

Emissions carbonées déplacées par les économies d'électricité

Antoine BONDUELLE

E&E Consultant et Faculté de Sciences Politiques, Université Lille 2, France
900 vieux chemin de Saint-Omer,
F-59670 CASSEL
Email: antoine.bonduelle@wanadoo.fr

Damien JOLITON

Énergies Demain,
F-93100 MONTREUIL-SOUS-BOIS
Email: damien.joliton@energies-demain.com

Mots Clé.

Marginal; moyen, émissions de CO₂, électricité, modèle ELFIN

Abstract.

L'impact économique et en terme d'émissions de plusieurs mesures d'économie d'électricité dans l'électroménager performant, l'isolation de maisons chauffées à l'électricité, ou l'éclairage ont été testées en vis-à-vis du système de production électrique français. Ce travail utilise le modèle Electricity Financing (ELFIN) ainsi que des descriptions détaillées du fonctionnement des centrales électriques et du système. On a reconstruit l'ordre de mérite économique à la façon d'un répartiteur réaliste. Les économies d'électricité sont simulées comme des ressources nouvelles, en les décrivant par des formes horaires et des gains en énergie.

Le calcul montre la modification du fonctionnement des centrales, sur le court et le plus long terme, en concurrence avec d'autres ressources nouvelles. Les résultats incluent les coûts évités du système électrique, la limitation des pointes et les impacts détaillés sur les émissions de dioxyde de carbone. Ce dernier résultat, qui introduit la notion de « carbone marginal » est un outil utile d'analyse pour comparer les mesures d'économie d'énergie entre elles et avec l'offre nouvelle. Ceci est notamment utile en France, où le système électrique émet des quantités limitées de carbone en moyenne, mais peut avoir des variations importantes entre les saisons et les périodes horaires.

Ces méthodes et résultats doivent être discutés avec prudence, parce que les résultats de cette modélisation -comme les gains de la maîtrise de l'énergie- ne peuvent être utilisés directement pour comptabiliser les crédits carbone. Ceci vient du fait que la somme des économies marginales prises individuellement est différente de l'économie réalisée par l'ensemble des programmes considérés ensemble. Mais cet outil pourra être utile pour les régulateurs ou les pouvoirs publics pour évaluer l'impact des politiques, ou encore pour vérifier les estimations proposées par les producteurs d'électricité.

Introduction

La réduction des émissions de dioxyde de carbone est devenue un facteur déterminant en faveur de l'efficacité énergétique, via le processus de négociation de l'ONU, et en Europe de par l'émergence du système d'échange des permis d'émissions dans l'industrie. En particulier, l'entrée en vigueur du Protocole de Kyoto implique que les émissions de gaz à effet de serre ont désormais un coût.

Cependant, comptabiliser les émissions de gaz carbonique économisées dans les systèmes électriques reste une affaire difficile. Dans certains pays, la production en base de l'électricité mais aussi les ressources marginales sont issues de sources fossiles. Alors, l'économie d'électricité équivaut à une limitation des émissions, de façon peu ou prou linéaire. C'est en particulier le cas en Allemagne et au Royaume-Uni. Mais dans certains systèmes, la production électrique est issue d'une variété de source, avec de grandes variations saisonnières. Dans ces systèmes, et selon l'heure considérée, l'électricité consommée aura un impact différent en terme d'émissions. Dans le cas de la France, les ressources les plus intensives en carbone sont aussi les plus marginales, tandis que la majeure partie du courant provient de centrales nucléaires et de barrages.

Pour les décideurs, quel sera le meilleur choix de politiques d'efficacité énergétique ? Pour les gestionnaires de programmes d'économie d'énergie, quels facteurs d'émissions devraient être employés en regard de l'électricité économisée ?

Le contenu moyen en carbone : simple, mais est-il sincère ?

Les contenus annuels ou mensuels moyens utilisent des données souvent disponibles et peuvent être simples à mettre en œuvre. Mais dans le cas où une grande partie des ressources émet peu de carbone, comme en France, une telle méthodologie peut conduire à l'idée que l'efficacité énergétique n'amènera que peu de bénéfices environnementaux. Une telle comptabilité ne décrit que le passé du système et est peu sincère vis-à-vis des projections si le parc de centrales varie.

Une première méthode moyenne consiste à simplement utiliser une moyenne annuelle de la ressource. Dans le cas de la France, où près de 80% de la production est dérivée du nucléaire, ce calcul attribue aux économies d'énergie pratiquement aucun rôle pour diminuer les émissions. Ceci serait une erreur, car il reste encore plus de 30 millions de tonnes de CO₂ émis annuellement par la production électrique, et ce chiffre croît à cause du développement de nouvelles centrales thermiques. En terme de politiques publiques, une moyenne annuelle induit un biais important en défaveur de l'efficacité énergétique.

Un calcul mieux différencié est basé sur la production moyenne mensuelle des ressources thermiques du système. Il a été proposé par l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie) et par le producteur électrique EDF¹. Cela évite d'utiliser des valeurs annuelles et donne plus d'intérêt aux économies d'énergie. Les valeurs obtenues par ce compromis se situent entre 40 gCO₂/kWh pour des usages en base, jusqu'à 180 gCO₂/kWh pour le chauffage électrique².

Une autre méthode met en œuvre une évaluation du cycle de vie. Chaque année ou chaque mois, chaque ressource est évaluée pour son cycle entier tel que les émissions pour construire la centrale ou pour transporter le combustible. Ceci est la cause tout d'abord de difficultés méthodologiques, par exemple, quel secteur devrait supporter les émissions dans le cas de la récupération des gaz de la sidérurgie ? Dans le cas de la France, EDF tient compte du cycle complet sur la production d'électricité dans les centrales fonctionnant sur ces gaz (ainsi que l'énergie de construction de la centrale), alors que le GIEC estime que ceci devrait être comptabilisé entièrement dans le secteur qui a émis initialement les gaz. Le même problème se produit pour l'incinération, pour laquelle le GIEC estime que les émissions ont déjà été comptabilisées dans les secteurs d'origine des déchets, et pour laquelle les discussions au niveau de l'Union Européenne ont considéré que seulement la moitié de l'électricité est attribuable à de la biomasse renouvelable.

Bien que ces analyses de cycle de vie sont très utiles lorsqu'un consensus est atteint, pour les économies d'énergie elle sont clairement non adéquates dans les pays à bas taux d'émissions carbonées, tels que la France, la Suède ou la Suisse.

Les réductions marginales de carbone

Le présent texte présente une méthode marginale de décomptage du carbone qui a été expérimentée dans le cas de la France. Elle a mis en œuvre une modélisation détaillée du système électrique, en utilisant un modèle technico-économique de la production reconnu. Comme dans le processus par projet du Mécanisme de Développement Propre (MDP), il étudie une ou plusieurs références (appelées aussi « laisser-faire » ou « Business as Usual (BAU) », et ensuite compare la situation du système électrique dans le futur, avec et sans le projet envisagé.

