au baccalauréat plus deux années	Supbac+2	Ménages avec un diplôme supérieur au baccalauréat plus deux années	0/1
Revenu	LRevenu	Revenu annuel net moyen des individus	En euros et en logarithme
	Quintile	Variable binaire introduite pour chaque quintile de revenu (5 quintiles)	0/1
Âge			
Moins de 30 ans	Avt30	Ménages âgés de moins de 30 ans	0/1
Entre 30 et 39 ans	30-39	Ménages âgés entre 30 et 39 ans	0/1
Entre 40 et 49 ans	40-49	Ménages âgés entre 40 et 49 ans	0/1
Entre 50 et 64 ans	50-64	Ménages âgés entre 50 et 64 ans	0/1

Plus de 65 ans	Ref	Ménages âgés de plus de 65 ans	0/1
Statut d'occupation	Propriétaire	Variable binaire introduite pour les propriétaires	0/1
	Locataire	Variable binaire introduite pour les locataires	0/1
Marché du travail		Ménages ayant un emploi	0/1
En emploi		Ménages sans emploi	0/1
Sans emploi			
Désir de mobilité		Ménages souhaitant changer de logement	0/1
Avec un désir de mobilité		Ménages ne souhaitant pas changer de logement	0/1
Sans désir de mobilité			
<i>Caractéristiques des logements</i>			
Périodes de construction			
Avant 1974	Avt74	Avant 1974	0/1
De 1974 à 1981	1974-1981	De 1974 à 1981	0/1
De 1982 à 1989	1982-1989	De 1982 à 1989	0/1
De 1990 à 2001	1990-2001	De 1990 à 2001	0/1
Après 2002	Ref	Après 2002	Ref
Surface	Surface	Surface	Surface
Surface au carré	Surface2	Surface au carré	Surface2
Zone climatique			
Zone climatique 1	Climat1	Ménages qui vivent dans la zone climatique 1	0/1
Zone climatique 2	Climat2	Ménages qui vivent dans la zone climatique 2	0/1
Zone climatique 3	Climat3	Ménages qui vivent dans la zone climatique 3	0/1
Zone climatique 4	Ref	Ménages qui vivent dans la zone climatique 4	0/1
Orientation du logement			
Est	Est	Logement orienté à l'est	0/1

Ouest	Ouest	Logement orienté à l'ouest	0/1
Nord	Nord	Logement orienté au nord	0/1
Sud	Ref	Logement orienté au sud	0/1
Maison individuelle	Ind	Ménages qui vivent dans des maisons individuelles	0/1
Immeuble collectif		Ménages qui vivent dans des immeubles collectifs	0/1
<i>Caractéristiques économiques et financières des travaux</i>			
Nombre de travaux	LNB	Nombre de travaux	continue et en logarithme
Analyse coût bénéfice pour l'isolation	Coût-bénéfice isolation	Variable binaire quand le ménage a un investissement profitable pour les travaux d'isolation	0/1
	Van isolation	Valeur actualisée nette pour les travaux d'isolation	Continue
Analyse coût bénéfice pour les travaux de remplacement	Coût-bénéfice remplacement	Variable binaire quand le ménage a un investissement profitable pour les travaux de remplacement.	0/1
	Van remplacement	Valeur actualisée nette pour les travaux de remplacement	Continue

Tableau C2. Gains énergétiques, coût total et profitabilité de l'investissement

		Amélioration de l'isolation				Remplacement des équipements				Total
		Double vitrage	Murs	Toit	Sol	VMC	Insert	Chauffage	Eau chaude	
Dépenses d'énergie après travaux	En euros (1)	13.1	12.2	12.2	09.9	8.4	12.9	8.8	10.9	12.4
Dépenses d'énergie avant travaux	En euros (2)	17.2	17.0	17.5	12.6	11.6	17.6	11.8	14.6	16.0

Gains énergétiques potentiels	(1) - (2)	4,1	4,8	5,3	2,7	3,2	1,7	3	3,7	3,6
<i>Analyse coût-bénéfice</i>										
Durée de vie des équipements		35	30	35	30	30	10	16	15	
Valeur actualisée des gains théoriques à la rénovation	En moyenne (3)	9935	6984	6604	1769	3177	864	7312	4469	18080
	En moyenne dans les logements rénovés (4)	13235	9482	8400	1627	4096	1150	9513	1380	25298
Coût total en euros	(5)	7411	8100	7548	4099	3674	4320	4322	2124	8196
Coût sans main-d'œuvre en euros	(6)	3705	6237	2059	2869	2204	2592	2593	1274	3178
Comparaison VA / Coût sans main-d'œuvre	Comparaison (3) et (6)	+	-	-	-	-	-	+	+	
Cost benefit analysis	En moyenne (%)	83.7*	93.6	90.9	47.3	50.9	26.8	89.1	88.5	51.37
	En moyenne dans les logements rénovés (%)	83.5**	96.7	92	48.6	40.9	60.9	16.3	85.8	81.35

Note : *L'analyse coût bénéfice est favorable dans 83,7 % des logements. **L'analyse coût bénéfice est favorable dans 83,5 % des logements rénovés.

Tableau C3. Dépenses en travaux en fonction des caractéristiques du bâti et des individus

Variables	REE	RI	RE
<i>Caractéristiques des ménages</i>			
Sans qualification	5551 (155)	5029 (117)	6790 (46)

Infbac	6574(293)	7017 (210)	5781 (110)
Bac	5763 (89)	5898 (71)	5210 (27)
Bac+2	3409 (55)	4196 (41)	1792 (21)
Supbac+2	7977 (93)	7522 (73)	8835 (31)
Quintile1	7175 (139)	7276 (98)	6965 (56)
Quintile 2	63 (131)	6678(103)	5317 (38)
Quintile 3	5988 (137)	6758 (100)	3779 (50)
Quintile 4	6644 (150)	6226 (111)	7803 (48)
Quintile 5	4544 (128)	4332 (100)	5694 (43)
Avt30	7053 (60)	7835 (44)	4655 (20)
30-39	6150 (140)	6418 (105)	5573 (45)
40-49	6508 (168)	7011 (129)	5426 (52)
50-64	5741 (179)	4891 (133)	7452 (62)
Plus de 65 ans	5458 (127)	5609 (94)	4964 (46)
Propriétaire	5901 (374)	5696 (279)	6693 (127)
Locataire	6488 (313)	6919 (232)	5096 (108)
<i>Caractéristiques des logements</i>			
Avant 1974	6218 (378)	6400 (290)	6052 (131)
De 1974 à 1981	6188 (64)	7352 (43)	3759 (25)
De 1982 à 1989	7500 (73)	7533 (54)	6436 (27)
De 1990 à 2001	5112 (111)	4735 (83)	5635 (39)
Après 2002	6059 (56)	5336 (45)	9236 (13)
Zone climatique 1	6370 (208)	6637 (152)	5636 (78)
Zone climatique 2	5726 (265)	5553 (206)	6489 (84)
Zone climatique 3	6587 (100)	6679 (66)	6383 (41)
Zone climatique 4	6498 (112)	6906 (87)	4816 (32)
Maisons individuelles	6046(346)	6245 (267)	5222 (105)

Logements collectifs	6303 (339)	6244 (244)	6555 (130)
Coût-bénéfice	5965 (550)	6101 (670)	5656 (136)
Moyenne	6173 (685)	6251 (513)	5939 (235)

NOTE : LE NOMBRE D'OBSERVATIONS EST ENTRE PARENTHÈSES.

Tableau C4. Dépenses en travaux en fonction des caractéristiques du bâti et des individus

Variables	Observations	Moyenne	Écart-type	Minimum	Maximum
Caractéristiques des ménages					
Aucun diplôme	16697	0,2114	0,4083	0	1
Infbac	16697	0,4153	0,4927	0	1
bac	16697	0,1290	0,3352	0	1
bac+2	16697	0,0950	0,2932	0	1
Supbac+2	16697	0,1486	0,3557	0	1
Revenu	16697	28598	23523	0	706926
Avt30	16697	0,1037	0,3049	0	1
30-39	16697	0,2171	0,4122	0	1
40-49	16697	0,2162	0,4117	0	1
50-64	16697	0,2526	0,4345	0	1
Après 65	16697	0,1968	0,3975	0	1
Propriétaire	16697	0,5254	0,4993	0	1
Locataire	16697	0,4745	0,4993	0	1
Caractéristiques des logements					
Avt74	16697	0,5802	0,4935	0	1
De75a81	16697	0,1114	0,3147	0	1
De82a89	16697	0,0923	0,2895	0	1
De90a01	16697	0,1596	0,3663	0	1
De02a06	16697	0,0562	0,2305	0	1

Surface	16697	88.003	42.806	1	750
Climat1	16697	0.2935	0.4553	0	1
Climat2	16697	0.3738	0.4838	0	1
Climat3	16697	0.1715	0.3770	0	1
Climat4	16697	0.1609	0.3675	0	1
Est	16697	0.1503	0.3574	0	1
Ouest	16697	0.1473	0.3544	0	1
Nord	16697	0.1557	0.3625	0	1
Sud	16697	0.5466	0.4978	0	1
Ind	16697	0.5005	0.5000	0	1
Collectif	16697	0.4851	0.4997	0	1
Caractéristiques économiques et financières des travaux					
LNB	16697	2.654249	3.027733	0	21
Coût-bénéfice	16697	0.5006289	0.5000146	0	1
Coût-bénéfice isolation	16697	0.4316344	0.4953189	0	1
Coût-bénéfice remplacement	16697	0.0280889	0.1652317	0	1

Tableau C5. Résultats de l'estimation – Tobit bivarié avec la valeur actualisée nette

Variabla	LRI		LRE	
Caractéristiques socio-économiques des ménages				
Infbac	1,534*	(0,881)	1,55	(1,352)
Bac	-1,072	(1,247)	0.669	(1.857)
Bac+2	2,871**	(1,236)	0.350	(2,086)
Supbac+2	1,350	(1,153)	3,776*	(1.680)
LRevenu	0,039	(0.326)	-0.542	(0.476)
Bef30	0.0221	(1,026)	0,370	(1,865)
30-39	-0,307	(1.027)	-0,901	(1,563)

40-49	-0,118	(0,987)	1.248	(1,421)
50-64	-0,442	(0,940)	-2.022	(1.451)
Propriétaires	1,561**	(0,711)	1,588	(1,043)
Caractéristiques du bâti				
Avt1974	2,344*	(1,434)	-0,114	(2,063)
1974-1981	1,790	(1,658)	-0,032	(2,411)
1982-1989	1,126	(1,711)	2,384	(2,401)
1990-2001	-0.172	(1,616)	-0,155	(2,276)
Surface	0,148***	(0,0294)	0,198***	(0,0349)
Surface2	-0,000238**	(0,000105)	-0,000399***	(0,000121)
Climat1	1,238	(1,011)	2,904*	(1,579)
Climat2	0,573	(0,978)	2,553*	(1.532)
Climat3	0.978	(1,134)	1,610	(1,038)
Ind	2,796***	(0.670)	2.378***	(1,038)
Caractéristiques des travaux				
LNB	2,063***	(0,423)	1,942***	(0,613)
Van isolation	0.0005	(0,000008)	0.0000409***	(0.0000117)
Van remplacement	-0.00019	(0.000054)	-0.0006257	(0.00203)
Constante	-48,24***	(4,08)	-59.5***	(5.58)
$\rho_{LRI, LRE} = 0.49093^{***} (0.036605)$				
H0 dépenses indépendantes $\chi^2(1) = 135.018$				
N	16697			
Log-likelihood	-5464			
	$H_0 B_j^b = 0$		$\chi^2(46) = 559.76$	

NOTES

1. De nombreux auteurs ont travaillé sur ces risques associés aux investissements économiseurs d'énergie (Henry, 1974, p. 1007 ; Dixit et Pindyck, 1994). Tandis que le ménage attend de nouvelles informations, il profite d'une opportunité d'investir, analogue à une option financière, en ce sens qu'il a le droit mais pas l'obligation d'investir. C'est ce qu'on appelle la valeur d'option de l'investissement. En revanche, lorsque cet agent réalise un investissement irréversible, il « tue » cette option (Dixit et Pindyck, 1994). Cette perte de valeur d'option représente un coût d'opportunité pour l'agent qu'il doit nécessairement inclure dans son coût d'investissement.
2. Voir Nehru et Dhareshwar (1993) et Charlier, Mosiño et Pommeret (2011).
3. Une étiquette énergétique a été instaurée pour les logements de façon similaire à ce qui existe pour les appareils électroménagers. Pour plus d'informations, se référer au site de l'ADEME.
4. Les économies d'énergie issues de l'utilisation d'une nouvelle technologie sont partiellement ou complètement compensées suite à une adaptation du comportement de la société. C'est ce que l'on définit par l'effet rebond. Il peut être de trois natures : direct, indirect ou macroéconomique. Pour plus d'information, voir Kazzhoom (1980, pp. 21-40), Greening et al. (2000, pp. 389-401) et Sorrell et al. (2009, pp. 1356-1371).
5. La méthode de calcul 3CL appliquée pour la réalisation des DPE est définie par l'arrêté du 15 septembre 2006.

RÉSUMÉS

L'efficacité énergétique dans le secteur résidentiel joue un rôle important dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Dans cette étude, nous voulons (i) analyser les dépenses en rénovation énergétique en tenant compte de la rentabilité de l'investissement et (ii) déterminer le profil des ménages qui n'investissent pas même quand la rénovation en efficacité énergétique s'avère rentable (i.e. si les bénéfices du projet excèdent les coûts). La probabilité que les ménages ne rénovent pas, même si l'investissement est rentable, est expliquée en partie par le statut d'occupation et le revenu. Nous obtenons aussi que la rentabilité de l'investissement n'est pas une variable déterminante. Les ménages n'appliquent pas le critère de la valeur actualisée comme le suggère la littérature théorique sur le sujet, ce qui justifie l'existence de barrières de marché. Il est donc nécessaire d'encourager l'investissement avec des politiques publiques.

Energy efficiency in the housing sector can substantially reduce greenhouse gas emissions. In this paper (i) we analyze the energy efficiency renovation expenditure taking into account investment profitability and (ii) we identify the characteristics of the households who do not renovate even if the investment is profitable (that is to say if energy costs are higher than energy savings). We obtain as a main results that the household's occupancy status and the capital access difficulty can explain the absence of investment even if it is profitable. We also find that investment profitability is not the key determinant of the decision to invest. This result is in line with the literature that suggests households do not use the present value criterion to invest in energy efficiency measures because of market barriers. Therefore, it is necessary to encourage investment with public policies.

INDEX

Keywords : Energy efficiency, Bivariate Tobit Model, Cost-Benefit Analysis, Renovation, Housing Sector, Energy Paradox

Mots-clés : efficacité énergétique, modèle Tobit bivarié, analyse coût-bénéfice, rénovation, secteur résidentiel, paradoxe énergétique

AUTEUR

DOROTHÉE CHARLIER

dorothee.charlier@univ-montp1.fr ; Université Montpellier 1, UFR d'Économie, site Richter

Public Policy for Electric Vehicles and for Vehicle to GridPower*

Willett Kempton, Yannick Perez and Marc Petit

1. Why policy toward EV and V2G?

- 1 All market failures are combined to hinder the development of the Electric Vehicle (EV) industry. EV and Vehicle to Grid (V2G) activities are hindered by absence of provision of public good, by difficult positive and negative externalities management, by a possible war standard between different companies in the early development of the industry and finally, by the presence of learning-by-doing dynamics.
- 2 The presence of these multiple problems has driven some governments to develop EV policies to overcome these market failures after multiple try and errors in this industry in the 60th, 70th and in the 90th (Kloess, 2011). Society has multiple common interests in the success of EVs. They provide a partial solution to protecting collective public goods like local public health (via reduced urban air pollution), reducing NOx and CO2 emissions and thus helping to stabilize climate, providing domestic supply of transport fuel, thus increasing energy security, energy independence and reducing the impact of oil price fluctuations. Even without a proactive public policy toward EVs diffusion, Policy-makers also need to plan ahead into the era of EVs, to prepare for future problems and opportunities related to the electric power system facing with new decentralized storage opportunity.
- 3 For example, large fractions of EVs could overload electric generation (regionally) or electric distribution systems (locally). One of the goals of the nation governance structures is to anticipate the needed evolution of the natural monopoly electrical network in a proactive way when needed (Rious, Perez and Glachant, 2011). In a more innovative way, EV fleets could be managed to provide decentralized storage of electricity, benefiting management of the electric system and offering another revenue stream to EV drivers. The potential interactions between an electric vehicle fleet and the power grid often referred to as “Vehicle to grid power” or V2G (Kempton and Tomić, 2005a, 2005b). These services are complex and involve diverse actors from

different industries with different market and regulatory environments. This suggests that common action may be helpful in setting standards, regulatory frameworks, and common understandings of problems and potential solutions. More broadly, as electric cars become a significant fraction of the fleet, and if they are implemented along with an intelligent vehicle-to-grid system, would lead the whole electricity system to undergo an important paradigm change. Up to now, the electricity system is considered as temporally constrained, because electricity cannot be stored economically, thus the amount of storage available is very limited. Operationally, the lack of storage requires that generation must strictly equal electrical demand, also called load, in real time and at all times. The need for matching generation and load becomes more challenging as variable generation (e.g. wind and solar power) increase to represent a larger fraction of the electric generation mix. Thus, large-scale EV introduction, or even just 10% EVs, along with the possibility of charging and discharging these cars in an intelligent way, will facilitate real-time management and greatly reduce the short-term need to precisely balance generation with load. A recent simulation of variable generation as 30%, 90%, and 99.9% of a regional transmission system shows that storage in EVs can make even 90% and more variable generation manageable (Budischak *et al.*, 2013, also see Marrero *et al.*, 2014; Lund and Kempton 2008).

- 4 Welfare economics suggest that an environmental tax reflecting the value of the marginal damage will provide incentives to achieve optimal levels of technology substitution and development of clean power transport equipment. However, adopting such tax is difficult for three main reasons: First, no firm consensus has yet been reached regarding the marginal damage of pollution, the health costs of car pollution and the economic impact of various greenhouse gas emissions are diffuse and site specific. The problem is that the proposed tax amount must be a judgment call based on a range of damage estimates with neither non-clear economic evaluation nor methodology (Owen, 2004 for a survey on this question). Second, a high level of tax is likely to be problematic in terms of public/political/social acceptability in times of hard budget constraint. Third, as any new technology, EV technologies meet classical entry barriers, yet eco-taxation may not be sufficient to overcome these barriers.
- 5 From the public economics perspective, policy instruments designed to promote EV diffusion and V2G development can therefore be justified because the market under-supplies EV relative to the socially optimal one, due to the existence of such barriers. However two problems here may arise: First is the well-know logical problem of public action creating a distortion in the market willing to manage an externality issue. It is clearly not a first best solution to combine two bad signals (externality and distortion to correct it) to create an efficient one (Owen, 2004). In this respect, on operational solution has been to apply a try and error process in the definition of the distortion introduced to promote EV diffusion.
- 6 The second possible problem is the social burden of the public support designed. For any policies involving expenditures (see Table 1, below) government has also to control the cost of policies. If subsidies are greater than the cost to provide the service, there may be redistributive effects of EV developers' surplus, which would constitute a windfall gain for the industry. Given that EVs are still expensive, and that EV demand does not seem excessive as of this writing (July, 2014), and given that at least one study suggests that the US EV purchase subsidy is about right to bridge the gap between cost

to produce and willingness to pay (Hidrué *et al.*, 2011), this may not currently be a problem. However, if subsidies go to manufacturers who do not lower prices, or if subsidies become more than needed to sustain an initial market, that would be an industry windfall paid directly by the taxpayers through higher taxes or reduction of other public activities. Some part of windfall gain could be reallocated in a socially efficient way, for example by further investment in R&D by developers, yet there is no guarantee that this will strictly happen. A legitimate concern for the public authority therefore is to ensure that the burden on taxpayers is efficiently set.

- 7 According to the existing literature (Perdiguero and Jiménez, 2012; Leurent and Windisch, 2011) and to the analysis of the main successful EV public policies program developed in Norway (Haugneland, 2014), we will assume that proactive policy intervention should take place in a coordinated set of dimension to be efficient: here we propose three dimensions that to us seem complementary and necessary to foster the development of an EV industry.
- 8 The paper is structured as follow: Section 2 will present the first type of intervention namely the direct action toward the cost of acquisition of the EV. In this respect, EVs are nowadays characterized by relatively high initial capital cost per car, but very low running costs. This characteristics can made EVs financially unattractive compared with traditional fuel cars using classical evaluation techniques based upon the lifetime of the asset called “Total Cost of Ownership”. Section 3 will deal with the definition of EV technical standards, since these have an impact on charging strategies, which in turn affect both the car’s usability for transport, and the electric distribution network’s ability to reliably supply electricity. Uncoordinated development due to standards wars, often leads to the waste of private resources (winner take all situation). Section 4 will discuss the evolution of the grid rules, regulations and remunerations traditionally paid to power plant or centralized electricity storage facilities. EVs and decentralized batteries can be a great help for the real-time management of electric networks by providing electric services such as capacity guaranty, frequency regulation services, spinning reserves, storage to smooth variable generation, and in the long run may also offer peak load shaving capabilities. Last section will conclude.

2. Policies for electric vehicle diffusion: from direct subsidies to more coordinated actions

- 9 In this section, we will start by a comparison of petrol drive train and electric cars in terms of costs. Then we follow by a review of the existing subsidies schemes and their economic impacts. We end this section by a presentation of the Norwegian public policy regarding coordinated public action in favor of EVs.

2.1. Relative cost of electric and petrol drive trains

- 10 Today, the acquisition of an EV at a price between 19-45,000 €, with a 35kWh battery and 150 km range is much more than the cost of the equivalent thermal car (Lemoine *et al.*, 2008). The private consumers’ willingness to pay is enough for a small market, but not strong enough to create a large market at today’s prices (Hidrué *et al.*, 2011). Lithium-ion battery technology is currently the single largest contribution to higher EV vehicles prices. Since the cost of Lithium-ion vehicle-class batteries is projected to drop

by 50% over the next 7 years (Galves, 2011), battery costs may not be a long-term cost barrier to introduction.

- 11 However, the limited driving range of EVs, combined with slow charging, are their main drawbacks. Taking a tradeoff between battery cost, weight, and consumer need for minimum range, a typical full-function vehicle today might have a 150 km range, based on a 22 kWh lithium-ion battery. The range for 22 kWh can be calculated using the standard New European Driving Cycle¹ (NEDC). In practice, actual range achieved depends heavily on weather conditions (especially temperature) and on an EU driving cycle type, as shown in Table 1.

Table 1. Typical maximal driving distance for a 22 kWh battery electric vehicle (source: CAE 2011)

Typical maximal driving distance 22 kWh BEV	
NEDC cycle, temperate climate	160 km
NEDC cycle, winter (outside temperature -5°C)	97 km
Motorway cycle (speed 100 km/h), winter	92 km
Urban Cycle, winter	79 km

- 12 Such a short EV range is primarily due to a much higher cost per unit of energy storage than the storage cost of liquid fuels. A secondary reason for this short range is the smaller specific energy of batteries (200 Wh/kg for Li-ion) than gasoline (around 12 kWh/kg), but the larger weight and size is easily managed in vehicles designed from the ground up as EV, such as the Tesla Model S with its 85 kWh battery option. A vehicle with test results like those presented in Table 2 might be advertised as “150 km range, less in winter” or might be advertised as “range of 100 km to 150 km range”.
- 13 Before discussing policies designed to address the cost of EV batteries, we shall analyze the relative cost of EV and petrol vehicles. The cost of an EV without the battery is comparable to the cost of an entire gasoline vehicle. This is not exactly correct, today the cost of an EV even without the battery is more than the cost of a comparable gasoline vehicle, but this is likely to shift as EV component production becomes more cost-effective with mass production. Also, maintenance costs are considerably lower on an EV, but that is not quantified nor certified at the time of purchase and we do not include it here. But taking these simplifications, we can compare the cost of the EV battery and electricity cost, versus gasoline fuel cost, to get a quantitative comparison of the incremental cost of EVs over gasoline vehicles.
- 14 First a comparison must be made between internal combustion vehicles (ICV) and battery electric vehicles (BEV) for characteristics such as motor power, weight, tank capacity, range, weight/power ratio (table 2). As electric vehicles are mainly small urban cars, we have compared the Peugeot ion and Renault Zoe with two ICVs Peugeot 208, with either gasoline or diesel engine. Moreover we have considered ICV consumptions given by automakers for urban trips.

Table 2. Comparison of ICV and BEV characteristics

	Peugeot ion	Renault Zoe	Peugeot 208 1,0L Vti 68HP	Peugeot 208 1,4L HDi 68HP
Energy source	Li-ion	Li-ion	Gasoline	Diesel
Motor power (kW)	47	65	50	50
Tank capacity (l)			50	50
ICV Consumption (l/100km) urban driving cycle			5,2	4,4
NEDC range (km) (moderate climate)	150	200		
Consumption (Wh/km)	107	110	510	466
Tank capacity (kWh)	16	22	492,5	530
Curb weight (kg)	1065	1430	975	1050
Ratio weight/power (kW/kg)	0,044	0,045	0,051	0,048
Energy conversion factors:				
Gasoline -> 9,8 kWh/l				
Diesel -> 10,6 kWh/l				

Sources: companies' data.

- 15 Table 2 shows that all these vehicles are designed with a similar weight/power ratio. In this example the Peugeot cars have similar motor power and curb weight. Energy consumption per kilometer is much lower for BEV because an electric motor has a higher efficiency (90%-95%) than an internal combustion engine (25-30% for the optimal operating point). These energy consumptions are rather optimistic as it is well known that they are difficult to reach under normal driving conditions. Then, the following values are therefore used to calculate these costs: we assume a BEV efficiency of 175 Wh/km (280 Wh/mile) (Pearre *et al.*, 2013), and a gasoline ICV efficiency of 6 l/100 km (39 MPG).
- 16 Typical driver will use their car 200 to 300 days per year, and will charge the battery every day whatever the daily Depth of Discharge (DoD). For automotive applications, a battery must be replaced when its capacity has dropped to 80% of its original capacity. According to batteries datasheets, the battery lifespan decreases with DoD from 10 000 cycles to 1 500 cycles for DoD in the range 20% to 95% (Peterson, 2010). Nevertheless, measurements made on battery cells by Peterson (2010) have shown that more cycles are required. Due to the lack of large test cases, the issue of battery aging remains an open question. Finally we consider that each battery has up to one cycle per day, and a

ten year life-time expectancy in agreement with a stated Li-ion battery cycle life, 1000 - 3000 cycles [UBS2013].

- 17 From Gross (2011) we assume the projected battery costs² from a projection made in 2009 at 500 €/kWh (\$650), actual 2012 battery costs at 365 €/kWh (\$475) and projected 2020 costs of 210 €/kWh (\$275). The battery management system is considered to represent an additional cost of 40%.
- 18 For cost comparisons, we assume urban vehicles (Peugeot iOn and 208) travel 10 000 km (6,000 miles) per year. Each year's travel has battery wear and fuel purchase costs. For a 16 kWh battery, assuming a 10 year life, each year's proportional yearly cost is respectively 1 120 €, 818 € and 470 €. Fuel for 10 000 km in a year is 5 880 kWh (600 l) for the ICV, and 1 750 kWh for BEV. We use an electricity price of 0.1€/kWh (average retail for France and the US, lower than much of the EU but perhaps appropriate for off-peak rates), and a gasoline price of 1.5€/l (EU average).
- 19 In table 3, the cost is first compared as a nominal euro yearly cost, equivalent to a 0% discount rate, on the third to last row. On the second to last row, we also calculate total present cost, using a discount rate equal to 20% of the fuel cost difference between gasoline and electricity. Such a high discount rate is appropriate for consumer purchases, and also consistent with Hidrue *et al.* (2010) finding that five years of gasoline cost are factored into consumers' willingness to pay for an electric vehicle. The last row gives the same results, but for a 22 kWh battery.
- 20 These results show that, at a 0% discount rate a BEV with a 16kWh will make sense very soon, and it already makes sense with the 20% discount rate. Of course, for a 22 kWh battery, it will take several more years. Such results depend on the distance driven per year. As the energy cost is much lower for BEV, the more you drive, the faster the battery cost is recovered. Thus, at 0% discount rate the breaking points in 2012 for a 16 kWh and 22 kWh batteries are respectively 11 000 km and 15 000 km per year.

Table 3. Comparison of fuel + storage cost for EV and thermal vehicles (assumptions in text)

	IC Vehicle Peugeot 208 1,0L Vti 68HP	Battery EV Peugeot iOn		
	Gasoline	2012 battery costs (projection made in 2009)	2012 battery costs (actual)	2020 battery costs (projection)
Distance (km/year)	10000	10000	10000	10000
Energy cost, gasoline or electricity (€/kWh)	0,15	0,1	0,1	0,1
EV consumption (Wh/km)		175	175	175

ICE consumption (l/100km)	6			
Energy cost (c€/km)	9	1,75	1,75	1,75
Battery cost (€/kWh)		500	365	210
16kWh battery cost (€)		8000	5840	3360
Tank cost or BMS cost (€)	75	3200	2336	1344
Yearly storage (battery and BMS) degradation over 10 years life €/year	0	1120	818	470
Fuel (kWh/year)	5880	1750	1750	1750
Fuel cost (€/year)	900	175	175	175
Ten years total cost (fuel & storage)	9000	12950	9926	6454
Total net present cost for EV with a 16 kWh battery (capital cost + 20% consumer discount rate on fuel cost difference)		11500	8476	5004
Total net present cost for EV with a 22 kWh battery (capital cost + 20% consumer discount rate on fuel cost difference)		15700	11542	6768

Sources: author's calculation based on company data.

- 21 In 2012, and assuming a consumer discount rate of 20%, the EV with a 22 kWh battery has a net present cost that is 6 700 euros higher than an ICV – surprisingly close to the purchase incentives of several OECD countries (see below), so the amount of purchase subsidy is sensible in relation to this analysis, for 2012 prices. As shown in the table 3, the subsidy may not need to remain static, as the differential cost is forecast to drop. These changing subsidy levels required, and the sustainability of the subsidies, are addressed in the next section.

2.2. Sustainability of EV purchase subsidies

- 22 Several developed countries have introduced directly tax-funded purchase subsidies to promote the local EV industry, often a direct payment, tax credit, or tax exemption to each electrical vehicle buyer. These are shown for a number of OECD countries³ in Table 4. In some federal countries like the US (Knittel, 2012), additional help may be provided at the state level (\$6 000 in tax credit in Colorado), and/or in some municipalities (up to \$2 500 added to the Federal subsidy). The rationale of purchase subsidies, which reduce the above-analyzed buyer cost premium over gasoline vehicles,

is twofold: they provide environmental and fuel saving benefits of replacing gasoline and diesel cars, and they stimulate the country's ability to produce new, high-technology and presumably future-oriented cars.

- 23 In some countries like France, government subsidy of EVs is funded through a feebate system ("bonus-malus") that rewards low CO₂ emitting cars and fines higher-emitting cars in a self-financing system. Unlike a system trying to fund increasing EV sales from tax revenues, the self-financing French system is sustainable as long as the relative fees and the number of EV versus polluting vehicles are balanced in each year⁴. Since 2013 the French system has been modified to a decrease at 6300 € and the last debate to date (July 2014) is to increase it to 10 000€ if it combined with the destruction of an old polluting diesel car.

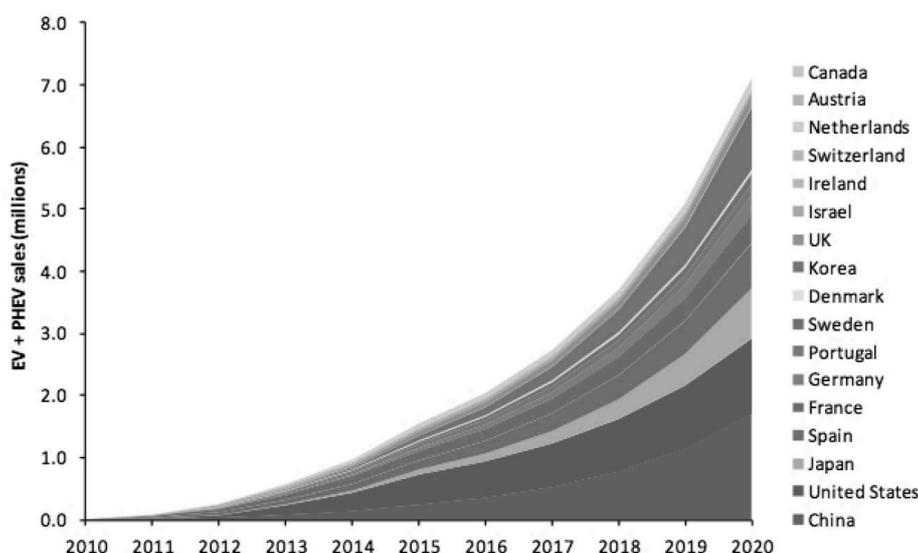
Table 4. Public subsidies for EV purchase in example developed countries

Subsidies toward EV purchasing in 2012			
Amsterdam	15 000 €	Norway	0 € but 25% VAT rebate
Australia	0	Ontario	8500 CAD
Belgium	8 990 €	Portugal	5 000 €
China	60000 Yuan	Romania	5 000 €
Denmark	29 300 €	Spain	6 000 €
France	7 000 €	Taiwan	300\$
Germany	0 €	UK	5000£
India	1 100 000 Rs	USA	7500\$
Ireland	5 000 €		

Sources: http://www.evscroll.com/Electric_Car_Subsidy.html

- 24 Two questions should be raised here: first is the rational calculus beyond the level of the financial help and its stability through time. The second question is the cost control criterion of any public policy. If we combine the stated objectives or goals of EV sales in different countries, the sum by the year 2020 will be 7 million plug-in vehicles (IEA 2011, see figure 1).

Figure 1. National goals or projections for EV and Plug in Hybrids in 2020



Sources: IEA (2011)

- 25 Our first remark is linked to the total cost of achieving the national goals set by governments. The total national cost of EV purchasing subsidies would be very high if these IEA figures were correct. For example, a country with a 5 000 € subsidy and achieving a goal of 1 million plug-ins per year by 2020 would be paying 5 billion € per year in purchase subsidies. A cost control mechanism is needed. It can be in total outlay, in time duration, or in total numbers of cars. For example, the US purchase subsidy is larger for vehicles with larger batteries, is capped at a \$7,500 tax credit granted to the purchaser, and for each manufacturer it is phased out in steps over six months once the manufacturer reaches a total of 200,000 qualifying vehicles (US Dept of Energy, 2012).
- 26 We consider that it will help the development of the EV market to have this type of *ex ante* safeguard both to limit taxpayer cost and to avoid subsequent reactions against growing subsidies (Finon and Perez, 2007; Glachant and Perez, 2011). We believe that in order to frame the market the subsidies should be tailored to provide a clear, sustainable and predictable future to the EV industry over the next five to eight years. Economic history teaches that badly calibrated public interventions may be challenged by citizens (nuclear in Japan or Germany), by other industrial actors (Solar or Wind energy subsidies are today challenged by classical electricity generators and fuel suppliers) or by a change in the governing party (industrial stop-and-go policies in the UK in the 60th and 70th).
- 27 Our second remark is driven by the two last years of public policy toward EV and their results in terms of private sales. In the following figure, we have collected data about EV sales in different countries. This data collection is not easy to collect owing the lack of clear international database, so we have collected raw data from different sources in the following figure.
- 28 Matching public policy incentives and private sales is not an easy task. Even if governments want customers to buy EVs and they set for them some direct monetary incentives (see table 4) and sometimes-indirect advantages (see table 6), real private

decisions about buying EVs are below expectations. Arguments to justify this gap are multiple. Some derive from the comparison between the relative performance of EVs and internal combustion vehicles (ICVs (see table 5). As the two products are not strictly equivalent in terms of performances, only a small fraction of the consumers have chosen the EVs to replace their internal combustion vehicles even if public policy support reduces the acquisition cost of the EVs.

Figure 2. EV Sales in 5 leading countries in 2012 and 2014

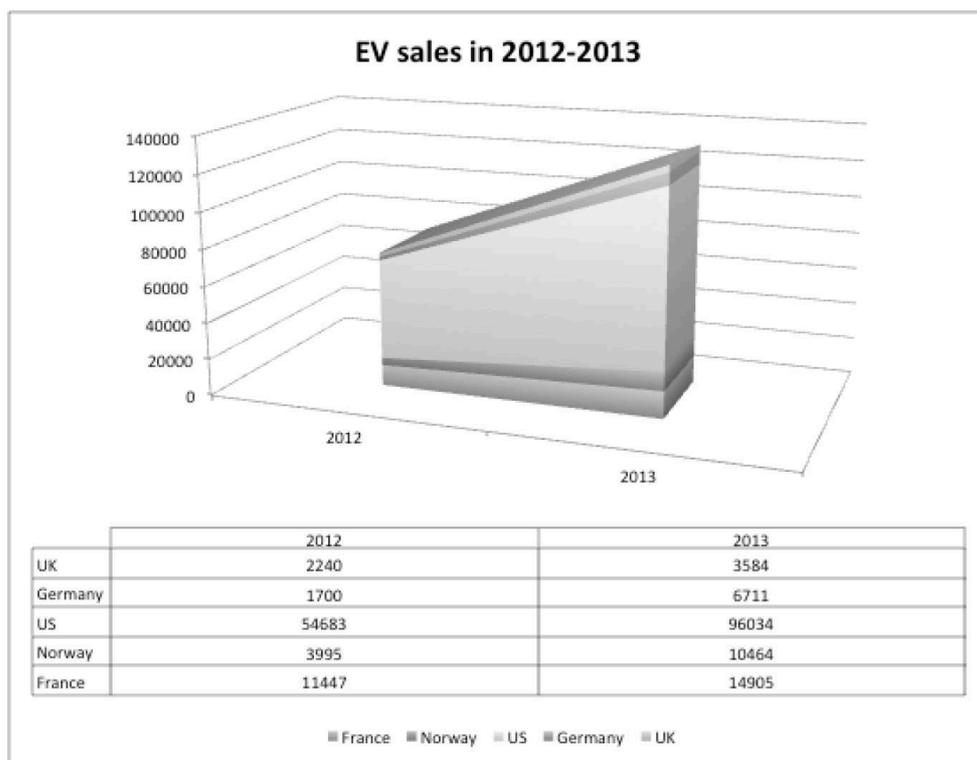


Table 5. Comparison of relative performance of EVs and ICCs

	EVs	ICVs
Price per new car	Minimum 23k€	Minimum 7500€
Driving range	150 km	400 km-600km
Time to refuel	From 30min to 6hours	6min
Life time	Unknown for the battery pack	Years
CO2 emissions	0 emission while running; Some according to the energy mix while charging	From 90 g to 250g/km
Noise pollution inside and outside the car	Very low	Function of the technology

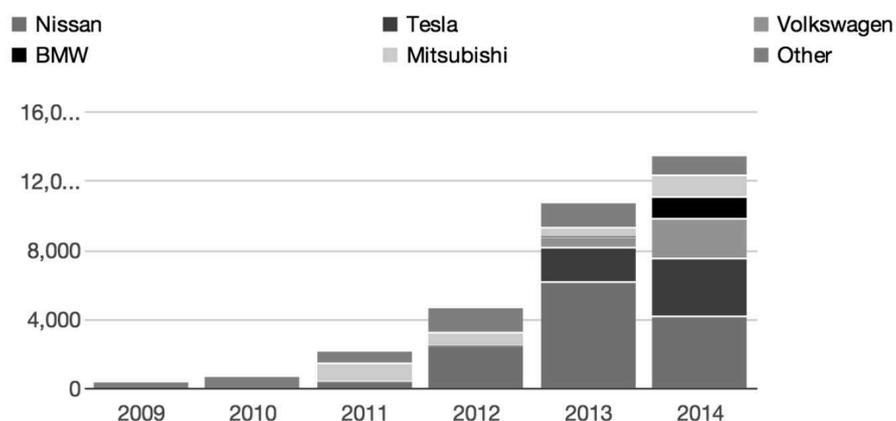
Energy cost for 100 km	1€to 2€/100 km	4-15 liters/100km * price per liter
Ancillary services provided to the grid	Positive contribution if managed efficiently (see next section)	None

- 29 In the following section we will see how Norwegian public policy have succeeded in setting a more dynamic EVs environment by combining direct and indirect incentives in favor of EV adoption.

2.3. The Norwegian EV success story

- 30 For many national and international observers, Norway is the leading country in terms of EVs adoption by private households. In July 2014 there were over 33,000 electric cars registered in Norway in a population of 5 million. This makes Norway the world leader for the adoption of electric cars.

Figure 3. Registered cars in Norway in July 2014

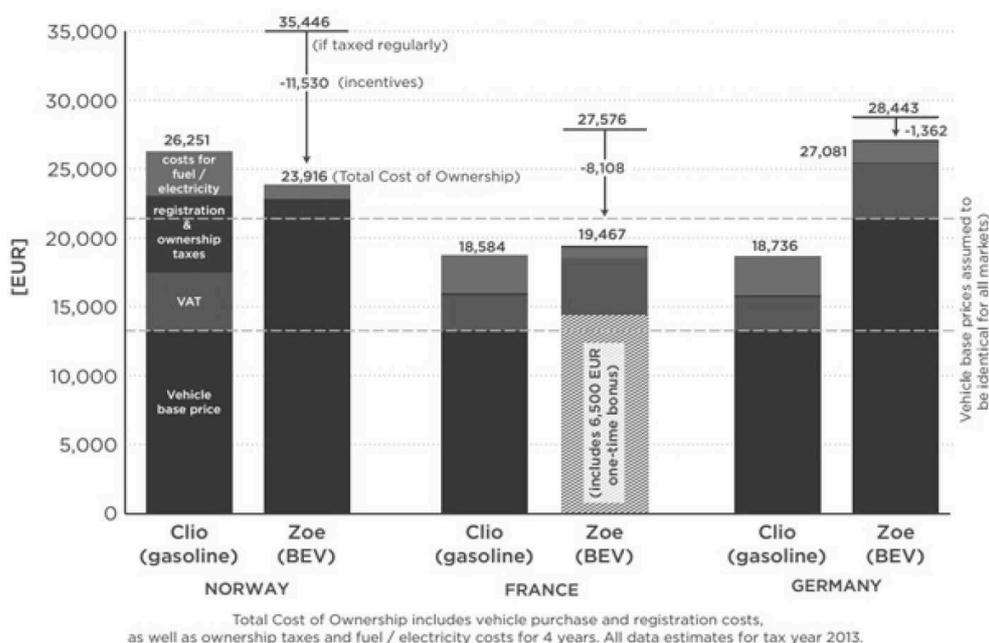


Sources: Gronnbil (2014) http://www.gronnbil.no/statistikk/?lang=en_US

- 31 According to Haugneland (2014) the benefits for electric car owners in Norway include monetary and non-monetary elements defined and adjusted over the last 20 years. For this author, the Norwegian EV success story is explained by the combination of different and complementary elements to make EVs attractive to private users: first in a national perspective is the fact that no purchase taxes (extremely high for ordinary cars) are applied to EVs. In the same vein, EVs have been granted an exemption from 25% VAT on purchase. They have also no charges on toll roads to paid. In terms of local public policies, EVs enjoy a free municipal car parks access and have free access to bus lanes in rush hours to facilitate their mobility. In addition, to alleviate the range anxiety problem and to sustain this large fleet of private EVs, there are registered 1,200 charging stations with 5,500 charging points⁵.