Les résultats montrent ainsi les centrales déplacées, soit à court terme par le changement de régime des centrales existantes, soit sur le long terme par les effets sur les constructions de nouvelles ressources. La modélisation montre les coûts évités par le système électrique, la limitation des pointes, et les impacts sur les émissions carbonées. Le présent travail s'est concentré sur les gains marginaux des économies d'énergie et compare le résultat avec une autre méthode basée sur les émissions moyennes.

¹ ADEME 2005, "Note de cadrage sur le contenu CO₂ du kWh par usage en France", janvier. According to this note, the figures are calculated from monthly productions between 1998 and 2003. Demand side uses are described through a "seasonal coefficient" and their specific emissions weighed with monthly thermal electricity. Details of the calculation and data have not been published.

² These values are each deducted from a range of variation: for example 85 gCO₂/kWh to 151 gCO₂/kWh in the case of lighting to be used as simplified indicators.

Présentation du modèle et de son usage dans le cas français

Origine du modèle

Le modèle utilisé pour cette recherche est ELFIN (Electricity FINancing), un logiciel d'optimisation des ressources mis au point à l'origine par Environmental Defense (ED), une organisation non-gouvernementale basée aux Etats-Unis. Le modèle est utilisé dans plusieurs Etats Fédérés par des régulateurs et des compagnies électriques pour évaluer les besoins en centrales, l'impact des politiques d'économie d'énergie ou encore le coût des émissions polluantes. En Californie, il a même été utilisé officiellement pour évaluer économiquement les propositions de ressources nouvelles en production ou en économies d'énergie et pour ordonnancer les meilleures options³. Ceci se passait avant l'abandon catastrophique de la planification publique dans les années suivantes.

Les travaux dans ELFIN ont montré l'importance de paramètres tels que le minimum technique de fonctionnement des centrales à vapeur et notamment au charbon, qui peut influencer significativement le niveau optimum de ces centrales dans le mix de production. D'autres paramètres importants sont la taille des centrales, le régime de régulation ou de taxation des émissions, les limites de transmission entre zones. Le modèle a été aussi utilisé pour évaluer monétairement la prédiction météorologique selon son horizon lors de l'intégration de l'éolien dans un système électrique⁴.

En France, ELFIN a permis depuis 1994 la modélisation des impacts des économies d'énergie sur le système électrique, avec le soutien d'institutions nationales telles que l'ADEME⁵ ou la DGEMP. Une recherche a aussi été financée par la Commission Européenne pour étudier six systèmes électriques différents en Europe⁶. Le modèle a également été utilisé dans le débat sur l'impact sur l'économie et sur les émissions de gaz carbonique de l'exportation, ou encore des économies d'énergie dans l'éclairage⁷. Une autre recherche a consisté en une reconstruction du système français depuis 1974, en tenant compte des coûts et de la demande électrique connue ex-post. Les résultats montrent que la construction nucléaire aurait dû être réduite de moitié pour obtenir un optimum économique.⁸..

Fonctionnement du modèle

La base de la modélisation dans ELFIN est l'usage des courbes monotones de demande⁹. Les courbes de demande sont basées sur les statistiques horaires, et sont découpées en de multiples sous-périodes de façon à se placer dans des conditions homogènes du parc de production. Ceci imite le travail du répartiteur durant la semaine ou le mois, une méthode reconnue chez les régulateurs¹⁰. Pour le présent travail, 36 sous-périodes ont été utilisées pour simuler les jours de semaine et les week-ends¹¹. Elles sont créées à partir des charges horaires fournies par le gestionnaire du réseau RTE¹². Ce choix correspond à la plupart des données disponibles, pour la plupart sur une base mensuelle, et donc donne une bonne précision quand les années réelles de fonctionnement sont comparées au calcul.

Les nouvelles ressources à évaluer telles que des centrales électriques ou des programmes d'économie sont ensuite testées selon la demande future, le taux d'actualisation, les prix de l'énergie et des émissions, ou les coûts

³ Marnay C., Kirshner D. et al. 1998 « Restructuring and Renewable Energy developments in California : using ELFIN to simulate the future California power market », Lawrence Berkeley National Laboratory, MRW Associates, Environmental Defense, LBNL 41569

⁴ Milligan, Miller, Chapman 1995 « Estimating the Economic Value of Wind Forecasting to Utilities », Milligan, Miller, Chapman, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden Colorado 1995

⁵ Bonduelle A. et Le Strat P. 1999, « chauffage bois et émissions du secteur électrique en France », Mission Interministérielle à l'Effet de Serre (MIES).

⁶ FAIRE-JOULE 3 project ("Financing the Integration of Renewable Energies"), European Commission DG XII, 1997-99

⁷ Bonduelle A. 2001 "Emissions carbonées évitées par les économies d'électricité : le cas de l'éclairage" in La Revue de l'Energie N°529, September.

⁸ Bonduelle A. 2006 "La surcapacité nucléaire. Quelle aurait pu être une stratégie d'équipement optimale?" La Revue de l'Energie N°569, January-February

⁹ The load duration curve places electrical demands by size, with no account of their chronological order

¹⁰ Kahn E. 1991 « Electric Utility Planning and Regulation », Lawrence Berkeley Laboratory, University of California, ACEEE 1991

¹¹ Another option used by some utilities is to simulate 52 weeks to be closer to the actual vacations and allow an optimisation of maintenance. Many other modelling use only a few peak points and a limited number of periods.

¹² RTE 1996-2006 Historique des consommations en puissance (MW),

d'investissement¹³. Le modèle teste de nombreuses combinaisons jusqu'à trouver des options de moindre coût. La valeur présente nette d'un scénario est minimisée en prenant le point de vue du fournisseur d'électricité¹⁴.

Le modèle prend aussi en compte les exigences de réserve tournante, l'inertie de montée et de descente en puissance de sources comme les barrages, ou la contrainte de durée minimale de fonctionnement de ressources. On simule ainsi les contraintes de la prévision de court terme, et cela amène une meilleure précision que les modèles démunis de ces paramètres, qui indiquent des résultats basés surtout sur le comportement du système lors de la pointe.

Les émissions de dioxyde de carbone des centrales fonctionnant aux combustibles fossiles sont calculées par le rendement de la centrale ajusté selon son niveau de fonctionnement. Ainsi, les émissions de ces centrales ne sont pas déduites linéairement de leur production, mais tiennent compte de leur régime de fonctionnement (par exemple si une centrale fonctionne à pleine charge ou à 30% de sa capacité). Les facteurs d'émission des combustibles sont données dans le tableau suivant issu du GIEC :

Table 1: Emissions factors for each fuel¹⁵

Fossil sources	Emission factors (IPCC)
	tC/TJ
Coal	26.8
Fuel oil	21.1
Natural Gas	15.3

Dans le cas de la cogénération, la perte associée à la production électrique est considérée en proportion de l'énergie utile. Par exemple, le rendement considéré est de 90% pour une installation produisant 30% d'électricité et 60% de chaleur.