- 32 The sum of the direct and indirect benefits provided by the Norwegian public authorities at the national and local levels make the electric car competitive with traditional cars. Because of high purchase taxes on traditional cars, the electric cars are only marginally more expensive than a comparable gasoline car. The price difference in Norway is much more favorable to EVs than in many other countries. As electricity in Norway is cheap (0.11 Euro/kWh) and gasoline expensive (1.9 Euro/liter), the result is that the running cost for electric vehicles is cheap compared to traditional cars. The combination of these benefits compensate for the limited range and uncertain price on the second hand market for electric cars. Figure 4 shows the efficiency of the Norwegian public policy to make the comparable EV car cheaper than it's ICC version.

Figure 4. Total Cost of Ownership comparison



Sources: <http://www.avem.fr/actualite-voiture-electrique-une-etude-confirme-le-role-cle-des-politiques-fiscales-5009.html>

- 33 Lastly to manage the “stop and go of public policy” problem, the Norwegian parliament guarantees the purchase incentives until 2018 or until Norway reach 50,000 zero emission cars on Norwegian roads.
- 34 If we try now to compare the Norwegian system VAT free incentive to the French feebate one, we will argue that both systems create distortions in the EV market. The Norwegian VAT free system creates an incentive to buy large and expensive EV cars (Tesla, Leaf, WV and BMW) whereas the French one is favoring the rather small and accessible EVs (Zoé, Kangoo, Leaf and Bluecar). According to level of this feebate, the threshold of equal incentive between the two schemes (Q) moves down and up as described in table 6.

Table 6. Comparing French feebate and Norwegian VAT at 25%

Feebate level in 2012	Feebate level in 2013-2014	Feebate level in 2015

$7\ 000\text{€} < Q^{*0,25}$	$6\ 300\ \text{€} < Q^{*0,25}$	$10\ 000\text{€} < Q^{*0,25}$
$Q = 28\ 000\text{€}$	$Q = 25\ 200\text{€}$	$Q = 40\ 000\text{€}$

- 35 In the following section, we will deal with the question of policies toward charging stations.

3. Policies for charging stations

- 36 As important as the EV itself, widespread EV adoption will also require public access to Electric Vehicle Supply Equipment (EVSE, also called charging stations). For the reasons mentioned above, the battery in a typical EV will provide less range than a typical gasoline vehicles. The availability of EVSE for en route charging can, to some extent substitute for a larger and more expensive battery. However, en route charging is impractical if charging rates are slow or if access is unavailable, out of the way, or cumbersome. To add on this, policies toward EVSE try to solve the EV chicken and egg conundrum. In fact, as EVs are not yet massively deployed, a large EVSE infrastructure is not necessary and it is not deployed, but, due to range anxiety, high battery cost and low distance issues, it is necessary to have a large EVSE to allow the massive deployment of EVs...

3.1. EVSE types, costs, and charging functionality

- 37 Table 8 defines several types of EVSEs. The cost of the AC units is generally about 1 000 to 2000 € equipment cost, but cost jumps to the DC units at 10 000 to 20 000 €. The installation costs vary greatly but given sufficient building electrical capacity, installation may range from under 500 € for units of less than 6 kW to 2 000 € for 20 – 30 kW, and to 3 000 – 4 000 € for 50 kW⁶.
- 38 The main difference between AC and DC charger is that the latter has an AC-DC converter built in to the EVSE: then the battery is fed through protective circuits by the EVSE. Although DC EVSE suppliers argue that this is the least expensive⁷, their calculation assumes that a separate charger would be added on-board the car. Rather, the most economical approach is to use the on-board motor drive converter for AC to DC conversion during charging as several OEMs are already doing in production or prototype units (e.g. Renault, BMW, Daimler, AC Propulsion). Presently, all manufacturers have some way of accepting AC charging, adding DC requires an additional connector and on-board circuits for DC protection. The charging levels shown in Table 4 are interesting because even the highest (50 kW) are already accomplished by the on-board motor drive circuits, the latter being already scaled for the electrical motor (e.g. 150 kW for the Mini-E, 80 kW for the Nissan Leaf and 47 kW for the Peugeot iOn).
- 39 There is a surprising amount of confusion about the relative costs of these approaches within both the EV and EVSE industries. Although a wider recognition of the cost-effectiveness of using the motor drive for charging would be helpful, the much higher cost of DC charging units suggests they will not prevail in the marketplace without continuing awarding of large subsidies.

Table 8. EVSE power capacity and charging duration for a 22 kWh battery⁸

EVSE capacity		Charging duration at 80% of the battery capacities ⁸
(1j) 230 V – 16 A	3,7 kW	~ 5 hours
(3j) 400 V – 16 A	11 kW	~ 2 hours
(1j) 230 V – 32 A	7,4 kW	~ 3 hours
(3j) 400 V – 32 A	22 kW	~ 1 hour
(3j) 400 V – 63 A	43 kW	~ 30 min
(DC) 500 V – 100 A	50 kW	~ 20 min

- 40 Most EV industries players agree that both slow and fast charging speeds⁹ are required because they correspond to different needs, which can be approximately divided into three functional levels:
- Slow charging (3-6 kW) is sufficient to be used at home or for dedicated car parks, as vehicles are generally parked more than 5 hours;
 - Medium power charging (11 or 22 kW) at shopping centers, as people spend at least one or two hours for shopping;
 - Very fast charging (> 40 kW) for short stops during long trip or specific applications (taxi, high duty-cycle fleets), when charging lasting less than one hour charging – even if only partial charging – is required.
- 41 Already-standardized EV charge connectors (IEC 62196-2 for all countries, and SEA J1772 for only US and Japan) define communications so that the charging rate is the maximum allowed by either the car or EVSE. Thus an EV or EVSE capable of higher power charging will not over-load the other. Thus, home or work charging at rates higher than the above suggestions do no harm (other than higher EVSE costs), and may be useful for increased flexibility or greater potential for V2G services, as described below.

3.2. Deployment of EVSEs; policy choices, public or private investment

- 42 States with early EV programs, such as California or Norway, have generally funded both EVSE and electricity for charging at public expense. Indeed, by comparing the cost of EV subsidies with the cost of en-route fast AC charging, it can be seen that the cost of subsidizing a single EV could equivalently be used to install a high-power AC EVSE in a public space en route and potentially serve thousands of EVs per year. Alternatively, for medium power units at locations such as shopping centers, they may add up to a large number and often the commercial location may be an incentive to attract wealthy EV drivers during free charging time. Thus, there is an argument for private funding, possibly with some government incentive. We can see each of these alternatives in various national cases today (ABI Research 2011; CGDD 2011).

- 43 Many countries have defined objectives for EV and EVSE roll-out, which may be accompanied by a model of where EVSEs are likely to be located. For example, in France, the general commissariat for sustainable development (2011) plans 1.1 EVSE per EV for development up to 2020, and define main versus secondary EVSE locations, distinguishing between main (one EVSE per EV) and secondary (0.1 EVSE per EV) charging. Main charging places include residential private parking (0.6), workplace private parking (0.2), public parking (0.1), and street parking (0.1). By this definition, the EVSE investment for one million of EV is about 1.5 billion euros up to 2020, but less than 20% are in public places¹⁰.
- 44 Finally, in our view EVSE policies should allow:
- Reducing size thus cost of batteries
 - Plan for en-route locations for EVSE to serve longer trips not served by home or workplace charging, and as the Norwegian experiment clearly shows, a safety net of fast-charging stations around the main driving routes is a key issue.
 - Reducing EVSE costs to increase their en-route number, and reduce accordingly range anxiety
 - Encouraging fast and very fast AC charging
- 45 One alternative for funding EVSE, would be to levy taxes on electricity delivered by public EVSE. For example, consider the case of France, with potentially 20% of the charging done with public EVSE. Then 100000 vehicles driving 12000 km/year at 175 Wh/km would need 200 GWh of energy. Thus 40 GWh could be delivered by the public EVSE. With a 2.5c€/kWh taxes (about 25% of the regulated tariff) a revenue of one million euro would be available for EVSE installation and maintenance. A second approach would be if business models would allow investment and maintenance in EVSEs by private firms, which would in turn require payment for charging¹¹. A third option would be a small fee on gasoline and diesel fuel to be used for the initial rollout of EVSEs in public locations, like the current French vehicle purchase subsidy, this would be charging the polluting infrastructure in order to fund the replacement. Finally, there may be a role for transportation or other public entities to examine national roadways and travel data, in order to plan locations to install the EVSEs, in order to plan EVSEs where most needed by EV drivers making trips longer than battery range.

4. Policy for grid services from EV

- 46 Electric power systems security depends on three fundamental characteristics: (i) generation and demand must be balanced in real time, keeping frequency close to its rated value, (ii) voltage levels must be kept inside a classical +/-5% range around the rated value, and (iii) maximum capacity of distribution equipment (transformers, lines) must be respected to prevent risks of over current or tripping. The first characteristic requires flexible generation to match demand. Hydro or gas-power plants are often used for this role. The current rapid increase in variable-generation renewable power sources is increasing the need for flexible generation or storage¹². Storage has the dual advantage of economically handling over-generation, not just under-generation, and is also generally carbon-free.

- 47 The electric power networks and light vehicle fleet are exceptionally complementary as systems for managing energy and power. Economic and engineering studies show that EVs fleet may profitably provide power to the grid when they are parked and connected to an electrical outlet (Kempton & Tomić, 2005a, 2005b). Since EVs are located on the low-voltage end of the electric system, they could also address local distribution constraints such as congestion or over/under voltage.
- 48 At the present time, some energy markets are more ready to accept EVs as a source. Due to the limited kWh size of EV batteries, they cannot economically provide power for a long duration. For example, a 20 kWh battery with a 40 kW grid connection can provide 40 kW for 10 minutes for primary frequency correction; but to supply a 5-hour peak, no more than 2 kW would be prudent to minimize battery depletion. On this basis, the markets suitable for EV grid services are frequency regulation, spinning reserves and the capacity market. We examine frequency regulation as an example of these possible markets.

4.1. Frequency control

- 49 Transmission System Operators (TSOs) are the responsible organization that purpose is to ensure at all time the frequency constraint in a given geographical zone. For frequency control, *Regulation up* is used when sources are providing power to the grid, or when loads are reducing their demand. Conversely, *regulation down* allows sources to reduce power fed to the grid, or loads to increase their demand. Then EV that would participate to *regulation up* will discharge into the grid, and they will charge during *regulation down*. EVs can provide a fast response (less than fifteen seconds, possibly within a second) for regulation purposes, faster than typical power plants now providing this service. Comparing frequency services in different power systems must be done very carefully because similar terms may describe different services and remuneration profiles. For an introduction to this diversity of services remuneration for regulated markets, see Rebourts *et al.* (2007). As an illustration, PJM¹³ and ENTSO-E¹⁴ frequency control organizations are compared in table 9.

Table 9. Frequency control terms and markets at two TSO organizations

Power system	second	Second-minute	10-15min	
PJM	Frequency response	Operating reserve		
		Frequency regulation	Primary reserve (spinning and quick start, 10min)	Secondary reserve
RTE	Primary control (primary reserve)	Secondary control (secondary reserve)	Tertiary control	

			Fast reserve (15min)	Supplementary reserve (30min)
--	--	--	----------------------	-------------------------------

Sources: Rebours *et al.* (2007)

- 50 More specific descriptions of how these different control schemes and markets work can be found in PJM and ENTSO-E documentation¹⁵. Suffice is to say here that EVs with batteries are potentially appropriate for all the services in Table 8, in the 30 minute and under requirement¹⁶.

4.2. Frequency reserve payment (FRP)

- 51 Analyzing the payment for these grid services is important for EV purposes because, if appropriately transferred to the EV owner (less transaction costs), it creates a reduction of the total cost of ownership of the car. Since markets and rules for these payments vary per TSO and national rules, we will present two TSOs with very different rules, the French regulated TSO pricing and the PJM market based. PJM frequency regulation payments fluctuate with markets; over the past 4 years, payments have fluctuated from roughly \$15 to \$30 per MW, per hour of availability (12€ to 23€). In France, it is a regulated tariff with two components:
- 52 (a) A capacity payment for availability, requiring ability to hold the requested value for 30 minutes:
- 8.04 €/MW for primary reserve
 - 9.30 €/MW for secondary reserve
- 53 (b) An energy payment per kWh when power is produced. This is only for secondary control (9.30€/MWh).

Table 10. Frequency control remunerations

Sources	Analyzed region	Participated market	Net Profit €/Month/Vehicle	Regulation power
Kempton and Tomic, 2005	USA	Regulation up and down	112-165	10-15 kW
Tomic and Kempton, 2007	USA, Four different control areas	Regulation up and down	4.3 – 43 (Think City) 6 – 64 (Toyota RAV4)	6.6 kW
Andresson <i>et al.</i> , 2010	Germany	Control energy market	30 – 80 (Germany, coal fired power plants)	3.5 kW
Codani <i>et al.</i> , 2014a	France	Regulation up and down	2 – 45	3kW, 7kW, 23kW, 43kW

- 54 As calculated via the formulas of Kempton and Tomić (2005a), a car with 18 kW of bidirectional capability, available 20 hours/week, could earn approximately 2 300€ at a

recent \$20/MW-h PJM market price, and about half that at a French price of 8.50€ per MW-h. In either case, if the driver retained, say, 2/3 of the revenue, it would significantly improve the cost of ownership of the EV. Some other studies provide revenues for ancillary services for VtoG services as summarized in table 10.

- 55 Potential policies to further this revenue stream for EVs include making TSO not irrationally biased against distributed storage resources and to allow more market mechanisms to give the real value of the services provided by the different actors.

4.3. Definition of the Optimal TSO rules toward VtoG and implementation in the EU

- 56 According to Codani *et al.* (2014b) the optimal implementation of the TSO rules can be expected as displayed in table 11 by an international comparison of six existing rules framing the institutional arrangement toward VtoG services.
- 57 Based on these international best- worst existing practices, authors have collected, they define an ideal TSO for VtoG services in which almost no barriers to the building of EV coalitions exist. Conversely they also define the opposite, the worst possible institutional organization toward VtoG remuneration. Therefore in the best scenario, EVs are aggregated and participate into electricity reserve markets in a fair way. In opposition in the worst scenario, EVs services are not paid and deliver to the electricity grid. In order to guide actual EU policies toward better rules for VtoG, authors have finally analyzed ENTSO-E proposal at the EU level and find some weak points in the project driven by ENTSO-E. For instance, the rules defining the minimum side of aggregation of EVs (R1) and the possible bonus for extra-flexibility (R6) are not addressed in ENTSO-E's proposal and some additional efforts are expected to reach the optimal TSO goal.
- 58 Surprisingly some rules are not addressed within the network codes because they are left at the discretion of each TSO. We can see that there is a good correlation between the ENTSO-E guidelines and the ideal TSO. It seems that the network codes are paving the way to the implementation of a complete Demand Side Response framework suitable for all new controllable loads. The rules of this ideal TSO would encourage the formation of EV coalitions, no matter neither their sizes nor their geographical expansions. All TSO services would be remunerated in a fair and just manner.

Table 11. Comparison of TSOs rules to manage VtoG services¹⁷

<i>TSO Rule</i>	<i>Best Organization</i>	<i>Worst Organization</i>	<i>ENTSO-E proposal</i>
R1. Minimum Size of the fleet capacity for EVs aggregation	100kW	10MW	Not addressed
R.2. Interoperability among multiple and local Distribution System Operators ¹⁷	Possible	Impossible	Not clearly defined, but TSOs and DSOs should make all endeavors and cooperate in order to ease the participation

R.3 Aggregation rule and payment precision	Telemetry	Financial	Status of <i>aggregator</i> defined. Telemetry aggregation considered up to 1.5MW
R.4 Nature of the payment received for the resource	Market based	Regulated	Market based
R.5 Consistency of the payment	All ancillary services should be paid	Incomplete payment scheme	All ancillary services should be paid
R.6 Bonus for extra flexibility provided by BEVs	Set at the efficient level	No existing	Not addressed

Sources: Codani *et al.* (2014)

5. Conclusion

- 59 The change from liquid fuel to electricity for most light vehicles is a fundamental change, yet essential to make, to do so successfully and at good speed will require multilevel coordinated action to overcome the hurdles. To conclude, we have proposed three-dimensions of public policies toward EV and V2G – purchase subsidies, EVSE strategic development and removing barriers to the market for grid-services from EVs. In this paper, we have investigated current barriers to widespread EV deployment, reviewed the state of art of public policies toward these problems and proposed some remedies for each of the identified problems. We advocate integrated public action to address these problems beyond the classical subsidy schemes for EVs. As the topic challenging, we invite further studies and analysis with the goal of making a robust frame for policies to develop, at last after multiple tries, the promise of an EV industry.

BIBLIOGRAPHY

ABI research (2011), “Charging Stations for Electric and Hybrid-EVs”. RR-PLUGI-11, <http://www.abiresearch.com/research/product/1006327-electric-vehicle-infrastructures/>

Budischak, C., Sewell, D., Thomson, H. Mach, L. Veron, D. and Kempton, W. (2013), “Cost-minimized combinations of wind power, solar power and electrochemical storage, powering the grid up to 99.9% of the time” *Journal of Power Sources* 225, 60-74.

CAE (Centre d’analyse stratégique) (2011), from CAE web site, accessed 5 December 2011, at <http://www.strategie.gouv.fr/content/rapport-la-voiture-de-demain-carburants-et-electricite-0#les-ressources>.

- CGDD (Commissariat Général du Développement Durable) (2011), « Les véhicules électriques en perspective », May 2011.
- Codani, P., Petit, M. and Perez, Y. (2014a), « Participation d'une flotte de véhicules électriques au réglage primaire de fréquence », In *Premier Symposium de Génie électrique (Cachan)*, 8-10 juillet 2014.
- Codani, P., Perez, Y., and Petit, M. (2014b), "Diversity of Transmission System Operators for Grid Integrated Vehicles." In *11th International Conference on European Energy Markets*.
- Christensen, C. (1997), *The Innovator's Dilemma*, Harvard Business School Press.
- Der Panne, G. Beers, C. & Kleinknecht, A. (2003), "Success and Failure of Innovation: A Literature Review". *International Journal of Innovation Management*, 7(3), 309-338.
- ENTSO-E. 2012a (May), Operational Reserve Ad Hoc Team Re-Port Final Version. Tech. rept.
- ENTSO-E. 2012b (Sept.). Survey on Ancillary Services Procurement and Balancing market design.
- Finon, D. and Perez Y. (2007), "Transactional Efficiency and Public Promotion of Environmental Technologies: The Case of Renewable Energies in the Electric Industry", *Ecological Economics* 62, pp. 77-92.
- Galves, D. (2011), *Vehicle Electrification*, Deutsche Bank September 27
- Garcia, R. and Cantalone R. (2002), "A critical look at technological innovation typology and innovativeness terminology: a literature review", *Journal of Product Innovation Management* 19, 110-132.
- Glachant J.-M. and Perez Y. (2011), "The Liberalization of Electricity Markets", in M. Finger & R. Künneke, *International Handbook on the Liberalization of Infrastructures*. Chap. 10, pp. 162-178, Edward Elgar.
- Hidrue, M. K. Parsons, G. M. Kempton, W. and Gardner, M. P. (2011), "Willingness to pay for EVs and their attributes", *Resource and Energy Economics* 33 686-705.
- Hannisdahl, O. H., Malvik H. V., Wensaas, G. B. (2013), "The future is electric! The EV revolution in Norway – explanations and lessons learned", *EVS27 conference Barcelona*.
- IEA (2011). *Clean energy progress report*, OCDE Press.
- IEA (2012) *EV cities casebook, A Look At The Global Electric Vehicle Movement*, OCDE Press. <http://www.iea.org/evi/EVCityCasebook.pdf>.
- Kempton, W. and Letendre, S. (1997), "EVs as a New Source of Power for Electric Utilities", *Transportation Research* 2(3): 157-175.
- Kempton, W. and Tomić, J. (2005a), "Vehicle to Grid Fundamentals: Calculating Capacity and Net Revenue", *Journal of Power Sources*, Vol. 144, Issue 1, pp. 268-279.
- Kempton, W. and Tomić, J. (2005b), "Vehicle to Grid Power Implementation: from stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy". *Journal of Power Sources*, Vol. 144, Issue 1, pp. 280-294.
- Kempton, W. Marra, F. Anderson, PA. and Garcia-Valle, R. (2013), "Business models and control and management architecture for EV electrical grid integration," *IEEE Innovative Smart Grid Technologies Europe*.
- Knittel, C. (2012), *Leveling the playing field for natural gas in transportation*, The Hamilton Project, Discussion paper 2012-03 June 2012.

- Lemoine, D., Kammen, D. and Farrell, A. (2008), "An innovation and policy agenda for commercially competitive plug-in hybrid EVs", *Environ. Res. Lett.* 3 014003 (10 pp).
- Letendre, S. and Kempton, W. (2002), "The V2G Concept: A New Model for Power?", *Public Utilities Fortnightly* 140(4): 16-26.
- Leurent, F. and Windisch, E. (2011), "Triggering the development of electric mobility: a review of public policies", *Eur. Transp. Res. Rev.* 3: 221-235.
- Liebowitz S. & Margolis E, (1995), "Path Dependence, Lock-in, and History". *Journal of Law, Economics and Organization*, Oxford University Press, 11(1), 205-226.
- Lund, H. and Kempton, W. (2008), "Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G", *Energy Policy* 36, 3578-3587.
- Marrero, G. Perez, Y. Petit, M. Ramos-Real, F. J. (2014), "Electric Vehicle Fleet contributions for Isolated Systems. The case of the Canary Islands", *International Journal of Automobile Technology and Management*, Forthcoming 2014.
- OVE (2011), « Véhicules électriques et infrastructures de recharge », mars, www.observatoire-vehicule-entreprise.com.
- Perdiguero, J. and Jiménez, J. L. (2012), "Policy options for the promotion of Electric vehicles: a review", *Working paper RIAE, University of Barcelona, 2012/08*.
- Peterson, S. B., Apt, J., and Whitacre J. F. (2010), "Lithium Ion battery cell degradation resulting from realistic V2G utilization", *Journal of Power Sources*, vol. 195, pp. 2385-2392.
- Rebours, Y., Kirschen, D. S. Trotignon, M., and Rossignol, S. (2007), "A survey of frequency and voltage control ancillary services – Part II: Economic features," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, n° 1, pp. 358-366.
- Rebours, Y., Kirschen, D. S. Trotignon, M., and Rossignol, S. (2007), "A survey of frequency and voltage control ancillary services – Part I: Technical features," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, n° 1, pp. 350-357.
- Rious, V. Perez, Y., and Glachant, J.-M. (2011), "Transmission Network Investment as an Anticipation Problem", *Revue of Network Economics*, vol. 10, n° 4, Article 1.
- Rious, V. Roques, F., and Perez, Y. (2012), "Which market design to see the development of demand response in an all-market context?" *Working paper EUI 2012-12*.
- Tomić, J. and Kempton, W. (2007), "Using fleets of electric-drive vehicles for grid support", *Journal of Power Sources*, 144(1), 280-294.
- UCTE (2012), *UCTE Operation Handbook*. <http://www.entsoe.eu/resources/publications/ce/oh/>.
- US Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (2012), "Federal Tax Credits for EVs". Accessed 6 Dec 2012, <http://www.fueleconomy.gov/feg/taxevb.shtml>.

NOTES

*. The views expressed in this article are those of the authors and not necessarily those of funding institutions they work with. Authors would like to thank for their valuable comments the participants of the FAEE seminar in Paris la Défense (2012), in EVS 27 conference in Barcelona (2013), in Friday lunch seminar of Chaire Économie du Climat, Université Paris-Dauphine (2013) in the Innovation seminar at RITM Paris-Sud (2014) and lastly in the FAERE first conference in

Montpellier (2014). Authors would like also to thanks Anna Creti, Christian de Perthuis, Jean-Michel Glachant, Alain Ayong Le Kama, Vincent Rioux and Carole Donada, for their contribution on earlier versions of the paper. All remaining errors are ours.

1. The New European Driving Cycle (NEDC) is a driving cycle designed to assess the emission levels of car engines and fuel economy in passenger cars (excluding light trucks and commercial vehicles). It is also referred to as MVEG cycle (Motor Vehicle Emissions Group). The NEDC aims to represent the typical usage of a car in Europe. It consists of four repeated ECE-15 urban driving cycles (UDC) and one Extra-Urban driving cycle (EUDC).
2. We should note that even the “2012 actual” price varies considerably as reported from auto manufacturers.
3. The new French government raised the bonus in July 2012 to 7000€.
4. Penalty paid according to the CO₂ emission * sold cars of that category >EV subsidy * numbers of EV for a year.
5. Sources: gronnbil (2014) <http://www.gronnbil.no/ladepunkter>, in July 2014.
6. Approximate figures based on co-author Kempton’s experience designing EVSEs, bidding installations at diverse buildings and parking areas in the US, and discussions with several EU entitles with diverse installation experience. Also see OVE (2011).
7. SGTE Power has sold these DC chargers since 1995. Their chargers use the CHAdeMO standard, and SGTE argues that this solution is the cheapest for the automakers because they don’t have to integrate a charger inside the vehicle.
8. Going for more than 80% is complex for two reasons: for heat generation when charging and for dynamic constraints inside the battery.
9. Going for more than 80% extends the time required non-linearly for two reasons: for heat generation when charging and for dynamic constraints inside the battery.
10. The last figure announced by the French government in July 2014 is to have now 7 millions EVSE for 2030, but without any details concerning the implementation of this new policy goal. <http://www.automobile-propre.com/2014/06/18/transition-energetique-10-000-e-bonus-les-voitures-electriques-7-millions-points-recharge/>
11. A fee of 0.5€/100km may not be enough for private EVSE investors and operators, so attractive business models would need to be found.
12. Theses are the solution for managing the flexibility problem for the generation part; some studies also explore the possibility to provide flexibility from demand side (Rioux et al., 2012).
13. PJM Interconnection LLC (PJM) is a Regional Transmission Organization (RTO) in the United States. It is part of the Eastern Interconnection grid operating an electric transmission system serving all or parts of Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia and the District of Columbia.
14. The European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) is an association of Europe’s transmission system operators (TSOs) for electricity. It is a successor of ETSO, the association of European transmission system operators founded in 1999 in response to the emergence of the internal electricity market within the European Union.
15. PJM, and ENTSO-E (2012 a & b) for last update of theses issues.
16. The open issue is the impact on the battery ageing, even if batteries life span may be more than thousands of cycles.
17. More than 900 are existing in Germany and 215 in France (100 ERDF + 115 non nationalized local distribution companies).

ABSTRACTS

The paper aims to define the possible efficient action of a public policy toward Electric Vehicles (EV) and Vehicle-to-Grid (V2G) development. We will start our paper by a discussion on the market failures appealing for a public intervention in the EV and V2G activities. We then address three main dimensions of a coordinated public policy toward the development of an EV industry: 1) mitigate the currently high purchase price; 2) define a standard for infrastructure equipment, and 3) facilitate development of grid services businesses, which will both improve the electric system and make EVs more economically competitive. In this paper, we will investigate current barriers to widespread EV deployment, review the state of art of public policies toward these problems, then we propose some remedies for each of the identified problems and advocate integrated public action to address these problems.

L'article cherche à définir une action publique efficace dans le domaine des véhicules électriques et des services associés aux réseaux électriques. Nous débutons notre discussion par une évaluation des défaillances de marché militant pour une action publique coordonnée en faveur des véhicules électriques et des services réseaux qui lui sont associés. Nous traitons alors de trois dimensions qui devraient être coordonnées dans une politique publique cohérente en faveur de cette industrie : 1) celle-ci doit réduire le coût d'acquisition des VE qui ne sont pas encore concurrentiels ; 2) elle doit également définir des règles et des standards pour favoriser l'émergence d'une mobilité électrique et enfin 3) elle doit faciliter le développement de nouveaux métiers qui permettront aux réseaux électriques d'être mieux gérés et aux VE d'être plus compétitifs. Dans cet article, nous analysons les barrières à la diffusion des VE, nous organisons une revue des politiques publiques existantes et nous proposons des solutions adaptées dans le cadre d'une politique publique coordonnée concernant les VE et les services associés.

INDEX

Keywords: Electric Vehicles, Vehicle to Grid, Automotive Public Policy

Mots-clés: véhicules électriques, réseaux électriques, politique publique pour l'automobile

AUTHORS

WILLETT KEMPTON

College of Earth, Ocean, and Environment, Center for Carbon-free Power Integration, and Department of Electrical and Computer Engineering, University of Delaware, USA.
willett@udel.edu

YANNICK PEREZ

Corresponding author: Supélec & University Paris-Sud, RITM, and Research Fellow at Armand Peugeot Chair. yannick.perez@supelec.fr

MARC PETIT

Department of Power and Energy Systems E3S SUPELEC Systems Sciences and head of the Armand Peugeot Chair, marc.petit@supelec.fr

The Role of Plug-In Electric Vehicles with Renewable Resources in Electricity Systems

Claire Weiller and Ramteen Sioshansi

1. Introduction

- 1 The world faces a growing energy sustainability problem, requiring energy sources that can meet growing demand in a sustained way into the future without compromising global climate and resources. In its most recent assessment, the U.S. Energy Information Administration (EIA, 2013) projects that world energy consumption will grow by 56% between 2010 and 2040. This demand is driven by long-term economic growth, much of which is forecast to occur in countries outside the Organization for Economic Cooperation and Development (OECD).
- 2 Indeed, energy demand in the OECD is forecast to increase 17% as opposed to 90% in non-OECD countries, where it is likely to be met through increased use of fossil fuels. Using three Intergovernmental Panel on Climate Change scenarios, Karl et al. (2009) demonstrate that this increase in energy demand and associated fossil fuel use can result in atmospheric CO₂ concentrations that are 22-111% greater than the level of 450 part per million at which global average temperature stabilizes.
- 3 In addition to environmental concerns, fossil fuels raise issues of security of supply due to unstable geopolitical relations and physical resource constraints. These problems result in direct and indirect costs to consumers and to the economy. For instance, a share of the United States' military expenditure is devoted to protecting oil supplies abroad. Lipman and Delucchi (2010) estimate that the military expenditures associated with securing oil supplies from the Persian Gulf add an average of \$0.03 to \$0.16/gallon to the price of gasoline. Sudden fuel supply disruptions can occur despite these efforts, causing price spikes and reducing economic output. The National Research Council (2010) estimates that the costs of oil supply disruptions have ranged between \$1.16 and \$15.01/barrel in the United States. Aside from the geopolitical risks for security of

supply, fossil fuels resources are limited by the finite amount of hydrocarbons on Earth. Even as new fossil fuel reserves are discovered, they cannot always be economically extracted and exploited. The overall diminishing reserves increase fuel supply costs.

- 4 For these and other reasons, governments and other agencies around the world have begun searching for means to address this energy sustainability problem. Two technological solutions that have gained particular interest are renewable electricity sources and transportation electrification.
- 5 The EIA (2013) estimates that of the 553 EJ of world energy consumption in 2011, 39% was in the form of electricity. Moriarty and Honnery (2012) survey a number of studies estimating total global generation potential from renewable energy sources. These studies estimate between 246 EJ and 4842 EJ of generation potential. Renewable energy has the potential to improve energy sustainability in electric power systems and in the associated downstream activities and sectors. Moreover, transportation accounted for close to 20% of total world energy consumption in 2011, of which very little was electricity. Switching electricity generation to renewable sources can alleviate many of the problems associated with traditional generation feedstocks. Electrifying transportation can further leverage this switch in generation sources, since fossil fuels used directly in vehicles can be replaced with renewable electricity sources.
- 6 These technology solutions are not panacean, however. Both vehicle electrification and the use of renewable electricity sources raise serious technical, economic, and customer adoption issues.
- 7 Many renewable electricity sources that are commercially viable today have varying degrees of real-time supply uncertainty and variability. For instance, real-time wind speeds can be highly variable, due to complex interactions between weather fronts and other phenomena. These may be difficult to predict hours ahead, much less years ahead when capacity expansion decisions are made. Renewable resource variability and uncertainty raise a number of power system operations and planning challenges, since real-time electricity demand and supply must be in exact balance at all times to maintain power system stability and reliability.
- 8 Key questions stemming from renewable integration include:
 - What is the renewable availability profile and how does it affect a power system's net load (*i.e.*, load less renewable generation) profile?
 - How much conventional controllable generation is required to serve electricity demand without sacrificing power system stability and reliability?
 - What are the energy supply cost impacts of renewables, including the cost of building renewable capacity and their effect on system operations?
 - How do these impacts vary with renewable penetration and the technology mix used?
- 9 Transportation electrification raises its own sets of issues, especially for personal mobility use. From the consumer's standpoint, plug-in electric vehicles (PEVs) currently suffer a fixed cost premium compared to conventional vehicles. This is largely attributable to the cost of the battery, with 2013 estimates varying between \$400/kWh and \$800/kWh (Crist, 2012). Thus, the cost proposition to a consumer of switching to a PEV comes from the lower operating (driving) costs that eventually offset the higher upfront purchase price. The payback period of various PEVs varies across estimates and depends on other socio-political factors such as subsidies at purchase and petrol tax levels. Pure electric vehicles (EVs) further suffer from the lack

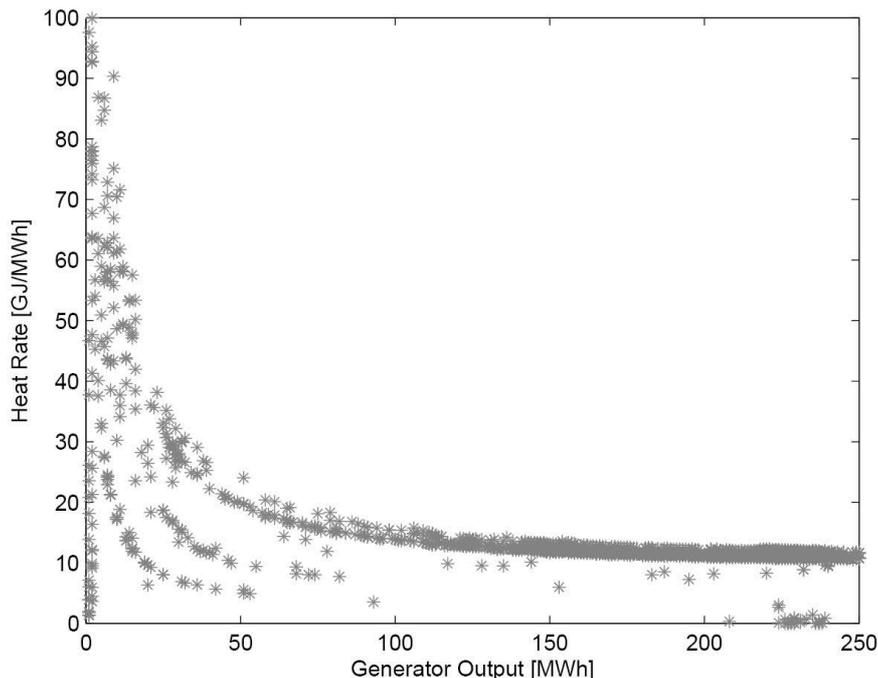
of fueling infrastructure and the related 'range anxiety' phenomenon. 'Range anxiety' refers to drivers' concerns with the risk of being stranded with a discharged battery and with the delays to their journeys associated with long recharging times. Chéron and Zins (1997); Eberle and von Helmolt (2010); Franke and Krems (2013) find that many consumers are unwilling to purchase EVs if a 'safety net' of charging stations is not available. This anxiety has been found to lead to overly cautious charging behavior, as in the EV pilot conducted by the Tokyo Electric Power Company (TEPCO). TEPCO introduced a set of electric service vehicles, which were recharged overnight using 'slow' chargers at the TEPCO facility, for use over an 8 km × 15 km service area. They found that the EVs were used over a very small area around the facility and were typically returned to the station with a battery state of charge (SOC) much greater than 50%. A year later TEPCO installed a 'fast' charging station within the service area, which led to vastly greater use of the EVs over the entire service area. Interestingly, TEPCO found that the added charging station was used sparingly (Anegawa, 2011; Botsford and Szczepanek, 2009).

- 10 PEVs also raise problems related to their interactions with electric power systems. Because electricity demand and supply must be equal at all times, generation, transmission, and distribution capacity are built to serve the system's anticipated peak demand.¹ In most systems this peak is rarely achieved, meaning that if PEV charging is properly timed and coordinated, it can be accommodated without any extra capacity needing to be built. According to the United States Department of Transportation's Federal Highway Administration, Americans drove a total of about 4.76 trillion km in 2011.² Assuming a 0.207 kWh/km EV efficiency³ and 20% total energy losses in transmission, distribution, and EV charging, electrifying the entire vehicle fleet of the United States would have increased average system load by about 139.5 GW. In comparison, the EIA (2012) reports 4105.7 Wh of electricity generation in the United States in 2011, amounting to 468.7 GW of average load. Adding the average load from PEVs would still be well within the 1054.8 GW of installed generation capacity in 2011. Rather than additional average load, however, the impacts of PEVs may most affect the system at the distribution level if charging demand is coincident with peak load. Electricity demand in many power systems peaks on summer afternoons, due to building cooling loads. If PEV owners recharge their vehicles upon arrival home, the added demands could considerably increase these systems' peaks. The risks are exacerbated in residential distribution systems in cases in which the availability of charging stations in offices and public areas is limited Weiller (2011). Using hybrid-electric vehicle adoption to forecast PEV adoption, Mohseni Stevie (2009) show that significant spatial clustering of PEV owners' residences can occur, which can yield extremely high distribution-level loads. These findings imply that PEV charging will need to be properly timed to use spare system capacity. Achieving this coordination is a non-trivial issue and the extent to which centralized control may be needed is unclear. Without proper coordination, additional system capacity may have to be added.
- 11 PEVs may also raise environmental concerns. EPRI (2007a,b) shows that PEVs, even if recharged on the most CO₂-intensive electricity mix, such as in coal-based systems, lead to reduced life-cycle greenhouse gas emissions relative to conventional gasoline or diesel vehicles. Charged on renewable electricity, the tailpipe emissions impacts of PEVs are reduced to zero in terms of greenhouse gases and other pollutants, which are also a concern. For instance, Sioshansi and Denholm (2009) show that PEV use in the

state of Texas may result in higher net SO_2 emissions compared to gasoline vehicles due to the high sulfur content of coal used to generate electricity there. The emissions impacts are therefore highly system-specific and highlight the benefits of increasing the integration of renewable generation sources in the electricity mix.

- 12 PEVs and renewables have a natural synergy between them that can aid their integration. The environmental benefits of PEVs are best achieved in renewable electricity systems, as described above. The synergy also stems from the fact that successfully integrating renewables into power systems ultimately requires system flexibility which PEVs can provide. This flexibility can come from either the demand- or supply-side. Many power systems today rely on supply-side flexibility that is typically provided by natural gas- and oil-fired and hydroelectric generators. These types of units, which can be switched on and off and have their output ramped up and down quickly, compensate the difference between the system's net load and the output of inflexible baseload generators. The use of these units imposes short- and long-run costs on the system, however. In the short-run, flexible units must be loaded below their maximum output rating, which decreases their operating efficiency. This is demonstrated in Figure 1, which shows the heat rate of a natural gas-fired combined cycle generator as a function of its output. The heat rate, which is inversely proportional to efficiency, increases noticeably as the generator is more lightly loaded. In the long-run, a system that relies exclusively on supply-side flexibility must shift the generation mix toward more flexible units, which may have lower operating efficiencies than other technologies.

Figure 1. Actual heat rate of a combined-cycle natural gas-fired generator as a function of loading



- 13 PEVs can instead provide low-cost demand-side flexibility. From the perspective of the system operator (SO), PEVs can provide renewable-integration services by having their charging load follow renewable availability, reducing the need for supply-side flexibility. As for consumers, as long as the PEV battery is recharged in time for the

next trip, the disutility or cost they might bear from delayed charging may be compensated or managed by attractive contracts. Such contracts already exist for demand response services in some electricity markets, with the long-running air conditioning cycling program operated by Southern California Edison serving as one example (Espinosa, 1987). While this is not necessarily a cost-free flexibility source for the SO, the marginal cost is likely to be lower than currently used alternatives.

- 14 PEVs may further be allowed to discharge when grid-connected, also known as providing vehicle-to-grid (V2G) services. These services can lead to even greater renewable-integration benefits. In V2G mode, PEVs can discontinue charging and start discharging their batteries if there is an unexpected renewable generation decrease. A common issue with V2G services, however, is that frequent energy discharge could severely decrease PEV battery life. Providing renewable-integration services or V2G can be beneficial to PEV owners if the value of the service is properly remunerated. Appropriate business models must be designed to distribute the value of the benefits between PEV owners, SOs, and renewable generators, for example by using specialized tariffs for PEVs, time-variant or other dynamic pricing schemes, or other forms of subsidies.
- 15 The goal of this article is to further survey the renewable-integration role that PEVs can play and to discuss related implementation issues and questions. The remainder of this article is organized into four sections. Section 2 further details the challenges raised by integrating renewable energy sources into electric power systems while Section 3 discusses the role that PEVs can play in mitigating these issues. Section 4 summarizes some technical and economic implementation issues that may arise. Section 5 concludes.

2. Renewable Integration Challenges

- 16 As noted in Section 1, integrating renewable energy sources into electric power systems can raise a number of technical and economic issues. These mainly stem from the variability and uncertainty of the real-time availability of renewables. These characteristics of renewables affect power system operations and planning on a variety of timescales. To better understand these impacts, we first discuss the three main operational planning horizons that are pertinent to renewable integration. We then discuss how renewables affect these planning processes.

2.1. Power System Operations and Planning Processes

- 17 At one extreme, real-time active and reactive power demand and supply must be in constant balance to ensure that the system's frequency and voltage are within acceptable limits. These types of dynamic stability issues must be studied and managed on the milliseconds to seconds timescale.
- 18 The next level of operational planning includes unit commitment, economic dispatch, and optimal power flow analyses. Unit commitment, which may be done on an hour- to week-ahead basis, determines which generators must operate at each time step within the planning horizon to serve forecasted demand at minimum cost. A day-ahead unit commitment that models hour-long time steps is typical, although these details vary among power systems. Once the commitment (on/off status) of each generator is

decided by the unit commitment model, each generator's energy production must be determined. This is done in an economic dispatch model and the resulting power flows on the transmission network elements are modeled to ensure that they are within the physical limits of the system. This dispatch process can be done hour-ahead. In many systems the dispatch is also recomputed in a rolling fashion every five to 15 minutes, using the most recently available system information.