Modélisation du cas de la France

Dans le cas d'une expansion de puissance, c'est à dire pour l'optimisation de nouveaux investissements, la pratique des régulateurs Nord-Américains suggère une précision suggérée pour la modélisation est de l'ordre de 1% sur les productions en base, en se référant à un autre modèle correctement calibré.¹⁶

Mais dans le cas présent, la seule référence possible est la pratique du réseau dans son fonctionnement sur des années réelles. Une partie des choix est en effet gouvernée par des contraintes réalistes comme les conflits d'usage pour l'eau des barrages, les contrats d'achat pour les centrales à charbon issues des anciens charbonnages, ou encore des contrats régulés comme l'incinération ou l'éolien. Pour prendre en compte ces contraintes de la réalité, qui ne peuvent pas être obtenus par des équations, une décennie complète a été simulée dans le modèle en utilisant les mêmes paramètres pour les marges de réserve et pour les exigences de fonctionnement (probabilité d'une panne...). Les données de la demande, des pannes des centrales nucléaires et en général les données non contrôlables par les opérateurs comme le niveau d'hydraulicité ont été introduits comme input. La dispersion sur ces résultats provient de ces variations.

Une autre source de moindre qualité de la modélisation provient de séries de données discontinues lors de la séparation comptable entre production et transport. Par exemple, le potentiel de l'hydro-électricité peut ou non contenir la production gravitaire des centrales de pompage, et ceci peut varier selon les années¹⁷. Une partie de la production indépendante de l'industrie peut ou non être recensée selon les sources, comme l'UCTE ou le RTE.

Mais on peut noter que la précision de la modélisation indépendante s'est améliorée ces dernières années en Europe, grâce à la séparation du transport et de l'électricité. Par exemple, les courbes de charge sont maintenant publiées régulièrement par les réseaux de transport de l'électricité.

Concordance des centrales thermiques entre calcul et réalité

Pour le présent travail sur le carbone marginal, notre objectif était aussi de bien représenter le fonctionnement des centrales marginales selon les mois, afin de représenter le plus fidèlement la saisonnalité des émissions en France. Ceci a été obtenu avec une concordance plutôt bonne, illustrée par le graphe suivant. :

¹³ ELFIN Algorithm Guide, 1996 Environmental Defense, Oakland California and updates.

¹⁴ The function is : Net value to minimize = $\sum N1 [(Production\ costs)_n + (Investment\ costs)_n] / (1 + a)^n$
Where a is the discounting rate and n the current year. N is the duration of the modelling, in the present case 45 years starting in the year 2005. Taxation of emissions is accounted as one more variable production cost. Eventually if production is insufficient to meet peak demand, the energy not served is added as a supplementary cost.

¹⁵ Manuel simplifié du GIEC: version révisée 1996.

¹⁶ Kahn E. 1991 ibid

¹⁷ UCTE statistical yearbooks, 1995-2005; RTE Statistiques annuelles 2002-2005, EDF-B101 1995-1998.

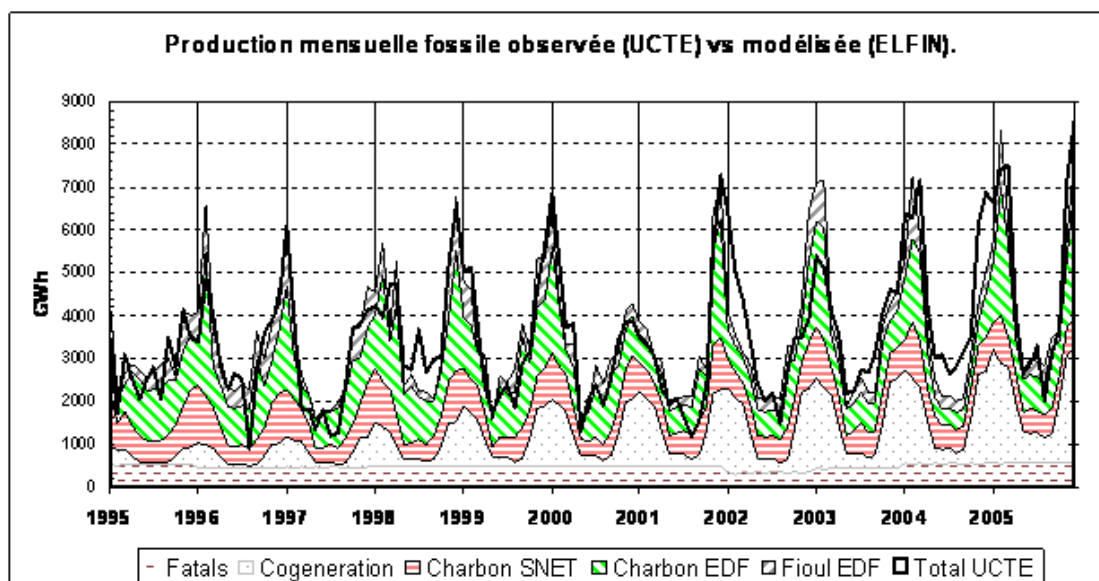


Figure 1. Centrales thermiques marginales 1995-2005. Le fonctionnement mensuel des centrales thermiques dans le modèle ELFIN est comparé avec le total donné par l'UCTE. Les ressources les plus importantes à étudier sont les centrales thermiques à vapeur au charbon et au fioul de l'EDF et de la SNET, parce qu'elles réagissent à un signal-prix ou à des instructions de suivi de charge, alors que d'autres ressources (cogénération, productions fatales telles que l'incinération de déchets ou la récupération de gaz) fonctionnent surtout sur tarif fixe avec moins de flexibilité.

Une autre spécificité en France est que les centrales nucléaires se situent parfois très au dessus de la demande de base dans l'ordre de répartition¹⁸. Elles sont ainsi utilisées comme outil « flexible » de production dans certains mois lorsque la production est en excès (suivi de charge), et aussi comme réserve tournante à plus court terme. Pour prendre cette situation en considération, l'énergie nucléaire a été dotée d'une liberté limitée dans le modèle. Les centrales nucléaires sont simulées individuellement, sur la base des données fournies par l'AIEA sur leur indisponibilité fortuite et sur l'entretien planifié à l'avance¹⁹, sans niveau imposé de production. L'énergie mensuelle réellement produite par le nucléaire est comparée avec celle du modèle durant les années de test. Dans le graphique suivant, on voit que la production nucléaire suit bien les variations saisonnières, mais conserve un léger excès dans le modèle (1,7% en moyenne).

¹⁸ In France, the minimum power is 30,8 GW and peak stands at 62.2 GW; The 59 reactors total a nominal power of 63363 MW (source MINEFI). If unavailabilities and load following are taken into account, 200 TWh/year of nuclear production can be considered above baseload level (for a production of 430 TWh in 2005).