- 19 The real-time dynamic stability, unit commitment, and intraday economic dispatch processes have a hierarchical interdependency among them. For instance, a unit commitment model typically has a simplified power flow model embedded in it to ensure that the system can be feasibly dispatched in real-time without violating transmission constraints. The unit commitment model also includes reserve requirements that ensure that the generators committed in each time step have sufficient excess capacity and ramping capability to serve load under a variety of unanticipated contingencies. Traditionally, generator or transmission failures or unanticipated load increases are the types of contingencies considered. There is a further interdependency between these operational planning stages and system dynamic stability: generator commitments and dispatch must provide sufficient supply-side flexibility to maintain the system's frequency and voltage within acceptable tolerances. These requirements are modeled by including constraints in the operational models requiring that the generators committed be able to provide higher-quality reserves with extremely fast response times. Sheble and Fahd (1994) provide a survey of the unit commitment and related literature.
- 20 The final level of planning is long-term generation and transmission investments and retirements. Due to the potentially long lead times involved, investment decisions may be made a decade or longer in advance of project completion. Although generation and transmission construction can be time-consuming, delays associated with regulatory approval, financing, and local opposition to a project can account for the bulk of this lead time. As with the unit commitment process, there is a hierarchical interdependency in this long-term planning. This is because investments must be made while anticipating future electricity demands and how those demands will be served by the generation and transmission assets installed in the system. Thus, investment planning should ideally include unit commitment, dispatch, and power flow and dynamic stability analyses. In practice, simpler heuristics based on load-duration curves and the capital and operating costs of different generation technologies are often used to capture unit commitment and dispatch costs (Stoft, 2002). These heuristics may also be supplemented with reliability models, which determine how much excess capacity should be installed to reliably serve load in the face of generator and transmission failures (Billinton and Allan, 1984).

2.2. Effects of Renewables on Power System Operations and Planning

- 21 Integrating renewable energy sources into electric power systems can further complicate these operation and planning processes. Maintaining real-time energy supply and demand balance and system stability can be more difficult, since renewables increase supply-side variability. Similarly, SOs must account for renewable variability when making unit commitment and economic dispatch decisions. Since it can take

hours to startup some generators,⁴ the set of generators that is committed must have sufficient excess capacity and ramping capability to respond to unexpected reductions or increases in renewable availability. In some systems this flexibility is ensured by adjusting reserve requirements in the operational planning models, whereas others have introduced new reserve or flexibility products. For instance, Abdul-Rahman et al. (2012) discuss the introduction of a flexi-ramp constraint in the California ISO's operational planning process and Wang and Hobbs (2014) compare the operational benefits of this constraint to other renewable planning mechanisms. This constraint, which was originally only enforced in the real-time dispatch, ensures that the generators committed have sufficient ramping capability to cover anticipated supply differences between the five- and 15-minute-ahead dispatch processes. Once this constraint was incorporated into real-time operations, the California ISO proposed adding it to the day-ahead unit commitment as well. In addition to planning difficulties, these operational changes also have economic implications. As noted in Section 1, some sources of flexibility impose added costs on the system. Many power systems today rely almost exclusively on flexible natural gas- and oil-fired generators to balance renewable variability. As Figure 1 illustrates, this can reduce the efficiency and increase the operating cost of these generators.

- 22 Renewables also affect long-term generation and transmission investment. Generation investment is affected in two important ways. One is that long-term generation investments must account for the limited ability of variable renewables to reliably serve load. A number of studies, which Keane et al. (2011) survey, estimate the contribution of wind toward reliably serving load in a variety of systems. These analyses find that the marginal capacity value⁵ of the first increment of wind tends to range between 15% and 50% of the nameplate capacity of the wind plant. Wind's marginal capacity value drops quickly as more is added to the system, however. Analyses of solar conducted by Madaeni et al. (2012, 2013); Pelland and Abboud (2008); Perez et al. (2006, 1993); Xcel (2009) show higher capacity values than wind, due to greater coincidence between solar availability and electricity demand in many power systems. Underestimating the capacity contribution of renewables can result in higher ratepayer costs, since excess generating capacity must be built. Conversely, overestimating their capacity contribution reduces system reliability, since insufficient dispatchable generation will be built. In addition to their reliability impacts, renewables may also skew the mix of generators installed. This effect depends on how renewable variability and uncertainty are accommodated in the day-ahead and real-time operational horizons. A system that relies exclusively on flexible conventional generators to accommodate renewables would need to install more generators with such capabilities as the penetration of renewables increases. As an example of this, DeMeo et al. (2005) note the plans of a major manufacturer to introduce a gas turbine product specifically designed to provide such flexibilities.
- 23 Renewable integration can also necessitate major investments in transmission facilities. This is because the richest renewable resources in many parts of the world are far from population centers where electricity demand is highest. As an example of this, Mai et al. (2012) model the generation and transmission expansion needed to achieve a power system across the United States that serves between 30% and 90% of electricity demand using renewables. This analysis estimates between 10 million and 200 million MW-miles of transmission capacity being needed to deliver this amount of

renewable energy to end customers. The latter case represents a doubling of the approximately 200 million MW-miles of existing transmission capacity.

2.3. Summary

- 24 In summary, integrating renewable energy sources in electricity systems poses a number of challenges for real-time and short- and long-term system planning due to their variability and uncertainty. Renewables increase the challenges of maintaining dynamic stability – frequency and voltage – in power systems due to the effect of sudden unplanned increases or shortages of generation. In (day-ahead) unit commitment and (intraday) economic dispatch and power flow models, renewables introduce a degree of uncertainty that must be mitigated with flexible generators, usually fossil-fueled, causing high ramping costs and efficiency losses due to part-load operation, as illustrated in Figure 1. Renewables further raise challenges for long term investments due to the difficulty of making reliable capacity and generation forecasts, as well as the costs of transmission capacity expansion. However, the simultaneous integration of PEVs along with renewables in electric power systems can mitigate some of these effects and lead to additional synergistic benefits. These are discussed in the following section.

3. Renewable Integration Benefits of PEVs

3.1. Type of Services

- 25 In terms of impacts on electric power systems, PEV charging not only increases energy and power demand, calling for new capacity investments, but can also lead to synergies with renewable energy and improve the utilization of assets in the electric power system (Sioshansi and Denholm, 2009). If PEVs are scheduled to recharge when system demand is lowest, they can improve the overall capacity utilization factor of the electric power system and generate cost savings for the user and the system (Denholm and Short, 2006; Sheikhi et al., 2013).
- 26 PEVs broadly provide two types of services that can benefit electric power systems with renewable energy generation: passive services, wherein the PEV is used as a load with optimizable consumption, or active services, which rely on bidirectional power flow between the vehicle and the charger. In the latter case the PEV provides power back to the grid. These services can resolve some of the problems of integrating renewables on the time scales discussed in Section 2: real time demand and supply balancing, unit commitment, and long-term system planning.

3.2. Real-Time, Demand-Side Source of Flexibility

- 27 For real-time power system operations, PEVs are a flexible load that can be switched on and off nearly instantaneously to respond to the variability of renewable generation. A PEV fleet represents an attractive demand-side resource to respond to unplanned excess or under-supply of variable renewable energy on the intraday and real-time markets. Grid-connected PEVs are loads that typically consume between 2 kW and 50 kW but can consume more than 100 kW of power at fast-charging stations (e.g., Tesla

'superchargers'). If adequately managed through charging schedulers, shifting this load can present significant benefits in a power system with renewables.

- 28 Part of the value of this demand-side flexibility is the avoided costs of ramping up and down the least-flexible power plants in the system and the avoided requirements from flexible supply-side balancing resources (such as natural gas- and oil-fired plants). PEVs can provide frequency regulation and short-term response, *i.e.*, reserve power that responds within 30 seconds to changes in supply and demand imbalances.
- 29 Renewable generators and SOs bear the costs of real-time system imbalances due to renewable variability, either through the lost revenue of curtailed energy when the system is long or through the cost of procuring reserve energy on the intraday or real-time market when the system is short. PEVs can alleviate these costs by switching on to charge when renewable production is in excess of system demand. The mean absolute error of wind power forecasting four to 24 hours ahead is estimated to be about 10% in the United Kingdom, with similar forecasting errors observed in other systems. This represents significant value as lost revenue or added costs for generators and SOs. An analysis of the UK market by Newbery (2012) shows that the system is long about 70% of the time, suggesting that PEVs could provide most of their value as flexible loads that avoid curtailed renewable energy.
- 30 In times when the system is short, however, for example due to less renewable generation than expected, PEVs could reduce the system load by interrupting their charging, thus avoiding the costs of energy procurement on the intraday and real-time reserve (or balancing) markets. Conceivably, PEVs could actively participate in power systems in order of priority rankings for vehicle charging assigned according to stated user preferences based on the state-of-charge and the planned or expected travel schedule of the vehicle. Some of the practical implementation issues are discussed further in Section 4. Xi et al. (2014) analyze historical reserve prices, showing that they are typically highest when the market is short. In addition to the value of reducing demand in short systems, PEVs could provide value as power sources as well. Their value as supply-side resources is discussed in greater detail in the following section.

3.3. Real-Time, Supply-Side and Storage Resource

- 31 If bidirectional power transmission is implemented between PEVs and the grid through chargers, PEV batteries offer additional opportunities as energy storage units that can charge and discharge energy as required by the system. One of the fundamental properties of electricity markets is that electricity cannot be stored, *i.e.*, it is currently uneconomical to integrate dedicated storage devices in electricity systems (Sioshansi et al., 2012). However, as the integration of uncertain renewable energy picks up scale, grid-scale storage will become increasingly valuable to manage the resulting supply volatility (Bathurst and Strbac, 2003; Denholm et al., 2010).
- 32 PEVs can add a time-dimensional buffer to power system operations. PEVs represent a valuable storage and supply resource both at the grid level, if entire fleets of thousands to millions of vehicles can be managed at once, and at the level of individual homes. As supply-side resources, fleets of PEVs can store excess renewable energy as it becomes available and release it at a later time when required by the system. At a more local level, if combined with individual home or building renewable energy sources, PEVs can provide similar opportunities to optimize the owner's energy consumption and

generation through their storage capacity (Antunes et al., 2013; Balta-Ozkan et al., 2013). PEVs are interesting components of ‘smart’ home and building energy management systems. These services are usually referred to as V2G, ‘vehicle-to-home’ (V2H), and more generally ‘vehicle-to-X’ (V2X) (Lund and Kempton, 2008; Tuttle and Baldick, 2012). The compensation and incentive mechanisms for PEV owners to participate in the provision of such services are discussed in Section 4.

- 33 PEVs as supply-side resources are particularly valuable due to their low opportunity cost. Because their primary purpose is their use for driving, consumers would invest in them (as cars) regardless of their use as grid resources. Indeed, Sioshansi and Denholm (2010) argue that if PEV owners are properly compensated, their use as grid resources provides an added incentive for their adoption. As opposed to other solutions such as pumped hydroelectric storage, hydrogen-based power-to-gas storage, compressed air energy storage, or sodium-sulfur batteries, there is no added investment cost in using PEVs as supply-side and storage resources. There are, however, variable costs associated with the use of PEVs for grid services, due to the (currently uncertain) degradation of the battery that results from increasing the number of charge/discharge cycles (Sioshansi and Denholm, 2010).
- 34 In summary, similarly to other types of electricity storage, PEVs reduce required investments in reserve generation capacity to maintain the reliability margin and manage the variability of renewable energy. As discussed in Section 2, much of this flexibility is currently provided by natural gas-fired plants, which will require further investments as more flexibility is needed. The storage capacity of PEVs can also help alleviate congested transmission lines (Sioshansi et al., 2009), thus avoiding the cost of reinforcing transmission. The avoided costs of ramping conventional power plants up and down to manage renewable variability is also a benefit of PEVs. In addition to these avoided costs, PEVs provide the opportunity to arbitrage electricity prices through smart scheduling of demand (charge), storage, and supply (discharge). The viability of using PEVs for grid or home-based energy services depends on the volatility and magnitude of electricity prices in the electricity market (Moreno et al., 2012).

3.4. Strategic and Long-Term Benefits in the Transition to a Renewable, ‘Smart’-Enabled Power System

- 35 Benefits from PEVs for renewable integration include multiple less direct sources of economic value. SOs and utilities also avoid the research and development costs of battery storage technologies if other companies, *i.e.*, battery manufacturers and/or auto manufacturers (OEMs), invest in battery technologies for vehicles. Clearly, these other types of companies will be motivated to invest in batteries to sell vehicles and batteries to the PEV and other markets. Section 4 further discusses the distribution of revenues and costs amongst industry participants and PEV owners.
- 36 PEVs are part of a synergistic transition to ‘smart’ information and communication technology (ICT) in the electric power sector – they offer an additional reason to introduce smart meters and emphasize the value proposition of smart energy management by consumers. Individual consumers who have their own renewable energy generation units, such as solar panels in their homes, and a PEV, have all the more reason to use their smart meters to manage and optimize their consumption, generation, and storage capacity.

- 37 PEVs may be increasingly committed as power sources in energy markets when their sales penetration makes them available by millions. Until then, individual battery capacities of mid-sized PEVs, which range between around 20 kWh and 85 kWh, will not be significant enough to moderate renewable energy generation on the wholesale level. For PEV applications to be viable at the wholesale level, capacities of at least 1 MW to 2 MW would have to be traded in each V2G transaction, *i.e.*, roughly the equivalent of 500 EVs connected to a standard 3.7 kW European circuit. Taking into account the availability factor of the vehicles, the number of EVs on the road in a given electricity control area would therefore have to be considerably higher than this value.
- 38 As the scale of the PEV market increases, two other major benefits of deploying them in the context of renewable energy systems will also materialize. The first is, of course, the benefits of emissions reductions in the transport sector – charging PEVs from renewable electricity leads to emissions reductions, and the reductions are directly related to the simultaneous growth in both renewables and PEV markets. The second advantage is related to the deployment of associated technologies, such as the smart energy management systems mentioned above. As PEV adoption increases, industry players will develop systems and features that will increase the possibilities to use them as resources, as discussed in the previous two sections. ICT companies appear to be waiting for more certainty in the PEV market before developing the architecture that would be needed to realize new business models such as V2H.⁶ Until then, the opportunities will remain minimal and PEVs will be integrated in electric power systems as ordinary loads, the charging of which is managed on an individual basis.

4. Implementation Issues

4.1. Consumer Incentives

- 39 The first issue to consider in the implementation of PEV services for renewables integration is whether consumers would accept ceding control of their vehicles to third parties, *i.e.*, SOs or charging managers, and whether they would be willing to change their charging behavior to provide such services. Similarly to other demand response mechanisms, PEVs could be controlled either directly by the SO or incentivized by price signals to the consumer (Espinosa, 1987). Price signals are a simple form of incentive as the user remains in control of the vehicle – however, the benefits of the services described above are less likely to be realized if they are left up to the consumer. This is because of difficulties in structuring dynamic prices that achieve socially optimal charging behavior in a decentralized manner (Xi and Sioshansi, 2014).
- 40 Clearly the acceptance of third-party PEV control depends on the level of incentives that are provided and on the level of control over the vehicle that is ceded. To the first point, the maximum amount that a PEV owner could expect to be compensated for the service provided is the total value to the power system of the services from the charge time shifting and/or power supply that it provides. The minimum value could be zero, in the case where providing the service does not impinge in any way on the convenience the PEV owner derives from the vehicle. In this latter case, the user would have to agree to participate out of pure volunteer interest. A number of compensation methods can be designed depending on the client and the service provided. It may be impossible to price the services on a per-transaction basis due to the complexity of

calculating the exact value saved by shifting PEV load or the provision of short-term reserve energy. Such a calculation is further complicated since the realized electricity prices would not be exogenous but would depend on the services provided. Fixed fee-based pricing thus appears to be a reasonable solution (Caillaud and Jullien, 2003). Contracts for PEV charging could include varying levels of discounts according to how flexible drivers are in allowing vehicle charging interruptions. The willingness-to-accept for different cases should be the subject of further research.

4.2. Business Models

- 41 Business models describe the value proposition and the structure of relationships that enable an organization or a network of organizations to create and capture value around a new business opportunity (Zott and Amit, 2010). PEVs suffer from a lack of an attractive value proposition for buyers, as noted in Section 1, because of high upfront costs due to the battery component and the phenomenon of ‘range anxiety’ due to the combination of limited vehicle range and the scarcity of available charging infrastructure. Redefining the business model for PEVs by accounting for their value as electricity system resources may offer considerable advantages for all parties involved. Here we discuss the responsibilities of OEMs, battery owners and manufacturers, grid operators, utilities, and aggregators around PEV services for renewables.
- 42 As discussed in Section 3, the benefits of using PEV batteries to manage renewable electricity variability and uncertainty in real-time markets are captured mainly by the generators that avoid the opportunity cost of curtailment and entities that avoid the cost of reserve power procurement. The allocation of the latter cost varies from one market to another, but it is often borne by renewable generators or socialized to loads. In traditional vehicle sales business models, OEMs and battery manufacturers bear the costs of developing and producing the batteries, while consumers bear the full costs of buying the vehicle and the battery. Clearly, a redistribution of the costs and value capture from PEV applications for renewables is necessary so that part of the benefit received by SOs and renewable generators is given either directly to OEMs and battery manufacturers, in a direct contractual relationship that bypasses the consumer, or back to the consumer. The difference between the two cases would be the ownership of the battery. In a case in which consumers lease the battery from the OEM, which retains it as an asset, new partnerships between OEMs and SOs or generators may arise, allowing the OEM to recuperate the value provided to the power system or renewable generator through the PEV (Weiller et al., 2014).
- 43 Furthermore, the entry of an aggregating agent specialized in PEV management would be necessary to realize the services described, as is discussed by Bessa and Matos (2012); Quinn et al. (2010). The PEV aggregator would be responsible for the optimization and management service to consumers and allow for the implementation of the services across multiple, not just individual, PEVs. Bessa and Matos (2012); Hota et al. (2014); Kley et al. (2011); San Román et al. (2011); Tuttle and Baldick (2012) review opportunities and relationships between existing and new agents in electric power systems that include renewable energy and PEVs. Tuttle and Baldick (2012) offer an evolutionary roadmap of PEV and grid interactions, including an understanding of the implications of the various energy service business models in terms of communications architectures, legal responsibilities, and revenue structure.

- 44 Table 1 summarizes the distribution of revenues and value suggested in this paper from using PEVs as resources for renewable energy integration across different players in the value chain.

Table 1. Business models for PEV-renewables integration

Functionality	Main Beneficiaries	Main Sources of Value	Service Provider(s)	Cost Distribution
Passive (Unidirectional): Charge Scheduling	1. Users 2. Renewable generators	1. Lower electricity prices 2. Flexible load guaranteeing uptake	Charge manager	Battery owner (OEM or consumer)
Semi-Passive/Active: Storage	1. Users 2. SO 3. Renewable generators	1. Avoided investment in other storage technology 2. Avoided curtailment 3. Lower electricity prices	Aggregator	1. Battery owner: Consumer or utility/SO 2. Reallocation of value from utility/SO to battery owner
Active (Bidirectional): Power Supply	1. Users 2. SO 3. Renewable generators	1. Avoided curtailment 2. Avoided cost of balancing/reserve energy 3. Zero cost of electricity consumed (self-supply)	Aggregator	1. Battery owner: Consumer or utility/SO 2. Reallocation of value from utility/SO to consumer

4.3. Charging and Communications Infrastructure

- 45 The implementation of services for renewable integration from PEVs requires new ICT infrastructure that links the vehicle, the charger/home, and the SO. Currently, direct communication between vehicles and SOs is technically feasible, as evidenced by recently developed standards such as IEC 618511. However, legal control and ownership issues represent important barriers that prevent the implementation of the business models described in this article. Regulation has to address the limits and control rights for the different actors. Cars are usually manufactured as ‘closed systems’ where the software and communications network are contained exclusively within the vehicle and are proprietary to each OEM (Weiller and Neely, 2014) – this is likely to cause issues

with the implementation of the business models discussed in Section 4.2. Also, as noted in Section 3.4, as long as the PEV market remains in the early-adopter stage, there is no justification for companies to design a new platform specifically for PEVs (Weiller and Neely, 2014).

4.4. Battery Ownership and Warranty

- 46 As mentioned in Section 3, making a PEV battery available for renewable energy balancing services may result in faster degradation of its cycle-life. If a user enters a contract agreement for V2G with an electricity supplier, the OEM warranty on the PEV battery may be restricted or voided. This issue must be resolved before the PEV services for renewable integration can be implemented. We discussed some possible mechanisms to overcome this barrier earlier in this section, such as having the OEM maintain ownership of the battery, which is leased to the consumer. In this case, the OEM would directly enter into a contractual arrangement with the SO to provide renewable integration services.

4.5. Summary

- 47 In summary, PEVs offer benefits for renewables integration due to their flexibility as resources from a demand perspective. They are loads that draw significant amounts of power from the grid, yet can be interrupted to meet system requests when recharging is not a high priority, *i.e.*, necessary to accomplish an imminent trip. The low switching (ramping) costs of PEVs are advantageous to respond to unplanned variations in renewable energy output, thus helping with some of the real-time stability management and short term unit commitment and dispatch issues in electric power systems. In addition to demand-side benefits, a PEV battery can be used as an electricity storage unit, effectively providing a ‘buffer’ against the uncertainty and variability of renewable energy. Furthermore, if PEVs are enhanced with V2X functionalities, *i.e.*, the ability to supply power back to the grid, the home, or any other load, the renewable-integration benefits can be increased. The use of PEVs as supply-side resources is likely to reduce the investment costs required in other flexible power plants to accommodate renewables.
- 48 We noted, however, that these benefits depend on the scale of PEV adoption. Given the significant infrastructure investments and societal and behavioral changes required for these synergistic benefits to materialize at a scale useful for electric power systems, much higher adoption rates of PEVs than currently observed would be needed. Innovative business models around PEVs that allow OEMs and electricity suppliers to capitalize on the synergy with renewables have been briefly discussed to solve some of the challenges to PEV market growth.

5. Concluding Remarks

- 49 This article discusses two technology options, renewable electricity generation and the electrification of transportation, that are being promoted by policy makers and industry players to achieve two of the greatest objectives of this century: meeting growing global energy demand while reducing greenhouse gas emissions. Addressing

both objectives implies shifting part of this energy demand away from fossil fuels to other primary energy sources. The adoption of both renewables and plug-in electric vehicles has been hindered by significant challenges despite their known potential to improve energy sustainability in electric power systems and transportation – two sectors which together account for nearly 60% of energy consumption globally.

- 50 In Sections 1 and 2, we discuss the challenges created by the integration of renewables due to the uncertainty and variability of generation at multiple time frames of electricity system planning, from real-time demand and supply balancing to long term investments. The adoption of PEVs, on the other hand, is currently challenged by high purchase costs and limited range and charging infrastructure.
- 51 In Section 3, we discuss the extent to which the challenges of renewable integration can be addressed by PEVs, which in turn benefit from synergies with renewables. The aggregate capacity of grid-connected PEV batteries can be ramped up or down quickly and at a lower cost than the flexible generators traditionally used to manage renewable variability. PEVs offer potential for electricity storage, as well as supply and load flexibility that can help deal with the challenges of renewable integration on very short (real-time) and short (day-ahead) system operations and planning. In the long run, PEVs provide significant benefits towards supporting renewables integration and associated emissions reductions through the avoided costs of installing and operating alternative flexible conventional generators. PEVs also avoid the costs of investments in other grid storage technologies. At the scale of individual households, PEVs provide clear synergistic advantages for the growing market of end-users who own renewable micro-generation assets such as rooftop solar panels. Providing direct financial benefits to consumers, PEVs can thus support renewable penetration without the need for centralized investment.
- 52 Conversely, we conclude that the integration of renewables can contribute to supporting the growth of the PEV market, which has been slow relative to policy targets and industry expectations. The co-deployment of renewables and PEVs is leading to new business models to redistribute the value of the most expensive component of the vehicle, the battery, between OEMs, utilities, and consumers. We suggest that distribution system operators and electricity supply companies have an incentive to support part of the investment in PEV battery research and development and commercialization given their shared interest in PEVs growing to a significant share of the automobile fleet. We highlight some of the challenges with implementing renewables/PEV systems to capture value from their synergies. New communication and control infrastructure must be deployed between vehicles and the grid – requiring consumer participation and potentially new regulation in electricity markets. Strategic cooperation between the various industry players is also expected to remain a significant challenge and barrier to the deployment of joint business models. A suggested next step for future research is to explore the deployment of innovative business models to enable the growth of the PEV market and to support renewable energy integration.

BIBLIOGRAPHY

- Abdul-Rahman, K., Alarian, H., Zhang, F., 22-26 July 2012. Forecasting and Scheduling of Wind Generation at California ISO. In: 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. Institute of Electrical and Electronics Engineers, pp. 1-7.
- Anegawa, T., 2011. Characteristics of CHAdeMO Quick Charging System. *World Electric Vehicle Journal* 4, 818-822.
- Antunes, C. H., Soares, A., de Oliveira Gomes, A. F. P. C., 20-23 August 2013. An evolutionary algorithm approach to an integrated energy management system. In: Proceedings of the 6th International Conference on Sustainable Energy & Environmental Protection. Maribor, Slovenia.
- Balta-Ozkan, N., Davidson, R., Bicket, M., Whitmarsh, L., December 2013. Social barriers to the adoption of smart homes. *Energy Policy* 63, 363-374.
- Bathurst, G. N., Strbac, G., October 2003. Value of combining energy storage and wind in short-term energy and balancing markets. *Electric Power Systems Research* 67, 1-8.
- Bessa, R. J., Matos, M. A., April 2012. Economic and technical management of an aggregation agent for electric vehicles: a literature survey. *European Transactions on Electrical Power* 22, 334-350.
- Billinton, R., Allan, R. N., 1984. *Reliability Evaluation of Power Systems*. Pitman Advanced Publishing Program, Boston.
- Botsford, C., Szczepanek, A., 13-16 May 2009. Fast Charging vs. Slow Charging: Pros and cons for the New Age of Electric Vehicles. In: EVS24 International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium & Exhibition. Stavanger, Norway, pp. 1-9.
- Caillaud, B., Jullien, B., Summer 2003. Chicken & Egg: Competition Among Intermediation Service Providers. *The RAND Journal of Economics* 34, 309-328.
- CHÉRON, E., Zins, M., May 1997. Electric vehicle purchasing intentions: The concern over battery charge duration. *Transportation Research Part A: Policy and Practice* 31, 235-243.
- Crist, P., April 2012. Electric Vehicles Revisited: Costs, Subsidies and Prospects. Discussion Paper 2012-03, International Transport Forum, Paris, France.
- DeMeo, E. A., Grant, W., Milligan, M. R., Schuerger, M. J., November-December 2005. Wind plant integration. *IEEE Power and Energy Magazine* 3, 38-46.
- Denholm, P., Ela, E., Kirby, B., Milligan, M. R., January 2010. The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation. Tech. Rep. NREL/TP-6A2-47187, National Renewable Energy Laboratory.
- Denholm, P., Short, W., October 2006. An Evaluation of Utility System Impacts and Benefits of Optimally Dispatched Plug-In Hybrid Electric Vehicles. Tech. Rep. NREL/TP-620-40293, National Renewable Energy Laboratory.
- Eberle, U., von Helmolt, R., 2010. Sustainable transportation based on electric vehicle concepts: a brief overview. *Energy & Environmental Science* 3, 689-699.
- EIA, September 2012. Annual Energy Review 2011. U.S. Energy Information Administration, DOE/EIA-0384 (2011) Edition.

- EIA, July 2013. International Energy Outlook. U.S. Energy Information Administration, DOE/ EIA-0484 (2013) Edition.
- EPRI, 2007a. Environmental Assessment of Plug-In Hybrid Electric Vehicles, Volume 1: Nationwide Greenhouse Gas Emissions. Tech. Rep. 1015325, Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA, USA.
- EPRI, 2007b. Environmental Assessment of Plug-In Hybrid Electric Vehicles, Volume 2: United States Air Quality Analysis Based on AEO-2006 Assumptions for 2030. Tech. Rep. 1015325, Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA, USA.
- Espinosa, J. R., August 1987. Implementation and Integration of Air Conditioner, Cycling at Southern California Edison. *IEEE Transactions on Power Systems* 2, 792-798.
- Franke, T., Krems, J. F., February 2013. Interacting with limited mobility resources: Psychological range levels in electric vehicle use. *Transportation Research Part A: Policy and Practice* 48, 109-122.
- Hota, A. R., Juvvanapudi, M., Bajpai, P., February 2014. Issues and solution approaches in PHEV integration to smart grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30, 217-229.
- Karl, T. R., Melillo, J. M., Peterson, T. C. (Eds.), 2009. *Global Climate Change Impacts in the United States*. Cambridge University Press.
- Keane, A., Milligan, M. R., Dent, C. J., Hasche, B., D'Annunzio, C., Dragoon, K., Holttinen, H., Samaan, N., SÖDER, L., O'Malley, M., May 2011. Capacity Value of Wind Power. *IEEE Transactions on Power Systems* 26, 564-572.
- Kley, F., Lerch, C., Dallinger, D., June 2011. New business models for electric cars – A holistic approach. *Energy Policy* 39, 3392-3403.
- Lipman, T. E., Delucchi, M. A., 9 September 2010. Expected Greenhouse Gas Emission Reductions by Battery, Fuel Cell, and Plug-In Hybrid Electric Vehicles. In: Pistoia, G. (Ed.), *Electric and Hybrid Vehicles*, 1st Edition. Elsevier, Ch. 5, pp. 113-153.
- Lund, H., Kempton, W., September 2008. Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G. *Energy Policy* 36, 3578-3587.
- Madaeni, S. H., Sioshansi, R., Denholm, P., May 2012. Estimating the Capacity Value of Concentrating Solar Power Plants: A Case Study of the Southwestern United States. *IEEE Transactions on Power Systems* 27, 1116-1124.
- Madaeni, S. H., Sioshansi, R., Denholm, P., January 2013. Comparing Capacity Value Estimation Techniques for Photovoltaic Solar Power. *IEEE Journal of Photovoltaics* 3, 407-415.
- Mai, T., Sandor, D., Wisner, R., Schneider, T. R., 2012. *Renewable Electricity Futures Study: Executive Summary*. Tech. Rep. NREL/TP-6A20-52409-ES, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado.
- Mohseni, P., Stevie, R. G., 26-30 July 2009. Electric vehicles: Holy grail or Fool's gold. In: *Power & Energy Society General Meeting, 2009*. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Calgary, AB, pp. 1-5.
- Moreno, B., López, A. J., García-Álvarez, M. T., December 2012. The electricity prices in the European Union. The role of renewable energies and regulatory electric market reforms. *Energy* 48, 307-313.
- Moriarty, P., Honnery, D., January 2012. What is the global potential for renewable energy? *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16, 244-252.

- National Research Council, 2010. *Hidden Costs of Energy: Unpriced Consequences of Energy Production and Use*. The National Academies Press.
- Newbery, D. M., March 2012. Contracting for Wind Generation. *Economics of Energy & Environmental Policy* 1, 19-36.
- Pelland, S., Abboud, I., December 2008. Comparing Photovoltaic Capacity Value Metrics: A Case Study for the City of Toronto. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 16, 715-724.
- Perez, R., Margolis, R., Kmieciak, M., Schwab, M., Perez, M., June 2006. Update: Effective Load-Carrying Capability of Photovoltaics in the United States. Tech. Rep. NREL/CP-620-40068, National Renewable Energy Laboratory.
- Perez, R., Seals, R., Stewart, R., 10-14 May 1993. Assessing the load matching capability of photovoltaics for US utilities based upon satellite-derived insolation data. In: *Conference Record of the Twenty Third IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Louisville, KY, USA, pp. 1146-1151.
- Quinn, C., Zimmerle, D., Bradley, T. H., 1 March 2010. The effect of communication architecture on the availability, reliability, and economics of plug-in hybrid electric vehicle-to-grid ancillary services. *Journal of Power Sources* 195, 1500-1509.
- San Román, T. G., Momber, I., Abbad, M. R., Álvaro Sánchez Miralles, October 2011. Regulatory framework and business models for charging plug-in electric vehicles: Infrastructure, agents, and commercial relationships. *Energy Policy* 39, 6360-6375.
- Sheble, G. S., Fahd, G. N., February 1994. Unit commitment literature synopsis. *IEEE Transactions on Power Systems* 9, 128-135.
- Sheikhi, A., Bahrami, S., Ranjbar, A. M., Oraee, H., December 2013. Strategic charging method for plugged in hybrid electric vehicles in smart grids; a game theoretic approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 53, 499-506.
- Sioshansi, R., Denholm, P., February 2009. Emissions Impacts and Benefits of Plug-in Hybrid Electric Vehicles and Vehicle to Grid Services. *Environmental Science and Technology* 43, 1199-1204.
- Sioshansi, R., Denholm, P., 2010. The value of plug-in hybrid electric vehicles as grid resources. *The Energy Journal* 31, 1-23.
- Sioshansi, R., Denholm, P., Jenkin, T., 2012. Market and Policy Barriers to Deployment of Energy Storage. *Economics of Energy & Environmental Policy* 1, 47-63.
- Sioshansi, R., Denholm, P., Jenkin, T., Weiss, J., March 2009. Estimating the Value of Electricity Storage in PJM: Arbitrage and Some Welfare Effects. *Energy Economics* 31, 269-277.
- Stoft, S., 2002. *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. Wiley-Interscience, New York, New York.
- Tuttle, D. P., Baldick, R., March 2012. The Evolution of Plug-In Electric Vehicle-Grid Interactions. *IEEE Transactions on Smart Grid* 3, 500-505.
- Wang, B., Hobbs, B. F., April 2014. A flexible ramping product: Can it help real-time dispatch markets approach the stochastic dispatch ideal? *Electric Power Systems Research* 109, 128-140.
- Weiller, C., June 2011. Plug-in hybrid electric vehicle impacts on hourly electricity demand in the United States. *Energy Policy* 39, 3766-3778.

- Weiller, C., Neely, A., 2014. Using electric vehicles for energy services: Industry Perspectives. *Energy* 77, 194-200.
- Weiller, C., Shang, A., Neely, A., Shi, Y., 2015. Competing and Co-existing Business Models for EV: Lessons from International Case Studies. *International Journal Of Automotive Technology and Management* 15, Forthcoming.
- Xcel, February 2009. An Effective Load Carrying Capability Analysis for Estimating the Capacity Value of Solar Generation Resources on the Public Service Company of Colorado System. Xcel Energy Services, Inc.
- Xi, X., Sioshansi, R., May 2014. Using Price-Based Signals to Control Plug-in Electric Vehicle Fleet Charging. *IEEE Transactions on Smart Grid* 5, 1451-1464.
- Xi, X., Sioshansi, R., Marano, V., September 2014. A Stochastic Dynamic Programming Model for Co-optimization of Distributed Energy Storage. *Energy Systems* 5, 475-505.
- Zott, C., Amit, R., April-June 2010. Business Model Design: An Activity System Perspective. *Long Range Planning* 43, 216-226.

NOTES

1. Due to generator, transmission, and distribution failures, power systems are normally slightly 'oversized' relative to the peak.
2. These data are available at http://www.fhwa.dot.gov/policyinformation/travel_monitoring/tvt.cfm.
3. This is the tested efficiency of a Nissan Leaf, as reported at <http://www.fueleconomy.gov/feg/evsbs.shtml>.
4. Generator startup times are technology-dependent. For instance, an oil- or natural gas-fired combustion turbine can be started up within minutes whereas steam turbines may take the better part of a day.
5. Capacity value is a standard metric used to estimate a resource's contribution to system reliability. Roughly speaking, a generator's capacity value measures how much load can be added to the system (when the generator is also added) without changing system reliability.
6. This is based on interviews with utility and ICT solutions providers in Japan, April 2013.

ABSTRACTS

Two technology options, renewable electricity generation and vehicle electrification, are being promoted to achieve two of the greatest objectives of this century: meeting growing global energy demand while reducing greenhouse gas emissions. Addressing both objectives implies shifting part of this energy demand away from fossil fuels to other primary energy sources. Renewables and plug-in electric vehicle (PEV) adoption has been hindered by significant challenges despite their known potential to improve energy sustainability in electric power systems and transportation. The two technologies have natural synergies between them,

however: PEVs are a natural source of demand -and supply-side flexibility, which can help mitigate the negative ancillary effects of renewable variability and uncertainty.

In this paper we discuss the issues hindering renewable and PEV adoption and the synergies between these two technology pathways. Finally, we raise some issues with implementation and challenges with incentive and business plan design that may hinder fully realizing these synergies. We also propose some important research questions that would help address these implementation issues.

Deux voies technologiques, la génération d'électricité renouvelable et l'électrification des véhicules, sont souvent avancées comme solution à deux des plus grands défis de notre époque : satisfaire à une demande énergétique croissante tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre. La réalisation de ces deux objectifs implique le besoin de transférer une partie de la demande de combustibles fossiles vers d'autres sources d'énergie primaire. La diffusion des énergies renouvelables et des véhicules électriques rechargeables (VER) a été entravée par des obstacles importants, malgré leur potentiel reconnu d'améliorer la durabilité énergétique dans les secteurs de l'électricité et du transport. Les deux technologies ont des synergies naturelles entre elles : les VER sont une source inhérente de flexibilité du côté de la demande aussi bien que de l'offre, qui pourraient aider à mitiger les effets négatifs de la variabilité de la génération d'électricité renouvelable.

Dans cet article nous examinons les obstacles au déploiement des renouvelables et des VER, ainsi que les synergies entre les deux voies technologiques. Nous soulevons des questions autour de l'implémentation ainsi que des mesures d'incitation et des modèles d'affaires qui pourraient empêcher ou aider à réaliser la valeur de ces synergies. Nous proposons enfin de nouvelles problématiques de recherche qui pourraient amener à résoudre ces questions d'implémentation.

INDEX

Mots-clés: véhicules électriques, intégration des énergies renouvelables, gestion du système électrique

Keywords: Plug-in Electric Vehicles, Renewable Integration, Power System Operations

AUTHORS

CLAIRE WEILLER

Institute for Manufacturing, Department of Engineering, University of Cambridge
cw451@cam.ac.uk

RAMTEEN SIOSHANSI

Department of Integrated Systems Engineering, The Ohio State University
sioshansi.1@osu.edu

Stratégie industrielle pour un écosystème en émergence : le cas de la mobilité 2.0, décarbonée, intermodale et collaborative

Carole Donada et Guy Fournier

Les auteurs ont bénéficié du support de la Chaire Armand Peugeot portée par l'École Centrale Paris, l'ESSEC Business School et SUPELEC et soutenue par PSA Peugeot Citroën Automobile.

Introduction

- 1 Depuis un siècle, le paradigme technico-économique de l'industrie automobile est fondé sur l'accessibilité des énergies fossiles, l'acceptation des niveaux de CO₂ élevés qui autorise les moteurs à combustion classique et un système de mobilité individuelle basée sur la propriété d'un véhicule particulier. Toutefois, la raréfaction des matières premières, la sensibilisation écologique, les nouveaux comportements de consommation collaborative, le *kuruma banare* - démotorisation en japonais -, l'urbanisation croissante et beaucoup d'autres facteurs socio-économiques vont radicalement transformer les comportements individuels en matière de mobilité ainsi que les modèles productifs des entreprises automobiles. Ces transformations sont autant d'opportunités pour l'émergence d'une nouvelle industrie centrée sur la mobilité 2.0, décarbonée, intermodale et collaborative (mobilité 2.0)¹.
- 2 Les départements de R&D ou de marketing prospectif des constructeurs automobiles travaillent tous activement sur des scénarii d'adaptation de leur industrie, mais chacun appréhende différemment les conséquences sur la conduite des changements à opérer et leurs délais de mise en œuvre. Pourtant, les recherches académiques ont depuis longtemps montré que les conséquences des hésitations et des résistances aux changements étaient redoutables pour le maintien des avantages compétitifs dans une industrie (Chandler, 1962 ; Lawrence, 1969, Leonard-Barton, 1992). L'histoire des

organisations nous a aussi montré à maintes reprises que des entreprises voire des filières entières avaient disparu dans l'urgence, faute d'avoir concrètement anticipé leurs évolutions paradigmatiques (par exemple, Kodak dans la photo, ou la filière des moulistes dans l'automobile). Depuis des décennies, ces cas sont analysés par des économistes (Keynes, 1932, p. 371 ; Schumpeter, 1950, 1961), mais aussi des sociologues, historiens ou spécialistes des organisations (Dosi et Galambos, 2013 ; Freeman et Perez, 1988). Leurs travaux révèlent autant des causes propres aux organisations qu'aux changements institutionnels dans lesquels elles s'inscrivent.

- 3 Dans un article du magazine *Forbes* de mai 2013², Mahendra Ramsinghani s'interroge sur le futur des constructeurs automobiles : « La plupart des constructeurs automobiles peuvent être comparés aux fabricants de matériel informatique. Les coûts fixes de fabrication, les sensibilités prix et le manque de différenciation de leurs produits ont décimé les meilleurs. Or cette "marchandise" appelée voiture connaît les mêmes symptômes darwiniens – tout ce qui compte est le prix et ça tue. Le sort des constructeurs automobiles sera-t-il celui des fabricants de matériel informatique ? »
- 4 Le parallèle entre les deux industries automobile et informatique est intéressant à bien des égards (Jacobides et MacDuffie, 2013). Il éclaire l'importance récente accordée aux systèmes périphériques à la machine en tant que telle et sans lesquels cette dernière n'est plus achetée par les clients. En effet, ces systèmes ont radicalement transformé les usages et les représentations sociales des produits : en 2014, un ordinateur n'est plus du tout une machine de traitement automatisé de données ; une voiture n'est plus simplement une plate-forme motorisée sur roues, même si elle n'est pas encore le « smartphone roulant » espéré des *générations Y*. Autre parallèle, ces deux industries se sont construites autour d'une filière organisée en rangs avec des constructeurs donneurs d'ordres, des fournisseurs de composants et/ou de logiciels et des sous-traitants d'assemblage. Dans ce cadre, la position de leader (appelée aussi entreprise pivot) revient obligatoirement à la partie prenante qui contrôle au mieux les ressources clefs de la chaîne de valeur. C'est ainsi que Dell pour l'informatique et Toyota pour l'automobile se sont imposés en leur temps par la maîtrise de leur *supply chain*, ressource clef par excellence dans un monde industriel contraint par le juste à temps. Toutefois, les similitudes entre les deux industries s'arrêtent lorsque l'on compare l'évolution de leurs leviers stratégiques et organisationnels. L'industrie automobile est encore structurellement attachée aux modèles productifs originels définis par les pionniers (Freyssenet, 2009). L'informatique a en revanche connu plusieurs révolutions conduites par des « cow-boys » qui ont su challenger des facteurs clefs de succès considérés établis et durables pour ouvrir la voie à des modèles économiques de rupture (Lefebvre et Poulain, 2010). C'est ainsi qu'Apple a transformé son processus de création de valeur avec *iTunes*. La valeur se conçoit désormais comme le résultat des interactions au sein d'un écosystème d'affaires entre une partie prenante pivot – Apple – et une multitude de parties prenantes complémentaires – des éditeurs de musique, des éditeurs d'applications et de jeux, etc.).
- 5 Dans le contexte de mutation de l'industrie automobile traditionnelle, nous nous interrogeons sur les conditions d'émergence d'une nouvelle industrie de la mobilité et sur les évolutions stratégiques et industrielles des constructeurs automobiles. Ces derniers seront-ils les parties prenantes pivots d'un nouveau système industriel ? Mahendra Ramsinghani anticipe : « Notre boule de cristal nous dit que seule une entreprise peut développer le système d'exploitation de l'automobile – Google. »

- 6 S'inscrivant dans le courant de l'économie industrielle prospective (Godet, 2007) et s'appuyant sur des travaux consacrés aux systèmes industriels organisés en écosystèmes d'affaires – ESA – (Moore, 1993), cet article explore les avantages d'une organisation en écosystèmes d'affaires pour développer une véritable industrie de la mobilité 2.0. Il présente également les conditions de mise en œuvre d'une démarche stratégique de façonnage (Hagel *et al.*, 2008), démarche permettant aux constructeurs automobiles de rassembler les nouvelles et multiples parties prenantes d'un écosystème de mobilité.
- 7 L'article est structuré en deux parties. La première partie pose le contexte dans lequel s'inscrit l'émergence d'une industrie de la mobilité 2.0. Elle présente les évolutions récentes de la demande ainsi que les nécessaires adaptations de l'offre qui s'imposent aux constructeurs automobiles actuels. La deuxième partie étudie différents types d'écosystèmes d'affaires pour structurer cette industrie en émergence ainsi que les conditions de sa réussite par la mise en œuvre d'une stratégie de façonnage.

1. Une industrie en émergence

- 8 Les scénarii d'évolution de l'industrie automobile sur les prochaines décennies font l'objet de nombreuses études et débats publics³. Il ressort des différentes propositions une entente partagée sur les tendances et les évolutions des demandes. Les réflexions sur les adaptations indispensables de l'offre des constructeurs automobiles débouchent sur des propositions plus hétérogènes. Certains visent la rupture alors que d'autres parient sur une évolution incrémentale suffisante.

1.1. Les demandes évoluent

- 9 Les marchés automobiles évoluent sous la pression de multiples facteurs parmi lesquels la géographie, la socio-démographie et les institutions publiques jouent un rôle stratégique majeur.

1.1.1. L'évolution géographique des zones de marchés

- 10 En ce début de XXI^e siècle, le marché automobile n'est plus celui d'une triade où l'Amérique du Nord, l'Europe et le Japon couvraient à eux seuls les trois quarts des immatriculations. Le marché est devenu global et il est dominé par la Chine qui produit le 1/3 des 80 millions de véhicules produits annuellement. Toutefois, la globalisation du marché ne signifie pas l'uniformité de la demande. Il apparaît au contraire des situations très hétérogènes entre les marchés matures des pays européens et du Japon, les marchés américains de croissance modérée et les marchés à très forte croissance des pays émergents. Par ailleurs, les demandes des consommateurs se diversifient. La demande des marchés matures et occidentaux est de plus en plus sensible au prix tout en restant très exigeante sur les caractéristiques techniques et sécuritaires des véhicules. Celle des marchés émergents se structure sur des produits similaires – voir plus premium pour les classes sociales les plus aisées –, mais aussi sur des produits BOP (*Base of the Pyramid*) abordables pour les nouveaux ou futurs accédants de la société de consommation. Partout, les offres des segments milieu de gamme sans signe de différenciation perçue par les consommateurs trouvent difficilement leurs volumes.

- 11 Par ailleurs, l'évolution géographique de l'industrie automobile est marquée par la croissance continue de l'urbanisation. Les études sur le sujet prédisent que 80 % de la population mondiale vivra dans les villes à la fin du XXI^e siècle. Les premières conséquences pour l'automobile sont la croissance de la pollution urbaine et des accidents, la perte de temps dans les embouteillages, l'insuffisance des infrastructures de stationnement et, plus largement, la diminution des terres arables au profit des zones de circulation. Dans ce contexte, l'automobile particulière telle que nous la connaissons aujourd'hui pourrait ne plus être le moyen essentiel et privilégié pour qu'un individu se rende d'un point à un autre tout en limitant l'impact environnemental global.

1.1.2. L'évolution socio-économique

- 12 Les effets géographiques sont accentués par des évolutions sociales, économiques et démographiques. Si la demande mondiale de voitures augmente avec les revenus des populations, elle ne présente pas les mêmes caractéristiques selon les zones. En Europe, le chômage, la paupérisation des jeunes et la dégradation du pouvoir d'achat moyen des ménages⁴ rendent très difficile l'achat d'une nouvelle automobile par les particuliers et retardent l'achat de la première voiture neuve autour de 50 ou 55 ans. Les effets économiques de la crise ouvrent cependant la voie aux produits « low cost » ou BOP qui ne sont pas originellement conçus pour les pays riches de l'Europe, mais qui trouvent pourtant une demande auprès des clients exclus des offres de voitures neuves dans les gammes intermédiaires ou premiums⁵. Aux États-Unis, les jeunes acheteurs sont encore très présents du fait des conditions de transport particulières au pays. Mais, au Japon, le phénomène de *Kuruma Banare* s'accroît sous le double effet du vieillissement de la population et des comportements singuliers des consommateurs de la génération Y qui préfèrent la mobilité virtuelle à la mobilité réelle.
- 13 Toutefois, les évolutions comportementales des jeunes et futurs clients présentent des caractéristiques similaires quels que soient les pays. Les jeunes Y sont naturellement orientés vers les produits high-tech, l'internet et les réseaux sociaux, le partage des informations et des produits, la recherche de gratuité. Ils expriment une sensibilité marquée pour l'environnement et le besoin de communiquer au sein de communautés. Leur voiture de rêve est un smartphone sur roues⁶, dont ils ne sont pas forcément propriétaires, mais qu'ils souhaitent pouvoir personnaliser, qui doit être disponible à tout moment et relié à une offre de moyens de transport complémentaires (intermodalité). Elle doit être design, fonctionnelle et presque gratuite. Autant d'oxymores à satisfaire pour passer d'une auto-mobilité privative à une mobilité collaborative 2.0⁷ à inventer à l'échelle du monde.

1.1.3. L'évolution des demandes institutionnelles

- 14 Ce contexte de mutation industrielle modifie également les demandes des institutions publiques qui accompagnent les acteurs économiques dans les changements. Certes, les gouvernements continuent de subventionner les constructeurs en crise, mais ils veillent aussi au développement de leurs territoires par des actions concrètes sur la mobilité : des actions régionales au sein des villes et des territoires, des actions au sein des états ou des zones économiques et géographiques spécifiques ; des actions globales enfin suivant des protocoles internationaux de type Kyoto. Par ces actions, les pouvoirs

publics modifient les demandes en imposant des espaces publics dédiés aux transports décarbonés (espaces de recharges, de stationnement, de circulation pour véhicules privés ou partagés), en aidant à la création d'offres globales pour favoriser l'intermodalité (carte de transports multimodaux pour l'utilisation de services de mobilité livrés par des acteurs complémentaires) ou en subventionnant directement les particuliers et les entreprises par des primes à l'achat de véhicules décarbonés, des tarifications spéciales pour le stationnement public ou une fiscalité incitative. Le pays le plus remarquable sur ce point est la Norvège dont les institutions publiques permettent aux 16 000 véhicules électriques en circulation (décembre 2013) les accès aux couloirs de bus, le stationnement gratuit, l'accès réservé sur les ferries, la TVA réduite, la prime à l'achat et des investissements publics considérables pour le développement des infrastructures de recharge.

- 15 L'évolution des demandes institutionnelles conduit également au développement de nouvelles relations *Business to Administration* (B2A) entre les acteurs publics des territoires et les entreprises privées. Les contrats signés entre les mairies des grandes villes, les constructeurs automobiles et/ou les opérateurs de mobilité (e.g Villes de Paris, de Lyon ou de Bordeaux avec les voitures électriques du groupe Bolloré) sont en France les marques les plus visibles de ces nouvelles relations. En complément, les institutions publiques accompagnent les entreprises à capital public et les collectivités locales (par exemple la Poste ou ERDF en France, la ville d'Oslo pour sa flotte municipale et ses taxis) pour le financement de flottes de véhicules décarbonés. Ces actions garantissent aux constructeurs des volumes minimums de production et elles les obligent aussi à développer des compétences sur un segment de marché qu'ils n'exploitaient pas entièrement : le B2B (*Business to Business*). Enfin, les actions de subventions publiques orientent le financement des innovations des entreprises, la conception des standards (i.e. des standards pour la recharge des véhicules électriques) ou les opérations de recyclage (i.e. des batteries et des piles).
- 16 Au final, les besoins, les comportements et les zones de marchés évoluent rapidement. Certains parlent de rupture, de révolution industrielle ou paradigmatique (Freyssenet, 2009 ; Donada, 2013). Les institutions publiques jouent un rôle majeur sur les individus, les entreprises et les territoires à travers des leviers économiques, fiscaux et réglementaires. Cependant, l'émergence d'une industrie ne dépend pas seulement des pressions de la demande. Elle dépend aussi et avant tout de la qualité de l'offre et de la capacité des acteurs économiques à l'établir dans une nouvelle chaîne de valeur.

1.2. La nécessaire adaptation de l'offre

- 17 Le passage d'une offre axée sur la mobilité privative avec des automobiles à combustion à celle d'une offre de mobilité 2.0 interpelle les modèles productifs que les constructeurs automobiles ont suivi depuis un siècle. Il questionne les stratégies de profit et les choix technologiques des constructeurs et, au-delà, c'est toute une organisation industrielle structurant la chaîne de valeur et la place de chacun des acteurs qu'il convient de reconsidérer (Fournier *et al.*, 2012).

1.2.1. L'adaptation des stratégies industrielles

- 18 L'industrie automobile généraliste et traditionnelle a un besoin accru de capital et de profits pour suivre les marchés en croissance et résister aux pressions des marchés

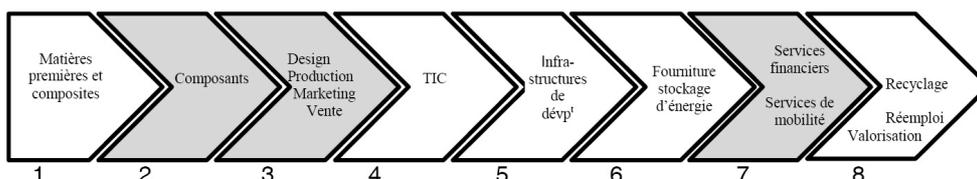
matures. Les entreprises du secteur ne cessent d'améliorer marginalement leur performance économique par l'accroissement de la productivité, mais la génération massive de cash ne se fait que si le point mort est dépassé avec des volumes écoulés importants. Sachant que la mise sur le marché d'un véhicule nécessite près de 5-7 ans, il suffit qu'un modèle ne trouve pas sa clientèle pour épuiser les réserves financières d'un constructeur. En revanche, un gros succès commercial garantit sa sécurité économique pendant plusieurs années et autorise de nouveaux investissements pour financer l'innovation.

- 19 Cette approche stratégique classique basée sur les seuls volumes de production trouve ses limites lorsque les innovations ne passent pas le test de l'acceptation par le consommateur. C'est justement ce qui arrive à la voiture électrique dont le rapport prix/contraintes d'utilisation est encore très défavorable à celui de la voiture thermique. En outre, les stratégies de volume supposent que les segments de marchés ne soient pas trop étroits pour bénéficier des effets d'expérience sur coûts marginaux. Or les attentes singulières des nouveaux acheteurs B2C (*Business to Consumer*), B2B (*Business to Business*) et B2A (*Business to Administration*) pour des véhicules qu'ils souhaitent mieux adaptés à leurs besoins poussent à une hyper-segmentation toujours plus fine. Celle-ci réduit d'autant les possibilités d'échelle et devient très coûteuse pour les constructeurs. Face à ce paradoxe, certains ont choisi une politique de plates-formes communes qui permet de lisser les coûts sur un très grand nombre de modèles. Le groupe Volkswagen a su tirer profit de cette politique sur les dix dernières années. Le groupe Renault-Nissan a quant à lui lancé en juin 2013 son programme CMF (*Common Module Family*) pour augmenter les synergies entre les modèles des deux entreprises. La pérennité de ces politiques de synergies suppose toutefois un important travail sur l'offre. Ce travail, qui n'est pas encore complètement réalisé, dépasse largement le périmètre des constructeurs pour inclure les contributions des fournisseurs dont les modules et les équipements représentent près de 80 % de la valeur ajoutée.
- 20 L'accroissement de la demande pour une mobilité collaborative réduit encore la pertinence des stratégies basées sur les seuls volumes de production, car le développement de l'autopartage ou des autres formes collectives d'auto-mobilité diminuent les ventes de véhicules et augmentent les risques de non-retour sur investissements industriels des constructeurs.
- 21 Dans ce cadre, des consultants en stratégie suggèrent aux constructeurs une orientation vers les services, car les volumes de ventes peuvent être considérables. Leurs recommandations s'appuient sur les travaux des chercheurs en marketing stratégique et sur les benchmarks d'entreprises industrielles comme Apple dont les activités de services *iTune* contribuent désormais à hauteur de 11 % des revenus de la firme, soit à peine moins que celle des ordinateurs (14 %). Toutefois, une telle orientation ne peut se concevoir sans la mise en œuvre d'une approche holistique orientée client qui place la satisfaction du client au centre de la stratégie et de la structure organisationnelle des entreprises (Fournier *et al.*, 2012 ; Goteland et Haon, 2010). Cette nécessité a été longuement discutée et validée par les chercheurs qui étudient le lien entre performance et stratégie orientée client (Kirca *et al.*, 2005).
- 22 Quoi qu'il en soit, les constructeurs sont contraints d'innover sur leurs stratégies, leurs produits et les services associés pour trouver de nouvelles sources de valeur. Pour y parvenir, ils doivent s'appuyer sur tous les contributeurs de leur chaîne de valeur ; ce qui appelle de nombreuses adaptations.

1.2.2. Des adaptations sur la chaîne de valeur

- 23 Le développement d'une nouvelle offre de mobilité non polluante, économique, ouverte sur les technologies nouvelles et orientée vers le client nécessite des ressources et des compétences jusqu'alors peu ou pas maîtrisées par les constructeurs automobiles. Dès lors, la chaîne de valeur s'élargit sur au moins 8 étapes (figure 1).

Figure 1. Une chaîne de valeur élargie (d'après Fournier et al., 2011)



- 24 Dans la chaîne de valeur de l'industrie automobile traditionnelle, les constructeurs contrôlent seulement les étapes 2 et 3 avec des actions partielles sur l'étape 7. Cette structure résulte de l'histoire des politiques d'externalisation des constructeurs et de l'organisation pyramidale des relations industrielles (Brocard et Donada, 2003 ; Frigant et Jullien, 2014). L'efficacité de cette chaîne de valeur tient dans sa simplicité et sa stabilité. Les rôles des acteurs, qui découlent directement des seuls choix des constructeurs, sont bien définis et globalement stables. Les jeux de pouvoir sont prévisibles et, même si les règles de partage de la valeur sont critiquées par les acteurs les plus dépendants, elles ne changent guère qu'à la marge. Enfin, les constructeurs qui se positionnent en maîtres d'ouvrage protègent leur légitimité par un contrôle centralisé des ressources et des compétences clés et notamment de celles concernant le groupe de propulsion, le design et dans une moindre mesure les plates-formes des véhicules.
- 25 Dans une industrie de la mobilité 2.0, la chaîne comprend au moins les 8 étapes de la figure 1. Un tel élargissement implique de nouvelles règles de partage de la valeur entre un plus grand nombre d'acteurs économiques, la redéfinition des critères de sélection pour l'entrée de ces acteurs dans la chaîne (qui passe notamment par une révision complète des panels achats des constructeurs), la révision des procédures d'accès direct au client final et, plus largement, la réorganisation de toute la filière industrielle. La question qui se pose alors est celles des rôles et des pouvoirs de chacun des acteurs dans cette nouvelle chaîne. Cette question est d'autant plus importante que les nouveaux entrants qui apportent des ressources et des compétences indispensables à la chaîne de valeur sont peut-être peu disposés à rentrer dans une structure dessinée par les seuls constructeurs automobiles historiques et à en suivre les règles établies. Les exemples suivants développés sur 7 maillons de la chaîne apportent déjà quelques éléments de réponse :
- 26 • *Les matières premières et composites* : Les véhicules décarbonés sont consommateurs de terres rares et matériaux stratégiques comme le néodyme, le lithium, le cobalt, le lanthane ou même le cuivre pour les batteries et les moteurs électriques. En outre, les besoins de nouveaux matériaux plus écologiques et plus légers orientent la recherche sur les polymères, les fibres et les résines. Les acteurs qui contrôlent ces ressources (les miniers et les chimistes) font donc leur entrée dans la filière automobile. C'est le cas par exemple du 1^{er} groupe de chimie Solvay⁸. Parallèlement, des fabricants de batteries

et des constructeurs automobiles adoptent des stratégies d'intégration pour, eux aussi, sécuriser leur approvisionnement. Ainsi, le groupe Bolloré (producteur de batteries lithium métal polymère – Batscap – et vendeur des Bluecars) s'est associé au minier Eramet pour l'exploration et exploitation du lithium en Argentine. Toyota et Mitsubishi ont quant à eux choisi le contrôle total du lithium par le rachat d'exploitations en Argentine pour diminuer leur dépendance vis-à-vis des ressources incontournables. Au Japon, une filière complète de recyclage a été créée pour diminuer la vulnérabilité de l'industrie japonaise à la politique des matières premières et en particulier des terres rares de la Chine. En Europe, la Commission européenne a dressé un double plan de sécurisation des approvisionnements en matières premières stratégiques et de stimulation du recyclage et réemploi des matériaux (European Commission 2010). Ainsi, ce premier maillon de la chaîne de valeur élargie de la mobilité décarbonée est hautement stratégique et les entreprises qui le contrôlent n'ont rien à voir avec l'industrie automobile traditionnelle. Enfin, à la différence des oligopoles pétroliers qui travaillent depuis longtemps avec les constructeurs de voitures à essence, les nouveaux acteurs de ce maillon sont plus fragmentés et pas aussi aguerris aux collaborations.

- 27 • *Les composants* : Les batteries deviennent des composants cœurs, mais ils ne sont plus exclusivement produits par les fournisseurs historiques de l'industrie automobile. Les nouveaux acteurs sont des unités de conglomérats géants comme Mitsubishi, Samsung ou même IBM (Battery 500 project) qui voient l'automobile comme un débouché possible sur des volumes comparativement très faibles ou inexistantes par rapport à ceux de leurs marchés d'origine. Ce sont aussi des nouveaux entrants sur les marchés historiques de la voiture particulière qui, comme BYD ou Bolloré, appréhendent le futur de la mobilité décarbonée comme une source de diversification intéressante pour leur groupe. Autant de profils présentant des pouvoirs de négociation considérables sur un organe essentiel que les constructeurs avaient jusqu'alors toujours protégé : le groupe de propulsion.
- 28 • *Les TIC* : Les composants et les systèmes électroniques indispensables à la mobilité 2.0, intermodale et collaborative comptent déjà pour 30 % de la valeur ajoutée de certains véhicules et représentent un marché de 80 milliards d'euros (Accenture, 2012). Leur croissance va s'accroître, car les TIC constituent la colonne vertébrale technologique des futures autoroutes automatiques et véhicules intelligents (Laurgeau, 2009). D'elles dépendent aussi les possibilités d'interconnexion des offres de mobilité entre les moyens de transport (disponibilité des moyens, localisation, partage, collecte des informations, etc.). Or, si les constructeurs ont entretenu une veille technologique dans ce domaine, ils n'en sont pas les spécialistes et doivent se fier à des acteurs très hétérogènes et non coordonnés : des géants, propriétaires de bases de données volumineuses (Big Data), qui côtoient des structures entrepreneuriales. La plupart de ces acteurs voient l'automobile comme un à côté et ils ne revendiquent pas encore une place établie dans la chaîne de valeur. D'autres font des entrées spectaculaires dans l'univers concurrentiel comme l'entreprise Google avec sa Google Car et ses données de localisation géographique des véhicules ou encore la *start-up* Tesla⁹ avec sa voiture électrique très haut de gamme.
- 29 • *Les infrastructures* : Les infrastructures nécessaires à la circulation des véhicules thermiques existent et les constructeurs n'ont plus à se préoccuper de leurs acteurs dans la chaîne de valeur. Avec l'électrification, le problème est différent, car il n'existe pas de stations de recharge équivalentes à celles des stations-service et, lorsqu'il existe

des bornes, la connectique de recharge n'est pas encore partout standardisée¹⁰. Le développement des infrastructures indispensables à la mobilité décarbonée (notamment pour l'électrique ou l'hydrogène) repose sur l'imbrication de nombreuses parties prenantes qui n'apparaissent pas dans la chaîne de valeur traditionnelle : les grandes administrations et institutions qui financent et réglementent, les entreprises de travaux publics, les fournisseurs d'énergie et de connectique, les installateurs, les contrôleurs, etc. Là encore, ces acteurs sont aussi bien des organisations très puissantes que des *start-up* entrepreneuriales qui fonctionnent selon des processus non coordonnés avec les constructeurs.

- 30 • *La fourniture et le stockage de l'énergie* : Le développement des réseaux intelligents *Smart Grids* est lié à celui des infrastructures et des TIC. Là encore, les acteurs qui entrent sur cette étape de la chaîne de valeur ont des attentes et des *business models* qui n'ont rien à voir avec ceux des constructeurs automobiles. Ce sont des gestionnaires des réseaux électriques, des géants industriels souvent protégés par les pouvoirs publics. De leurs propositions de valorisation de l'énergie dépend le TCO (coût total de détention) des véhicules et, par conséquent, le facteur de choix pour telle ou telle solution de mobilité.
- 31 • *Les services de mobilité* : Fortement dépendants des entreprises de TIC qui permettent les communications, mais aussi des pouvoirs publics qui réglementent et décident des infrastructures, les services de mobilité reposent encore sur les contributions d'acteurs très différents. Se côtoient des prestataires de services privés ou publics qui n'intervenaient pas dans la chaîne de valeur historique de l'automobile. Ce sont des sociétés de conseil et de formation en mobilité, des grands opérateurs de moyens de transports ou de parkings, des centrales de loueurs, de covoiturage ou d'autopartage. Leurs actions poussent les constructeurs à penser différemment leurs approches marketing et commerciales sur les services. En France, le groupe PSA est déjà entré sur ce maillon avec ses formules Mu et Multicity. Ses concurrents ou substituts ne sont pas les autres constructeurs, mais ce sont par exemple le loueur Avis qui dispose d'une énorme base de véhicules ou Vinci qui détient une ressource clef : le parking au cœur des villes ou au pied des réseaux de transports publics.
- 32 • *Le réemploi, le recyclage et la valorisation* : Sous la pression des contraintes de marché sur les matières et des directives environnementales qui forcent le développement d'une économie circulaire¹¹ (Braungart et McDonough 2010 ; Huber, 2000), la réduction des ressources (matière et énergie) utilisées lors de la fabrication des véhicules, la réutilisation des composants, la diminution des déchets ainsi que le recyclage font désormais partie intégrante de la chaîne de valeur automobile. Historiquement, les constructeurs ne géraient pas ou peu ce maillon du fait du coût relativement faible de l'énergie, du non-traitement obligatoire des déchets ou des obligations de recyclage. Aujourd'hui, certains constructeurs intègrent déjà les opérations de recyclage dans leur activité alors que d'autres accroissent leurs coopérations avec des spécialistes aux ressources complémentaires. C'est dans cet esprit que Renault travaille déjà avec Suez sur la création de sa propre structure de recyclage. L'intégration des pièces de réemploi dans les véhicules se pose aussi de plus en plus. Au-delà des gains économiques directs pour les consommateurs qui bénéficient de pièces moins chères, ce marché est une source de richesse et d'emploi pour toute une nouvelle filière¹² en plus d'une source de diminution des émissions de CO₂. C'est pourquoi les alliances entre les constructeurs, les chimistes et les spécialistes de matériaux, les logisticiens des déchets ou les démolisseurs sont appelés à se développer sur ce maillon. On observe déjà des

coentreprises (joint ventures, JV) entre des constructeurs automobiles et des complémentaires (la JV 4R entre Nissan et Sumitomo, General Motors et ABB) ou l'entrée de nouveaux acteurs comme Umicore (accord avec Tesla sur le recyclage des batteries) dans la chaîne de valeur.

- 33 En résumé, la filière automobile et sa chaîne de valeur historique sont appelées à évoluer avec l'émergence et le développement d'une industrie de mobilité 2.0 centrée sur la satisfaction de nouveaux besoins. Cette évolution appelle des innovations sur les produits, les services associés et les process industriels. Elle questionne également la structuration hiérarchique de la filière qui distingue les constructeurs donneurs d'ordres de leurs fournisseurs. En effet, les propriétaires des nouvelles ressources et compétences indispensables pour compléter la chaîne de valeur élargie appartiennent à des organisations hétérogènes, non coordonnées entre elles, souvent étrangères à la filière historique, parfois très puissantes et avec des priorités stratégiques et des *business models* bien différents. Les questions qui se posent alors aux constructeurs automobiles actuels sont celles de l'organisation à mettre en place et des stratégies à développer vis-à-vis de ces nouveaux acteurs complémentaires. Quelle sera la place des constructeurs dans l'industrie de la mobilité de demain ? Vont-ils connaître le sort de leurs confrères de l'industrie informatique qui ont été comme « absorbés » lors des grandes mutations de leur chaîne de valeur ? Vont-ils, comme le prédit Mahendra Ramsinghani, laisser leur place de « maîtres de chaîne de valeur » à des nouveaux entrants tels que Google dans des écosystèmes complexes ?
- 34 La deuxième partie de cet article propose des bases conceptuelles pour établir un autre cadre organisationnel et stratégique pour une industrie de la mobilité 2.0. Elle éclaire la pratique des écosystèmes d'affaires qui ont fait leur preuve dans d'autres industries et présente les éléments constitutifs d'une stratégie de façonnage particulièrement adaptée aux industries émergentes.

2. Un nouveau cadre organisationnel et stratégique

- 35 Lors d'une mutation industrielle profonde, les innovations de produits, de processus, de management, de techniques et d'organisation forcent la mise en place de stratégies différentes (Freeman et Perez, 1988). Les signaux les plus forts d'une mutation profonde apparaissent lorsque des branches industrielles s'ouvrent aux nouveaux entrants, lorsque les ressources et les compétences à disposition ne suffisent plus et lorsque des institutions acceptent de soutenir les mouvements. C'est alors le moment où toutes les frontières (géographiques, économiques, sociales, relationnelles, institutionnelles, de pouvoir ou d'efficience) des parties prenantes de l'industrie sont appelées à évoluer pour servir le plus grand nombre. Dans ce cadre, les organisations en écosystèmes d'affaires (ESA) semblent les plus adaptées.

2.1. Les organisations en écosystèmes d'affaires

- 36 Quels que soient ses champs disciplinaires, un écosystème comprend toujours un *milieu*, des *parties prenantes* et des *interrelations* qui se développent en son sein. La notion d'écosystème d'affaires (ESA) a été popularisée par Moore (1993, 1996 et 2006). Au-delà des définitions contradictoires proposées par l'auteur – relevées avec précision par Koenig (2012) – et en complément des définitions évolutives proposées par Torrès-Blay

(2000), nous retenons une conception élargie d'un écosystème d'affaires : une méta-structure d'affaires intangible et informelle avec un *milieu* constitué des environnements institutionnels, géographiques, culturels, sociaux, économiques, etc. ; des *parties prenantes* qui sont les clients, les fournisseurs, les producteurs, les complémenteurs, les concurrents et substituts, les actionnaires et plus généralement l'ensemble des individus qui occupent le milieu ; des *interrelations* entre les parties prenantes pour promouvoir, développer et échanger des ressources et des compétences dans le cadre d'un projet et d'une vision partagés.

- 37 Tous les écosystèmes d'affaires (ESA) ne fonctionnent pas de la même manière (Attour et Burger-Helmchen, 2014). Leur dynamique dépend de l'interdépendance des parties prenantes (PP) et des règles qui structurent leurs comportements.
- 38 – L'interdépendance découle des relations d'échanges entre les parties prenantes. Celles-ci peuvent être autant compétitives que collaboratives. Cette singularité s'exprime dans l'exercice de la coopération et des stratégies collectives. Définie par Nalebuff et Brandenburger (1996), la coopération correspond à la situation où des entreprises concurrentes décident de collaborations formelles pour limiter les effets négatifs et collatéraux de leur hypercompétition (D'Aveni, 1994). Les stratégies collectives (Astley et Fombrun, 1983) reposent quant à elles sur un spectre beaucoup plus large qui inclut les actions de coopération, mais aussi les coopérations entre les autres parties prenantes non concurrentes (les clients, les fournisseurs, les actionnaires, les complémenteurs, les institutions extérieures, etc.). Dans sa typologie des écosystèmes d'affaires, Koenig (2012) distingue deux types d'interdépendance. Une interdépendance réciproque qui va de pair avec un mode de développement plus qualitatif fondé sur l'approfondissement des relations ; une interdépendance de pool qui favorise un développement plus quantitatif opérant selon un processus de foisonnement. Ces deux notions d'interdépendance réciproque et de pool renvoient à celles énoncées par les théoriciens des réseaux sur les échanges dyadiques et les multi-partenariats au sein de réseaux complexes.
- 39 – Les règles de fonctionnement des écosystèmes d'affaires découlent du projet initié et du partage de l'information entre les parties prenantes. Moore (1993) établit la démocratie comme un cadre fondateur, mais Koenig (2012) note que cette dernière n'est pas empiriquement évidente dans les écosystèmes cités en exemple par le chercheur. Processus de fonctionnement démocratique ou non, les théoriciens de l'agence nous rappellent que, quelles que soient les règles, celles-ci doivent limiter les problèmes d'antisélection et de risque moral (Akerlof, 1970) qui nuisent à tout processus collectif de création de valeur. De leur côté, les théoriciens des réseaux rappellent que les règles de fonctionnement doivent avant tout permettre une coordination des activités par la création d'un environnement susceptible d'engendrer des externalités positives et des phénomènes cumulatifs, notamment sur le plan des ressources et des compétences (Guilhon et Gianfaldoni, 1990). Ces règles peuvent donc être fixées de manière centralisée par un acteur pivot (Mazaud, 2006) ou décentralisée au sein d'une communauté de parties prenantes.
- 40 Derrière chacun des types d'interdépendance et de règles de fonctionnement apparaît la question fondamentale du contrôle des ressources. Selon la théorie de la dépendance des ressources Pfeffer et Salancik (1978), les organisations sont des « coalitions » qui agissent sur leur environnement pour acquérir et maintenir dans leur portefeuille les ressources externes dont elles ont besoin. Les organisations sont donc intrinsèquement

interdépendantes, mais leurs relations sont rarement équilibrées, car certaines détiennent des ressources rares et recherchées. C'est pourquoi les interrelations entre les parties prenantes doivent être analysées comme des relations de pouvoir basées sur l'échange des ressources. Dès lors, la partie prenante qui joue le rôle de catalyseur du projet et qui est en charge de la conception de la chaîne de valeur, de sa coordination, du contrôle et des incitations des autres parties prenantes, concentre les ressources et les compétences les plus stratégiques. C'est donc celle qui doit établir la stratégie.

- 41 Enfin, les chercheurs sur l'innovation dans les écosystèmes ont montré les avantages des interactions collaboratives (Adner, 2006 ; Adner et Kapoor, 2010 ; Kapoor et Lee, 2012). Koenig (2012) défend néanmoins l'idée que la relation entre les types d'écosystèmes et l'innovation est ambiguë et que, contrairement aux idées reçues, les communautés d'entreprises ne sont pas forcément favorables à l'innovation.
- 42 En croisant le degré de contrôle sur les ressources clés et le type d'interdépendance des parties prenantes d'un écosystème d'affaires, Koenig identifie 4 types d'agencement organisationnels : les *systèmes d'offre*, les *plates-formes*, les *communautés de destin* et les *communautés foisonnantes*. Le tableau 1 s'inspire de ces 4 types d'écosystèmes d'affaires (ESA) en éclairant plus particulièrement la structure de contrôle des ressources, le type de relations entre les parties prenantes (PP) et les facteurs d'innovations, c'est-à-dire les variables fondamentales pour le développement d'une nouvelle industrie.

Tableau 1. Typologie des écosystèmes d'affaires (d'après Koenig, 2012)

	Interdépendance réciproque entre les PP	Interdépendance de « Pool » entre les PP
Contrôle centralisé des ressources clés	Systèmes d'offre La PP pivot contrôle les ressources clés et assure le leadership.	Plates-formes La PP pivot contrôle l'accès à une plate-forme.
	Elle définit les règles et les contributions de chacun.	Elle spécifie les règles de contribution et d'utilisation de la plate-forme par les complémentateurs (ex. équipementiers, franchisés, prestataires).
	L'ESA est un ensemble de relations dyadiques organisées par la PP pivot.	L'ESA est un ensemble de relations entre des complémentateurs orchestrées par la PP pivot.
	Les innovations ne dépendent que de la PP pivot qui sépare les tâches de conception et d'exécution.	Les innovations peuvent être limitées par l'inertie du système.
Contrôle décentralisé des ressources clés	Communautés de destin Même si certaines contribuent plus au leadership, il n'y a pas de lien de dépendance vis-à-vis d'une PP sur une ressource clef.	Communautés foisonnantes Les PP se considèrent comme des pairs. Ils se regroupent autour d'une ressource clef qui est un bien commun.

	Les règles et les contributions de chacun sont fixées par la communauté.	Les règles d'alignement des objectifs et collectifs ne sont pas fixées. La contribution de chacun est distincte et isolable.
	L'ESA est un ensemble de PP formant une communauté de destin (ex. districts industriels).	L'ESA est un ensemble de PP formant une communauté ouverte (ex. openlabs, opensource). C'est un lieu de partage, d'apprentissage et d'inspiration.
	Des innovations radicales peuvent surgir, mais elles seront très vite remises en cause par chacune des parties prenantes si elles viennent menacer la durabilité de leur propre business model.	L'innovation n'est pas forcément la finalité de tous. Elle se constitue de façon indépendante et apparaît comme un résultat possible ou non pour chacun.
Légende	PP : parties prenantes ; ESA : écosystèmes d'affaires ; OEM : Original Equipment Manufacturer (fabricant d'équipement d'origine)	

2.2. Les écosystèmes d'affaires en pratique

- 43 La future industrie de la mobilité a beaucoup à apprendre des pratiques d'écosystèmes d'affaires déjà bien rodées dans les autres secteurs et notamment dans les écosystèmes des industries de l'aéronautique et des TIC qui se sont développés autour de projets complexes avec des chaînes de valeur élargies nécessitant l'interaction de multiples complémentaires, tous aussi différents en termes de puissance industrielle ou de spécialisation. Ces industries partagent également une très grande sensibilité aux standards et normes ainsi qu'aux externalités positives des réseaux qui en découlent (Katz et Shapiro, 1985 ; Lenagard, 1999). Pour ces raisons, les chercheurs ont focalisé leurs études de cas sur les opérateurs de téléphone et de télécommunication, les fabricants de matériel informatique, de logiciels et de services (Intel Corporation ; SAP ; Oracle, Microsoft) ou sur les deux grands constructeurs aéronautiques Boeing et Airbus.
- 44 L'écosystème d'affaires de « plate-forme » développé par Airbus sur l'A380 a été bien étudié (Mazaud, 2006). Bien que l'avion représente une innovation extraordinaire, tous ses composants délivrés par les parties prenantes de son écosystème d'affaires ne relèvent pas d'innovations radicales (par exemple, la moquette, les éclairages internes, etc.). L'entreprise pivot Airbus a donc dû gérer des niveaux différents d'innovation provenant de fournisseurs hétérogènes interagissant sur une plate-forme unique. Par ailleurs, Airbus est parti du principe que le facteur clef de succès du projet A380 n'était pas dans la capacité idiosyncratique de la partie prenante pivot à gérer ses propres défis d'innovation, mais dans la capacité collective de toutes les parties prenantes à résoudre leurs défis pour offrir une valeur supérieure à l'ensemble. Le rôle d'Airbus est donc bien celui de la coordination des complémentaires de son écosystème (les architectes des aéroports pour adapter les infrastructures nécessaires, les organismes

réglementant la sécurité, les prestataires de logiciels de simulation, les formateurs des pilotes, etc.).

- 45 L'écosystème d'affaires de « communauté de destin » développé par le GIFAS¹³ est un autre cas à benchmarker pour apprendre sur les stratégies collectives entre des parties prenantes. Tout d'abord, le GIFAS n'est pas structuré autour d'une firme unique jouant le rôle de pivot. C'est une structure collective qui fédère différents syndicats et organismes professionnels du secteur aéronautique. Ensuite, le GIFAS a créé les conditions d'une filière solide dans laquelle les parties prenantes du secteur parviennent, dans le respect des lois et des réglementations, à défendre leurs intérêts particuliers autour d'un projet commun et d'une vision partagée. Ils s'accordent par exemple sur des technologies communes ou des produits à développer, des standards et des normes à suivre, des ressources et des compétences à acquérir, etc. Le GIFAS accueille enfin des complémentaires provenant d'horizons très différents. Les petites entreprises comme les grandes organisations interagissent avec les pouvoirs publics ou ses représentants sur la création d'infrastructures, les réglementations ou le financement de la recherche. Ces stratégies collectives évitent la dispersion des efforts de chacun et permettent aux PME, qui hésitent toujours à investir, de bénéficier de garanties quant à l'utilité de leurs efforts d'innovation. Elles donnent aussi un pouvoir supérieur à ses membres qui peuvent accéder à des ressources supplémentaires et améliorer leur potentiel de création de valeur. C'est ainsi que les PME de l'aéronautique ont obtenu des crédits complémentaires pour financer leur développement grâce à des opérations de lobbying très ciblées portées par le GIFAS.
- 46 Dans les TIC, les formes de coopération existent déjà depuis longtemps au sein d'écosystèmes d'affaires. Un exemple de coopération verticale est la relation entre Apple et Microsoft au niveau des ordinateurs PC. L'acteur pivot Apple a créé son écosystème autour du système d'exploitation Mac-OS. Microsoft est son plus grand concurrent dans ce domaine, mais propose en même temps des applications comme Microsoft Office pour la plate-forme Apple. Microsoft est donc un fournisseur partie prenante d'Apple. Mais, en tant que partie prenante pivot de son propre écosystème, Microsoft a en même temps concurrencé fortement l'écosystème d'Apple. Le développement de Windows 95, plus convivial et ergonomique que les versions précédentes, enleva à Apple son avantage comparatif qui lui permettait de se démarquer de la concurrence. Cela poussa Apple à la crise et l'empêcha financièrement de développer une nouvelle plate-forme. Apple développa alors une stratégie « *Embrace and Layer* » en utilisant pour son nouveau Mac OS X Unix, un système ouvert et en rajoutant une couche propriétaire (interface utilisateur, média, etc.) sur laquelle se sont concentrées toutes ses ressources de R&D. En outre et grâce à Unix, Apple a pu baisser la barrière des coûts fixes de développement de son système d'exploitation en utilisant les ressources de la communauté « open source » (communautés foisonnantes) et concurrencer ainsi avec succès le système fermé et les technologies propriétaires de Windows (Schmid, 2009). Plus récemment, avec ses iPod, iPhone et iPad, Apple a proposé des produits avec des technologies innovantes et supérieures et un design tendance combinés avec des logiciels indispensables pour avoir accès à de la musique ou à des micro-applications proposées par des parties prenantes (« Apps »). Ainsi, la société américaine a créé un nouvel écosystème, unique et fermé, pour des fonctions de communication, de divertissements et d'activités professionnelles. Le client utilisant cette plate-forme crée de la valeur ajoutée pour Apple et les autres parties prenantes. Les investissements qu'il réalise le cloisonnent en même temps dans un environnement

technique (*lock-in*) et la plate-forme des concurrents (*lock-out*) est écartée. Ainsi, Apple s'est octroyé un avantage compétitif (Hax et Wilde, 2001).

- 47 Dans l'industrie automobile française, ces écosystèmes d'affaires très avancés n'existent pas. On trouve des brides de « systèmes d'offre » dans les structures de sous-traitance au regard desquelles les constructeurs contrôlent les ressources clés, peuvent décider des organisations et des règles de fonctionnement des fournisseurs. On trouve aussi des ébauches de « plates-formes » chez certains constructeurs très attachés aux principes de modularité (Frigant, 2005 ; Frigant et Jullien 2014 ; Garud *et al.*, 1997 ; Fourcade et Midler, 2005). Les écosystèmes d'affaires « communautés de destin » et « communautés foisonnantes » ne sont pas encore développées. Pourtant, les réflexions sur la restructuration de la filière automobile française et le futur de la mobilité esquissent quelques communautés de destins à travers les pôles de compétitivité, les associations régionales de l'industrie automobile (ARIA) ou la plate-forme de la filière automobile (PFA). Quelques initiatives isolées (le TechShop de Detroit financé par Ford) ouvrent des perspectives de croissance pour les communautés foisonnantes.
- 48 Pourtant, une réflexion sur les écosystèmes est esquissée dans l'agenda du Conseil de standardisation technique automobile qui, dans le contexte de la crise française actuelle, comprend l'importance d'une lecture commune des normes et des standards. En Allemagne, dans le cadre de la plate-forme sur l'électromobilité, le gouvernement joue un rôle important dans la coordination et le financement des activités de recherches de l'industrie de l'automobile, de l'électrotechnique, des énergéticiens, des services de transport collectifs et des centres de recherches (université, Fraunhofer, etc.) pour définir une stratégie et les futurs standards de la mobilité 2.0. Dès qu'un projet commun est accepté, ses parties prenantes rentrent dans une coopération active. Ce comportement stratégique collectif leur permet alors de chasser en meute pour l'accès aux marchés étrangers tout en conservant les idiosyncrasies de chaque entreprise sur le terrain de la concurrence locale.
- 49 Ainsi, les différentes pratiques d'écosystèmes étudiés par les chercheurs mettent en évidence des règles de bonnes pratiques dont pourraient s'inspirer les initiateurs de l'industrie de la mobilité 2.0. Nous retenons cependant de ces études que le changement de comportements des parties prenantes est un facteur clef de succès. Ce changement ne peut se faire sans la reconnaissance formelle de l'élargissement de la chaîne de valeur vers des complémentaires aussi divers que des entreprises du BTP, des organismes de sécurité routière, des compagnies d'assurances et des banques, des auto-écoles ou des centres universitaires de recherche avancée. Dans une approche holistique, les futurs écosystèmes d'affaires de la mobilité 2.0 appellent aussi une ouverture et une coopération avec les énergéticiens, les TIC et autres acteurs de la mobilité tels que les sociétés de transport collectif pour répondre aux besoins de mobilité des clients. Certains de ces acteurs entretiennent déjà des relations dyadiques avec les constructeurs, mais il n'existe pas à proprement parler de communauté sur un projet. Or, là encore, les contributions de recherches et les cas empiriques insistent sur la capacité à mobiliser les parties prenantes pour participer collectivement à une création supérieure de valeur au sein d'un projet. Il s'agit donc pour l'industrie automobile de gérer une mutation en opérant une réingénierie organisationnelle sur la base des exemples développés dans d'autres secteurs. Une telle réingénierie ne peut se concevoir sans plan stratégique.