¹⁹ IAEA 1995 to 2005 "Operating Experience of Nuclear Power Plants in Member States" International Atomic Energy Agency, Vienna

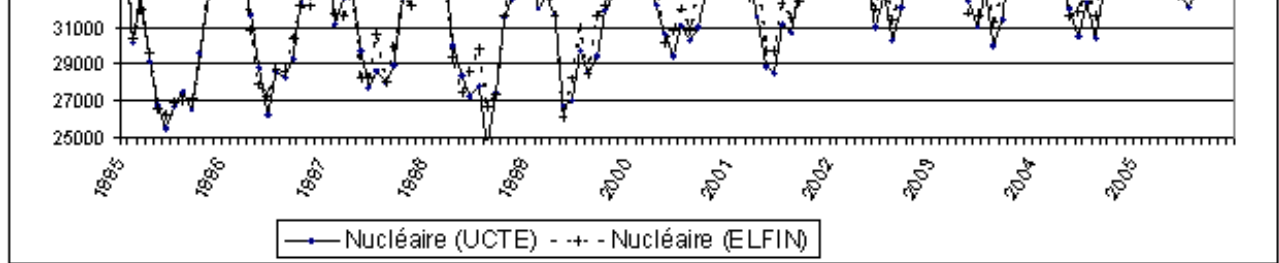


Figure 2. Production nucléaire 1995-2005. La production constatée est comparée aux résultats obtenus dans le modèle durant les années test.

Les scénarios de référence

Trois scénarios contrastés ont été utilisés pour le présent travail. Ils ont permis de tester des programmes d'économie d'énergie dans des situations diversifiées en terme d'émissions de gaz carbonique.

La demande d'énergie s'est basée sur les publications du gestionnaire de réseau (RTE) et sur le groupe d'experts Négawatt²⁰. Un premier scénario nommé "R2" était basé sur un scénario de faible efficacité énergétique, où la demande continue de croître; un autre sur le scénario dit "R3" où l'efficacité énergétique s'améliore modérément et où la demande se stabilise après 2025²¹; le troisième sur l'approche plus radicale du groupe Négawatt, avec pour objectif de stabiliser puis de faire décroître la demande. Les investissements et les coûts d'opération pour des nouvelles centrales sont ceux donnés par les références françaises²² ou leur équivalent à l'Agence Internationale de l'Energie (AIE)²³.

Centrales nucléaires existantes. Ces trois scénarios considèrent la même durée de vie opérationnelle pour les centrales nucléaires existantes, inspirée par un rapport au Premier Ministre en 2002²⁴. Ces centrales sont conservées durant 40 ans, à l'exception de douze centrales plus anciennes (30 ans de durée de vie) et de douze plus récentes (45 ans). Une durée de vie plus limitée a été envisagée, mais cet allongement de la durée de vie moyenne des réacteurs nucléaires donne à la présente recherche un caractère conservateur pour mesurer les émissions de gaz carbonique évitées par les économies d'énergie.

Les Énergies Renouvelables ont été développées dans les calculs en fonction des engagements européens et de prolongements envisagés, mais sur la base d'une mise en oeuvre ralentie, pour tenir compte des observations du passé. La plupart des nouveaux développements envisagés se produisent après 2025 et ont donc peu d'impact sur les résultats présentés ici.

Centrales thermiques classiques. Un nombre significatif de centrales à cycle-combiné au gaz sont programmées en France dans les prochaines années. La modélisation utilise les données des constructeurs ou des maîtres d'ouvrage, ce qui risquerait d'être trop optimiste en délai et en nombre. Une autre incertitude est la fermeture des anciennes centrales à charbon et au fioul fonctionnant en cycle vapeur. Mais l'agenda de ces dernières est contraint par une directive sur la pollution atmosphérique qui bloque les émissions des pires émetteurs et oblige les opérateurs à des rénovations lourdes sur les centrales qu'ils veulent conserver.

Une autre source d'incertitude dans ce domaine des centrales thermiques a été que les puissances disponibles sont données sur base annuelle, alors que les données des centrales nucléaires sont disponibles mois par mois.

Cogénération. La puissance des centrales en cogénération n'est pas encore limitée par le potentiel des besoins de chaleur disponible, encore important selon les études disponibles, mais par l'accès limité aux contrats d'achat du courant. Les contrats actuels ne permettent pas de suivi de charge ou de réserve, mais ceci pourrait changer selon des documents émanant du gouvernement.²⁵

Les contrats d'achat en cogénération se sont développés extensivement durant les dix dernières années avec l'industrie, les réseaux de chaleur et les hôpitaux. Ils posent des questions spécifiques : tout d'abord, les données de production sont souvent parcellaires, et il y a aussi des incertitudes sur le renouvellement de ces contrats à l'horizon de dix à quinze ans. En second, la plupart des opérateurs suivent la forme de la tarification et s'en tiennent aux 4000

²⁰ Salomon T., Couturier C., Jedliczka M., Letz T., Lebot B., 2005 « A negawatt scenario for 2005-2050 » EC3E, 2005 Summer study Proceedings

²¹ CPDP EPR&THT 2006, "Rapport du groupe technique dit "prévisionnel RTE", CNDP 2006.

²² DGEMP-DIDEME 2004 "Les coûts de référence de la Production d'électricité de 2003", Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, vol 1-2-3-4

²³ IEA, NEA, OECD 2005, "Projected Costs of Generating Electricity, 2005 Update"

²⁴ Charpin J-M, Dessus B., Pellat R., 2000 "Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire" La Documentation française.

²⁵ MINEFI 2005, "Rapport sur la PPI", a document presented by the Ministries to the Parliament that suggests the production means to be authorized.

heures de production qu'ils ont été encouragés à produire. C'est ainsi que seule une petite part de cette production est flexible et capable de suivre la demande. Sur une projection de court terme, on suit ce système, ce qui limite les quantités de carbone émis qui peuvent être influencées par les programmes sur la demande. Les résultats de la présente recherche ne sont donc pas affectés par la nature des contrats de cogénération, cependant à l'avenir, les cogénérations pourraient être calculées de façon plus flexible pour tenir compte des évolutions légales.

Nouvelles centrales nucléaires et thermiques. En plus des centrales existantes ou des contrats d'achat, le modèle a été utilisé pour compléter le parc de centrales pour répondre à la demande. Dans le scénario « R2 » (faible efficacité énergétique), la construction nucléaire était libre, mais on observe qu'aucun nouveau réacteur n'a été construit, seulement des centrales au gaz et au charbon. Ceci est probablement dû à l'absence de taxe carbone ou de prix du permis. Dans le scénario "R3", les nouveaux réacteurs nucléaires ont été imposés au rythme suggéré par des responsables de l'EDF dans une publication récente de l'industrie, pour un total de 20 nouveaux réacteurs²⁶. Le reste des centrales optimisées par le modèle sont des turbines et des centrales combinées fonctionnant au gaz, et des productions éoliennes²⁷. Le dernier scénario (forte efficacité énergétique) stoppe toute construction nucléaire.

Exportation et importation. L'évolution de l'exportation de courant est la même pour les trois scénarios, soit la poursuite d'une forte proportion d'exportation avec une diminution progressive, telle que suggérée par le RTE²⁸. L'importation a été autorisée dans le modèle lors des pointes, mais limitée aux maxima observés lors de la décennie passée. Bien que le décompte du carbone de la présente étude ne tienne pas compte du carbone inclus dans ces importations, celles-ci ont cependant fait l'objet d'une taxation similaire à celle imposée dans le marché français pour un même scénario.