2.3. Les étapes d'une stratégie de façonnage

- 50 Il ne peut y avoir de mutation paradigmatique sans démarche stratégique (Perez, 2009). Or, dans le cadre particulier de l'émergence d'une industrie dont le succès des parties prenantes va reposer sur l'acceptation de leurs offres par le plus grand nombre, Hagel *et al.* (2008) préconisent l'adoption d'une stratégie de façonnage (*shaping strategy*). L'expression « façonnage » renvoie à l'idée qu'il faut concevoir, construire et maintenir dans le temps des conditions de création de valeur. La mise en œuvre d'une telle stratégie suppose trois éléments clefs sans lesquels il est impossible de mobiliser une masse critique de parties prenantes hétérogènes et de faciliter la diffusion massive d'une innovation de rupture : une *shaping view*, une *shaping platform* et des *shaping acts and assets*.
- 51 La *shaping view* offre aux parties prenantes intéressées une perspective très claire des opportunités de création de valeur future sur un projet donné. Elle se construit dans une démarche en trois étapes : un diagnostic formel, complet et partagé sur le long terme ; une confrontation sans complaisance des hypothèses fondatrices du paradigme en vigueur ; une évangélisation pour rassembler les parties prenantes. Dans notre cas d'émergence de l'industrie de la mobilité décarbonée, la première étape de diagnostic est en cours. Elle est soutenue par les autorités qui organisent des commissions de réflexion sur la mobilité du futur ou qui délèguent à des institutions la responsabilité de rapports publics¹⁴. Les conclusions de ces rapports mettent en évidence des divergences de vues prospectives sur la vitesse des changements qui vont s'opérer. Cependant, toutes les parties prenantes reconnaissent que la mobilité du futur ne reposera plus sur les mêmes modèles technologiques, économiques, écologiques et sociaux. La deuxième étape de formalisation d'une *shaping view* est une confrontation des hypothèses fondatrices du paradigme présent. Cette étape n'est pas entièrement traitée par les constructeurs établis qui ne voient pas l'urgence à remettre en cause des facteurs qui sont à l'origine de leur succès passé et actuel. Parmi ces facteurs, les plus impliquants sont : les modèles productifs basés sur les volumes, le contrôle technologique absolu sur les composants cœurs (les moteurs et les plates-formes), le maintien d'une forte intensité capitaliste et la recherche focalisée sur les baisses de coûts. La dernière étape est celle de l'évangélisation sans laquelle il ne serait pas possible de fédérer des parties prenantes. Hagel *et al.* insistent sur le fait que cette étape soit sous la responsabilité de l'acteur ou des acteurs initiateurs de la *shaping view*. À l'instar de Gates (dans les premières années de Microsoft), de Jobs (pour la sortie du premier iPhone) ou de Benioff (pour le lancement de Salesforce.com), les évangélistes doivent répéter inlassablement l'inévitabilité de l'évolution et l'ensemble des opportunités qu'elle représente pour tous les adhérents de l'écosystème. Dans l'industrie automobile actuelle, les constructeurs ne peuvent assumer ce rôle, car ils n'ont pas accompli l'étape précédente de remise en cause des hypothèses fondatrices de leur paradigme initial. Par contre, des nouveaux entrants qui n'ont rien à remettre en cause et rien à perdre peuvent devenir des évangélistes. C'est exactement la position de Google lorsqu'il « sort de son monde digital pour se montrer de façon ostentatoire là où on l'attend le moins », la voiture¹⁵.
- 52 La *shaping platform* structure les interactions des parties prenantes et les aide à profiter pleinement de leurs ressources en réduisant l'investissement et en facilitant l'accès à des actifs complémentaires. Une *shaping platform* de qualité a deux fonctions.

Elle permet aux acteurs en interrelation de « faire plus avec moins » par l'exécution de stratégies collectives. Elle permet également de « faire mieux » pour pérenniser l'écosystème. Contrairement à d'autres secteurs (majoritairement liés aux TIC), l'industrie automobile a peu d'expérience dans les *shaping platforms*. Au milieu des années 1980, l'émergence des EDI (Échange de Données Informatisé) et des pratiques de juste à temps apprises de Toyota avait encouragé les constructeurs européens dans cette voie. Ils avaient développé les plates-formes Galia (pour la France) et Odette (pour l'Europe) pour répondre « aux besoins d'amélioration des échanges entre les partenaires du secteur automobile ». Cela avait donné naissance à des infrastructures standardisées pour des réseaux informatiques, des étiquettes ou des emballages. Mais, pour créer, développer et maintenir dans le temps les normes et les standards qui rassembleront les parties prenantes hétérogènes de l'écosystème d'affaires de la mobilité décarbonée, il faut aller plus loin. Hagel *et al.* proposent le benchmark de plates-formes remarquables comme celles initiées par la Bank of America (la plate-forme VISA Internationale Service Association qui regroupe plus de 21 000 sociétés financières). On peut également citer Facebook et, toujours lui, Google. Avec sa plate-forme Android, sa base de données de géolocalisation (Google Maps, Earth, StreetView), l'intégration de Zagat (sorte de guide Michelin international) avec Google Hotel Finder, Google Flights, Google Transit et les investissements de son fond Google Ventures dans des plates-formes hybrides organisatrices de partage de voitures sous diverses formes, le géant californien constitue les éléments d'une plate-forme de mobilité qui selon certains experts pourra « en 2 ou 3 coups sur l'échiquier faire échec et mat à une industrie [de l'automobile] à l'aune de ce qu'Apple a fait à l'industrie du disque »¹⁶.

- 53 Enfin, la dernière étape de mise en œuvre d'une stratégie de façonnage est la concrétisation de l'engagement des parties prenantes par des *shaping acts* et *assets*. Cette étape associe la crédibilité du façonneur dans sa capacité à maintenir la ligne directrice du projet. Elle permet de développer la confiance des parties prenantes, d'assurer leur engagement et par conséquent de garantir les interactions collaboratives sans lesquelles il ne peut y avoir d'externalités positives de l'écosystème d'affaires. Sachant que les *shaping acts* sont d'autant plus forts qu'ils résultent de décisions partagées, l'approche suivie par les façonneurs est à l'opposé du *top-down*. Ce n'est pas non plus du *bottom-up* mais du *doing with*. Dans l'industrie de la mobilité décarbonée, les constructeurs ont la possibilité de prendre ce rôle de façonneur, mais ils doivent d'abord changer leurs comportements relationnels avec les acteurs de la filière automobile. Cela passe par des discussions avec les fournisseurs sur des actes de création de valeur plutôt que sur des prix. Cela passe aussi par l'ouverture sur des actions collectives ouvertes de R&D. Sur ce dernier point, le constructeur américain Ford a ouvert une brèche importante avec le financement du TechShop de Detroit : « *there was a time not so long ago in this business where outside ideas were not readily considered. Since TechShop memberships were added to help enhance Ford's invention incentive program, invention disclosures have increased by more the 50 percent [in a year].* » En France, Renault a également ouvert un FabLab interne et PSA gère un réseau d'OpenLab regroupant des spécialistes du secteur avec des académiques du monde entier. Ces initiatives sont encourageantes, mais, si elles ne sont pas coordonnées dans une véritable stratégie de façonnage, elles risquent de produire des effets limités.

2.4. Les possibles stratégies de façonnage dans la nouvelle filière de mobilité

- 54 Après avoir étudié les différents types et les différentes étapes de façonnage, la question est de savoir maintenant quelles stratégies de façonnage seraient imaginables pour l'avenir. En effet, un nouveau paradigme de mobilité nécessite également une vision prospective sur le temps long.
- 55 La mise en œuvre d'une stratégie de façonnage met la satisfaction des besoins de mobilité au cœur de la réflexion. Cette approche holistique « orientée client » signifie que la mobilité n'est pas simplement privative, mais peut être collaborative et s'effectuer de manière coordonnée en intégrant d'autres moyens de transport tels que la bicyclette, le scooter ou le train. Pour répondre à ce besoin, il est donc fort possible que le nouveau façonneur sera celui qui sera à même de créer un écosystème qui coordonne les parties prenantes des différents moyens de transport et les infrastructures sur une plate-forme et d'offrir ainsi au client une mobilité intégrée. Le client aura ainsi une plus grande flexibilité dans la réponse à ses besoins de mobilité, jouira d'une offre globale nouvelle et pourra diminuer sensiblement ses coûts de transactions et ses coûts de mobilité. Les coûts de transactions diminuent, car une plate-forme intégrée peut combiner et mutualiser les différents modes de transport plus facilement qu'un individu. Les coûts de mobilité baissent, car le partage (auto, scooter, bicyclette, train) des moyens de transport diminue non seulement l'utilisation des ressources (matières, énergie, espace) par km roulé, mais aussi celle du capital. Ce façonneur maîtriserait donc la chaîne des valeurs par l'accès client.
- 56 De l'autre côté de la chaîne de valeurs, la compétition de plus en plus importante pour des ressources de plus en plus rares pourrait donner un rôle prééminent à la partie prenante qui gère ces ressources. Les pays et/ou les entreprises qui maîtrisent l'accès aux matières premières seraient ceux qui façonnent la chaîne des valeurs. L'accès aux terres rares, au lithium ou à l'énergie¹⁷ peut ainsi décider où la valeur ajoutée (batterie, moteur électrique, carrosserie, voitures, etc.) sera créée. Ce façonneur maîtriserait donc la chaîne de valeur par l'accès aux ressources. Ces ressources pourraient être soit des matières premières extraites dans le cadre d'une économie linéaire, soit des pièces de réemploi, des matières recyclées ou de l'énergie renouvelable dans le cadre d'une économie circulaire où l'approvisionnement traditionnel des ressources ne serait plus sécurisé.

Conclusion

- 57 Assénés par la crise économique des pays matures, des évolutions sociétales en rupture et des changements technologiques majeurs, les constructeurs automobiles adoptent une attitude réactive. Ils se concentrent sur le maintien en place des barrières à l'entrée qu'ils ont construites et l'amélioration de leurs performances au prix de délocalisations destructrices de valeur pour leur filière d'origine.
- 58 Mais, il existe de nombreuses opportunités avec l'émergence d'une nouvelle industrie de la mobilité 2.0, décarbonée, collaborative et intermodale. Le développement de cette industrie va entraîner un profond bouleversement du paradigme de mobilité actuel. Cette hypothèse est assez bien appréhendée par tous, mais on ne voit pas encore

apparaître de véritables stratégies pour créer les conditions d'une création de valeur positive.

- 59 Les travaux sur les écosystèmes permettent d'introduire une nouvelle perspective dans l'analyse stratégique des organisations, car ils forcent la réflexion au-delà de la chaîne de valeur traditionnelle. Leurs contributions mettent en avant les avantages et les nécessités d'une prise en compte d'un ensemble plus ouvert de parties prenantes engagées dans un milieu organisé et animées par une vision partagée.
- 60 Sachant que les industries des TIC et, dans une moindre mesure, celle de l'aéronautique ont quelques longueurs d'avance sur l'industrie automobile dans le développement d'écosystèmes d'affaires, il est possible d'emprunter à ces expériences les bonnes pratiques à suivre. « Nous avons la capacité de faire la même chose. Encore faut-il s'y atteler. C'est ce que nous avons commencé à faire au sein du Comité Technique Automobile [français]. Les volontés sont là. Il faut retenir les bonnes pratiques pour aller vite et identifier nos points forts afin de les développer. » Cet appel de Guillaume Faury¹⁸ pose la question du temps de changement et de son urgence pour l'industrie. C'est ce même sentiment d'urgence qu'exprime Mahendra Ramsinghani. Toutefois, il ne suffit pas de décréter la mise en place d'écosystèmes d'affaires pour structurer une industrie. Il faut une stratégie.
- 61 L'étude de différents types d'écosystèmes d'affaires a mis en évidence l'importance de l'acteur pivot (ou des acteurs pivots) dans le développement des interactions entre les parties prenantes. Dans le cadre d'un paradigme de mobilité à inventer, l'acteur pivot devient le façonneur en charge de la stratégie. Le succès de cette stratégie repose sur la constitution d'une masse critique de parties prenantes, masse sans laquelle les externalités positives de l'écosystème ne sont pas possibles. Cette masse critique ne peut être atteinte sans la définition d'un projet et/ou d'une vision partagée. L'acteur pivot doit ensuite présenter de façon convaincante les possibilités de création de valeur supplémentaire pour les parties prenantes de manière à favoriser les approches collaboratives. Il doit encourager les dotations de ressources et compétences nécessaires au développement de l'écosystème et mobiliser sur le partage des risques. Ces actions ne peuvent s'exécuter sans la mise en place d'une plate-forme et la concrétisation des plans par des actes formels et structurants.
- 62 En se basant sur la nouvelle chaîne des valeurs d'une économie décarbonée, deux stratégies industrielles d'écosystèmes d'affaires pourraient alors émerger. La première s'organiserait autour de l'accès client. Elle répondrait à une approche holistique « orientée client » qui n'offrirait pas simplement une voiture, mais un moyen de locomotion privatif ou collaboratif qui intègre des moyens de transport tels que la bicyclette, le véhicule, le scooter ou le train ainsi que les infrastructures liées. Le façonneur combinerait des parties prenantes des filières actuelles de l'industrie automobile, énergétique et informatique dans une seule chaîne de valeur pour une offre globale et simple de mobilité au client. Le monde informatique, habitué à créer des plates-formes qui combinent des services de filières et parties prenantes différentes, pourrait avoir un avantage compétitif dans la création de ces écosystèmes d'affaires. Une deuxième stratégie d'écosystèmes d'affaires s'articulerait autour de l'accès aux matières ou l'énergie dans une économie linéaire et/ou circulaire. Le façonneur – qui peut aussi être un état – gérerait cet accès et par là même déciderait de la création des valeurs des différentes parties prenantes. Les industries traditionnelles

qui connaissent mieux le flux des matières et les flux énergétiques auraient dans ce cas un avantage compétitif par rapport aux filières informatiques.

BIBLIOGRAPHIE

Accenture (2012), « Perspectives on In-Vehicle Infotainment Systems and Telematics - How will they figure in consumers' vehicle buying decisions? », *Accenture Studies*, n° 11-0692/11-3123.

Adner, R. (2006), « Match Your Innovation Strategy to Your Innovation Ecosystem », *Harvard Business Review*, vol. 84, n° 4, pp. 98-107.

Adner, R. et Kapoor, R. (2010), « Value creation in innovation ecosystems: how the structure of technological interdependence affects firm performance in new technology generations », *Strategic Management Journal*, vol. 31, n° 3, pp. 306-333.

Akerlof, G. (1970), « The market for lemons: quality uncertainty and the market mechanism », *Quarterly Journal of Economics*, vol. 84, n° 3, pp. 488-500.

Astley, W. G. et Fombrun, C. J. (1983), « Collective Strategy: Social Ecology of Organizational Environments », *The Academy of Management Review*, vol. 8, n° 4, pp. 576-587.

Attour, A. et Burger-Helmchen, T. (2014), « Écosystèmes et modèles d'affaires : introduction », *Revue d'économie industrielle*, n° 146, pp. 11-25.

Braungart, M. et McDonough, W. (2010), *Einfach intelligent produzieren. Cradle to Cradle: Die Natur zeigt, wie wir die Dinge besser machen können*. 5. Auflage, Berlin.

Brocard, P. et Donada, C. (2003), « La chaîne de l'équipement automobile », *Éditions du SESSI*, n° 164.

Chandler, A. D. (1962), *Strategy and Structure: Chapters in the History of Industrial Enterprise*, Cambridge, Mass, MIT Press.

Commissariat général au développement durable (2013), *L'économie circulaire - un nouveau modèle économique*, Paris.

D'aveni, R. A., (1994), *Hyper Competition. Managing the Dynamics of Strategic Maneuvering*, New York, The Free Press.

Donada, C., (2013), « Electric Mobility calls for new strategic tools and paradigm for automakers », *International Journal of Automotive Technology & Management*, vol. 13, n° 2, pp. 167-182.

Dosi, G. et Galambos, L. (2013), *The third industrial revolution in global business*, Cambridge, Cambridge University Press.

European Commission (2013), « Proposal for a directive of the European parliament and of the council on the development of alternative fuels infrastructure », COM 2013, n° 18 final, Brussels.

Felson, M. et Spaeth, J. (1978), « Community Structure and Collaborative Consumption - A Routine Activity Approach », *American Behavioral Scientist*, vol. 21, n° 4, pp. 614-624.

- Fourcade, F. et Midler, C. (2005), « The role of 1st tier suppliers in automobile product modularisation: the search for a coherent strategy », *International Journal of Automotive Technology & Management*, vol. 5, n° 2, pp. 146-165.
- FOURNIER, G. *et al.* (2011), The new mobility paradigm: Transformation of value chain and business models, *Enterprise and Work Innovation Studies*, 8, IET, pp. 9-40.
- Fournier, G. *et al.* (2012), *The New Mobility Paradigm - Transformation of Value Chain and Business Models*. 20th Gerpisa international Colloquium, 30.05.2012 – 01.06.2012, Krakow.
- Freeman, C. et Perez, C. (1988), « Structural crises of adjustment, business cycles and investment behaviour », in Dosi, G., Freeman, C., Nelson, R., Silverberg, R., Soete, L. (Eds.), *Technological Change an Economic Theory*, London / New York, pp. 39-66.
- Freyssenet, M. (2009), « The second automobile revolution: promises and uncertainties », in Freyssenet, M. (Ed.), *The Second Automobile Revolution. Trajectories of the World Carmakers in the 21st century*, Basingstoke and New York, Palgrave Macmillan, pp. 443-454.
- Frigant, V. (2005), « Vanishing hand versus systems integrators. Une revue de la littérature sur l'impact organisationnel de la modularité », *Revue d'économie industrielle*, n° 109, 1^{er} trimestre, pp. 23-53.
- Frigant, B et Jullien, B. (2014), « Comment la production modulaire transforme l'industrie automobile », *Revue d'économie industrielle*, n° 145, pp. 11-44.
- Garud, R., Kumaraswamy, A. et Langlois, R. N. (1997), *Managing in the modular age*, Oxford, Blackwell Publishing, pp. 149-161.
- Godet, M., (2007), *Manuel de prospective stratégique*, Paris, Dunod.
- Gotteland, D. et Haon, C. (2010), « La relation orientation marché-performance d'un nouveau produit : le rôle oublié de la diversité des équipes de développement », *M@n@gement*, vol. 13, n° 5, pp. 366-381.
- Guilhon, B. et Gianfaldoni, P. (1990), « Chaînes de compétences et réseaux », *Revue d'Économie Industrielle*, n° 51, 1^{er} trimestre, pp. 97-112.
- Hagel, J., Brown, J. S. et Davison, L. (2008), « Shaping Strategy in a World of Constant Disruption », *Harvard Business Review*, vol. 86, n° 10, pp. 80-89.
- Hax, A. C. et Wilde, D. L. (2001), *The Delta Project - Discovering New Sources of Profitability in a Networked Economy*. Hampshire and New York, Palgrave MacMillan.
- Huber, J. (2000), *Global Change. Industrielle Ökonomie. Konsistenz, Effizienz, und Suffizienz in zyklischer Betrachtung*. Baden-Baden, Nomos Verlag.
- Jacobides, M. G. et MacDuffie, J. P. (2013), « How to Drive Value Your Way », *Harvard Business Review*, July-August, pp. 92-100.
- Kapoor, R. et Lee, J. M. (2012), « Coordinating and Competing in Ecosystems: How Organizational Forms Shape New Technology Investments », *Strategic Management Journal*, vol. 34, n° 3, pp. 274-296.
- Katz, M. L. et Shapiro, C. (1985), « Network Externalities, Competition and Compatibility », *The American Economic Review*, vol. 75, n° 3, pp. 424-440.
- Keynes, J. M. (1932), *Vom Gelde* (orig. angl. 1930). München / Leipzig.

- Kirca, A. H., Jayachandran, S. et Bearden, W. O. (2005), « Market orientation: a meta-analytic review and assessment of its antecedents and impact on performance », *Journal of Marketing*, vol. 69, n° 2, pp. 24-41.
- Klodt, H. (1990), « Technologietransfer und internationale Wettbewerbsfähigkeit », *Aussenwirtschaft*, vol. 45, Jahrgang Heft 1, pp. 57-79.
- Kœnig, G., (2012), « Le concept d'écosystème d'affaires revisité », *M@n@gement*, vol. 15, n° 2, pp. 208-224.
- Laurgeau, C. (2009), *Le siècle de la voiture intelligente*, Paris, Presses des Mines.
- Lawrence, P. R. (1969), « How to Deal With Resistance to Change », *Harvard Business Review*, vol. 47, n° 1, pp. 4-17.
- Lefebvre, A. et Poulain, L. (2010), « Cowboys contre chemin de fer ou que savez-vous vraiment de l'histoire de l'informatique ? », Éd. AMIS. <http://librairie.immateriel.fr/fr/ebook/9782952785259/cowboys-contre-chemin-de-fer-ou-que-savez-vous-vraiment-de-l-histoire-de-l-informatique>.
- Lenagard, E. (1999), « Le concept d'externalité de réseau et ses apports au marketing », *Recherche et Applications en Marketing*, vol. 14, n° 3, pp. 59-78.
- Leonard-Barton, D. (1992), « Core capabilities and core rigidities: a paradox in managing new product development », *Strategic Management Journal*, vol. 13, Summer Special Issue, pp. 111-126.
- Leroy, C. (2010), « 2010, l'année de la pièce de réemploi, l'Argus 2010 », <http://www.largus.fr/actualite-automobile/2010-lannee-de-la-piece-de-reemploi-174226.html>.
- Mazaud, F. (2006), « De la firme sous-traitante de premier rang à la firme pivot. Une mutation de l'organisation du système productif Airbus », *Revue d'économie industrielle*, n° 113, pp. 45-60.
- Midler, C., Jullien, B. et Lung, Y. (2013), *L'épopée Logan*, Paris : Dunod.
- Moore, J. (1993), « Predators and prey: a new ecology of competition », *Harvard Business Review*, May-June, pp. 75-86.
- Moore, J. (1996), *The Death of Competition - Leadership and Strategy in the Age of Business Ecosystems*", Harper Business Publishing.
- Moore, J. (2006), « Business ecosystems and the view from the firm », *The Antitrust Bulletin*, vol. 51, n° 1, pp. 31.
- Nalebuff, B. et Brandenburger, A. (1996), *La Co-opétition*. Paris : Village.
- Perez, C. (2009), « Technical revolutions and techno - economic paradigms », *Cambridge Journal of Economics*, vol. 34, n° 1, pp. 185-202.
- Pfeffer, J. et Salancik G. R. (1978), *The External Control of Organizations: A Resource Dependence Perspective*, New York: Harper & Row.
- Schmid Martin, S. (2009), *Der Wettbewerb zwischen Business Webs - Strategien konkurrierender Unternehmensnetzwerke im IPTV-Markt*. Wiesbaden: Gabler Verlag.
- Schumpeter, J. A. (1961), *Konjunkturzyklen. Eine theoretische, historische und statistische Analyse des kapitalistischen Prozesses*, Bd. I (orig. angl. : New York / London 1939), Göttingen.
- Schumpeter, J. A. (1960), *Kapitalismus, Sozialismus, Demokratie* (orig. angl. : 1942), Bern.
- Torres-Blay, O. (2000), *Économie d'entreprise. Organisation et stratégie à l'aube de la nouvelle économie*, Paris : Economica.

NOTES

1. La mobilité 2.0 fait référence aux besoins de communication associés à la mobilité (communication par internet, téléphone, etc.). La mobilité décarbonée (du puits à la roue) fait référence à une mobilité peu ou pas consommatrice d'énergie fossile et peu émettrice de gaz à effet de serre. Les voitures électriques répondent le mieux à ces critères. La mobilité intermodale fait référence à la possibilité de connectivité entre différents modes de transports. La mobilité collaborative fait référence aux utilisations partagées et collectives des véhicules (location, autopartage, etc.). Pour faciliter la lecture, la mobilité 2.0, décarbonée, intermodale et collaborative sera transcrite dans le texte par la « mobilité 2.0 ».
2. « Forget Google Glass, I want a Google car », Forbes, 20 mai 2013.
3. Cf. les comptes rendus des auditions publiques de l'Office Parlementaire d'Évaluation des Choix Scientifiques et Technologiques : Nouvelles mobilités sereines et durables (2013).
4. En France, la moitié des foyers ont un revenu moyen annuel inférieur à 10 000 € et 45 % de la population vit avec des revenus provenant, pour 40 % à 100 %, de transferts sociaux.
5. Cette situation explique en partie le succès commercial inattendu du constructeur Renault Dacia avec sa Logan (Midler, Jullien et Lung, 2012).
6. Expression ressortie à plusieurs reprises dans une étude par questionnaires qualitatifs sur les désirs des jeunes vis-à-vis de la voiture. L'étude a été réalisée par des étudiants de l'ESSEC dans le cadre d'une mission de marketing stratégique en 2012.
7. Bien que de plus en plus développée sous les formes actuelles d'autopartage, la mobilité collaborative existe depuis bien longtemps. Elle a été étudiée en détail à la fin des années 1970 par Felson et Spaeth (1978).
8. Solvay se développe sur le marché automobile et, signe du destin en 2012, le chimiste a fait son entrée dans le CAC 40 en remplacement de PSA qui devait en sortir.
9. La voiture électrique de luxe, commercialisée depuis le mois d'août en Europe par la start-up, a une part de marché de 5,1 % en Norvège en septembre 2013 avec 616 ventes sur un marché de 12 168 voitures neuves. Elle détrône la Golf de Volkswagen qui n'a pu faire mieux que 4,6 %. La part de marché de Tesla en Norvège sur la période janvier et novembre 2013 est de 22 %. La marque se situe juste derrière Nissan Leaf avec 65 % de parts de marché sur les véhicules électriques. (Source consultée le 6 janvier 2014 : <http://www.avem.fr/actualite-norvege-les-voitures-electriques-ont-franchi-les-10-de-parts-de-marche-en-novembre-4613.html>).
10. C'est pourquoi les constructeurs qui ont lancé leurs voitures électriques sur le marché en espérant que l'intendance suivra ont pris d'énormes risques. Les standards sont déterminants pour obtenir des économies d'échelles et donner une visibilité dans la stratégie de volume des entreprises. Pour répondre au besoin de standardisation sur les prises, le standard européen de type 2 côté borne a été recommandé en janvier 2013 par la commission européenne (annexe III de COM (2013) 18/2) et confirmé par la Commission Transport du Parlement européen en novembre 2013. En France, le standard de type 3 est en vigueur et reste une exception européenne. Avec le projet hubject.com, le premier réseau de recharge européen va être lancé début janvier 2014 avec un protocole standard de eRoaming pour assurer l'interopérabilité des bornes (équipements et logiciels) en Europe. Cette initiative est intégrée dans le projet franco-allemand Crome (CROss-border Mobility for EVs).
11. Par exemple la directive 2000/53/CE ou 2010/115/UE sur les véhicules hors d'usage.
12. Le gouvernement français parle d'un moyen pour réindustrialiser le territoire nationale (rapport du Commissariat Général au Développement Durable, 2013). Le marché du réemploi et recyclage est évalué à plus de 50 milliards d'euros en France dont seulement 1 milliard pour les pièces de réemploi (Leroy, 2010).
13. Le GIFAS est une fédération professionnelle française de plus de 300 sociétés spécialisées dans le secteur de l'industrie aéronautique, spatiale et militaire.

14. Rapport du CAS (2010) – Centre de Documentation Stratégique : les nouvelles mobilités (éd. La Documentation Française). Rapport de la Commission Mobilité et Transport de l'Académie des Technologies (2012) : Le véhicule du futur. Rapport Delft (2011) : Impacts of Electric Vehicles.
15. Expression de Nicolas le Douarec : <http://lecercle.lesechos.fr/entreprises-marches/industrie/automobile/221156531/lautomobilite-selon-google-et-alternative>.
16. Expression de Nicolas le Douarec (op. cit.).
17. L'accès aux ressources énergétiques renouvelables a par exemple été déterminant pour l'industrialisation de la fibre de carbone de BMW.
18. Interview de Guillaume Faury lors du Mondial de l'automobile à Paris en 2012. Faury est aujourd'hui le président et CEO d'Eurocopter.
-

RÉSUMÉS

L'industrie automobile traditionnelle subit la triple pression de l'évolution géographique des zones de marchés, des changements socio-culturels des consommateurs et des politiques publiques en faveur du développement durable. Les demandes ne s'orientent plus uniquement vers l'achat particulier d'un produit automobile, mais vers l'usage d'une mobilité moins coûteuse, 2.0, décarbonée, intermodale et collaborative. Dans ce contexte en rupture, nous nous interrogeons sur la capacité d'adaptation organisationnelle et stratégique des entreprises qui constituent l'industrie automobile actuelle. En référence à d'autres secteurs qui ont connu des évolutions radicales de leurs business modèles, nous proposons une approche organisationnelle basée sur l'identification d'écosystèmes d'affaires et la mise en œuvre de stratégies de façonnage.

The traditional automotive industry is under a triple pressure due to the geographical evolution of different world markets and the consumers sociocultural changes as well as the public policies which are supporting sustainable development. The demands are not solely directed towards the purchase of a particular automobile product any more but towards the use of a cheaper, 2.0, low-carbon, intermodal and collaborative mobility. Within this disruptive context, we question the organizational and strategic adaptation ability of companies in the actual automotive industry. In reference to other sectors that experienced comparable radical changes in their business models, we propose an organizational approach based on business ecosystems and an implementation of shaping strategies.

INDEX

Mots-clés : industrie automobile, écosystèmes d'affaires, stratégie de façonnage, chaîne de valeur, mobilité 2.0, décarbonée, intermodale et collaborative

Keywords : Automobile Industry, Ecosystems, Shaping Strategy, Value Chain 2.0, Low-Carbon, Intermodal and Collaborative Mobility

AUTEURS

CAROLE DONADA

ESSEC Business School

GUY FOURNIER

Pforzheim University

Pourquoi s'engager volontairement dans la transition énergétique ? Enseignements de la littérature sur la responsabilité sociale et environnementale des entreprises

Patricia Crifo et Vanina D. Forget

Nous tenons à remercier les participants au séminaire développement durable du département Économie de l'École Polytechnique, la chaire Finance Durable et Investissement Responsable, l'initiative Business Sustainability et le programme Investissements d'Avenir (ANR-11-IDEX-0003/Labex Ecodéc/ANR-11-LABX-0047) pour leur soutien. Nous restons bien sûr seules responsables de nos erreurs ou omissions.

1. Introduction

- 1 Lors de la conférence environnementale du 20 septembre 2013, le Président de la République a fixé pour la France l'objectif de diviser par deux la consommation d'énergie d'ici 2050. La future loi de programmation sur la transition énergétique, aujourd'hui annoncée pour la fin de l'année 2014, fixera les étapes à entreprendre pour y parvenir. Pour le CESE (2011), cette transition énergétique constitue « la seule réponse possible aux défis du changement climatique, de la raréfaction des ressources naturelles facilement accessibles et à l'évolution de la demande en énergie ». Elle consiste « à s'engager de manière volontariste dans la voie d'une société sobre en énergie et en carbone que seule une volonté politique forte permettra de construire ». Pour y parvenir, le CESE recommande à la France de s'appuyer sur un bouquet de politiques climat-énergie ambitieuses, comportant par exemple un engagement fort au niveau international pour promouvoir un accord global et des déclinaisons fiscales au niveau national.

- 2 Les mouvements de contestation autour de la mise en place d'une « écotaxe poids lourds » à l'automne 2013 illustrent les difficultés auxquelles est et sera confrontée l'action publique pour engager la transition énergétique. Dans ce contexte, sur quels autres leviers les pouvoirs publics peuvent-ils s'appuyer ? Le secteur privé, et les entreprises en particulier, ont-ils un rôle à jouer et comment ? Cet article a pour objectif d'examiner le rôle potentiel de la sphère privée pour accomplir cette mutation énergétique, en complément ou en substitution de la sphère publique. Il s'agit d'identifier notamment dans quelle mesure et sous quelles conditions les entreprises peuvent être des éléments moteurs de la transition énergétique. Si cette question n'est pas nouvelle en soi – cela fait plusieurs décennies que le rôle des initiatives privées est mis en avant face aux enjeux environnementaux – elle connaît un regain d'intérêt récent. En effet, malgré les initiatives, conférences et conventions internationales, la dégradation de l'environnement ne cesse de s'amplifier à l'échelle planétaire (GIEC, 2014). En outre, comme le souligne l'Agence internationale de l'énergie dans ses perspectives énergétiques mondiales à l'horizon 2035 (AIE, 2013), les signaux de marché et les politiques actuelles ne permettent pas d'assurer la transition des investissements vers les sources sobres en carbone et l'efficacité énergétique à la vitesse et à l'échelle requise (pour limiter le réchauffement climatique à 2 degrés). Les attentes à l'égard des entreprises pour s'engager et assumer leur responsabilité dans la transition énergétique ne cessent donc de se renforcer.
- 3 Les entreprises ont d'ailleurs une perception très nette de ces attentes puisque, depuis maintenant deux décennies, elles déploient des ressources croissantes pour être ou apparaître comme responsables sur le plan environnemental et social. Ainsi, en 2010, 64 des 100 plus grandes entreprises des pays industrialisés ont publié un rapport sur leur politique de responsabilité sociale et environnementale (ci-après appelée « RSE ») ou de développement durable contre 41 en 2005 (KPMG, 2011). Le mouvement d'adhésion des entreprises à ce concept de RSE a été clairement documenté dans la littérature (voir par exemple Rubinstein, 2006). Il a été défini par la Commission européenne (2011) comme le fait, « non seulement de satisfaire pleinement aux obligations juridiques applicables, mais aussi d'aller au-delà et d'investir davantage dans le capital humain, l'environnement et les relations avec les parties prenantes ». Le volet environnemental de la RSE recouvre un grand nombre de pratiques depuis la prévention et le contrôle des pollutions jusqu'à la protection des ressources naturelles et inclut en particulier la réduction de l'empreinte carbone et des émissions de gaz à effet de serre de l'entreprise.
- 4 Nous utiliserons dans cet article le prisme de la RSE pour analyser les déterminants potentiels d'un engagement volontaire des entreprises à contribuer à la transition énergétique. Une attention considérable a été consacrée dans la littérature aux déterminants des stratégies de RSE et à leur impact sur la performance des entreprises. Une question clé est d'identifier pourquoi les entreprises ont intérêt à s'engager volontairement à aller au-delà de la réglementation. En effet, pour Friedman (1970), la seule responsabilité des entreprises est d'accroître les profits ; elles n'ont pas à se substituer à des gouvernements élus pour fournir des biens publics ou corriger des externalités, car elles n'en ont pas la légitimité politique. Pourtant, comme le soulignent Bénabou et Tirole (2010), la RSE peut représenter une réponse à des imperfections non seulement de marché, mais aussi de gouvernements. Des hypothèses complémentaires sont également avancées. Ainsi, pour Rubinstein (2006), ce

mouvement s'explique moins par l'efficacité de la RSE, l'altruisme des dirigeants ou la dette de l'entreprise vis-à-vis de la société que par un isomorphisme institutionnel, c'est-à-dire la tendance au mimétisme organisationnel (sans qu'il soit nécessairement plus efficace) sur un champ déjà « fertilisé » par le gouvernement d'entreprise.

- 5 Dans cette contribution, nous proposons un cadre conceptuel d'analyse des déterminants de la RSE qui permet de donner une cohérence à cette vaste littérature. Dans la section 2, nous présentons les déterminants économiques des stratégies de RSE, en nous appuyant sur les trois principales catégories d'imperfections de marché : externalités ; concurrence imparfaite ; et contrats incomplets. Pour chaque catégorie de déterminant, nous nous focalisons sur la dimension environnementale de la RSE et discutons de sa compatibilité avec l'engagement de l'entreprise dans la transition énergétique. Dans la section 3, nous analysons ensuite les conséquences de ces stratégies de RSE sur la performance financière et extrafinancière de l'entreprise. La section 4 conclut et propose des pistes de recherche future.

2. Les déterminants économiques de la responsabilité sociale et environnementale des entreprises

- 6 Nous nous appuyons ici sur la typologie proposée dans la nouvelle théorie des parties prenantes (Post *et al.*, 2002 a, b), laquelle décompose l'ensemble des parties prenantes de l'entreprise selon trois dimensions stratégiques : la dimension « ressources de base », la sphère « marché-industrie », et l'arène « socio-politique ». Les parties prenantes de la dimension ressources de base sont les actionnaires, les salariés et les clients ; les parties prenantes de la sphère marché-industrie sont les partenaires commerciaux et concurrentiels ; et les parties prenantes de l'arène socio-politique sont les gouvernements, les activistes et les ONG.
- 7 Cette typologie nous permet ainsi de décomposer les déterminants économiques des stratégies RSE en trois grands groupes, selon que l'entreprise interagit avec ses parties prenantes « externes », c'est-à-dire appartenant à l'arène socio-politique ; avec ses parties prenantes « concurrentielles », c'est-à-dire appartenant à la sphère marché-industrie ; et les parties prenantes « internes », c'est-à-dire appartenant à la sphère des ressources de base¹.

2.1. La RSE, un moyen d'internaliser les externalités et de répondre aux attentes des parties prenantes « externes »

- 8 Au-delà d'un devoir moral ou altruiste, la littérature économique identifie deux arguments principaux incitant les entreprises à corriger les externalités environnementales et sociales via leur stratégie RSE : répondre aux pressions externes d'une part des pouvoirs publics et d'autre part de la société civile.

Répondre aux pressions externes publiques : RSE et préemption de la réglementation

- 9 La RSE peut dans certains cas permettre d'économiser les coûts de transaction associés aux processus réglementaires, voire constituer une réponse privée à des défaillances réglementaires. Dès lors, ces démarches RSE représentent-elles un complément qui

renforce les réglementations existantes, ou viennent-elles en concurrence avec (et affaiblissant par là même) les réglementations à venir ?

- 10 La RSE se substitue aux réglementations lorsqu'elle les préempte, c'est-à-dire lorsqu'elle permet d'éviter des contraintes réglementaires futures plus fortes. En utilisant un modèle de duopole avec différenciation verticale des produits, Lutz *et al.* (2000) montrent ainsi que si les entreprises peuvent s'engager sur un standard de qualité et investir légèrement au-delà avant sa promulgation, le régulateur est en général poussé à affaiblir ses exigences pour limiter les coûts qu'il imposerait à des entreprises un peu plus vertueuses (dans le cas contraire, si les entreprises ne peuvent s'engager, le standard promulgué sera en général plus fort). Maxwell *et al.* (2000) obtiennent un résultat similaire en s'appuyant sur un modèle à trois étapes dans lesquels les firmes choisissent un niveau d'abattement volontaire en première étape ; les consommateurs observent ce niveau d'abattement et peuvent entrer avec les entreprises dans un jeu d'influence politique avec les gouvernements en deuxième étape ; et en troisième étape les entreprises déterminent leurs quantités dans un contexte de concurrence à la Cournot. Dans ce cadre, les auteurs montrent que la menace d'une contrainte réglementaire forte incite les firmes à réduire leurs niveaux de pollution, et atténue ainsi la contrainte finalement imposée.
- 11 Si dans les deux modèles précédents, la RSE s'apparente à une forme d'autorégulation qui affaiblit les contraintes réglementaires et conduit à une préemption des réglementations, pour Maxwell et Decker (2006) en revanche, de nombreux investissements environnementaux sont destinés à réduire les coûts de mise en conformité avec des réglementations existantes, suggérant par là même une forme de complémentarité entre les démarches volontaires des entreprises et les contraintes réglementaires imposées par les gouvernements. Dans ce cas, le régulateur agit comme un acteur capable de faire mettre en œuvre les réglementations environnementales existantes et sa réponse aux stratégies RSE volontaires ne consiste pas à affaiblir la contrainte, mais plutôt à réduire la fréquence de contrôle des entreprises. À partir de ces hypothèses, ancrées dans des observations du comportement de l'Agence de protection environnementale américaine, ces auteurs s'appuient sur un modèle de jeu non coopératif pour montrer comment les entreprises sont incitées à préserver l'environnement pour réduire une amende potentielle. On a donc renforcement mutuel (et non plus concurrence) entre RSE et réglementations. Sam et Innes (2008) confirment cet argument du renforcement mutuel en montrant sur des données empiriques que la participation à un programme de réduction des déchets toxiques aux États-Unis dans les années 1990 était motivée par l'objectif de réduire la surveillance des régulateurs.
- 12 Au-delà de cette théorie du renforcement mutuel, la RSE peut également être complémentaire aux réglementations lorsque les gouvernements sont défaillants, et ce pour des raisons multiples : capture par des lobbies et autres intérêts ; territorialité des juridictions ; croisement entre inefficacités, coûts de transaction élevés, faible information et coûts de livraison élevés (Bénabou et Tirole, 2010). Enfin, le régulateur peut souhaiter réduire le coût de mise en œuvre réglementaire (notamment les coûts de transaction) et donc s'appuyer sur des accords volontaires d'entreprises (Lyon et Maxwell, 2008).
- 13 La littérature ne fournit donc pas de réponse tranchée sur la complémentarité ou la substituabilité entre la réglementation et la RSE. Tout dépend en fait des modalités

d'adoption (adoption unilatérale ou en accord volontaire avec le législateur) et de l'objectif poursuivi par le législateur (maximiser le bien-être social ou satisfaire des groupes d'intérêts particuliers). Pour en revenir à l'exemple français récent, la pression sociale, le débat sur la transition énergétique de 2012 et la préparation de la loi annoncée pour 2014 apparaissent comme des étapes nécessaires à la mobilisation de stratégies et démarches privées, et illustrent par là même les arguments théoriques évoqués dans cette section.

**Répondre aux pressions externes privées :
la « main invisible » de la société civile**

- 14 Les entreprises peuvent également être poussées à adopter des stratégies RSE en réponse non plus aux pressions publiques, mais aux pressions d'acteurs privés comme la société civile et les organisations non gouvernementales (ONG). Comme le soulignent Van den Berghe et Louche (2005), « les entreprises font face à une nouvelle main invisible, dictée par les forces non marchandes exercées par les ONG, médias, syndicats et autres, et sous l'impact de cette nouvelle main invisible elles commencent à considérer la RSE comme un prérequis à un bien-être et une croissance durables ». À l'extrême, les firmes les moins responsables peuvent se voir retirer leur « *licence to operate* » (Post *et al.*, 2002).
- 15 Hommel et Godard (2001, 2002) considèrent que la contestabilité d'une firme par la société civile est caractérisée par son exposition à deux types de menaces : la contestation de son autorisation de produire et innover (la « *licence to operate* » précédemment citée), fondée sur les risques environnementaux et sanitaires que la communauté attribue aux produits ou procédés de l'entreprise ; et la contestation économique par ses concurrents. Si ces auteurs ont développé cette analyse autour de l'exemple des organismes génétiquement modifiés en France, elle se reflète tout à fait aujourd'hui dans la question de l'utilisation ou non de la fracturation hydraulique dans le mix énergétique. En d'autres termes, une politique d'entreprise proactive en matière environnementale peut donc représenter une démarche stratégique destinée à prévenir la contestabilité sociale et environnementale et protéger les intérêts de long terme de l'entreprise.
- 16 Cependant, la plupart du temps, la pression sociale n'est pas directement exercée par les citoyens, mais par des activistes comme les ONG, qui expriment des demandes directes aux entreprises et les renforcent par des menaces (boycott, campagnes de dénigrement), ou, plus rarement, par des récompenses (campagnes de soutien). Baron (2001) définit ces activistes comme des acteurs « politiques privés ». Dans le modèle d'interactions stratégiques entre firmes, activistes et consommateurs qu'il propose, les activistes peuvent influencer la RSE des firmes (représentée comme une stratégie de redistribution des profits) en organisant un boycott mis en œuvre par les consommateurs. Il montre alors qu'en information parfaite, les entreprises et les activistes parviennent à un accord sans qu'un boycott soit nécessaire. Quand l'information devient imparfaite, les boycotts sont d'autant plus utilisés que les consommateurs soutiennent la cause défendue par les activistes.
- 17 De manière similaire, mais en se focalisant sur la question de la divulgation d'informations stratégiques, Sinclair-Desgagné et Gozlan (2003) proposent un modèle de signal dans lequel interagissent une firme polluante, qui peut plus ou moins bien documenter l'impact de ses activités sur l'environnement et la santé humaine, et des

activistes, qui peuvent choisir de boycotter la firme. Ils montrent que lorsque les ONG s'appuient sur des menaces importantes, elles poussent les entreprises « vertes » à divulguer des informations détaillées dans leur rapport RSE, alors que si les menaces sont faibles, les rapports RSE sont modérément informatifs. Étudiant les établissements publiant l'inventaire de leurs déchets toxiques entre 1988 et 1994 aux États-Unis, Sam et Innes (2008) apportent un soutien empirique à cette théorie en montrant que la participation à des programmes volontaires et la réduction de la pollution dépendaient du potentiel de l'entreprise à devenir une cible de boycott.

- 18 Mais toutes les entreprises contestables ne font pas pour autant l'objet de campagnes d'ONG. En fait, ces dernières ont tendance à viser les entreprises les plus visibles, notamment les industries de biens de consommation (Margolis et Walsh, 2001) ou les industries controversées (Brown *et al.*, 2006). En outre, les ONG ne ciblent pas nécessairement les firmes qui produisent les externalités négatives les plus fortes. Baron (2009) développe une théorie dans laquelle le comportement de l'entreprise peut être motivé par le devoir moral, l'intérêt personnel et la pression sociale créée par des activistes. Il montre dans ce cadre que certaines ONG peuvent avoir intérêt à cibler leur campagne sur les firmes les plus responsables parce qu'elles ont plus à perdre de cette campagne que les autres. Ingram *et al.* (2010) montrent toutefois qu'en présence d'incertitude sur l'occurrence d'une campagne de protestation, les résultats peuvent s'inverser. En examinant le cas de Wal-Mart, les auteurs mettent en évidence que les entreprises tendent à développer une approche de « test de la contestation ». Concrètement, Wal-Mart a mis en œuvre des essais « low-cost » d'ouverture de nouveaux magasins, sur lesquels elle est revenue lorsque des protestations ont signalé des problèmes à venir. Wal-Mart se caractérise en fait par une forte propension à ouvrir de nouveaux magasins très rentables, même s'ils sont contestés. Ces résultats sont très différents des modèles en information complète où les phases de contestation par les activistes sont des événements rares plutôt liés à des erreurs de calculs.
- 19 Au total, la pression externe semble être un déterminant majeur de la RSE pour les entreprises surtout de grande taille tournées vers les consommateurs ou des entreprises connues qui s'engagent afin de préserver leur « *licence to operate* » et qui ont beaucoup à perdre à être identifiées comme peu responsables socialement.

2.2. La RSE, un comportement stratégique sur des marchés en concurrence imparfaite

- 20 L'engagement volontaire des entreprises en faveur de la RSE peut reposer sur un second levier économique : la volonté de se différencier et d'exploiter les conditions de concurrence imparfaite qui prévalent sur les marchés. Plusieurs motifs justifient cette forme de responsabilité que Baron (2001) qualifie de « stratégique » : s'appuyer sur l'hétérogénéité des préférences pour différencier ses produits ; peser sur les conditions de concurrence et les barrières à l'entrée sur les marchés ; ou utiliser la RSE comme facteur d'innovation et de compétitivité. Mais si les attributs RSE sont difficilement vérifiables, comme c'est le cas pour les biens de confiance (Nelson, 1970), alors les entreprises peuvent être tentées de privilégier des stratégies de « greenwashing », dévoyant par là même la nature de la RSE, tout en faisant peser un risque non négligeable sur leur réputation.

La RSE, une stratégie de différenciation des produits

- 21 En concurrence imparfaite, la littérature s'inscrivant dans la lignée des travaux de Hotelling (1929) et Chamberlin (1933) montre que l'existence de différences « horizontales » (liées aux préférences des consommateurs) ou « verticales » (liées aux qualités intrinsèques des produits) conduit les entreprises à rechercher à accentuer le différentiel de qualité entre les variantes proposées aux consommateurs, pour se mettre à l'abri de la concurrence très vive à laquelle conduit la guerre des prix observée quand les produits sont parfaitement homogènes (Gabszewicz, 1994). Appliqué à la RSE, cet argument implique que le caractère plus ou moins responsable d'un produit va alimenter la concurrence stratégique (monopolistique) que se livrent les firmes sur le marché.
- 22 Une large littérature considère ainsi que les stratégies de RSE s'apparentent à des stratégies de différenciation des produits. Dans ce cadre, les firmes ont intérêt à offrir de manière privée des biens publics (ou des biens générant des externalités environnementales plus faibles) pour attirer des consommateurs ayant un consentement à payer plus élevé pour des biens ayant des caractéristiques environnementales meilleures (Besley et Ghatak, 2007 ; Baron, 2007 ; Becchetti *et al.*, 2005 ; Graff Zivin et Small, 2005). Empiriquement, les sondages d'opinion confirment l'intérêt croissant des consommateurs pour des biens dits éthiques (De Pelsmacker *et al.*, 2005). Notons toutefois que la recherche en marketing montre que le consentement à payer des consommateurs est asymétrique selon les enjeux RSE considérés, la qualité des produits et les caractéristiques des individus (Sen et Bhattacharya, 2001).
- 23 Pour convaincre les consommateurs, les labels et la certification vont jouer un rôle clé, car l'attribut environnemental d'un bien repose sur la notion de confiance. En effet, dans la mesure où le caractère socialement ou environnementalement responsable d'un produit ne peut pas être évalué par le consommateur dans un usage normal (le goût d'un café équitable est le même que celui d'un café traditionnel par exemple), les labels servent à apporter la crédibilité à cette information qui ne peut être vérifiée directement. Bjorner *et al.* (2004) ont suivi un panel de consommateurs danois sur la période 1997-2001 et quantifient entre + 13 % et + 18 % la différence de prix payé pour du papier toilette certifié (le Cygne nordique), illustrant l'efficacité du label. Si les labels jouent un rôle essentiel entre la firme et ses consommateurs, ils sont importants également dans les relations inter-firmes. Baudry et Chassagnon (2012) montrent notamment que des certifications ou labels basés sur des normes de conduite et des normes ISO facilitent la coordination inter-firmes et peuvent réduire certaines externalités négatives produites par les fournisseurs en matière sociale et environnementale.
- 24 Cette littérature nous montre donc qu'une entreprise peut avoir intérêt à développer des pratiques RSE à des fins stratégiques, afin de capter de nouveaux consommateurs ou d'améliorer les relations verticales qu'elle développe avec ses fournisseurs. Cet argument repose essentiellement sur le niveau de sensibilisation, d'information et de consentement à payer du consommateur final.

Faire de la RSE un attribut pesant dans la concurrence et les barrières à l'entrée sur les marchés

- 25 Pour Shleifer (2004), les pratiques irresponsables sont souvent le résultat d'une volonté de diminuer les coûts de production, de sorte que la concurrence, en réduisant mécaniquement les prix et les revenus, diminue la disponibilité à payer pour des comportements responsables ou éthiques. À partir d'études de cas couvrant le travail des enfants, la corruption, les salaires excessifs de certains dirigeants, la manipulation des revenus de l'entreprise et les activités commerciales d'universités, il conclut que concurrence et responsabilité seraient incompatibles. Frigant (2012) montre de même que, dans l'industrie automobile, les dynamiques concurrentielles et industrielles – autrement dit, ce que les chaînes de valeur verticales imposent aux firmes – contraignent fortement le développement des politiques de RSE.
- 26 En revanche, lorsque les entreprises se font concurrence pour attirer des consommateurs responsables, cette concurrence peut résulter en une course aux attributs environnementaux. Fernandez-Kranz et Santalo (2010) apportent une preuve empirique à cet argument en examinant le lien entre la concentration sur le marché et les performances environnementales et sociales (mesurées par l'indice KLD) de 3 690 firmes américaines entre 1994 et 2005. Ils observent un lien négatif important entre les deux, estimant qu'un doublement de la concurrence sur le marché, par exemple lié à une hausse des importations, peut entraîner une augmentation du niveau de RSE de 184 % à 853 %. La RSE peut aussi être utilisée pour augmenter les barrières à l'entrée et les coûts des concurrents potentiels. Ce mécanisme est bien connu en concurrence imparfaite, puisque sur des marchés où les firmes vendent des produits imparfaitement substituables (en concurrence monopolistique), les barrières à l'entrée liées aux coûts d'installation et de production sont en général plus fréquentes (Gabszewicz, 1994). Pour Lyon et Maxwell (2008), le programme « Florverde » aurait ainsi conduit, sur le marché européen, à sélectionner (donc évincer) les fournisseurs de fleurs coupées selon les pesticides qu'ils utilisaient, ce qui a poussé ensuite les producteurs colombiens à promouvoir des pratiques environnementales plus responsables. Le développement de standards privés de RSE sur les marchés internationaux peut donc devenir un facteur essentiel de maîtrise de l'empreinte carbone et écologique des produits et processus de production.
- 27 Enfin, la course à l'innovation peut aussi être un puissant levier pour promouvoir la RSE. Toute course à l'innovation est généralement caractérisée par deux forces incitatives : la menace concurrentielle et l'incitation au profit (Beath *et al.*, 1989). La menace concurrentielle exerce une pression pour être le premier à innover et ne pas perdre de parts de marché si c'est un concurrent qui innove en premier. L'incitation au profit est un déterminant important pour les firmes déjà présentes sur un marché qui prennent en compte les bénéfices futurs de l'innovation, indépendamment du comportement des autres. Pour Porter et Van der Linde (1995), une troisième force joue un rôle important : la contrainte environnementale stimulerait l'innovation et donc l'efficacité productive, engendrant ainsi un avantage concurrentiel. En s'appuyant sur des données de 4 200 établissements dans 7 pays de l'OCDE, Lanoie *et al.* (2011) confirment l'hypothèse de Porter et montrent que les réglementations environnementales incitent de manière significative à l'innovation environnementale. L'impact sur la productivité est quant à lui plus ambigu. Greenstone *et al.* (2012) montrent notamment que l'impact des réglementations sur la qualité de l'air aux États-

Unis depuis le début des années 1970 a été négatif pour la productivité des entreprises, avec un coût économique équivalent à 8,8 % des profits de l'industrie manufacturière sur la période 1972-1993.

- 28 Si ces débats ne sont pas clos, ils mettent en avant l'existence d'un important socle empirique et théorique soutenant qu'une entreprise peut choisir volontairement de mettre en œuvre des pratiques RSE à des fins concurrentielles et de développement stratégique.

De la RSE stratégique au « greenwashing »

- 29 Si la RSE est une démarche stratégique destinée à gagner ou préserver des parts de marché, la suspicion du « greenwashing » est cependant très forte, avec la crainte que les entreprises ne dépensent plus de ressources pour communiquer sur leur RSE que pour être véritablement responsables, voire mentent délibérément.
- 30 Contrairement aux points précédents, qui présentent des stratégies d'entreprises permises par la RSE, le greenwashing est une stratégie qui vise à la dévoyer. Elle est rendue possible par l'existence d'imperfections de marché, en particulier l'information imparfaite et asymétrique et les coûts de transaction.
- 31 La littérature sur le greenwashing connaît un développement croissant ces dernières années. Lyon et Kim (2008) montrent empiriquement que les programmes volontaires de divulgation des émissions de gaz à effet de serre dans le secteur électrique aux États-Unis (Programme 1605b) n'a eu aucun impact sur l'intensité carbone de l'industrie et les émissions réelles agrégées. Protéger la réputation de l'entreprise est pourtant un motif essentiel des stratégies de RSE, ce qui rend périlleuses les stratégies de greenwashing. Hines et Ames (2000) rapportent ainsi que 68 % des consommateurs déclarent avoir acheté un produit ou un service en raison de la réputation RSE de la firme. En outre, on a vu dans le paragraphe précédent que la RSE peut servir à signaler certaines caractéristiques de qualité des biens difficiles à observer en pratique pour les consommateurs (Fisman *et al.*, 2006). En appariant les données des firmes de « Fortune 500 » de 1998 et du « Corporate Giving Directory » de 1999, Brown *et al.* (2006) montrent sur un échantillon de 262 entreprises américaines que celles qui font le plus de publicité sont aussi celles qui donnent le plus à des œuvres caritatives. Réputation, RSE et marketing vert ne sont donc pas forcément incompatibles.
- 32 Mais pour que les entreprises soient suffisamment incitées à être plutôt que paraître responsables, il faut que la disponibilité à payer des consommateurs soit suffisante, faute de quoi le coût d'adhésion aux pratiques responsables représentera un désavantage concurrentiel. En outre, la RSE étant nécessairement une activité transparente, l'avantage concurrentiel du premier s'érode à mesure que les concurrents le copient (Hoppe et Lehmann-Grube, 2001 ; McWilliams et Siegel, 2001). En information imparfaite, la tentation est donc forte de n'engager que peu d'investissements effectifs pour consacrer l'essentiel des ressources disponibles à la communication RSE.

2.3. La RSE, une réponse aux attentes des parties prenantes internes de l'entreprise

- 33 Si la tentation de greenwashing ne s'estompe pas malgré les risques que cela fait peser sur la réputation de l'entreprise, une analyse plus fondamentale des enjeux d'asymétrie informationnelle en matière de RSE permet d'identifier un troisième type d'incitations économiques à la RSE, lié à cette information imparfaite et à ses conséquences sur l'incomplétude des contrats.
- 34 La théorie des contrats incomplets (voir Hart, 1995) considère que les contrats contingents complets (pour lesquels tous les événements futurs pouvant affecter la relation contractuelle sont pris en compte dans le contrat initial) ne sont pas le seul type de contrats auxquels sont confrontés les agents. Dans la réalité, en effet, l'information est imparfaite et les individus ne peuvent pas toujours anticiper toutes les obligations liées aux états de la nature possibles, et même en présence d'information parfaite, certains engagements ne sont pas vérifiables. Dès lors, les contrats passés entre les agents sont nécessairement incomplets.
- 35 En matière de RSE, la caractéristique socialement responsable d'un bien en fait un bien de confiance, terme qui désigne un bien dont le consommateur est incapable d'évaluer par lui-même la qualité (Nelson, 1970). Les biens de consommation peuvent être classés en trois catégories : le bien de recherche que le consommateur peut évaluer avant l'achat, au besoin en effectuant des recherches longues et coûteuses ; le bien d'expérience que l'acheteur apprend à connaître ou apprécier en répétant les achats ; et enfin le bien de confiance pour lequel le consommateur n'a pas les moyens de savoir s'il correspond vraiment aux qualités recherchées. Un bien produit par une entreprise « responsable » s'apparente à un bien de confiance, car le consommateur ne peut pas déterminer lui-même si le bien a été produit dans des conditions correspondant aux normes de la RSE, c'est-à-dire par exemple en limitant les atteintes à l'environnement ou en offrant des conditions de travail plus généreuses.
- 36 Les caractéristiques RSE des biens s'apparentant à des caractéristiques propres aux biens de confiance, elles reposent sur des qualités non vérifiables par le consommateur (sauf pour les biens labellisés par exemple) et impliquent donc par nature l'incomplétude des contrats afférents. Or, lorsque le contrat est incomplet, toutes les dimensions de la relation contractuelle n'étant pas définies dans le contrat initial, un certain pouvoir discrétionnaire doit être alloué pour compléter les modalités de la relation contractuelle durant l'exécution du contrat. Ce pouvoir discrétionnaire peut revenir à déléguer aux managers une responsabilité étendue à d'autres enjeux que les enjeux financiers, et en particulier, aux enjeux de RSE. Autrement dit, en raison de son caractère difficilement vérifiable par le consommateur, la RSE ne peut pas figurer explicitement dans le contrat et doit figurer dans les « blancs du contrat », soumis à la discrétion des managers.
- 37 Nous examinons ici deux grands types d'acteurs économiques susceptibles de déléguer cette responsabilité aux managers en raison de l'incomplétude des contrats, correspondant à leurs deux principales parties prenantes internes : les actionnaires et les employés.

Répondre aux attentes des actionnaires et investisseurs socialement responsables

- 38 Parmi l'ensemble des parties prenantes de l'entreprise, les actionnaires ont une légitimité intrinsèque à déléguer aux dirigeants une responsabilité sur le plan environnemental et social, que ce soit au titre ou dans une vision élargie de leurs obligations et responsabilités fiduciaires. Le rôle des investisseurs pour réorienter les entreprises vers des modes de production plus durables a été souligné dans différents avis du Conseil économique, social et environnemental (CESE, 2011, 2013). Les investissements publics, par exemple via la Caisse des dépôts et consignations ou la Banque publique d'investissement, pèsent considérablement dans ce mouvement. Les investissements dans la transition énergétique peuvent également être favorisés par des dispositifs publics tels que les pôles de compétitivité, comme le pôle Xylofutur (voir Bélis-Bergouignan, 2012). En matière de RSE, le rôle des investisseurs est traditionnellement examiné à travers la notion d'investissement socialement responsable (ISR).
- 39 Depuis la fin des années 2000, que ce soit aux États-Unis ou en Europe, près d'un dollar investi sur neuf l'est dans une perspective d'ISR, c'est-à-dire en intégrant dans les décisions d'investissement des critères de responsabilité sociale et/ou environnementale (Crifo et Mottis, 2013). L'évolution du marché de l'ISR représente ainsi un enjeu considérable pour orienter les stratégies de RSE (Scholtens, 2006). De ce point de vue, Chatterji *et al.* (2009) distinguent quatre motivations à ces décisions d'ISR : financières (chercher à accroître la performance de l'entreprise), déontologiques (refuser de tirer profit d'actions non éthiques), conséquentialistes (récompenser et fournir des incitations aux bonnes pratiques) et expressives (exprimer son identité à soi-même et aux autres).
- 40 D'un point de vue théorique, l'ISR s'oppose au principe de diversification qui fonde la théorie moderne du portefeuille de Markowitz (1952) (Capelle-Blancard et Giamporcaro-Saunière, 2006), puisqu'il réduit l'univers d'investissement. Selon la théorie financière classique moderne, les fonds ISR devraient donc être moins performants que les fonds conventionnels. Or ce ne semble pas être le cas, générant un nombre considérable de travaux cherchant à expliquer les mécanismes en jeu. La littérature s'est essentiellement concentrée sur l'arbitrage entre différents types de performance en visant à répondre aux questions suivantes. La performance environnementale ou sociale s'améliore-t-elle au détriment de la performance financière classique ? Ou bien les deux types de performance sont-ils corrélés, à court ou à long terme ? Nous aborderons des éléments de réponse à cette question dans la section 3.

Répondre aux attentes des employés

- 41 La seconde catégorie de parties prenantes directes dont les préoccupations de responsabilité environnementale peuvent être déléguées via la RSE est la main-d'œuvre de l'entreprise. S'il est relativement intuitif qu'une politique volontariste des entreprises pour améliorer les conditions de travail des employés permette de réduire la rotation de la main-d'œuvre et les arrêts maladies (ce qui a été démontré par exemple par Jones et Murrell, 2001 ; Galbreath, 2006 ; Edmans, 2011), la littérature montre aussi qu'un engagement environnemental des entreprises peut y contribuer (Portney, 2008). Ainsi, Toyota a annoncé en 2007 que les absences des employés sur son

site de Torrance (CA customer service) ont été réduites de 14 % après qu'ils aient été transférés dans des bâtiments écologiques (Carlton, 2007). De même, Delmas et Pekovic (2013) montrent à partir du dispositif d'enquête employeurs-employés « Changements organisationnels et informatisation » (COI) de 2006, que la mise en place de normes environnementales comme l'ISO 14001 en France est un facteur d'accroissement de la productivité des salariés. L'effet observé est important puisqu'il est de l'ordre de 16 à 21 %.

- 42 De façon un peu plus générale, la RSE et notamment l'image environnementale d'une entreprise peuvent être le signal de la culture d'entreprise. De ce point de vue, Brekke et Nyborg (2008) montrent théoriquement que les entreprises « vertes » peuvent recruter des salariés motivés par leurs valeurs d'esprit d'équipe et ainsi sécuriser leur performance et survie à long terme. Pour Albinger et Freeman (2000), cela concerne essentiellement les employés les plus qualifiés. En s'appuyant sur les données françaises de l'enquête COI de 2006, Lanfranchi et Pekovic (2014) montrent que les employés travaillant dans des entreprises « vertes » déclarent se sentir plus utiles dans leur travail et se décrivent comme mieux valorisés que les autres. Alors que ces employés ne prétendent pas être plus activement impliqués dans leur travail, ils sont néanmoins plus susceptibles, toutes choses égales par ailleurs, de faire des heures supplémentaires non rémunérées. L'image d'une entreprise responsable sur le plan environnemental peut donc constituer un facteur significatif de l'amélioration de la productivité et de la motivation des employés.

3. La responsabilité sociale et environnementale, un moyen pour les entreprises d'améliorer leur performance financière et extrafinancière ?

- 43 Si la principale et première responsabilité de l'entreprise est de faire des profits, la RSE permet-elle d'y contribuer en améliorant la performance financière des entreprises ? Qu'en est-il de la performance extrafinancière ? La RSE crée-t-elle des externalités positives pour la société ?
- 44 Le débat sur le lien entre RSE, performance financière et performance extrafinancière oppose en général les thèses de Friedman (1970) et Freeman (1984). Pour Friedman (1970), la seule responsabilité des dirigeants est de servir les intérêts des actionnaires en garantissant la rentabilité maximale de l'entreprise. Sans rejeter l'argument de la rentabilité, la théorie des parties prenantes de Freeman (1984) avance toutefois que le but premier des entreprises est de gérer les intérêts de l'ensemble de ses parties prenantes. La production de richesse est aussi une activité sociale et, de ce point de vue, l'entrepreneur a une responsabilité économique, sociale, humaine et environnementale vis-à-vis de l'ensemble des parties prenantes de l'entreprise (les salariés, les actionnaires, les consommateurs et les fournisseurs, les collectivités territoriales, etc.). La RSE doit donc servir les intérêts de toutes les parties prenantes, pas seulement les actionnaires. De ce débat Friedman vs Freeman, il ressort que la RSE doit être évaluée pas uniquement à l'aune de sa performance financière, mais également à l'aune de sa performance extrafinancière.

3.1. RSE et performance financière

- 45 Le lien entre RSE et performance financière a donné lieu à une littérature académique considérable, comme en témoignent les nombreuses revues de littérature consacrées à ce sujet depuis plusieurs décennies (voir par exemple Griffin et Mahon, 1997 ; Margolis et Walsh, 2003 ; Orlitzky *et al.*, 2003 ; Portney, 2008 ; Scholtens, 2008 ; Van Beurden et Gössling, 2008).
- 46 Une première catégorie de travaux examine l'impact de la RSE sur la compétitivité des entreprises. Cette littérature s'appuie sur trois types de méthodologies : les études d'événements ; les comparaisons de portefeuilles *best-in-class versus worst-in-class* ; et les études économétriques sur grands échantillons et données temporelles.
- 47 Depuis un article de James Hamilton en 1995 montrant que la publication de l'inventaire des émissions toxiques des entreprises américaines avait eu un effet négatif sur leur cours boursier à la fin des années 1980, de nombreuses études ont cherché à quantifier l'impact de mauvaises nouvelles sur le cours en bourse des entreprises. Les résultats de ces études d'événements convergent pour montrer l'impact négatif d'une mauvaise nouvelle sur la valeur boursière. Mais pour que la responsabilité des entreprises puisse être considérée comme une source effective de compétitivité, il faut qu'elle soit valorisée positivement. Autrement dit, il ne s'agit pas seulement d'évaluer en négatif les coûts associés à une défaillance ; il est nécessaire de quantifier également les bénéfices économiques de la responsabilité environnementale et sociale des entreprises. Or les analyses existantes sur ce sujet sont moins consensuelles que les études d'événements négatifs. Qu'il s'agisse d'études comparant les performances des entreprises proactives par rapport aux entreprises réactives ou en retard dans ce domaine (méthode dite *best-in-class / worst-in-class*) ou bien d'analyses économétriques plus complexes sur l'impact de la RSE sur la performance d'entreprises de secteurs et de pays différents, sur des horizons temporels plus longs, les résultats de ces études ne convergent pas. Certaines mettent en évidence un impact positif de la RSE sur la performance, d'autres un impact non significatif, voire négatif (voir par exemple Barnett et Salomon, 2006 ; Derwall *et al.*, 2005).
- 48 Une seconde catégorie de travaux sur le lien entre RSE et performance financière s'intéresse à la performance financière des fonds ISR, où deux types de travaux sont menés. Une première famille d'études consiste à examiner l'impact des stratégies ISR sur le coût du capital. Heinkel *et al.* (2001) construisent un modèle relativement simple où deux types d'investisseurs averses au risque, « verts » ou non, peuvent investir ou se retirer du capital d'entreprises susceptibles d'adopter ou non des technologies propres. Ils estiment avec ce modèle qu'il faut 20 % d'investisseurs « verts » sur le marché pour qu'il y ait un impact sur le coût du capital de l'entreprise. Ce résultat est explicitement testé et empiriquement vérifié par Hong et Kacperczyk (2009) sur un échantillon de 193 entreprises aux activités controversées (tabac, jeux et alcool) entre 1926 et 2004.
- 49 Une seconde famille d'études consiste à comparer directement la performance des différents fonds. Van de Velde *et al.* (2005) ne trouvent par exemple pas de différence de performance entre les fonds ISR et les fonds conventionnels lorsque l'on contrôle pour les différences de style de gestion au sein du portefeuille. Barnett et Salomon (2006) font l'hypothèse que la perte financière éventuellement subie par un fonds ISR (par exemple pour cause de diversification réduite) est compensée jusqu'à un certain point par la sélection de firmes mieux gérées et plus stables dans le portefeuille. En analysant

les résultats de 61 fonds ISR entre 1972 et 2000, ils démontrent en effet l'existence d'une relation curvilinéaire entre la performance financière de ces fonds et le nombre de filtres sociaux et environnementaux (i.e. réduction de la diversification) que ces fonds ont appliqués à leurs investissements.

- 50 Au final, il n'est donc pas évident de mettre en lumière un lien univoque entre RSE et performance financière (des fonds ISR ou des entreprises responsables). Pour certains, le débat serait clos par la méta-analyse de Margolis *et al.* (2011) fondée sur 251 études, pour qui : « L'effet de la performance sociale sur la performance financière est petit, positif et significatif. La performance RSE ne détruit pas la valeur actionnariale, même si ses effets sur la valeur de l'entreprise ne sont pas élevés. »
- 51 Comme le soulignent Capelle-Blancard et Monjon (2012), une attention probablement trop grande a été portée à la question de la performance financière de l'ISR. Toutefois, de nombreux chercheurs continuent de considérer que la recherche doit se poursuivre activement sur ce sujet pour comprendre pleinement les déterminants de cette relation, autrement dit pour comprendre comment les firmes peuvent réussir à la fois sur les plans financiers et extrafinanciers (Horváthová, 2010 ; Surroca *et al.*, 2010). De ce point de vue, il est nécessaire de surmonter les limites inhérentes aux travaux passés, notamment les problèmes que cette littérature pose concernant : les variables omises dans les déterminants de la rentabilité des firmes, comme la publicité et la recherche et le développement (McWilliams et Siegel, 2000 ; Wagner, 2010) ; le biais d'endogénéité et de modèle mal spécifié (Garcia-Castro *et al.*, 2010) ; des données et notamment des séries temporelles trop restreintes ou trop anciennes (Horváthová, 2010) ; l'invalidité des analyses en coupes transversales en présence d'une forte hétérogénéité des firmes (Elsayed et Paton, 2005) ; les limites posées par l'hypothèse de modèles linéaires (Barnett et Salomon, 2006) ; la grande variété de mesures de performance financière (Margolis et Walsh, 2003) ; et le sens de la causalité entre les deux types de performance (voir Margolis *et al.*, 2011). Nous évoquons dans la section suivante des pistes de recherche future pour pallier ces limites et renouveler les débats sur ces enjeux.

3.2. RSE et performance extrafinancière

- 52 Au-delà de la performance financière, comment mesurer si les politiques RSE des entreprises sont efficaces sur le plan extrafinancier, c'est-à-dire si elles contribuent réellement à l'intérêt général ? Ce volet de la problématique, crucial pour les décideurs publics, a fait l'objet de peu d'études économiques académiques. Nous présentons ici des applications à la question énergétique issues de travaux théoriques sur la RSE.
- 53 Si la responsabilité environnementale est motivée par une volonté de préemption de la réglementation, son impact sur le bien-être social apparaît plutôt mitigé (Lyon et Maxwell, 2008). Pour Besley et Ghatak (2007) la RSE peut à la fois être un substitut moins coûteux aux prérogatives des gouvernements et améliorer ainsi le bien-être, mais elle peut aussi entraîner une distorsion des décisions réglementaires et donc réduire le bien-être. Pour montrer cela, leur modèle théorique représente explicitement la RSE comme une production de biens publics (ou réduction d'externalités négatives) associée à la production de biens privés et prend en considération les questions de faisabilité et de désirabilité de la RSE ainsi que les coûts de transaction. De façon plus générale, Lyon et Maxwell (2008) considèrent que l'impact de ces stratégies de préemption dépend du contexte dans lequel elles sont adoptées : si

c'est une adoption unilatérale ou via un accord volontaire avec le législateur, et si le législateur veut maximiser le bien-être social ou s'il est influencé par des groupes d'intérêts particuliers.

- 54 Si la responsabilité environnementale est déterminée par la réponse aux pressions des ONG, il n'est pas évident de déterminer si ce type de pression est bon ou mauvais pour la société, c'est-à-dire si elle permet de réduire réellement les externalités négatives. Heyes et Maxwell (2004) comparent théoriquement deux mécanismes : l'un obligatoire via une organisation internationale qui fixe un standard environnemental et l'autre volontaire via une ONG qui propose un label. Ils montrent que la résistance du secteur au standard est plus forte en présence de l'ONG. Mais bien que l'anticipation de cette résistance conduise l'organisation internationale à réduire la sévérité du standard, l'ONG peut servir une fonction de « substitut » et encourager un standard plus strict. De plus, lorsque les deux mécanismes coexistent, l'existence des ONG accroît le bien-être. Mais en poussant les firmes à faire du lobbying, le label de l'ONG peut aussi porter préjudice aux réglementations qui auraient été les plus efficaces (Lyon et Maxwell, 2008).
- 55 Si la responsabilité environnementale est déterminée par la volonté de se différencier sur le marché, les programmes de certification environnementale peuvent augmenter les ventes des biens « verts », améliorant par là même l'utilité des consommateurs. Si les produits verts sont substituables aux produits conventionnels, comme c'est le cas sur certains marchés matures avec des ventes stables, le bien-être social augmentera. Mais si le marché est en expansion, l'augmentation nette des ventes pourra être préjudiciable, car elle aura un impact environnemental négatif.
- 56 Brouhle *et al.* (2009) s'intéressent à l'impact de deux leviers de politique environnementale (un programme volontaire et une menace de réglementation formelle) sur les émissions de l'industrie du traitement des surfaces métalliques. Ils montrent que la participation au programme volontaire a entraîné peu, voire aucune, baisse additionnelle des émissions. Toutefois, alors que les participants ne semblent pas tirer profit du programme initialement, ils parviennent à mieux réduire leurs émissions dans les années qui suivent, par rapport à ceux qui n'ont pas participé au programme. L'effet n'est donc pas immédiat, mais semble important à long terme.
- 57 Dans une perspective complémentaire, Dam et Scholtens (2008) s'intéressent à la question de l'interaction entre les politiques de RSE et les délocalisations d'entreprises dans des pays avec des réglementations environnementales plus faibles (hypothèse du havre de pollution). À partir de données sur 2 685 firmes multinationales européennes, ces auteurs montrent que les entreprises les plus responsables n'ont pas une propension plus forte à relocaliser leur production dans les pays peu contraignants sur le plan environnemental, contrairement à l'hypothèse de havre de pollution.
- 58 Au total, les politiques RSE des entreprises pourraient donc contribuer à une démarche globale d'amélioration environnementale et sociale dont les effets sont plus complexes qu'attendu.

4. Conclusion et pistes de recherche future

- 59 Nous avons analysé dans cet article le rôle que peut jouer la sphère privée pour accomplir la mutation énergétique, en complément ou en substitution de la sphère publique, par le biais de leur responsabilité sociale et environnementale.
- 60 Nous avons ainsi identifié trois motifs économiques principaux à ces stratégies RSE : répondre à et anticiper des pressions de la société, qu'elles émanent du législateur ou des citoyens ; attirer des consommateurs, se distinguer de ses concurrents et créer de nouveaux marchés ; ou se plier aux attentes de ses actionnaires socialement responsables et de ses employés. Nous avons ensuite mis en lumière le caractère encore incertain de l'état de l'art sur les effets de ces politiques en matière de performance financière comme extrafinancière.
- 61 Il existe des leviers réels pouvant motiver les entreprises à devenir des acteurs clés et moteurs de la transition énergétique. Toutefois, il apparaît également clairement que l'environnement institutionnel demeure un élément essentiel dans les décisions des firmes, et que les contraintes entourant leurs décisions de RSE limiteront leur engagement. Notre analyse révèle ainsi plusieurs mécanismes sur lesquels les pouvoirs publics peuvent jouer pour inciter les entreprises à se saisir des opportunités existantes en matière de transition énergétique.
- 62 En premier lieu, une partie des stratégies privées se structurant dans une logique d'anticipation ou de préemption de la régulation, celle-ci demeure essentielle pour maintenir la dynamique de transformation des modes de production et atteindre les objectifs nationaux. L'action privée est réelle et son potentiel est important, mais elle se construit en partie au moins en réaction à l'action publique, sans possibilité de substitution complète. Les entreprises agissent également en réponse à la demande citoyenne, qui ne peut exister sans d'importantes politiques de formation et de sensibilisation. Les opportunités de marché sont un levier majeur et efficace des démarches RSE, mais impliquent un encadrement réglementaire en termes de transparence, de vérification, voire de certification des allégations portées. Enfin, la demande des parties prenantes « internes », qu'elles soient actionnaires ou employés dépend de leurs croyances et de leur confiance dans la pertinence de l'engagement des entreprises.
- 63 La littérature détaillée dans cet article a révélé un certain nombre de limites, liées aux données, aux méthodes utilisées ou aux hypothèses posées, conduisant très souvent à des résultats contradictoires et non consensuels. Pour pallier ces limites et renouveler les débats existants sur les déterminants de la RSE et leurs conséquences sur la performance financière et extrafinancière, un certain nombre de pistes de recherche future se dégagent.

Comment répondre à des attentes contradictoires des parties prenantes internes et externes ?

- 64 Un nombre croissant de travaux récents considèrent qu'il importe pour les recherches futures de comprendre l'absence de consensus sur le lien RSE-performance financière, en identifiant notamment un éventuel lien manquant entre ces deux variables (voir par exemple Griffin et Mahon, 1997 ; Rowley et Berman, 2000 ; Surroca *et al.*, 2010 ; Delmas

et al., 2011). Une piste de recherche future importante concerne le fait que les multiples dimensions de la RSE (environnementale, sociale et gouvernance) interagissent entre elles, ce dont les modèles doivent tenir compte pour éviter des résultats biaisés.

- 65 Concrètement, les trois piliers environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG) recoupent en pratique un large éventail de mesures. La dimension environnementale renvoie par exemple à l'incorporation dans la conception, la production et la distribution des produits de pratiques relatives à la prévention et au contrôle de la pollution ; la protection des ressources en eau ; la conservation de la biodiversité ; la gestion des déchets ; la gestion de la pollution locale ou encore la gestion des impacts environnementaux du transport. La dimension sociale renvoie quant à elle aux pratiques innovantes de gestion des ressources humaines (formation et gestion des carrières, participation des salariés, qualité des conditions de travail) et peut inclure également les contributions aux causes d'intérêt général et local, le respect des droits de l'homme ou encore l'élimination du travail des enfants. Enfin, la dimension gouvernance renvoie aux pratiques des entreprises vis-à-vis de leurs actionnaires (respect du droit des actionnaires, promotion de l'indépendance et la compétence des administrateurs, transparence de la rémunération des cadres dirigeants) et peut être étendue aux comportements sur les marchés et vis-à-vis des clients et des fournisseurs (prévention des conflits d'intérêts et des pratiques de corruption ou anticoncurrentielles ; sécurité des produits ; information donnée aux consommateurs sur les produits ; diffusion des bonnes pratiques dans l'ensemble de la chaîne de valeur en amont et en aval de la production).
- 66 Tenir compte des multiples dimensions de la RSE est d'autant plus important que, comme le soulignent Bénabou et Tirole (2010), les firmes peuvent être proactives sur certaines dimensions et en retrait sur d'autres. Il n'y a pas de raison non plus que l'impact de la RSE sur la performance économique et financière soit uniforme à travers ces différentes dimensions. Cavaco et Crifo (2014) montrent par exemple que ce sont certaines combinaisons de politiques ESG qui entraînent une augmentation de la performance financière. Précisément, l'absence de lien fort entre performance financière et performance extrafinancière pourrait cacher en fait un double phénomène : une forte performance dans les entreprises qui adoptent conjointement des pratiques RSE complémentaires, et une faible performance dans les entreprises qui adoptent simultanément des pratiques substituables. L'identification de ces complémentarités (synergies)/substituabilités (arbitrages) est donc importante pour comprendre le lien RSE – performance.
- 67 Plus généralement les inégalités sociales et environnementales ont un caractère cumulatif, et des politiques publiques visant l'équité ou la réduction des inégalités sociales qui ne prendraient pas en compte la dimension environnementale ignoreraient un aspect essentiel de la question sociale. En sens inverse, l'évolution des inégalités peut renforcer certains déséquilibres environnementaux, et elle constitue un véritable défi pour la transition énergétique (Crifo et Laurent, 2013).

Le rôle des instances de gouvernance dans les stratégies de RSE

- 68 Une seconde piste de recherche s'appuie sur les travaux en finance d'entreprise sur le rôle des instances de gouvernance de l'entreprise, notamment les administrateurs, dans les stratégies de RSE. Schématiquement, la gouvernance des entreprises désigne

l'ensemble des règles qui permettent aux actionnaires de s'assurer que les entreprises dans lesquelles ils détiennent des parts sont dirigées en conformité avec leurs propres intérêts, particulièrement dans le cas des groupes complexes cotés en bourse. Partout dans le monde, ces règles s'organisent autour d'un schéma à trois étages : les actionnaires réunis en assemblée générale délèguent leur pouvoir de contrôle à un conseil d'administration (ou de surveillance) qui, lui-même, supervise l'action opérationnelle de la direction générale de l'entreprise. L'objectif est de rappeler à la direction générale et aux managers qu'ils sont placés sous la tutelle d'un Conseil d'administration qui garde la maîtrise de la stratégie, une stratégie qui doit d'abord satisfaire les attentes des actionnaires.

- 69 De ce point de vue, le conseil d'administration a un rôle clé à jouer, pour concilier les intérêts des dirigeants et des actionnaires, voire veiller à la représentation équilibrée des intérêts des différentes parties prenantes de l'entreprise. Les travaux académiques sur l'impact du conseil sur les activités extrafinancières sont actuellement en plein développement. Quelques analyses empiriques ont ainsi montré un lien entre performance environnementale ou sociale et gouvernance. Brown *et al.* (2006) par exemple montrent que les firmes ayant des conseils d'administration plus grands font également plus de dons monétaires liquides et créent plus de fondations d'entreprise. Jo et Harjoto (2011) quant à eux étudient empiriquement un large échantillon de 2 952 entreprises américaines entre 1993 et 2004 (12 527 observations) et mettent en évidence que l'engagement en matière de RSE (telle que mesurée par la notation de l'agence KLD) est positivement associé à l'indépendance des administrateurs et à la concentration du capital dans les mains d'investisseurs institutionnels. Toutefois, il serait très intéressant de poursuivre ce champ de recherche en menant une étude plus systématique du lien entre composition du conseil (indépendance des administrateurs, expertise, etc.) et performance environnementale.

Les entreprises cotées en bourse : la partie émergée de l'iceberg

- 70 Enfin, l'essentiel de la littérature sur la RSE s'appuie sur les entreprises cotées en bourse, notamment en raison de la disponibilité des données. Une troisième piste de recherche consiste à s'intéresser aux entreprises non cotées, c'est-à-dire la « partie immergée de l'iceberg ». De ce point de vue, un courant très récent de la littérature se focalise non plus sur les investisseurs socialement responsables sur les marchés cotés, mais sur ceux qui appartiennent au non coté, à savoir les capitaux-investisseurs. Le capital investissement recouvre l'ensemble des outils permettant de renforcer les fonds propres des entreprises non cotées sur les marchés financiers, comme les « business angels », le capital amorçage, le capital risque ou encore le capital transmission. Crifo et Forget (2013) montrent que 12 % des sociétés françaises de gestion de fonds de capital-investissement gèrent au moins un fonds de soutien aux innovations environnementales et sociales. Par exemple, les fonds Demeter (350 millions d'euros) ciblent les éco-industries, le traitement de l'air, de l'eau, des déchets, les éco-énergies, la construction durable et les transports (CESE, 2013).
- 71 Mais au-delà des fonds de financement des innovations environnementales, le fait que ces investisseurs deviennent des actionnaires significatifs (quand ils ne sont pas majoritaires) des entreprises dans lesquelles ils investissent leur donne le potentiel d'entraîner des restructurations de fond des modes de production (Crifo et Forget,

2013). Par exemple, la société géante de gestion de fonds d'investissement Kohlberg Kravis Roberts & Co (KKR) a mis en place en 2008 un « Green Portfolio Program » dans 25 entreprises et annonce avoir ainsi réussi à éviter environ 1,8 million de tonnes de gaz à effets de serre, 4,7 millions de tonnes de déchets, 19,5 millions de mètres cubes d'eau, soit une économie estimée à 917 millions de dollars. Gollier et Pouget (2012) fournissent un autre exemple de ce mécanisme en décrivant le rachat en 2007 du TXU, un géant de l'énergie implanté à Dallas et fournissant deux millions de consommateurs, par Texas Pacific Group, KKR et la filiale de capital investissement de Goldman Sachs. L'opération a été exceptionnelle d'une part par son ampleur financière (48 milliards de dollars), mais aussi par le fait qu'elle a inclus un accord avec des activistes environnementaux (Environmental Defense et Natural Resources Defense Council) pour que TXU réduise considérablement ses opérations dans les centrales à charbon et suive des standards environnementaux stricts.