Plus important pour les résultats en terme de carbone, un degré de liberté a été ajouté pour les importations. Celles-ci sont scindées en trafic commercial d'une part, et importation en pointe de l'autre. Les premières se sont basées sur les échanges mensuels et les prix observés depuis dix ans, et les secondes donnent la possibilité au modèle d'importer du courant cher lors des pointes. Ceci tient compte des puissances maximales disponibles dans les lignes aux frontières. Les résultats en terme d'émissions de carbone de ces importations sont calculés séparément des émissions domestiques. L'impact carbone des importations n'a pas été comptabilisé dans les résultats publiés ici, bien qu'ils puissent représenter jusqu'à 18% des énergies déplacées par les économies selon le modèle. (voir exemple table 4).

Ceci est cohérent avec les récentes évolutions des échanges franco-allemands d'électricité où l'équilibre net est plus ou moins atteint avec l'exportation de nucléaire en demi-saison et des importations de pointes depuis l'Allemagne. On peut estimer que des programmes d'économie en France auront donc pour impact d'économiser des émissions en Allemagne ou ailleurs en Europe. Mais ceci devra être discuté lors de recherches ultérieures sur l'impact des échanges d'électricité sur le reste de l'Europe, soit par la production thermique évitées en France, soit par la moindre construction de nouvelles centrales ailleurs en Europe (si les exportations de France diminuent)..

Taxation du carbone ou échange de permis d'émission

L'introduction de l'échange de permis d'émission pour les industries de l'énergie en Europe amène une autre difficulté dans la modélisation. En particulier, le mode d'allocation des permis en France peut amener chez les opérateurs des choix qui ne soient pas optimaux pour le pays dans son ensemble. De vieilles centrales à charbon sont ainsi conservées parce qu'elles sont gages d'une plus grande allocation de permis par l'Etat, ou encore de nouvelles centrales au gaz sont construites qui ne seraient pas économiques si elles devaient acheter des permis aux enchères..

Dans la modélisation, le prix des permis ou le niveau de la taxe influence fortement les nouvelles constructions de centrales, mais pour les vieilles centrales peu utilisées sur l'année l'impact est faible. Ceci illustre bien les problèmes liés à une allocation gratuite des permis d'émissions aux nouveaux entrants sur le marché. Une série de telles distorsions a été décrite par Neuhoff et al.²⁹

Pour la simulation du système existant, dans deux des projections une taxe carbone a été appliquée sur les émissions, en commençant par une valeur de 36.5 EURO/tC (10 EURO/tCO₂). Ceci a été appliqué uniformément sur les ressources fossiles en se basant sur le contenu carbone de la source. Une recherche ultérieure –en cours de

26 Dupraz B., Joudon L. 2004 "Le développement de l'EPR dans le marché électrique européen", RGN N°6 special Le réacteur EPR, December

27 All construction costs are based on estimates by the French Ministry in their "reference costs" in the last edition (2003)

28 RTE-EDF 2006, "Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France"

29 Neuhoff K., Martinez K.K., Sato M., 2006 "Allocation, incentives and distortions : the impact of EU ETS emissions allowance allocations to the electricity sector". Climate Policy 6 (2006) 73-91, Earthscan

discussion- sera de préciser quels impacts pourront être attendus sur les échanges franco-allemands durant les vingt prochaines années, en tenant compte de l'imperfection des marchés et des nouvelles centrales thermiques, dans un contexte de surcapacité prolongée. Le rôle des nouvelles centrales en cours de construction et bénéficiant de permis alloués gratuitement par l'Etat en France pourra aussi être exploré. Ces centrales semblent être marginales en carbone, comme le montre le tableau 4 pour les années 2015-2020..

Paramétrage spécifique de la représentation des centrales à cycle vapeur

Le modèle utilise une représentation détaillée des centrales plutôt qu'un calcul agrégé. Il a inclus plusieurs paramètres techniques pour chaque centrale, notamment une puissance minimale de fonctionnement. Ceci permet une meilleure description du système quand on observe les émissions de gaz carbonique dans des centrales à démarrage lent, comme l'illustre la figure 3..

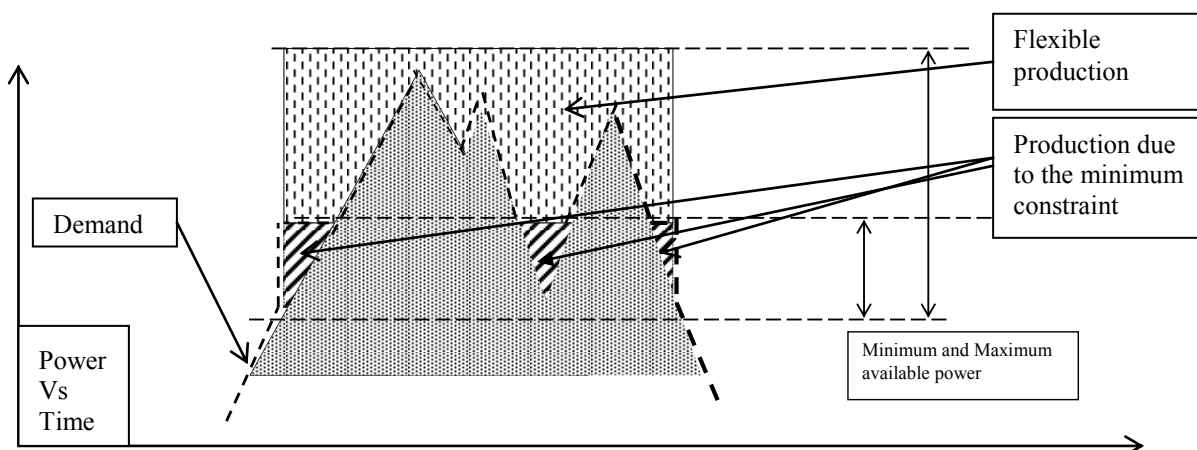


Figure 3: Exemple d'émissions supplémentaires dans une centrale à cycle vapeur. La demande électrique (en pointillés) déclenche le niveau de répartition (horizontale basse en pointillés) d'une ressource marginale. La partie supérieure de la ressource s'ajuste à la demande car elle est flexible, mais la centrale doit se conformer à un minimum de fonctionnement (30% à 40% de sa puissance maximale) durant tout le temps de fonctionnement. La production supplémentaire due à ce manque de flexibilité est montrée en hachuré. Ceci entraîne des émissions en plus des émissions proportionnelles liées au rendement spécifique de la centrale..