- 72 Une analyse plus systématique des déterminants économiques des stratégies RSE et de leur impact sur la performance financière et extrafinancière dans le secteur du capital investissement constitue une piste de recherche future très féconde.

BIBLIOGRAPHIE

Albinger, H. S. et Freeman, S. J. (2000), « Corporate social performance and attractiveness as an employer to different job seeking populations », *Journal of Business Ethics*, vol. 128, pp. 243-253.

AIE (Agence internationale de l'énergie) (2013), *World Energy Outlook 2013*, OCDE-AIE, Paris.

Barnett, M. L. et Salomon, R. M. (2006), « Beyond dichotomy: The curvilinear relationship between social responsibility and financial performance », *Strategic Management Journal*, vol. 27, pp. 1101-1156.

Baron, D. P. (2001), « Private politics, corporate social responsibility and integrated strategy », *Journal of Economics and Management Strategy*, vol. 10, pp. 7-45.

Baron, D. P. (2007), « Corporate social responsibility and social entrepreneurship », *Journal of Economics and Management Strategy*, vol. 16, pp. 683-717.

Baron, D. P. (2009), « A positive theory of moral management, social pressure, and corporate social performance », *Journal of Economics and Management Strategy*, vol. 18, pp. 7-43.

Baudry, B. et Chassagnon, V. (2012), « Responsabilité sociale inter-firmes, coordination et régulation de la firme-réseau multinationale : une analyse économique », *Revue d'Économie Industrielle*, vol. 1, pp. 43-64.

Beath, J., Katsoulacos, Y. et Ulph, D. (1989), « Strategic R&D policy », *Economic Journal*, vol. 99, pp. 74-83.

Becchetti, L., Giallonardo, L. et Tessitore, E. (2005), « The game of social responsibility: A product differentiation approach », Mimeo University Tor Vergata Roma.

- Bélis-Bergouignan, M.-C. (2012), « L'articulation des objectifs technico-économiques et environnementaux au sein de projets d'éco-innovations », *Revue d'Économie Industrielle*, vol. 2, pp. 9-38.
- Bénabou, R. et Tirole, J. (2010), « Individual and corporate social responsibility », *Economica*, vol. 77, pp. 1-19.
- Besley, T. et Ghatak, M. (2007), « Retailing public goods: The economics of corporate social responsibility », *Journal of Public Economics*, vol. 91, pp. 1645-1663.
- Bjorner, T. B., Hansen, L. G. et Russel, C. (2004), « Environmental labeling and consumers choice: An empirical analysis of the effect of the Nordic Swan », *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 47, pp. 411-434.
- Brekke, K. et Nyborg, K. (2008), « Moral hazard and moral motivation: Corporate social responsibility as labor market screening », *Resource and Energy Economics*, vol. 30, pp. 509-526.
- Brouhle, K., Griffiths, C. et Wolverson, A. (2009), « Evaluating the role of EPA policy levers: An examination of a voluntary program and regulatory threat in the metal-finishing industry », *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 57, pp. 166-181.
- Brown, W. O., Hellanda, E. et Smith, J. K. (2006), « Corporate philanthropic practices », *Journal of Corporate Finance*, vol. 12, pp. 855-877.
- Capelle-Blancard, G. et Giamporcaro-Saunière, S. (2006), « L'investissement socialement responsable », *Cahiers Français*, vol. 331, pp. 70-77.
- Carlton, J. (2007), « Citigroup tries banking on the natural kind of green », *New York Times*, September 5, B1, B7.
- Cavaco, S. et Crifo, P. (2014), « CSR and financial performance: Complementarity between environmental, social and business behaviours », *Applied Economics*, vol. 46, pp. 3323-3338. doi: 10.1080/00036846.2014.927572.
- Crifo, P. et Forget, V. D. (2013), « Think global, invest responsible: Why the private equity industry goes green », *Journal of Business Ethics*, vol. 116, pp. 21-48.
- Crifo, P. et Laurent, E. (2013), « Enjeux environnementaux et question sociale. Pourquoi et comment lier justice sociale et écologie ? », *Références Économiques du CEDD*, n° 23-2013.
- Crifo, P. et Mottis, N. (2013), « Socially responsible investment in France », *Business and Society*, vol. 20, pp. 1-18. doi: 10.1177/0007650313500216.
- Capelle-Blancard, G. et Monjon, S. (2010), « Socially responsible investing: Myths and reality », *Finance and Sustainable Development*, Seminar Lecture Notes, à paraître.
- Capelle-Blancard, G. et Monjon, S. (2012), « Trends in the literature on socially responsible investment: Looking for the keys under the lamppost », *Business Ethics: A European Review*, vol. 21, pp. 239-250.
- CESE (Conseil économique, social et environnemental) (2011), « La transition énergétique : 2020-2050 un avenir à bâtir, une voie à tracer », *Journal Officiel de la République Française*.
- CESE (Conseil économique, social et environnemental) (2013), « Financer la transition écologique et énergétique », *Journal Officiel de la République Française*.
- Chamberlin, E. (1933), *The Theory of Monopolistic Competition*, Harvard University Press, Cambridge.

- Chatterji, A., Levine, D. et Toffel, M. (2009), « How well do social ratings actually measure corporate social responsibility? », *Journal of Economics and Management Strategy*, vol. 18, pp. 125-169.
- Commission européenne (2011), « A renewed EU strategy 2011-14 for corporate social responsibility », *Communication From the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions*, Com. 681 final., 6.
- Dam, L. et Scholtens, B. (2008), « Environmental regulation and MNEs location: Does CSR matter? », *Ecological Economics*, vol. 67, pp. 55-65.
- Delmas, M. et Pekovic, S. (2013), « Environmental standards and labor productivity: Understanding the mechanisms that sustain sustainability », *Journal of Organizational Behavior*, 34(2), pp. 230-252.
- Delmas, M., Hoffman, V. et Kuss, M. (2011), « Under the tip of the iceberg: Absorptive capacity, environmental strategy and competitive advantage », *Business and Society*, vol. 50, pp. 116-54. doi: 10.1177/0007650310394400.
- De Pelsmacker, P., Driesen, L. et Rayp G. (2005), « Do consumers care about ethics? Willingness to pay for fair-trade coffee », *The Journal of Consumer Affairs*, vol. 39, pp. 363-385.
- Derwall, J., Gunster, N., Bauer, R. et Koedijk, K. (2005), « The Eco-Efficiency Premium Puzzle », *Financial Analysts Journal*, vol. 61, pp. 51-63.
- Edmans, A. (2011), « Does the stock market fully value intangibles? Employee satisfaction and equity prices », *Journal of Financial Economics*, vol. 101, pp. 621-640.
- Elsayed, K. et Paton, D. (2005), « The impact of environmental performance on firm performance: Static and dynamic panel data evidence », *Structural Change and Economic Dynamics*, vol. 16, pp. 395-412.
- Fernandez-Kranz, D. et Santalo, J. (2010), « When necessity becomes a virtue: The effect of product market competition on corporate social responsibility », *Journal of Economics and Management Strategy*, vol. 19, pp. 453-487.
- Fisman, R., Heal, G. et Nair, V. B. (2006), « A model of corporate philanthropy », Working Paper, Wharton School, University of Pennsylvania. Disponible sur : <http://knowledge.wharton.upenn.edu/papers/1331.pdf>.
- Freeman, R. E. (1984), *Strategic Management: A Stakeholder Approach*, Pitman, Boston.
- Friedman, M. (1970), « The social responsibility of business is to increase its profits », *New York Times Magazine*, September 13, pp. 32-33.
- Frigant, V. (2012), « Considérer les relations interfirmes pour comprendre l'adoption de pratiques socialement responsables : arguments à partir d'une critique du Business Case », *Revue d'Économie Industrielle*, vol. 1, pp. 65-84.
- Gabszewicz, J. (1994), *La concurrence imparfaite*, Paris, La Découverte, coll. « Repères », n° 146.
- Galbreath, J. (2006), « Does primary stakeholder management positively affect the bottom line?: Some evidence from Australia », *Management Decision*, vol. 44, pp. 1106-1121.
- Garcia-Castro, R., Ariño, M. A. et Canela, M. A. (2010), « Does social performance really lead to financial performance? Accounting for endogeneity », *Journal of Business Ethics*, vol. 92, pp. 107-112.

GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) (2014), *Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability*, IPCC Working Group II Contribution to AR5. Disponible sur <http://www.ipcc.ch/report/ar5/wg2/>.

Gollier, C. et Pouget, S. (2012), « Equilibrium corporate behavior and capital asset prices with socially responsible investors », Working paper, IDEI. Disponible sur : <http://idei.fr/doc/wp/2012/sri0912.pdf>.

Graff Zivin, J. et Small, A. (2005), « A Modigliani-Miller theory of altruistic corporate social responsibility », *The B.E. Journal of Economic Analysis and Policy*, vol. 5, n° 1. Disponible sur : <http://works.bepress.com/jgraffzivin/1>.

Greenstone, M., List, J. A. et Syverson, C. (2012), « The effects of environmental regulation on the competitiveness of US manufacturing », Working paper, National Bureau of Economic Research. Disponible sur : <http://ideas.repec.org/p/nbr/nberwo/18392.html>.

Griffin, J. J. et Mahon, J. F. (1997), « The corporate social performance and corporate financial performance debate: Twenty five years of incomparable research », *Business and Society*, vol. 36, pp. 5-31.

Hamilton, J. T. (1995), « Pollution as news: Media and stock market reactions to the toxics release inventory data », *Environmental Economics and Management*, vol. 28, pp. 98-113.

Hart, O. (1995), *Firms, Contracts, and Financial Structure*, New York, Oxford University Press.

Heinkel, R., Kraus, A. et Zechner, J. (2001), « The effect of green investment on corporate behavior », *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, vol. 36, pp. 431-449.

Heyes, A. et Maxwell, J. (2004), « Private vs. public regulation: Political economy of the international environment », *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 48, pp. 978-996.

Hines, C. et Ames, A. (2000), *Ethical Consumerism. A Research Study Conducted for the Co-operative Bank by MORI*, London, MORI.

Hommel, T. et Godard, O. (2001), « Contestation sociale et stratégies de développement industriel. Application du modèle de la Gestion Contestable à la production industrielle d'OGM », Working paper, École Polytechnique 15.

Hommel, T. et Godard, O. (2002), « Trajectoire de contestabilité et production d'OGM à usage agricole », *Économie rurale*, vol. 270, pp. 36-49.

Hong, H. et Kacperczyk, M. (2009), « The price of sin: The effects of social norms on markets », *Journal of Financial Economics*, vol. 93, pp. 15-36.

Hoppe, H. C. et Lehmann-Grube, U. (2001), « Second-mover advantages in dynamic quality competition », *Journal of Economics and Management Strategy*, vol. 10, pp. 419-433.

Horváthová, E. (2010), « Does environmental performance affect financial performance? A meta-analysis », *Ecological Economics*, vol. 70, pp. 52-59.

Hotelling, H. (1929), « Stability in competition », *Economic Journal*, vol. 39, pp. 41-57.

Ingram, P., Yue, L. et Rao, H. (2010), « Trouble in store: Probes, protests, and store openings by Wal-Mart, 1998-2007 », *American Journal of Sociology*, vol. 116, pp. 53-92.

Jo, H. et Harjoto, M. A. (2011), « Corporate governance and firm value: The impact of corporate social responsibility », *Journal of Business Ethics*, vol. 103, pp. 351-383.

- Jones, R. et Murrell, A. J. (2001), « Signaling positive corporate social performance: An event study of family-friendly firms », *Business and Society*, vol. 40, pp. 59-78.
- KPMG (2011), *KPMG International Survey of Corporate Responsibility Reporting*. Disponible sur : <http://www.kpmg.com/PT/pt/IssuesAndInsights/Documents/corporate-responsibility2011.pdf>.
- Lanfranchi, J. et Pekovic, S. (2014), « How green is my firm? Worker well-being and job involvement in environmentally-related certified firms », *Ecological Economics*, vol. 100, pp.16-29.
- Lanoie, P., Laurent-Lucchetti, J., Johnstone, N. et Ambec, S. (2011), « Environmental policy, innovation and performance: New insights on the Porter hypothesis », *Journal of Economics and Management Strategy*, vol. 20, pp. 803-841.
- Lutz, S., Lyon, T. P. et Maxwell, J. W. (2000), « Quality leadership when regulatory standards are forthcoming », *The Journal of Industrial Economics*, vol. 48, pp. 331-348.
- Lyon, T. P. et Kim, E.-H. (2008), « Greenhouse gas reductions or greenwash? », Working paper, University of Michigan.
- Lyon, T. P. et Maxwell, J. W. (2008), « Corporate social responsibility and the environment: A theoretical perspective », *Review of Environmental Economics and Policy*, vol. 1, pp. 1-22.
- Margolis, J. D. et Walsh, J. (2001), *People and Profits? The Search For a Link Between a Company's Social and Financial Performance*, Lawrence Erlbaum, Mahwah, NJ.
- Margolis J. D. et Walsh, J. (2003), « Misery loves companies: Rethinking social initiatives by business », *Administrative Science Quarterly*, vol. 48, pp. 268-305.
- Margolis, J. D., Elfenbein, H. et Walsh, J. (2011), « Does it pay to be good... and does it matter? A meta-analysis and redirection of research on corporate social and financial performance », Working paper, Harvard University.
- Markowitz, H. (1952), «Portfolio selection», *The Journal of Finance*, vol. 7, pp. 77-91.
- Maxwell, J. W. et Decker, C. (2006), « Voluntary environmental investment and responsive regulation », *Environmental and Resource Economics*, vol. 33, pp. 425-439.
- Maxwell, J. W., Lyon, T. P. et Hackett, S. C. (2000), « Self-regulation and social welfare: The political economy of corporate environmentalism », *Journal of Law and Economics*, vol. 43, pp. 583-617.
- McWilliams, A. et Siegel, D. (2000), « Corporate social responsibility and financial performance: Correlation or misspecification? », *Strategic Management Journal*, vol. 21, pp. 603-609.
- McWilliams, A. et Siegel, D. (2001), « Corporate social responsibility: A theory of the firm perspective », *Academy of Management Review*, vol. 26, pp. 117-127.
- Nelson, P. (1970), « Information and consumer behavior », *The Journal of Political Economy*, vol. 78, pp. 311-329.
- Orlitzky, M., Schmidt, F. L. et Rynes, S. L. (2003), « Corporate social and financial performance: A meta-analysis », *Organization Studies*, vol. 24, pp. 403-441.
- Porter, M. et Van der Linde, C. (1995), « Toward a new conception of the environment-competitiveness relationship », *Journal of Economic Perspectives*, vol. 9, pp. 97-118.
- Portney, P. R. (2008), « The (not so) new corporate social responsibility: An empirical perspective », *Review of Environmental Economics and Policy*, vol. 2, pp. 261-275.

- Post, J. E., Preston, L. E. et Sachs, S. (2002a), *Redefining the Corporation: Stakeholder Management and Organizational Wealth*, Stanford University Press, Stanford.
- Post, J., Preston, L. et Sachs, S. (2002b), « Managing the extended enterprise: The new stakeholder view », *California Management Review*, vol. 45, pp. 6-28. doi:10.2307/41166151.
- Rowley, T. et Berman, S. (2000), « A brand new brand of corporate social performance », *Business and Society*, vol. 39, pp. 397-418. doi:10.1177/000765030003900404.
- Rubinstein, M. (2006), « Le développement de la responsabilité sociale de l'entreprise. Une analyse en termes d'isomorphisme institutionnel », *Revue d'Économie Industrielle*, vol. 113, pp. 83-105.
- Sam, A. G. et Innes, R. (2008), « Voluntary pollution reductions and the enforcement of environmental law: An empirical study of the 33/50 program », *Journal of Law and Economics*, vol. 51, pp. 271-296.
- Scholtens, B. (2006), « Finance as a driver of corporate social responsibility », *Journal of Business Ethics*, vol. 68, pp. 19-33.
- Scholtens, B. (2008), « A note on the interaction between corporate social responsibility and financial performance », *Ecological Economics*, vol. 68, pp. 46-55.
- Sen, S. et Bhattacharya, C. B. (2001), « Does doing good always lead to doing better? Consumer reactions to corporate social responsibility », *Journal of Marketing Research*, vol. 38, pp. 225-243.
- Shleifer, A. (2004), « Does competition destroy ethical behavior? », *American Economic Review*, vol. 94, n° 2, Papers and Proceedings of the One Hundred Sixteenth Annual Meeting of the American Economic Association San Diego (January 3-5), pp. 414-418.
- Sinclair-Desgagné, B. et Gozlan, E. (2003), « A theory of environmental risk disclosure », *Journal of Environmental Economics and Management*, vol. 45, pp. 377-393.
- Surroca, J., Tribó, J. A. et Waddock, S. (2010), « Corporate social responsibility and financial performance: The role of intangible resources », *Strategic Management Journal*, vol. 31, pp. 463-490.
- Van Beurden, P. et Gössling, T. (2008), « The worth of values. A literature review on the relation between corporate social and financial performance », *Journal of Business Ethics*, vol. 82, pp. 407-424.
- Van den Berghe, L. et Louche, C. (2005), « The link between corporate governance and corporate social responsibility in insurance », *The Geneva Papers on Risk and Insurance - Issues and Practice*, vol. 30, pp. 425-442.
- Van de Velde, E., Vermeir, W. et Corten, F. (2005), « Corporate social responsibility and financial performance », *Corporate Governance*, vol. 5, pp. 129-138.
- Wagner, M. (2010), « The role of corporate sustainability performance for economic performance: A firm-level analysis of moderation effects », *Ecological Economics*, vol. 69, pp. 1553-1560.

NOTES

1. Pour une application de cette typologie au lien RSE-performance financière, voir Cavaco et Crifo (2014).

RÉSUMÉS

Cet article examine le rôle des démarches de responsabilité sociale et environnementale (RSE) des entreprises dans la transition énergétique, en complément ou en substitution de la sphère publique. Trois motifs principaux permettent de comprendre les incitations économiques des entreprises en faveur de ce type de démarches volontaires : répondre à et anticiper des pressions de la société, qu'elles émanent du législateur ou des citoyens ; attirer des consommateurs ; se distinguer de ses concurrents et créer de nouveaux marchés ; ou répondre aux attentes de ses actionnaires, notamment les investisseurs socialement responsables et de ses employés. Les effets réels de ces politiques en termes de performance financière et extrafinancière sont également discutés.

This article examines the role of corporate social and environmental responsibility in the energy transition, as a complement of or substitute for public decisions. Three main motives explain the economic incentives of firms implementing such voluntary practices: to respond to public and private pressures, to attract consumers, to differentiate one own's products from those of its competitors and create new markets; or to respond to the demands of shareholders, in particular socially responsible investors, or employees. The real effects of corporate social and environmental responsibility on financial and nonfinancial performance are also discussed.

INDEX

Mots-clés : responsabilité sociale et environnementale, externalités et biens publics, concurrence imparfaite, gouvernance d'entreprise

Keywords : Social and Environmental Responsibility, Externalities, Public Goods, Imperfect Competition, Corporate Governance

AUTEURS

PATRICIA CRIFO

Université Paris Ouest Nanterre La Défense, École Polytechnique et CIRANO
patricia.crifo@polytechnique.edu.

VANINA D. FORGET

École Polytechnique et AgroParisTech
vanina.forget@polytechnique.edu.

La RSE influence-t-elle le choix de localisation des firmes multinationales ? Le cas de l'environnement

Rémi Bazillier, Sophe Hatte et Julien Vauday

Nous tenons à remercier Vigeo qui nous a fourni les données sur le niveau de Responsabilité Sociale des Entreprises. Nous remercions également nos deux rapporteurs qui par leur remarques ont permis d'améliorer ce travail. Ce papier a été écrit dans le cadre d'une convention de partenariat signée entre VIGEO et le LEO (Université d'Orléans). Sophie Hatte remercie Carlo Altomonte et Armando Runqi pour l'accès aux données Orbis.

1. Introduction

- 1 Les entreprises cherchent-elles à fuir les réglementations environnementales en s'implantant dans les pays les moins respectueux de l'environnement ? Ce phénomène connu sous l'appellation d'hypothèse de havre de pollution (Copeland & Taylor, 2004) a fait l'objet de nombreuses études mais les résultats sont contradictoires¹ et la polémique persiste. Une caractéristique importante de cette littérature est de montrer la possible influence des firmes étrangères sur les réglementations environnementales nationales (Cole *et al.*, 2006 ; Cole & Fredriksson, 2009). Sa principale limite est l'hypothèse implicite que les firmes sont homogènes en termes de responsabilité environnementale. Notre objectif est de tester l'influence de cette hétérogénéité sur les choix de localisation des firmes.
- 2 La Responsabilité Sociale des Entreprises (RSE), et plus particulièrement sa dimension environnementale (que nous nommerons Responsabilité Environnementale des Entreprises, REE) est en effet susceptible d'avoir un impact sur les choix de localisation des firmes. On pourrait ainsi supposer intuitivement que les firmes « responsables » seraient plus susceptibles de s'implanter dans des pays vertueux

environnementalement. Mais puisque « *la responsabilité sociale des entreprises concerne les actions de celles-ci qui vont au-delà des obligations juridiques qui leur incombent à l'égard de la société et de l'environnement* »², cela peut sembler contradictoire. La dimension internationale de la RSE pose en effet la question de la nature d'une bonne pratique dans le choix d'implantation d'un investissement direct à l'étranger. Est-il préférable qu'une entreprise s'implante dans un pays à la réglementation faible mais y affiche des performances nettement au-dessus de ce qui est obligatoire ou bien s'implante dans un pays où les réglementations sont contraignantes sans toutefois faire mieux que ce qu'elles demandent. Du strict point de vue de la définition de la RSE, la première solution est la plus logique, mais compte tenu de la difficulté à prouver son volontarisme en matière d'environnement, la seconde peut sembler plus stratégique en termes d'image. C'est cet arbitrage qui sous-tend l'analyse du présent travail.

- 3 La question est donc complexe. Les mesures de REE sont essentiellement calculées sur la base des activités constatées dans le pays d'origine des entreprises et des déclarations contenues dans les rapports « Développement Durable » qu'elles publient. Il est de fait ardu de vérifier, implantation par implantation, la réalité de l'impact environnemental de l'activité économique des filiales des firmes multinationales ou de leurs bonnes pratiques en la matière. Dès lors, il est aussi possible que les entreprises, ou certaines d'entre elles, parviennent à obtenir de bons scores de REE dans leurs pays d'origine en minimisant leurs efforts environnementaux à l'étranger. De plus, la détection de ces comportements est d'autant plus complexe que ces entreprises peuvent tout à fait avoir de très bonnes performances environnementales dans des pays où la réglementation environnementale est inexistante.
- 4 La littérature sur la possible influence de la RSE sur les investissements directs à l'étranger (IDE) émerge à peine. Driffield *et al.* (2013) montrent que les firmes originaires de pays ayant de faibles institutions et affichant un intérêt limité pour la RSE sont plus présentes dans des pays où des conflits ont éclaté. Ce résultat suggère que les entreprises socialement responsables suivent une « pratique de bonne localisation », en ce sens qu'elles s'implantent plutôt moins dans des pays aux pratiques douteuses. Peng & Beamish (2008) ont trouvé que les IDE japonais dans les Pays en Développement sont positivement influencés par l'environnement de responsabilité nationale des entreprises du pays hôte. Dam & Scholtens (2008)³ trouvent que les firmes les plus responsables évitent les pays les moins regardant sur l'environnement et concluent que ce résultat constitue une validation de l'hypothèse de havre de pollution. Brammer *et al.* (2006) étudient quant à eux le rôle de la diversification des implantations de firmes multinationales britanniques sur la performance en matière de RSE, ainsi que l'effet d'une présence dans une région particulière du globe. Ils montrent que la logique d'implantation a un effet sur la RSE.
- 5 Cet article a pour objet d'étudier les déterminants de la localisation des entreprises en se focalisant sur l'influence des réglementations environnementales nationales, de la REE et de l'interaction entre ces deux déterminants. En particulier, nous cherchons à savoir si l'effet potentiel de la responsabilité environnementale des firmes sur leurs choix de localisation est conditionnel au niveau de régulation environnementale des pays. Est-ce que les entreprises responsables tiennent compte du degré de rigueur des réglementations environnementales des pays hôtes et si oui, comment ? Afin de répondre à ces questions, nous utilisons un échantillon composé des 600 plus grandes entreprises européennes. Nous introduisons également une distinction entre les

mesures de réglementations environnementales des pays hôtes *de facto*, ce qui est observé en pratique, et *de jure*, ce que dit la loi. Ces analyses nous permettent de qualifier la nature du comportement de la firme.

- 6 Cet article se démarque de la littérature car son objet principal n'est pas de tester l'hypothèse de havre de pollution. Les deux articles les plus proches sont Brammer *et al.* (2006) et Dam & Scholtens (2008). Notre travail se distingue du premier car il s'intéresse aux pays dans lesquels les filiales des entreprises sont implantées et donc aux déterminants de leurs choix de localisation et non au nombre de localisations des différents pays. Ceci permet d'inclure des caractéristiques des pays hôtes comme variables explicatives des choix de localisation et donc de vérifier si les réglementations environnementales des pays hôtes influencent le choix d'implantation des firmes socialement responsables. Concernant le second, nous nous en distinguons tout d'abord en introduisant également des mesures *de facto* des réglementations environnementales, ceci permettant de mettre en lumière un possible comportement stratégique des entreprises. Ensuite, nous nous référons à la littérature sur les choix de localisation afin de spécifier les modèles économétriques qui seront testés. Enfin, nous introduisons une variable continue afin d'estimer l'activité des entreprises multinationales dans un pays en plus du modèle de choix de localisation.
- 7 Premièrement, nous montrons que les firmes multinationales ont tendance à se localiser dans des pays où les normes environnementales sont contraignantes, toutes choses égales par ailleurs. Cela semble invalider l'hypothèse de havre de pollution, mais notre résultat peut être dû à l'endogénéité des réglementations environnementales comme Cole *et al.* (2006) et Cole & Fredriksson (2009) le suggèrent. Les deux dimensions, *de jure* et *de facto*, des réglementations environnementales affectent positivement la stratégie de localisation des entreprises. Deuxièmement, les firmes aux scores environnementaux les plus élevés sont plus localisées à l'étranger. Ce résultat est obtenu en contrôlant par un nombre important de caractéristiques des firmes. Troisièmement, notre contribution majeure est de montrer que les firmes qui ont de bonnes performances environnementales sont relativement moins localisées (que les autres firmes) dans des pays où les normes environnementales sont contraignantes. Nous montrons également que cet effet négatif de l'interaction entre REE et régulation environnementale est seulement significatif lorsque c'est la dimension *de facto* des normes environnementales du pays hôte qui est utilisée. Cela suggère un possible comportement stratégique des firmes exploitant les différences entre normes *de jure* et *de facto*. Enfin, nous montrons que ces résultats restent valides lorsque nous estimons les déterminants de l'importance de l'activité économique des firmes dans chacun des pays, approximée par le nombre d'employés.
- 8 Ces résultats mettent clairement en évidence que l'amélioration de la responsabilité environnementale des firmes n'a pas tendance à augmenter leur propension à s'implanter dans des pays plus respectueux de l'environnement.
- 9 La suite de l'article est organisée de la façon suivante. La deuxième section présente les données et la troisième section les hypothèses et la stratégie empirique. Les résultats sont présentés et analysés dans la section 4. Enfin, la section 5 conclut.

2. Données

2.1. Mesure de la responsabilité environnementale des entreprises

2.1.1. Le score environnemental de VIGEO

- 10 Afin d'évaluer le niveau de responsabilité environnementale des entreprises, nous avons recours aux données fournies par l'agence de notation extra-financière VIGEO pour l'année 2009. En particulier, nous utilisons le score environnemental de VIGEO qui prend en compte « *la protection, sauvegarde, prévention des atteintes à l'environnement, mise en place d'une stratégie managériale appropriée, éco-conception, protection de la biodiversité et maîtrise rationnelle des impacts environnementaux sur l'ensemble du cycle de vie des produits ou services* »⁴. Ces objectifs sont évalués par les analystes de VIGEO selon 33 principes d'action⁵. VIGEO est le leader européen dans l'évaluation des performances et pratiques sociales, environnementales et de gouvernance des entreprises ; leur notation a reçu la certification de qualité CSRR-QS 2.1 délivrée par l'Association for Independent Corporate Sustainability and Responsibility Research.
- 11 Il est important de noter que la notation VIGEO est réalisée au niveau du groupe et non de chacune des filiales. Les analystes de VIGEO analysent les performances du groupe dans sa globalité en prenant en compte son activité dans les différents pays dans lequel le groupe opère mais aussi dans l'ensemble des filiales du groupe. Il n'est donc pas possible de connaître les performances d'un groupe dans un pays donné. Le choix de localisation n'est pas en tant que tel un critère d'évaluation, seules les performances réelles dans le pays comptent. Du fait de la nécessité de mesurer les performances pour différents groupes opérant dans différents pays, les performances sont évaluées de manière absolue et non relativement aux législations nationales (qui par définition varient entre pays).
- 12 Au sein de cet échantillon de 600 entreprises, nous retenons 551 entreprises pour lesquelles nous disposons également de données financières dans la base ORBIS, ces caractéristiques au niveau entreprise étant présentées dans la sous-section 2.3. L'hétérogénéité entre ces 551 entreprises multinationales est très importante, tout comme au sein des secteurs. Les statistiques descriptives de l'ensemble de l'échantillon ainsi que secteur par secteur sont présentées dans le tableau 1. Théoriquement, le score peut être compris entre 0 (mauvaise performance environnementale) et 1 (excellente performance environnementale). Le secteur « Transport et stockage » a la note moyenne la plus élevée (0,43) alors que les secteurs « Activités de services administratifs et logistiques » (0,279) et « Arts, divertissement et loisir » (0,198) ont les plus basses, une fois exclus les secteurs ne regroupant qu'une entreprise⁶. En moyenne, les firmes norvégiennes et françaises ont les meilleures performances environnementales (respectivement 0.39 et 0.38) tandis que les firmes bulgares et islandaises sont celles qui sont le moins bien notées (avec respectivement une note de 0.09 et 0.06).

Tableau 1. Statistiques descriptives sur la note environnementale des firmes

Secteur (Nace 2-digit)	Obs	Moyenne	Écart type	Min	Max
Ensemble	551	0.336	0.17	0	0.73

Activités de services alimentaires et de restauration	10	0.328	0.116	0.13	0.57
Activités de services administratifs et logistiques	15	0.279	0.187	0	0.52
Agriculture, pêche et exploitation forestière	1	0.12	.	0.12	0.12
Arts, divertissement et loisir	5	0.198	0.18	0	0.45
Construction	25	0.400	0.129	0.15	0.73
Électricité, gaz, vapeur et air conditionné	26	0.405	0.094	0.2	0.58
Activités financières et d'assurance	112	0.302	0.188	0	0.67
Information et communication	55	0.321	0.175	0	0.62
Manufacturier	205	0.345	0.17	0.02	0.71
Mines et carrières	18	0.408	0.104	0.13	0.55
Autres activités de services	1	0.23	.	0.23	0.23
Activités professionnelles, scientifiques et techniques	12	0.288	0.135	0.12	0.49
Administration publique et défense	1	0.16	.	0.16	0.16
Immobilier	13	0.28	0.172	0.02	0.53
Transport et stockage	16	0.43	0.218	0.01	0.7
Fourniture d'eau, égoût et recyclage des eaux usées	5	0.388	0.09	0.26	0.49
Ventes de gros et de détail	25	0.331	0.144	0.05	0.59
Autres	6	0.317	0.126	0.14	0.48
Note : Les statistiques sur les données VIGEO sont calculées sur un échantillon de 551 entreprises pour lesquelles nous disposons des caractéristiques firmes de ORBIS.					

2.2. Mesures des réglementations environnementales nationales

- 13 Deux approches dominant pour mesurer la sévérité des réglementations environnementales : les approches *de jure* et *de facto*. La première consiste à fournir une évaluation quantitative de la sévérité de la loi. Pour ce faire, une méthode communément admise est d'approximer ce niveau de sévérité par le nombre de traités

environnementaux internationaux ratifiés par un pays et par le nombre de plans ou stratégies de mise en œuvre de ceux-ci qui ont été adoptés par un pays⁷. Cette statistique est fournie par la Banque mondiale (World Development Indicators). Le principal problème que pose cette statistique est dû à l'hétérogénéité de nature des traités environnementaux. Certains d'entre eux sont contraignants (à l'image du protocole de Kyoto) alors que d'autres ne le sont pas (comme le traité sur le changement climatique de 1992). En outre, certains traités ou stratégies environnementales sont faiblement en rapport avec la sévérité des réglementations des entreprises. Le lien entre la localisation des entreprises et l'existence d'une action nationale de préservation de la biodiversité dans le pays hôte, par exemple, risque d'être ténue. Pour circonvier à ce problème, nous construisons un indicateur alternatif : la valeur normée du compte des « participations à des traités contraignants sur la pollution de l'air »⁸, cette variable étant plus à même de rendre compte des contraintes pesant sur les entreprises.

- 14 La seconde approche est celle des mesures *de facto* dont le but n'est pas cette fois de mesurer la sévérité de la réglementation environnementale mais d'évaluer son impact réel. Un pays peut en effet ratifier plusieurs traités environnementaux sans toutefois consacrer les moyens nécessaires à leurs mises en œuvre et application. Nous proposons donc deux indicateurs alternatifs pour mesurer la mise en place effective des réglementations environnementales. Le premier, également utilisé par Dam & Scholtens (2008), est une question tirée du World Business Environment Survey (WBES) conduit par la Banque mondiale dans plusieurs pays. Plus précisément, nous utilisons le pourcentage d'entreprises qui considèrent les réglementations environnementales comme une contrainte majeure à leur activité. Toutefois cette variable est problématique car elle ne couvre que peu de pays mais également car elle couvre bien plus de pays pauvres, que de pays riches. De surcroît, à l'instar de toute variable qualitative, se pose le problème de la pertinence d'une comparaison internationale⁹. En dépit de ces limites, nous présentons tout de même les résultats sur cette variable dans un but de comparaison avec la littérature existante.
- 15 Le second indicateur nous semble nettement plus fiable. Il s'agit de l'indice de performance environnementale (Environmental Performance Index, EPI) construit conjointement par le Yale Center for Environmental Law and Policy (YCELP) et le Center for International Earth Science Information Network (CIESIN, Columbia University). Il fournit des mesures quantitatives pour évaluer la performance environnementale d'un pays pour plusieurs catégories de politiques relatives à des objectifs bien définis¹⁰. Cela couvre la santé environnementale, la qualité de l'air, la gestion des eaux usées, la biodiversité et l'habitat, l'exploitation forestière, l'exploitation des ressources halieutiques, l'agriculture et enfin le changement climatique. À notre connaissance, il s'agit de l'indicateur le plus complet de mesure des performances environnementales réelles disponible pour un grand nombre de pays. De fait, nous considérons que le meilleur moyen d'approximer la sévérité réelle et effective des réglementations environnementales est d'observer la performance environnementale des pays dans toutes ses dimensions.
- 16 Le tableau 2 regroupe quelques statistiques descriptives de ces variables.

Tableau 2. Statistiques descriptives des indices de réglementation environnementale

Variable	Obs	Moyenne	Std. Dev.	Min	Max
Traités	140	9.357	1.384	1	11
Traités de pollution de l'air	142	2.655	0.653	0	3
WBES	78	0.092	0.061	0	0.26
EPI	140	0.72	0.128	0.391	0.955

2.3. Les autres variables de contrôle

- 17 Nous contrôlons à la fois par des caractéristiques firmes et pays qui pourraient influencer la décision d'une entreprise de se localiser dans un pays donné. De très nombreuses variables ont été mises en avant dans la littérature. Aussi, nous avons décidé de nous référer à Blonigen & Piger (2011) dont le but est justement d'identifier les déterminants les plus fiables des IDE. Lorsque les effets fixes pays ne sont pas inclus, nous ajoutons dans l'estimation le PIB et le PIB par habitant pour contrôler la taille et la richesse du marché ainsi qu'une mesure du potentiel marchand des pays voisins¹¹. Le PIB par habitant est aussi une approximation du coût de la main d'œuvre, ce double effet richesse et coût du travail implique que le signe attendu pour cette variable est incertain. Toutes ces variables sont extraites de la base de données World Development Indicators. Afin d'avoir une approximation du niveau réglementaire d'ensemble pouvant affecter la conduite des affaires, est également ajoutée une variable indiquant le nombre de jours nécessaires à l'obtention d'un statut légal afin de créer une entreprise (en 2008) tirée de la base de données de la banque mondiale Doing Business¹². Enfin, nous utilisons la distance entre le pays d'origine et celui de la filiale ainsi qu'une variable muette égale à 1 lorsque les deux pays partagent une langue commune, toutes deux étant mises à disposition par le CEPII (Mayer & Signago, 2006). Lorsque les effets fixes sont inclus, ils permettent de prendre en compte de nombreuses variables potentiellement omises comme notamment le niveau de réglementation d'ensemble du pays hôte ou le coût de la main d'œuvre.
- 18 Au niveau entreprise, notre choix de variables s'appuie sur Hakkala *et al.* (2008). Toutes ces variables viennent d'ORBIS. Nous contrôlons ainsi pour les actifs, l'âge, le revenu opérationnel, les dettes, les liquidités et le nombre total d'employés de la firme. Par rapport à la spécification de Dam & Scholtens (2008), nous préférons utiliser le niveau d'actifs plutôt que la capitalisation car c'est une variable plus stable, notamment en temps de crise. Tout comme nous préférons intégrer les revenus opérationnels au niveau des ventes car cette dernière variable n'est pas disponible pour les banques et le secteur financier, ce qui introduirait un biais sectoriel dans l'analyse.

2.4. Variables dépendantes

- 19 Concernant les variables dépendantes, nous allons utiliser successivement deux variables. Nous utilisons une variable dichotomique qui prend la valeur 1 si la firme i

est localisée dans le pays d . Le tableau 3 montre que les firmes de l'échantillon VIGEO sont principalement localisées en Europe. Ceci n'est pas surprenant puisqu'il est connu, grâce à la littérature en économie internationale, que les entreprises se localisent relativement près de la localisation de leur siège social, or les données VIGEO ne concernent que des entreprises européennes. Ensuite, afin de savoir si l'activité de la firme y est plus ou moins importante, nous approximations le degré d'activité par le nombre de personnes employées par la firme i dans le pays d que nous considérons comme une approximation convenable du degré d'activité de l'entreprise dans le pays.

Tableau 3. Nombre de firmes dans l'échantillon VIGEO

	# de firmes, par pays			
	Moyenne	Écart-type	Min	Max
Europe	176.18	123.20	13	461
Amériques	86.23	102.13	2	405
Asie & Pacifique	85.14	85.73	1	253
Moyen-Orient	31.23	36.07	2	117
Afrique	26.51	35.42	1	188

2.5. Stratégie empirique

- 20 Notre objectif est d'étudier l'interaction entre le niveau de la performance environnementale de l'entreprise (mesurée par la notation VIGEO) et les normes environnementales nationales (mesurées par un ensemble d'indicateurs *de facto* et *de jure*) et son effet sur les choix de localisation des entreprises européennes.
- 21 Nous estimons les effets des pratiques environnementales propres aux pays d'une part et aux entreprises d'autre part sur la décision de localisation des entreprises. Cette décision de localisation est une variable discrète égale à 1 si la firme i est localisée dans le pays de destination d , et à 0 autrement. Nous utilisons donc un modèle Probit pour estimer l'effet des déterminants potentiels de cette localisation. La probabilité qu'une firme i soit localisée dans le pays d est

$$Prob(Y_{id} = 1) = \begin{cases} 1 & \text{si } \alpha REE_i + \beta Reg.Env_d + \gamma REE_i \times Reg.Env_d + \mathbf{Ctrl} + \epsilon_{id} > 0 \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (1)$$

où REE_i est la mesure VIGEO de la performance environnementale de la firme i et $Reg.Env_d$ est une mesure du niveau de réglementation environnementale du pays hôte d . $REE_i \times Reg.Env_d$ est le terme d'interaction entre les mesures des performances environnementales propres aux entreprises et celles propres aux pays. Le coefficient de cette variable est celui auquel nous nous intéresserons en premier lieu. Nous prédisons qu'il devrait être significatif, sans *a priori* sur son signe. **Ctrl**

représente le vecteur des variables de contrôle afin de capturer les effets des variables firmes ou pays qui pourraient aussi influencer le choix de la firme i de se localiser dans le pays d . Les variables de contrôles présentées dans la précédente section sont exprimées en logarithme à l'exception des variables muettes. Enfin, nous ajoutons des effets fixes pays et secteurs (Nace 2-digit) pour contrôler d'éventuelles variables secteur ou pays omises.

- 22 Dans un deuxième temps, nous estimons les déterminants du niveau d'activité à l'étranger, approximé par le nombre de salariés travaillant dans chaque pays. Notre variable dépendante est donc une variable continue. Nous utilisons un estimateur en pseudo-maximum de vraisemblance dans le cadre d'un modèle de Poisson (*Pseudo Poisson Maximum Likelihood*). L'estimateur en moindre carré ordinaire est en effet biaisé du fait de la forte proportion de zéros dans notre échantillon. L'estimateur en pseudo-maximum de vraisemblance dans le cadre d'un modèle de Poisson est également mieux à même de prendre en compte les problèmes d'hétéroscédasticité (Silva & Tenreyro, 2006). Le modèle estimé est donc le suivant :

$$Employees_{i,d} = \alpha_2 REE_i + \beta_2 Reg.Env_d + \gamma_2 REE_i \times Reg.Env_d + \mathbf{Ctrl} + \epsilon_{id} \quad (2)$$

où $Employees_{i,d}$ est égale au logarithme du nombre d'employés de la firme i dans le pays $d + 1$ (afin de garder dans notre échantillon les paires firme-pays de destination pour lesquelles le nombre d'employés est de zéro). Les autres variables utilisées sont similaires à celles du modèle précédent.

Un signe positif des coefficients sur le terme d'interaction (respectivement γ et γ_2) signifierait que pour un niveau plus élevé de norme environnementale, une augmentation de la REE de la firme aurait tendance à augmenter la probabilité d'implantation (ou le nombre de travailleurs employés dans le pays). Au contraire, un signe négatif indiquerait que la REE aurait tendance à réduire la probabilité d'implantation (ou le nombre de salariés) lorsque le niveau de régulation environnementale est élevé.

3. Résultats

- 23 Les résultats de l'équation 1 sont présentés dans le tableau 4.
- 24 Le principal résultat est le signe significatif et négatif du terme d'interaction entre normes environnementales *de facto* (approximées par EPI) des pays et la responsabilité environnementale des firmes. Par contre, lorsque nous utilisons les variables *de jure*, le coefficient associé au terme d'interaction n'est pas significatif. Ces résultats sont robustes à l'inclusion conjointe des quatre variables de performances environnementales des pays¹³.
- 25 Nous trouvons également que la REE a un impact positif et significatif sur le choix de se localiser à l'étranger. La sévérité des normes environnementales a également un effet significatif et positif, elle affecte donc positivement la décision d'une entreprise de se localiser dans un pays. Cela est uniquement vrai dans le cas de la mesure EPI et avec l'approximation de la performance environnementale du pays hôte par le nombre de traités qu'il a signés. En revanche, *Traités de pollution de l'air* et *WBES* n'ont pas d'effet

significatif. Mettons néanmoins de côté cette dernière qui couvre bien moins de pays, ce qui empêche donc une comparaison avec les autres résultats de ce tableau.

Tableau 4. Déterminants de la Probabilité de Localisation – Probit

Variable dépendante :	Localisation				
Mesure de Reg. Env :	<i>de facto</i>	<i>de jure</i>	<i>de jure</i>	<i>de facto</i>	
	EPI	Traités	Traités Pollution Air	WBES	Tous
Spécifications :	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
REE	0.0349***	0.0244***	0.0255***	0.0486***	0.0609***
	(0.00732)	(0.00653)	(0.00668)	(0.0116)	(0.0160)
EPI	0.231***				0.218*
	(0.0490)				(0.116)
EPI * REE	-0.208***				-0.330***
	(0.0601)				(0.127)
Traités		0.0156***			0.0144***
		(0.00286)			(0.00529)
Traités * REE		0.00753			0.0157
		(0.00470)			(0.0132)
Traités Pollution Air			0.00409		-0.00503
			(0.00808)		(0.00866)
Traités Pollution Air * REE			-0.000851		-0.0424*
			(0.0115)		(0.0250)
WBES				-0.0527	-0.0163
				(0.122)	(0.119)
WBES * REE				0.139	0.157
				(0.185)	(0.179)

PIB par hab.	-0.00526	0.0160***	0.0127***	0.0344***	0.0214*
	(0.00517)	(0.00453)	(0.00491)	(0.00670)	(0.0120)
PIB	0.0484***	0.0469***	0.0502***	0.0647***	0.0657***
	(0.00295)	(0.00318)	(0.00323)	(0.00408)	(0.00506)
Potentiel marchand	0.00667	0.00832	0.00823	0.0193	0.0173
	(0.00678)	(0.00724)	(0.00735)	(0.0118)	(0.0113)
# de jours	-0.00901**	-0.00705	-0.0128**	-0.00208	0.000872
	(0.00423)	(0.00434)	(0.00508)	(0.00784)	(0.00775)
Distance	-0.0316***	-0.0324***	-0.0318***	-0.0359***	-0.0382***
	(0.00512)	(0.00475)	(0.00548)	(0.00872)	(0.00875)
Langue Commune	0.0514***	0.0493***	0.0508***	0.106***	0.107***
	(0.0126)	(0.0117)	(0.0132)	(0.0195)	(0.0195)
Actifs	0.0122**	0.0124**	0.0125**	0.0153*	0.0151*
	(0.00501)	(0.00522)	(0.00532)	(0.00892)	(0.00911)
Âge	0.0131***	0.0139***	0.0142***	0.0205***	0.0205***
	(0.00184)	(0.00197)	(0.00198)	(0.00335)	(0.00341)
Recettes	0.0495***	0.0525***	0.0552***	0.0798***	0.0798***
	(0.00394)	(0.00385)	(0.00410)	(0.00575)	(0.00580)
Passif	-0.0270***	-0.0281***	-0.0296***	-0.0430***	-0.0427***
	(0.00454)	(0.00472)	(0.00486)	(0.00824)	(0.00847)
Liquidités	0.00842***	0.00975***	0.0102***	0.0137**	0.0130**
	(0.00310)	(0.00328)	(0.00335)	(0.00568)	(0.00571)
# d'employés firme	0.00398***	0.00422***	0.00434***	0.00645***	0.00639***
	(0.000411)	(0.000436)	(0.000455)	(0.000731)	(0.000720)
Observations	49,764	49,764	50,141	28,652	27,898
Pseudo R2	0.405	0.403	0.394	0.397	0.400

Note : Écarts-types robustes clusterisés au niveau des pays de destination entre parenthèses, *** significatif au seuil de 1 %, ** de 5 %, * de 10 %. Estimations en probit avec des effets fixes pays d'origine et secteur (NACE). Les effets marginaux sont calculés à la moyenne. *Score Env.* est le score VIGEO au niveau de la firme. *EPI*, *Traités*, *Traités Pollution Air* et *WBES* sont des variables de mesure des réglementations environnementales spécifiques au pays de destination. Ces cinq variables sont centrées.

- 26 L'effet positif et significatif des variables *EPI* et *Traités* indique qu'à la fois les approximations des niveaux *de jure* et *de facto* des normes environnementales des pays affectent la stratégie de localisation des entreprises. Cela signifie que nous ne confirmons pas l'hypothèse de havre de pollution, selon laquelle les entreprises transfèrent leurs activités polluantes dans des pays à la législation environnementale peu regardante. Toutefois, les travaux récents sur le sujet des havres de pollution ont mis en évidence la nécessité de prendre en compte l'endogénéité dans les estimations afin de mettre en évidence cette stratégie. Cole & Fredriksson (2009) montrent que les réglementations environnementales sont influencées par les IDE entrants et Kellenberg (2009) quant à lui met en évidence que les réglementations environnementales d'un pays sont endogènes à celles mises en place dans les autres pays du monde. Néanmoins, en raison de la nature de nos données, en coupe, nous ne sommes pas en mesure de traiter de ce problème, aussi nous nous contenterons d'insister sur le fait de prendre avec précaution ce résultat¹⁴.
- 27 Ces résultats sont certes concluants, mais la présence dans un pays ne donne pas d'indication sur l'importance de l'activité de l'entreprise dans ce pays. Nous estimons donc l'équation 2 avec comme variable dépendante le logarithme du nombre d'employés mesuré au niveau de la firme et du pays hôte. Dans ce cas, les estimations sont en pseudo-maximum de vraisemblance dans le cadre d'un modèle de Poisson (PMVP) avec des effets fixes pays d'origine et secteur (NACE). Les résultats sont reportés dans le tableau 5. Le signe et la significativité restent les mêmes : (i) la REE, *Score Env.*, a un effet positif sur le logarithme du nombre d'employés dans un pays donné lorsque *EPI* est maintenue à la moyenne, (ii) la performance environnementale des pays a un impact positif sur le logarithme du nombre d'employés lorsque *Env. Score* est maintenue à sa moyenne et (iii) le terme d'interaction est négatif et significatif.

Tableau 5. Déterminants de l'Activité des Firmes, par Localisation – PMVP

Variable dépendante :	# d'employés dans le pays de destination				
Mesure de Reg. Env :	<i>de facto</i>	<i>de jure</i>	<i>de jure</i>	<i>de facto</i>	
	EPI	Traités	Traités Pollution Air	WBES	Tous
Spécifications :	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)

REE	0.813***	0.236	0.233	0.436*	1.042***
	(0.268)	(0.0228)	(0.228)	(0.252)	(0.317)
EPI	3.264***				0.621
	(0.215)				(0.395)
EPI × REE	-5.200***				-6.386***
	(1.180)				(1.502)
Traités		0.128***			0.174***
		(0.00778)			(0.0120)
Traités × REE		0.104**			0.0512
		(0.0445)			(0.0626)
Traités Pollution Air			0.00108		-0.126***
			(0.0169)		(0.0219)
Traités Pollution Air × REE			-0.00713		-0.0204
			(0.795)		(0.0973)
WBES				0.183	0.737**
				(0.281)	(0.304)
WBES × REE				-5.639***	-4.051**
				(1.565)	(1.699)
PIB par hab.	0.0482***	0.285***	0.235***	0.389***	0.496***
	(0.0198)	(0.0191)	(0.0188)	(0.0253)	(0.0378)
PIB	0.523***	0.503***	0.503***	0.427***	0.394***
	(0.0115)	(0.0123)	(0.0120)	(0.0130)	(0.0129)
Potentiel marchand	0.150	0.153	0.149	0.169	0.193
	(0.371)	(0.371)	(0.373)	(0.405)	(0.406)
# de jours	-0.0560***	0.0241	-0.0100	0.0888***	0.113***
	(0.0164)	(0.0169)	(0.0169)	(0.0184)	(0.0213)
Distance	-0.446***	-0.448***	-0.470***	-0.374***	-0.314***

	(0.0189)	(0.0183)	(0.0197)	(0.0199)	(0.0223)
Langue Commune	0.133**	0.183***	0.117**	0.192**	0.209***
	(0.0534)	(0.0549)	(0.0530)	(0.0853)	(0.0849)
Actifs	-0.0166	-0.0140	-0.0166	-0.00547	-0.0116
	(0.129)	(0.129)	(0.128)	(0.130)	(0.130)
Âge	0.0770	0.0759	0.0809	0.0663	0.0682
	(0.0497)	(0.0495)	(0.0495)	(0.0489)	(0.0492)
Recettes	0.473***	0.472***	0.478***	0.468***	0.468***
	(0.0685)	(0.0685)	(0.0682)	(0.0656)	(0.0657)
Passif	-0.189*	-0.191*	-0.190*	-0.194*	-0.189
	(0.114)	(0.113)	(0.113)	(0.115)	(0.115)
Liquidités	0.0580	0.0598	0.0629	0.0405	0.0410
	(0.0663)	(0.0664)	(0.0662)	(0.0677)	(0.0675)
# d'employés firme	0.0531***	0.0535***	0.0535***	0.0502***	0.0499***
	(0.00105)	(0.00105)	(0.00104)	(0.0111)	(0.0111)
Observations	49,764	49,764	50,141	28,652	27,898
R-squared	0.407	0.405	0.405	0.428	0.436
<p>Note : Écart-types robustes clusterisés au niveau des firmes entre parenthèses, *** significatif au seuil de 1 %, ** de 5 %, * de 10 %. Estimations en pseudo-maximum de vraisemblance dans le cadre d'un modèle de Poisson. Les effets marginaux sont calculés à la moyenne. <i>Score Env.</i> est le score VIGEO au niveau de la firme. <i>EPI</i>, <i>Traités</i>, <i>Traités Pollution Air</i> et <i>WBES</i> sont des variables de mesure des réglementations environnementales spécifiques à la destination. Ces cinq variables sont centrées.</p>					

- 28 Si l'on compare les colonnes *EPI* des deux tableaux, dans l'ensemble les signes et la significativité changent peu. Néanmoins, quelques différences sont à noter. Le PIB par habitant, qui n'était pas significatif dans l'estimation en Probit, le devient dans celle en PMVP. Donc, alors que le PIB par habitant n'influence pas la probabilité de s'implanter dans un pays, il influence l'activité sur place, approximée par le nombre d'employés dans le pays de destination. À l'inverse, les variables *Actifs*, *Age* et *Liquidites* perdent leur significativité. Ces variables ont donc un effet sur la probabilité de s'implanter à l'étranger pour une firme, mais pas sur son activité dans un pays donné. Ces différences ne sont en rien surprenantes car les deux spécifications ne sont pas totalement

comparables, et ce en particulier pour ce qui est des données firmes. En effet, les trois variables qui ne sont plus significatives sont toutes des variables firmes. Autant, il est vraisemblable que les variables firmes aient un rôle dans la décision de s'implanter à l'étranger, cela est moins évident pour ce qui est de leur possible effet sur le niveau d'activité par pays, mesuré par le nombre d'employés par pays d'implantation. En effet, il ne faut pas confondre cette dernière variable avec le nombre total d'employés à l'étranger. Ainsi, il est possible que les firmes à actifs importants soient implantées dans plus de pays, expliquant ainsi que la probabilité d'être implantée à l'étranger soit influencée par cette variable, mais donc que le nombre moyen d'employés par pays d'implantation ne soit pas pour autant plus important.

- 29 Concernant les variables *de jure*, le terme d'interaction entre le score environnemental et la variable *Traités* est positif et significatif. Ce résultat est important dans la mesure où il suggère un comportement opposé des firmes vis-à-vis des normes *de jure* par rapport aux normes *de facto*. Les firmes responsables développeraient une activité relativement plus importante dans les pays aux normes *de jure* plus contraignantes, mais relativement moins dans les pays aux normes *de facto* élevées. Cette double stratégie pourrait indiquer la possibilité que les firmes cherchent à la fois à ne pas subir des réglementations environnementales trop dures mais à préserver leur image en étant plus actives dans les pays qui affichent une certaine responsabilité envers l'environnement. Toutefois, ce résultat est à prendre avec précaution car le signe positif du terme d'interaction n'est plus significatif lorsque toutes les variables sont incluses. La variable *WBES*, lorsqu'elle est interagie avec le score environnemental de la firme se comporte ici de la même façon que dans la colonne EPI, confirmant le résultat sur la dimension *de facto*, cela étant robuste à l'inclusion de l'ensemble des variables d'intérêt.

Tableau 6. Test de Robustesse : Spécifications avec Effets Fixes – Probit

Variable dépendante :	Localisation				
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Spécifications :					
REE	0.0235***	0.0334***			
	(0.00571)	(0.00671)			
EPI			0.154***	0.157***	
			(0.0354)	(0.0348)	
EPI × REE		-0.180***		-0.129***	-0.0921***
		(0.0489)		(0.0484)	(0.0301)
PIB par hab.			-0.00365	-0.00365	

			(0.00366)	(0.00360)	
PIB			0.0340***	0.0335***	
			(0.00290)	(0.00289)	
Potentiel marchand			0.0237***	0.0236***	
			(0.00704)	(0.00690)	
# de jours			-0.00624**	-0.00616**	
			(0.00302)	(0.00297)	
Distance	-0.0853***	-0.0839***	-0.0228***	-0.0224***	-0.0477***
	(0.00816)	(0.00797)	(0.00404)	(0.00400)	(0.00434)
Langue Commune	0.0437***	0.0430***	0.0420***	0.0413***	0.0293***
	(0.00812)	(0.00803)	(0.0114)	(0.0112)	(0.00525)
Actifs	0.0125**	0.0123**			
	(0.00493)	(0.00488)			
Âge	0.0130***	0.0128***			
	(0.00165)	(0.00163)			
Recettes	0.0492***	0.0485***			
	(0.00243)	(0.00235)			
Passif	-0.0272***	-0.0270***			
	(0.00437)	(0.00433)			
Liquidités	0.00801***	0.00797***			
	(0.00300)	(0.00296)			
# d'employés firme	0.00398***	0.00396***			
	(0.000374)	(0.000370)			
Observations	49,387	49,387	49,387	49,387	49,387
Pseudo R2	0.444	0.444	0.403	0.403	0.569

Note : Écarts-types robustes clusterisés au niveau des pays de destination entre parenthèses. *** significatif au seuil de 1 %, ** de 5 %, * de 10 %. Estimations en probit avec des effets fixes pays d'origine et secteur (NACE). Les effets marginaux sont calculés à la moyenne. *Score Env.* est le score VIGEO au niveau de la firme. Dans les colonnes (1) et (2), des effets fixes pays de destination sont ajoutés. Dans les colonnes (3) et (4), des effets fixes firmes sont ajoutés. Dans la colonne (5), des effets fixes pays de destination et firmes sont ajoutés. Les variables *EPI* et *Score Env.* sont démoynnées dans les colonnes (2) et (4) afin de faciliter l'interprétation des effets marginaux du terme d'interaction.

- 30 Ainsi, avec notre échantillon de grandes firmes multinationales, nous montrons tout d'abord que ces entreprises ont tendance à se localiser dans des pays aux normes environnementales *de facto* et *de jure* plus sévères. Ensuite, les firmes affichant un score VIGEO plus élevé ont à la fois une probabilité plus importante d'être localisées à l'étranger et un nombre d'employés à l'étranger plus important. Enfin, l'interaction entre les normes des pays et les performances environnementales des firmes est négative en ce qui concerne les normes *de facto*. L'effet net devient négatif pour les pays ayant un score *EPI* supérieur à 0.8874 (soit 7 pays) quand on estime les déterminants de la probabilité de localisation à l'étranger ; et pour les pays ayant un score *EPI* supérieur à 0.87616 (soit 10 pays) quand on estime les déterminants du nombre d'employés dans le pays d'accueil.
- 31 D'une façon plus générale, plus la réglementation *de facto* est sévère dans un pays, moins l'effet positif d'un score VIGEO élevé est grand sur la présence des firmes dans un pays. Ce résultat correspond à l'idée d'une substitution entre la REE et les réglementations environnementales. Ces firmes ne sont toutefois pas particulièrement localisées dans les pays aux réglementations *de jure* faibles, elles y ont en revanche une plus grande activité, mais ce résultat n'est pas stable. Une telle situation pourrait caractériser une stratégie visant à compenser leur choix de localisation. C'est-à-dire que les firmes auraient tendance à choisir des pays aux législations environnementales contraignantes mais relativement laxistes sur l'application réelle de ces législations. Cette interprétation signifierait que la REE permettrait aux entreprises de se localiser dans des pays « polluants » sans en souffrir en termes d'image.

Tableau 7. Test de Robustesse: Spécifications avec Effets Fixes – PMVP

Variable dépendante :	# d'employés dans le pays de destination				
Spécifications:	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
REE	0.242***	0.928***			
	(0.0733)	(0.173)			
EPI			2.745***	3.040***	
			(0.830)	(0.217)	

EPI × REE		-6.310***		-5.663***	-6.659***
		(1.241)		(1.255)	(1.497)
PIB par hab.			0.0217	0.0213	
			(0.0196)	(0.0196)	
PIB			0.505***	0.506***	
			(0.0119)	(0.0119)	
Potentiel marchand			-3.286***	-3.537***	
			(-0.0543)	(0.0836)	
# de jours			-0.0647***	-0.0653***	
			(0.0163)	(0.0163)	
Distance	-0.659***	-0.658***	-0.449***	-0.448***	-0.657***
	(0.0665)	(0.0668)	(0.0187)	(0.0187)	(0.0362)
Langue commune	0.200***	0.201***	0.122**	0.123**	0.201***
	(0.0491)	(0.0492)	(0.0529)	(0.0527)	(0.0493)
Actifs	0.00853	0.00365			
	(0.0498)	(0.130)			
Âge	0.0815	0.0814			
	(0.0498)	(0.0499)			
Recettes	0.453***	0.453***			
	(0.0679)	(0.0680)			
Passif	-0.195*	-0.191*			
	(0.114)	(0.114)			
Liquidités	0.0681	0.0677			
	(0.0663)	(0.0662)			
Nombre d'employés firme	0.0527***	0.0527***			
	(0.00104)	(0.00104)			

Observations	40,176	40,176	40,176	40,176	40,176
R-squared	0.457	0.458	0.437	0.439	0.498

Note : Écarts-types robustes clusterisés au niveau des firmes entre parenthèses dans les colonnes. *** significatif au seuil de 1 %, ** de 5 %, * de 10 %. Estimations en pseudo-maximum de vraisemblance dans le cadre d'un modèle de Poisson avec des effets fixes pays d'origine et secteur (NACE). Les effets marginaux sont calculés à la moyenne. *Score Env.* est le score *VIGEO* au niveau de la firme. Les colonnes (1) et (2) intègrent des effets fixes pays de destination. Les colonnes (3) et (4) intègrent des effets fixes firmes. La colonne (5) intègrent des effets fixes pays de destination et firmes. Les variables *EPI* et *Score Env.* sont démoymonnées dans les colonnes (2) et (4) afin de faciliter l'interprétation des effets marginaux du terme d'interaction.

- 32 Nous proposons un ensemble de tests de robustesse (en utilisant *REE* et *EPI*). Dans le tableau 6, nous commençons d'abord par tester la robustesse de nos résultats concernant *REE* dans les colonnes (1) et (2), et *EPI* dans les colonnes (3) et (4). Dans la colonne (1), nous incluons des effets fixes pays de destination à la place des variables de contrôle pays de destination et estimons l'impact de *REE*. Dans la colonne (2), le terme d'interaction $REE \times EPI$ est inclus. À l'évidence, le résultat du probit est robuste à l'inclusion des effets fixes destination car tous les signes et les significativités sont inchangés. Dans les colonnes (3) et (4), nous observons à nouveau que les signes des variables d'intérêt sont robustes à ces spécifications. En revanche, nous remarquons que le PIB par habitant perd sa significativité alors que le potentiel marchand a un effet significatif, ce qui n'était pas le cas précédemment. Cela s'explique probablement par le fait que certaines firmes ne sont localisées que dans un pays. Ainsi, l'ajout d'effets fixes firmes peut conduire à modifier les coefficients et les significativités de certaines variables pays. En dépit de ces deux différences, les principaux résultats, ceux concernant nos variables d'intérêt, sont stables.
- 33 Ensuite, le tableau 7 regroupe les tests de robustesses du PMVP. À l'instar des résultats des tests de robustesse sur le probit, les colonnes (1) et (2) du tableau 7 sont similaires à la colonne *EPI* du tableau 5. Et toujours de la même façon, les colonnes (3) et (4) présentent des résultats identiques concernant les variables d'intérêt mais le PIB par habitant n'y est plus significatif alors que le potentiel marchand y devient significatif négatif. Le fait que le même phénomène se produise dans les colonnes (3) et (4) des deux tableaux de tests de robustesse nous conforte dans le fait que ce sont les firmes localisées dans un seul pays qui expliquent ces modifications des variables pays.

Tableau 8. Test de Robustesse: Qualité des Institutions – Probit

Variable dépendante :	Localisation					
Mesure d'Institutions :	ICRG	Qualité des Régulations	Règle de Droit	Protection des Investissements	Impôt sur les Entreprises	Corruption

Spécifications :	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
REE	0.0485***	0.0478***	0.0480***	0.0491***	0.0496***	0.0464***
	(0.0107)	(0.0106)	(0.0107)	(0.0107)	(0.0108)	(0.0107)
EPI	0.319***	0.261***	0.307***	0.333***	0.317***	0.306***
	(0.0350)	(0.0361)	(0.0354)	(0.0355)	(0.0353)	(0.0346)
EPI × REE	-0.253***	-0.236***	-0.242***	-0.268***	-0.273***	-0.218***
	(0.0793)	(0.0767)	(0.0784)	(0.0795)	(0.0798)	(0.0780)
Institutions	0.0928***	0.0524***	0.0275***	0.00803***	0.000187	0.0150***
	(0.0223)	(0.00594)	(0.00482)	(0.00205)	(0.000172)	(0.00222)
PIB par hab.	-0.0177***	-0.0310***	-0.0226***	-0.0135***	-0.00910**	-0.0276***
	(0.00397)	(0.00418)	(0.00416)	(0.00391)	(0.00389)	(0.00430)
PIB	0.0631***	0.0648***	0.0645***	0.0627***	0.0634***	0.0657***
	(0.00214)	(0.00203)	(0.00212)	(0.00207)	(0.00232)	(0.00214)
Potentiel marchand	0.00911	0.00950	0.00939	0.00848	0.00888	0.00934
	(0.00960)	(0.00951)	(0.00962)	(0.00955)	(0.00960)	(0.00966)
# de jours	-0.00667*	0.00165	-0.00325	-0.0105***	-0.0139***	-0.00190
	(0.00354)	(0.00337)	(0.00357)	(0.00352)	(0.00308)	(0.00349)
Distance	-0.0418***	-0.0399***	-0.0409***	-0.0461***	-0.0428***	-0.0435***
	(0.00395)	(0.00361)	(0.00391)	(0.00426)	(0.00407)	(0.00391)
Langue Commune	0.0607***	0.0610***	0.0614***	0.0578***	0.0627***	0.0583***
	(0.0137)	(0.0128)	(0.0136)	(0.0138)	(0.0138)	(0.0132)
Actifs	0.0134*	0.0132*	0.0133*	0.0134*	0.0135*	0.0133*
	(0.00752)	(0.00750)	(0.00755)	(0.00750)	(0.00752)	(0.00758)
Âge	0.0180***	0.0180***	0.0181***	0.0179***	0.0179***	0.0182***
	(0.00260)	(0.00260)	(0.00261)	(0.00259)	(0.00259)	(0.00262)
Recettes	0.0670***	0.0669***	0.0672***	0.0669***	0.0669***	0.0677***

	(0.00392)	(0.00387)	(0.00391)	(0.00393)	(0.00396)	(0.00391)
Passif	-0.0343***	-0.0342***	-0.0343***	-0.0343***	-0.0344***	-0.0345***
	(0.00647)	(0.00645)	(0.00648)	(0.00646)	(0.00647)	(0.00652)
Liquidités	0.0126***	0.0125***	0.0126***	0.0124***	0.0125***	0.0128***
	(0.00353)	(0.00354)	(0.00355)	(0.00352)	(0.00354)	(0.00356)
# d'employés firme	0.00518***	0.00518***	0.00520***	0.00515***	0.00517***	0.00524***
	(0.000566)	(0.000566)	(0.000568)	(0.000565)	(0.000569)	(0.000573)
Observations	42,978	42,978	42,978	42,978	42,978	42,978
Pseudo R2	0.388	0.394	0.389	0.388	0.387	0.391
<p>Note : Écart-types robustes clusterisés au niveau des pays de destination entre parenthèses. *** significatif au seuil de 1 %, ** de 5 %, * de 10 %. Estimations en probit avec des effets fixes pays d'origine, pays de destination et secteur (NACE). Les effets marginaux sont calculés à la moyenne. REE est le score <i>Vigeo</i> au niveau de la firme. Les variables <i>EPI</i> et <i>REE</i> sont démoymonnées afin de faciliter l'interprétation des effets marginaux du terme d'interaction.</p>						

- 34 Pour s'assurer que les différentes variables utilisées pour estimer les niveaux de réglementations environnementales ne captent le niveau d'ensemble des réglementations ou d'autres effets liés aux institutions du pays hôte, nous reprenons la spécification de base en y incluant d'abord successivement puis simultanément les variables institutionnelles suivantes issues de la base de données Quality of Government : l'indice ICRG-Qualité du gouvernement, la qualité des régulations, la règle de droit, le niveau de protection des investissements, le niveau d'impôt sur les entreprises et la perception de la corruption¹⁵. Toutes ces variables sont codées de façon à ce qu'un indicateur plus élevé indique une plus grande qualité des institutions. Les résultats de ces régressions apparaissent dans le tableau 8. Nos résultats sur *REE*, *EPI* et le terme d'interaction restent remarquablement stables malgré la très forte significativité du coefficient de la variable institutionnelle. Cela suggère que notre variable de performance environnementale ne mesure pas simplement la qualité des institutions dans un pays donné en général, mais capture bien la dimension environnementale de ces institutions. Ainsi, ceci valide notre interprétation de l'effet négatif du terme d'interaction entre la performance environnementale d'un pays et la responsabilité environnementale d'une firme sur sa localisation dans ce pays.
- 35 Enfin, nous menons un certain nombre de tests de robustesse sectoriels. Tout d'abord, nous réestimons le modèle en excluant successivement un secteur à chaque fois, afin de s'assurer qu'un seul secteur n'explique à lui seul nos résultats. Encore une fois, les résultats¹⁶ sont parfaitement similaires. Le tableau 9 présente les résultats obtenus lorsque nous excluons certaines activités stratégiques. Tout d'abord, nous excluons les activités minières pour lesquelles le choix de localisation est contraint par la disponibilité des ressources minières. L'objectif est de se concentrer sur les secteurs

dits « footloose », c'est-à-dire géographiquement mobiles¹⁷. Dans la colonne (2), nous excluons les activités de finance et d'assurance et dans la colonne (3) toutes les activités de service. Dans les deux cas, le critère environnemental est *a priori* moins susceptible d'être déterminant dans le choix de localisation. Nos résultats restent identiques.

Tableau 9. Test de Robustesse: Analyse sectorielle – Probit

Variable dépendante :	Localisation		
Échantillon :	Sans les activités d'exploitation de mines et carrières	Sans les activités de finance et assurance	Sans les activités de service
Spécifications :	(1)	(2)	(3)
REE	0.0299*** (0.00709)	0.0355*** (0.00750)	0.0235*** (0.00912)
EPI	0.232*** (0.0472)	0.236*** (0.0502)	0.234*** (0.0513)
EPI × REE	-0.151*** (0.0573)	-0.219*** (0.0621)	-0.138** (0.0694)
PIB par hab.	-0.00570 (0.00499)	-0.00520 (0.00529)	-0.00488 (0.00537)
PIB	0.0475*** (0.00294)	0.0494*** (0.00303)	0.0502*** (0.00308)
Potentiel marchand	0.00642 (0.00669)	0.00543 (0.00696)	0.00183 (0.00695)
# de jours	-0.00932** (0.00406)	-0.00906** (0.00431)	-0.00796* (0.00436)
Distance	-0.0322*** (0.00503)	-0.0320*** (0.00524)	-0.0308*** (0.00535)
Langue Commune	0.0501*** (0.0123)	0.0526*** (0.0128)	0.0439*** (0.0122)
Actifs	0.00939* (0.00436)	0.00916* (0.00431)	0.00316 (0.00436)

	(0.00490)	(0.00544)	(0.00565)
Âge	0.0131***	0.0132***	0.0117***
	(0.00187)	(0.00187)	(0.00265)
Recettes	0.0482***	0.0536***	0.0500***
	(0.00396)	(0.00429)	(0.00424)
Passif	-0.0245***	-0.0275***	-0.0162***
	(0.00448)	(0.00454)	(0.00471)
Liquidités	0.00844***	0.00856***	0.00230
	(0.00313)	(0.00326)	(0.00368)
# d'employés firme	0.00396***	0.00421***	0.00320***
	(0.000437)	(0.000420)	(0.000429)
Observations	47,388	48,972	38,544
Pseudo R2	0.413	0.405	0.408
<p>Note : Écarts-types robustes clusterisés au niveau des pays de destination entre parenthèses. *** significatif au seuil de 1 %, ** de 5 %, * de 10 %. Estimations en probit avec des effets fixes pays d'origine, pays de destination et secteur (NACE). Les effets marginaux sont calculés à la moyenne. REE est le score <i>Vigeo</i> au niveau de la firme. Les variables <i>EPI</i> et <i>REE</i> sont démoymonnées afin de faciliter l'interprétation des effets marginaux du terme d'interaction.</p>			

4. Conclusion

- 36 Nos résultats ne nous permettent pas de confirmer l'hypothèse de havre de pollution : nous trouvons une relation positive entre les normes environnementales et la localisation des firmes. Toutefois, le caractère endogène des réglementations nationales pouvant expliquer ce résultat, nous l'interprétons avec précaution. Nous trouvons également que les entreprises affichant de bonnes performances environnementales ont plus tendance à être implantées à l'étranger, toutes choses égales par ailleurs. Il n'y a pas de contradiction pour une entreprise d'être à la fois responsable en matière d'environnement et multinationale.
- 37 Notre résultat le plus important concerne la mise en évidence d'un effet négatif de l'interaction entre la responsabilité environnementale des firmes et la performance environnementale des pays. Les entreprises avec de bonnes performances environnementales tendent à être relativement plus localisées dans des pays moins respectueux de l'environnement. Ce dernier résultat confirme l'idée d'une substitution entre la responsabilité environnementale des entreprises d'une part et les

réglementations environnementales nationales d'autre part. Une explication possible serait que les entreprises investissant dans des pays « polluants » devraient avoir un niveau de REE plus élevé afin de minimiser le risque que la mauvaise image de ces pays fait peser sur la réputation de ces firmes.

- 38 Le fait que le coefficient du terme d'interaction ne soit négatif que pour le niveau *de facto* des réglementations, et non la dimension *de jure*, est particulièrement informatif. On pourrait penser qu'il est contre-productif de s'implanter dans un pays peu réputé en termes environnementaux pour une entreprise cherchant à convaincre de sa responsabilité dans ce domaine. Mais la difficulté à observer la performance réelle d'un pays peut limiter cet effet. Un pays ayant de bonnes normes *de jure* mais une très faible application de ces normes permettrait ainsi aux entreprises de protéger leur image avec un niveau de contrainte minimal.
- 39 Deux principales conclusions peuvent être tirées de ce résultat. Arbitrer en faveur de l'une ou l'autre est laissé à de futures recherches. Une première possibilité est que cela soit une stratégie délibérée des États de signer des accords environnementaux sans en assurer le respect en pratique. En effet, cela permettrait d'offrir aux entreprises s'y localisant une image « propre » avec en réalité de grandes tolérances pour les activités polluantes. Cela validerait l'idée que les entreprises pourraient compenser leurs investissements en REE dans les pays développés en adoptant une stratégie de pure minimisation des coûts dans leur stratégie internationale de localisation. En d'autres mots, les entreprises relocalisent leur irresponsabilité à l'étranger tout en cherchant à le cacher.
- 40 Mais l'autre hypothèse est que ces entreprises ont en réalité de bonnes performances dans ces pays. Cela serait cohérent avec le résultat de Eskeland & Harrison (2003) par exemple qui trouve que les entreprises étrangères ont tendance à mieux se comporter en la matière que les firmes locales. Ce pourrait être positif pour les pays qui les accueillent car une amélioration de leur performance environnementale pourrait en découler dans le long terme. Mais cette possibilité soulève la question des motivations des entreprises choisissant délibérément d'investir dans des pays où les réglementations *de facto* sont faibles sans que les *de jure* le soient, alors même que ces entreprises seraient vertueuses environnementalement.

BIBLIOGRAPHIE

- Ai, Chunrong, & Norton, Edward C. 2003. Interaction terms in logit and probit models. *Economics Letters*, 80(1), 123-129.
- Blonigen, Bruce A., & Piger, Jeremy. 2011 (Jan.). *Determinants of Foreign Direct Investment*. NBER Working Papers 16704. National Bureau of Economic Research, Inc.
- Brammer, Stephen J., Pavelin, Stephen, & Porter, Lynda A. 2006. Corporate social performance and geographical diversification. *Journal of Business Research*, 59(9), 1025-1034.

- Cole, Matthew A., & Fredriksson, Per G. 2009. Institutionalized pollution havens. *Ecological Economics*, 68(4), 1239-1256.
- Cole, Matthew A., Elliott, Robert J. R., & Fredriksson, Per G. 2006. Endogenous Pollution Havens : Does FDI Influence Environmental Regulations? *Scandinavian Journal of Economics*, 108(1), 157-178.
- Copeland, Brian R., & Taylor, M. Scott. 2004. Trade, Growth, and the Environment. *Journal of Economic Literature*, 42(1), 7-71.
- Dam, Lammertjan, & Scholtens, Bert. 2008. Environmental regulation and MNEs location: Does CSR matter? *Ecological Economics*, 67(1), 55-65.
- Dam, Lammertjan, & Scholtens, Bert. 2012. The curse of the haven: The impact of multinational enterprise on environmental regulation. *Ecological Economics*, 78(C), 148-156.
- Dean, Judith M. 2002. Does trade liberalization harm the environment? A new test. *Canadian Journal of Economics*, 35(4), 819-842.
- DriFField, Nigel, Jones, Chris, & Crotty, Jo. 2013. International business research and risky investments, an analysis of FDI in conflict zones. *International Business Review*, 22(1), 140-155.
- Ederington, Josh, Levinson, Arik, & Minier, Jenny. 2005. Footloose and Pollution-Free. *The Review of Economics and Statistics*, 87(1), 92-99.
- Eskeland, Gunnar S., & Harrison, Ann E. 2003. Moving to greener pastures? Multinationals and the pollution haven hypothesis. *Journal of Development Economics*, 70(1), 1-23.
- Hakkala, Katariina Nilsson, NORBÄCK, Pehr-Johan, & Svaleryd, Helena. 2008. Asymmetric Effects of Corruption on FDI: Evidence from Swedish Multinational Firms. *The Review of Economics and Statistics*, 90(4), 627-642.
- Harris, Chauncy D. 1954. The Market Factor in the Localization of Industry in the United States. *Annals of the Association of American Geographers*, 64, 315-348.
- Kellenberg, Derek K. 2009. An empirical investigation of the pollution haven effect with strategic environment and trade policy. *Journal of International Economics*, 78, 242-255.
- Keller, Wolfgang, & Levinson, Arik. 2002. Pollution Abatement Costs and Foreign Direct Investment Inflows to U.S. States. *The Review of Economics and Statistics*, 84(4), pp. 691-703.
- List, John A., & Co, Catherine Y. 2000. The Effects of Environmental Regulations on Foreign Direct Investment. *Journal of Environmental Economics and Management*, 40(1), 1-20.
- Mayer, T., & Signago, S. 2006. *Note on cepii's distances measures*. mimeo.
- Peng, George Z., & Beamish, Paul W. 2008. The Effect of National Corporate Responsibility Environment on Japanese Foreign Direct Investment. *Journal of Business Ethics*, 80, 677-695.
- Silva, J. M. C. Santos, & Tenreiro, Silvana. 2006. The Log of Gravity. *The Review of Economics and Statistics*, 88(4), 641-658.

NOTES

1. Voir List & Co (2000) ; Keller & Levinson (2002) ; Dean (2002) ; Eskeland & Harrison (2003) ; Ederington et al. (2005) ; Kellenberg (2009).
2. Responsabilité sociale des entreprises : une nouvelle stratégie de l'UE pour la période 2011-2014, communication du 25/10/2011.

3. Dans un article plus récent, Dam & Scholtens (2012) reprennent la même idée en intégrant la distinction entre pays riches en ressources ou non.
4. Voir <http://www.vigeo.com/csr-rating-agency/fr/2-2-referentiel-d-analyse> pour une explication des critères d'évaluation de VIGEO.
5. Ces principes sont par exemple « l'identification, l'évaluation et la réduction des risques d'accidents environnementaux », « l'exclusion ou la réduction de l'exploitation d'écosystèmes sensibles », la « réduction de la consommation d'eau » ou encore « la gestion effective de la consommation d'énergie et des émissions atmosphériques ».
6. Ces statistiques indiquent bien le fait que les performances environnementales des firmes ne peuvent se limiter au seul niveau de pollution généré dans le processus de production. Cet indicateur prend également en compte l'effectivité des politiques ayant pour objectif de réduire l'impact environnemental. En d'autres termes, une entreprise ne sera pas considérée comme environnementalement responsable uniquement parce qu'elle appartient à un secteur qui est par définition peu polluant. Pour cela, elle devra également mettre en place des politiques effectives pour réduire son impact global sur l'environnement.
7. Il s'agit des valeurs normées du compte de « participation aux traités (Changement climatique, couche d'ozone, contrôle des GES, Loi de la mer, diversité biologique, protocole de Kyoto, CITES, CCD, Convention de Stockholm) », des « stratégies environnementales et plans d'action » et des « évaluations de la biodiversité et stratégies et plans pour la préserver ».
8. Contrôle des GES, protocole de Kyoto et convention de Stockholm.
9. Cet aspect est mentionné explicitement dans la notice d'usage du WBES.
10. Voir <http://sedac.ciesin.columbia.edu/data/set/epi-environmental-performance-index-2010> pour plus de détails.

$$MP_j = \sum \frac{x_j}{d_{i,j}}$$

11. Mesure développée par Harris (1954), le potentiel marchand du pays j est égal à x_j où x_j est le PIB du pays j et $d_{i,j}$ est la distance géographique séparant les pays i et j .
12. Parmi les tests de robustesse présentés dans la pénultième section, nous contrôlons également de nombreuses autres variables institutionnelles tirées de la base de données Quality of Government.
13. Les coefficients estimés des termes d'interaction dans des modèles non linéaires doivent être interprétés avec précaution. La magnitude de l'effet d'interaction dans ces modèles n'est pas égale à l'effet marginal du coefficient estimé et peut même être du signe inverse. Nous utilisons la méthode proposée par Ai & Norton (2003) qui confirme notre résultat. Nous retrouvons un signe négatif pour l'ensemble de la distribution, à l'exception des valeurs prédites très faibles.
14. En outre, Dam & Scholtens (2012) qui utilisent également des données en coupe indiquent que « The impact of multinationals on environmental regulation in the host country, however, seems limited. Therefore, given our cross-sectional dataset, we cannot conclude that MNEs significantly impact on environmental regulation in host countries. » (p. 152). Ainsi, l'endogénéité ne semble pas être un problème majeur dans le cas d'une étude en coupe.
15. Sur le livre descriptif des variables de Quality of Government, leurs noms sont respectivement ICRG-quality of government, regulatory quality, rule of law, investment protection, corporate tax et corruption perception.
16. L'ensemble des estimations ne sont pas présentées ici mais peuvent être obtenues auprès des auteurs.
17. Ederington et al. (2005) expliquent la difficulté à tester l'hypothèse du havre de pollution par l'existence de coûts de mobilité très différents entre secteurs. Ils montrent ainsi que la localisation dans les secteurs les plus mobiles est plus susceptible d'être sensible au niveau de législation environnementale. Si nous ne pouvons ici établir une distinction aussi fine entre secteurs du fait d'un niveau d'agrégation sectorielle de nos données trop important, nous

considérons le cas du secteur minier qui par définition n'est pas mobile, la localisation étant liée à la présence de ressources.

RÉSUMÉS

Le but de ce papier est d'étudier l'influence de la Responsabilité Sociale des Entreprises (RSE) et des réglementations environnementales nationales sur les choix de localisation des 600 plus grandes entreprises européennes. Grâce au score environnemental fourni par VIGEO nous pouvons tester l'influence des performances environnementales réelles des entreprises. Nous trouvons un effet un terme d'interaction négatif entre la performance environnementale des firmes et les réglementations environnementales nationales, confirmant une possible substitution entre la RSE et les réglementations nationales. Toutes choses égales par ailleurs, les firmes affichant les meilleures performances environnementales ont tendance à relativement moins se localiser dans les pays respectueux de l'environnement. Ce résultat est aussi valide lorsque nous étudions les déterminants du nombre de salariés par pays. Par contre, cet effet est observé uniquement pour les normes environnementales *de facto* et *non de jure*. Cela suggère un possible comportement stratégique des entreprises exploitant les différences entre les réglementations environnementales formelles et leur mise en œuvre effective.

The goal of this paper is to study the influence of corporate environmental responsibility (CER) and national environmental standards on the location choices of the 600 biggest European firms. By using the environmental score provided by Vigeo, we are able to test the influence of the environmental performances of firms. We find a negative interaction effect between these environmental performances and national environmental regulations suggesting a substitution effect between CSR and national standards. This result is also valid when we study the determinants of number of employees by country. However, this effect is only observed for *de facto* environmental standards and not *de jure* standards. It suggests a possible strategic behaviour of firms, exploiting differences between formal regulations and their effective implementation.

INDEX

Mots-clés : responsabilité sociale des entreprises, environnement, décision de localisation, réglementation, firmes multinationales, hétérogénéité des firmes

Keywords : Social and Environmental Responsibility, Environment, Localization Decision, Regulation, Multinational Company, Firms' Heterogeneity

AUTEURS

RÉMI BAZILLIER

Univ. Orléans, LEO, CNRS, UMR 7322

remi.bazillier@univ-orleans.fr

SOPHE HATTE

Univ. Lausanne (HEC)
sophie.hatte@gmail.com

JULIEN VAUDAY

Univ. Paris 13 - CEPN et CNRS
julien.vauday@univ-paris13.fr