Les émissions carbonées ne sont pas proportionnelles aux économies d'électricité. Quand le système pris dans son ensemble est observé, l'impact de l'efficacité sur les émissions n'est pas forcément en proportion des émissions spécifiques des ressources économisées. Elles peuvent émettre bien plus dans le cas d'une source marginale. Cette différence vient du minimum technique de fonctionnement des centrales à vapeur (figure 3); de la variation de rendement selon le point de fonctionnement; et des exigences de réserve du système qui va mobiliser plus de centrales que le besoin effectif lors de la pointe. Examinons ces trois facteurs :

- Tout d'abord, le minimum technique peut induire plus de production. Par exemple, une centrale de 600 MW au charbon telle que les quatre unités d'EDF ne peut fonctionner en dessous de 270 MW. Sous ce niveau de puissance, la centrale doit être arrêtée. Un délai de 3 à 11 heures est nécessaire pour redémarrer après quelques heures. Pour démarrer à froid, ce sont plus de 10 TJ que l'on brûle avant de coupler électriquement la centrale, soit l'émission de plus de 260 tonnes de carbone. Il est bien moins cher de limiter les arrêts à une fois par semaine ou moins. Mais ceci amène des émissions supplémentaires illustrées dans le graphe 3, qui n'apparaissent pas dans des calculs simplifiés qui utilisent des constantes d'émissions par combustible.
- En second, le rendement n'est pas constant. La consommation unitaire d'une telle centrale varie peu dans son fonctionnement normal, mais elle augmente entre le maximum et son point minimum. Une raison est la présence d'équipements auxiliaires (dans l'exemple ils consomment 19 MW ou 3%), qui vont peser trois fois plus dans le bilan si la centrale fonctionne au minimum. Une raison supplémentaire est que la turbine va perdre du rendement à basse pression. Par exemple, en mode de pression glissante, la centrale de l'exemple verra sa consommation spécifique³⁰ diminuer de 8% pour un fonctionnement à 40% de sa puissance, et de 12% à 30% de puissance.
- Troisièmement, le système a besoin de réserve tournante. Comme le rendement de la centrale à cycle vapeur est très étale dans le haut de sa plage de fonctionnement, il est pratique pour les gestionnaires de réseau de s'en

³⁰ Plant operators use "heat rate" as the inverse function of efficiency. For example, a heat rate of 8530 Mbtu/kWh is the same as an efficiency of 40%.

servir pour la réserve tournante et pour les besoins de réglage fin du réseau³¹. La même centrale de 600 MW peut passer rapidement de 330 MW à 525 MW à une vitesse de 12 MW/minute. Pour conserver des ressources très flexibles dans le système, les gestionnaires vont les mettre en service plus longtemps dans l'année (et émettre plus de carbone) qu'ils ne le font dans des modélisations simplifiées.

Ces trois raisons rendent la performance réelle des centrales à vapeur très différente de celle estimée en ne considérant que le rendement nominal d'une centrale fonctionnant en base. Leur émissions spécifiques (/kWh) deviennent d'autant plus dépendantes du reste du système qu'elles opèrent dans les marges. Les comparaisons classiques des ressources mettent en oeuvre une fonction linéaire affine, avec un coût fixe (part d'investissement et fonctionnement-maintenance annuel), et une part variable (combustible et maintenance)³². Comparé à un calcul plus détaillé, elles sont biaisées en faveur des ressources les moins flexibles qui ont le moindre coût marginal, comme le charbon ou le nucléaire. Une comparaison de méthode a ainsi été réalisée avec un autre modèle utilisé par l'AIEA, le WASP (Wien Automatic System Package), qui ne tenait pas compte de paramètres techniques des centrales. Dans cet exemple appliqué au cas des Philippines, les deux modélisations ont appliqué les mêmes données excepté l'existence d'un minimum technique de fonctionnement des centrales. Les résultats montrent des optima divergents de 2000 MW en faveur du charbon sur un total du système de 14 000 MW³³. Ce seul biais peut ainsi avoir jusqu'à 20% d'impact sur les choix de centrales à construire.

Dans beaucoup de cas, les ressources marginales en carbone en Europe sont des centrales à vapeur ou des turbines à gaz. Durant les heures de pointes dans le cas de la France, les sources marginales d'électricité sont souvent des barrages hydro-électriques tandis que les centrales de pompage-stockage fournissent une flexibilité à encore plus immédiate. Mais si on considère les émissions de dioxyde de carbone, ces ressources hydrauliques ne sont pas variables. La production hydraulique n'est que décalée de quelques heures en fonction de la demande du système. Au final, les ressources vraiment déplacées – ce que nous désignons par ressources marginales en carbone – viennent des centrales thermiques situées en dessous de l'hydraulique dans l'ordre de mérite économique de la répartition. C'est pourquoi une représentation détaillée du système est la clé d'une meilleure évaluation des émissions.

Resultats: Emissions déplacées par l'efficacité énergétique

Dans cette partie, on présente les impacts sur les émissions des programmes d'efficacité énergétique simulés dans le modèle, et on discute de ces résultats.

Présentation des programmes d'économie

Tout d'abord, une description de la demande électrique est réalisée sur le mode dit "bottom-up"³⁴

Une telle représentation compile de nombreuses données statistiques³⁵ et doit au final recouper la demande d'électricité aux niveaux national, régional, local³⁶. Pour les besoins de l'étude, douze semaines-types ont été utilisées, chacune basée sur trois jours (semaine, samedi, dimanche). Ces données sont donc présentées sur une moyenne. Dans le cas des émissions carbonées, cette hypothèse simplifiée tend à produire des courbes moins contrastées et peut donc minimiser les calculs d'émission.

En second lieu, des programmes d'efficacité énergétiques ont été conçus sur chacun des 20 usages étudiés, chacun défini par des formes hebdomadaires et saisonnières. Ces programmes simplifiés sont tous homothétiques et proportionnels aux énergies consommées³⁷. Ensuite, les conséquences des économies sont été testées sur les 20

³¹ In France, nuclear power supplies also frequency regulation and some flexibility, but not in the same proportion. For example, the Chooz-B plants in the Ardennes operates at 98% of nominal power and fluctuates up and down to -5% in the so-called "primary tuning of frequency" and up to a total 15% in a load following mode

³² e.g. "Impact of Carbon Emission Trading on Generation Cost" in Projected Costs of Generating Electricity, 2005 Update, OECD 2005.

³³ Rosekrans S., Kirshner D., Marnay C., 1999 "Issues in electricity planning with computer models: Illustrations with Elfin and WASP", Utilities Policy, 7(4), 201–219. doi:10.1016/S0957-1787(99)00002-8

³⁴ Orphelin M. 1999 "Méthodes pour la reconstitution de courbes de charge agrégées des usages thermiques de l'électricité", Thèse de doctorat en énergétique –Centre d'énergétique de l'Ecole des Mines de Paris, May

³⁵ This involves both national demand curves (source RTE-EDF), statistics on appliance and housing (INSEE) and measured shapes.(source i.a. O. Siedler).

³⁶ e.g. studies by Energie Demain Consulting of efficiency potential in the Mondidier distribution center (Régie de Montdidier 2005); study of demand and efficiency potentials in the Lot (Fédération Départementale d'Electricité du Lot, 2005)

³⁷ This assumption is correct for example for changes in lightbulbs or improvement of the shell in a house, but would need more sophistication to describe the substitution of solar thermal or the impact of advanced meters and tariffs.

secteurs, pour six différents niveaux allant de 1% d'efficacité à 20%. Ce dernier chiffre est cohérent avec les propositions récentes de l'Union Européenne. Pour les comparaisons, les réductions de carbone absolues sont ensuite converties en contenu carbone spécifique par kWh.

Deux sortes de calculs sont réalisés. Tout d'abord, les économies marginales en carbone sont observées quand on applique ces économies sur des années passées où les données réelles sont connues et où le modèle donne une description plutôt bonne du système. Ceci montre la dispersion des résultats et permet une comparaison avec des estimations de contenu carbone basées sur les émissions du passé.

Ensuite, le système a été observé en projection, afin d'estimer le potentiel de plusieurs scénarios et leur dynamique dans le temps.

Essai des résultats sur la dernière décennie

Le premier résultat du test sur plusieurs années réelles est de montrer que les résultats sont dépendants de la taille des programmes. Ceci peut être déduit du fait que la modélisation dans ELFIN détaille le fonctionnement des centrales à vapeur.

Cela montre aussi une dispersion réaliste des résultats, liées aux variations entre les dix années réelles.

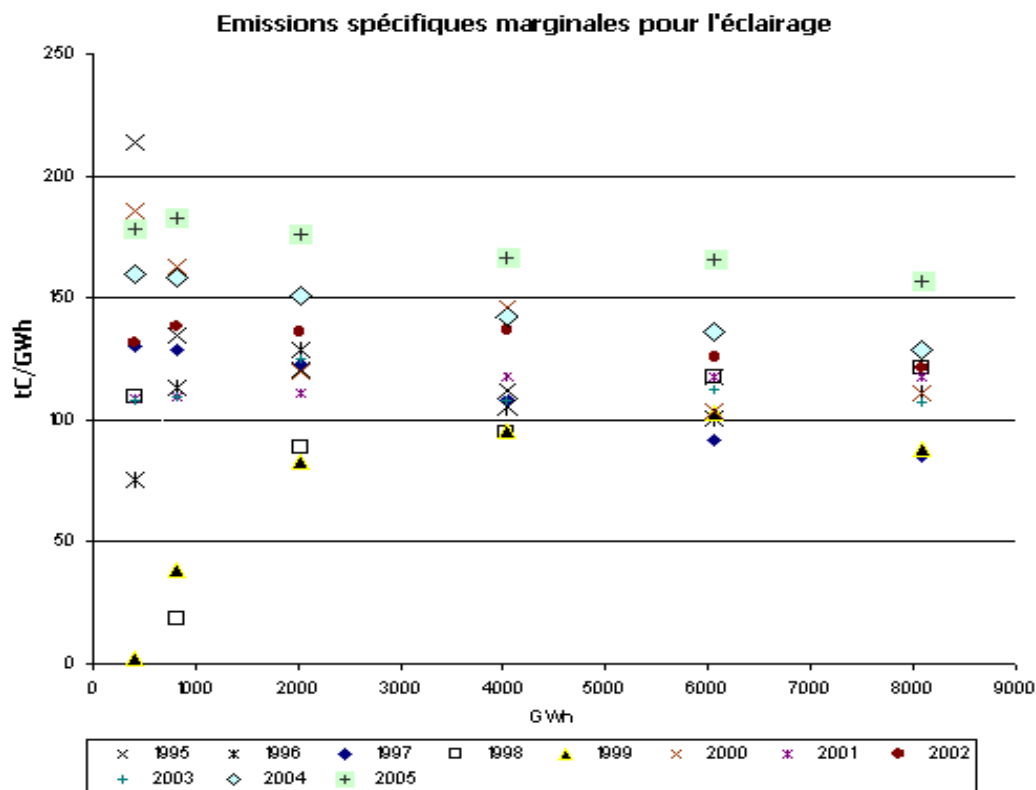


Figure 4: Dans cet exemple des émissions évitées par des économies dans l'éclairage, les impacts sur les émissions de gaz carbonique ont été calculées pour différentes valeurs (1%, 2%, 5%, 10%, 15%, 20%), et testées dans le modèle face aux données réelles de la dernière décennie. Au delà de la dispersion naturelle due aux conditions techniques différentes (hydro-électricité, demande variable, disponibilité du nucléaire par exemple), le graphe montre que le volume des économies influe sur les résultats.

Alors que les programmes les plus importants font décroître légèrement les économies calculées, la principale observation est que pour les programmes les plus petits, les émissions sont très dispersées. Elles ne convergent que pour des valeurs supérieures à 4000 GWh/an. La dispersion restante est alors surtout due aux caractéristiques de l'année étudiée. Cette absence de proportionnalité (les valeurs ne devraient pas varier en fonction de la taille) est aussi due à l'individualisation des centrales à vapeur, qui peuvent se déclencher ou s'enclencher sur une semaine entière pour des valeurs peu différentes. Ceci donne une estimation discontinue du carbone émis qui est plus réaliste que dans une modélisation agrégée.

Comparaison avec les émissions moyennes dans le mois ou l'année

Les précédents résultats ont été obtenus en testant des années passées. Il s'agit d'une bonne façon d'évaluer des programmes existants, mais le responsable de politiques énergétiques qui souhaite mettre en place une norme ou une politique publique doit évaluer les scénarios futurs. Ceci est similaire au cas d'un investisseur au titre des mécanismes de flexibilité de Kyoto tels que la mise en œuvre conjointe (MOC) ou le mécanisme de développement propre (MDP), qui doit désormais les gains de ses projets par rapport à un scénario de référence, et confronter ce calcul aux institutions du Protocole. Les résultats suivants ont été calculés avec trois scénarios de référence contrastés, décrits dans la partie précédente.

Les valeurs des gains marginaux en carbone ont été comparés avec les émissions moyennes dans le système électrique, recalculés également dans les mêmes conditions du modèle. Ils sont présentés ici en tonnes de carbone par GWh (c.a.d. avec un facteur de conversion de 3,65 par rapport au CO₂).

Emissions évitées par les économies d'énergie : gains spécifiques moyens et marginaux

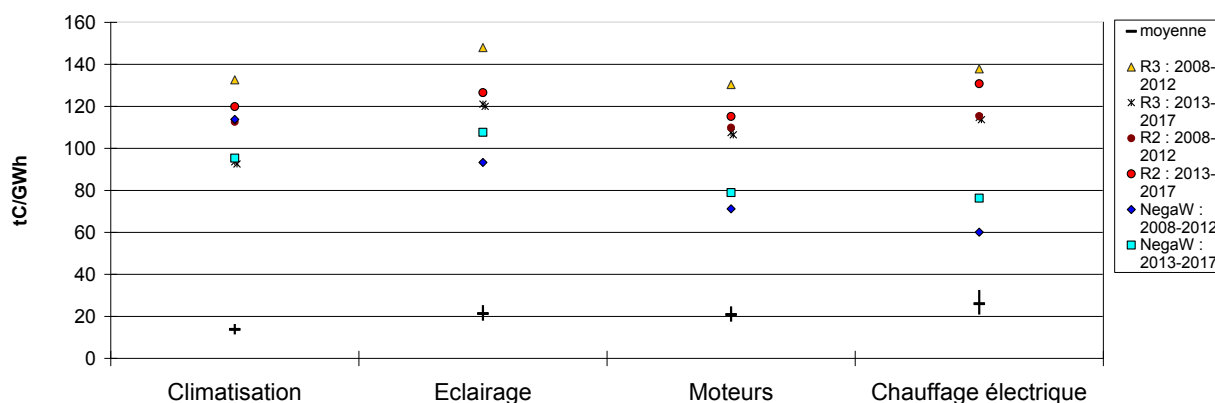


Figure 5: Comparaison des émissions marginales et moyennes économisées par l'efficacité énergétique dans quatre secteurs. Quand on compare les trois scénarios de référence, les impacts sur les émissions de gaz carbonique sont nettement plus élevés que les moyennes des mêmes périodes (représentées par des croix en bas du graphique). Les résultats présentés le sont sur la première période d'engagement de Kyoto (2008-2012) et sur une seconde période de 2013 à 2017.

Ces résultats sont très dépendants du scénario employé. En particulier, le scénario de forte efficacité, nommé "Negawatt", conserve la même quantité de nucléaire dans la prochaine décennie que les autres scénarios. Les ressources intensives en carbone sont donc en partie limitées, d'où ces résultats moindres.

Pour des économies à grande échelle (10% des usages), les résultats varient de 60 gC/kWh pour le chauffage électrique dans le scénario Négawatt³⁸, à plus de 130 gC/kWh pour un scénario moins ambitieux basé sur celui publié par le gestionnaire français du réseau RTE, et dénommé « R3 ».

Combien d'émissions puis-je économiser dans ma maison?

Dans le cas d'une maison neuve, la comparaison des émissions entre ressources est calculée en se basant sur les normes en vigueur pour un pavillon de surface identique (100 m²). Les besoins énergétiques du bâtiment sont fixés à 100 kWh/m². Le chauffage électrique fonctionne par effet Joule et non par une pompe à chaleur. Ce dernier (en dernière colonne) donne des résultats nettement inférieurs, soit le tiers des émissions d'un chauffage à effet joule. Mais ceci demande un système fonctionnant parfaitement (COP 3,5 au minimum) qui est rarement vendu en France jusqu'à présent.

38 Salomon T., Couturier C., Jedliczka M., Letz T., Lebot B., 2005 « A negawatt scenario for 2005-2050 » EC3E, 2005 Summer study Proceedings

Les résultats de la modélisation montre la différence majeure entre la modélisation du carbone marginal et les émissions moyennes du système électrique, comparé avec les autres combustibles. Le décompte de ces derniers n'est pas controversé, qu'il s'agisse de valeurs marginales ou moyennes.

Table 2. Emissions de CO₂ évitées par 10% d'économies pour le cas d'une maison neuve

Energy source	Oil	Gas	Electricity	Heat pump (with 3,5 COP)
Consumption (kWh/m ²)	105	125	100	29
Household consumption (kWh/year)	10 526	12 500	10 000	2 857
10% savings (kWh/year)	1 053	1 250	1 000	286
Energy Specific carbon contents of final energy (gC/kWh)				
R2 scenario (BAU)	82	64	123	123
R3 scenario (medium efficiency improvement)			126	126
NegaWatt (strong efficiency improvement)			68	68
Marginal Emissions avoided by one new house (in kg C)				
R2 scenario (BAU)	86	80	123	35
R3 scenario (medium efficiency improvement)			126	36
NegaWatt (strong efficiency improvement)			68	19
<i>Comparison with indicator base on past average</i>				
<i>All scenarios, (49.3 gC/kWh)</i>	<i>86</i>	<i>80</i>	<i>49</i>	<i>14</i>
E&E_Consultant and Energie Demain 2007				

Ce résultat peut être utilisé à la fois sur le plan micro, comme l'information du consommateur, ou pour des discussions plus larges sur les normes et les politiques d'encouragement aux investissements dans l'habitat. Si on utilise les valeurs moyennes basées sur le passé du système (tableaux 2 et 3 dernière ligne), le chauffage électrique est présenté comme meilleur que les chaudières performantes au gaz ou au fioul. Un calcul marginal détaillé montre que le choix individuel responsable, et les politiques à un niveau plus élevé, devraient choisir l'inverse.

Le même raisonnement s'applique aux économies dues à l'isolation dans les maisons anciennes. Mais dans ce cas, le parc de logements existants n'a pas la même taille, la même enveloppe ou même les mêmes habitudes de consommation si le chauffage est du gaz, du fioul ou de l'électricité. Les utilisateurs ont tendance à plus gaspiller avec le gaz qu'avec de l'électricité chère, et même les normes ont en France été parfois différentes avec des exigences supplémentaires sur les maisons chauffées à l'électricité durant les années 80. La comparaison se base sur des consommations existantes et non sur un « confort équivalent » qui pourrait être exigé en construction neuve.

D'où ces chiffres du tableau 3, qui sont valides en cas d'isolation ou de changement de comportement, mais pas de changement d'énergie.

Table 3. Emissions avoided by 10% savings for existing homes

	Fuel oil	Gas	Electric heating
Consumption (kWh/m ²)	218	213	83
Consumption (kWh/year)	21 820	21 342	8 340
10% savings per year (kWh/year)	2 182	2 134	834
Specific carbon contents of final energy (gC/kWh)			
R2 scenario (BAU)	82	64	123
R3 scenario (medium efficiency)			126
NegaWatt (strong efficiency)			68
Marginal Emissions avoided by one house (in kg C)			
R2 scenario (BAU)	179	137	103
R3 scenario (medium efficiency)			105
NegaWatt (strong efficiency)			57
<i>Comparison with indicator based on past average</i>			
<i>All scenarios, (49.3 gC/kWh)</i>	<i>179</i>	<i>137</i>	<i>41</i>

La question du chauffage électrique a été débattue en France depuis maintenant des décennies. Cette pratique est utilisée largement dans quelques autres pays ou régions (Norvège, Québec, Suède) et interdite ou strictement limitée dans d'autres (Genève, Danemark, Autriche). Nos résultats montrent que pour les constructions neuves comme anciennes, la valeur de compromis de 180 gCO₂/kWh (50 gC/kWh) actuellement utilisée en France par l'ADEME sur la base des émissions du passé³⁹ est sans doute trop basse. Ceci entraîne que l'utilisateur du chauffage électrique est crédité d'environ un tiers des émissions de celui qui utilise le fioul ou le gaz. Les émissions marginales calculées dans la présente recherche montre que les économies de carbone possibles sont plus importantes.

Ressources déplacées par l'efficacité énergétique

L'énergie déplacée varie beaucoup selon l'année. Ceci est notamment dû aux nouvelles centrales au gaz, qui entrent en service entre les dates étudiées, et au retrait des centrales les plus anciennes sous le coup des nouvelles réglementations européennes sur la pollution. Il y a aussi moins de surcapacité nucléaire dans le système avec la croissance de la demande. Ceci est illustré par l'exemple de trois années qui montrent l'énergie déplacée pour un programme d'économie d'électricité (dans l'éclairage) sur trois années dans le scénario de référence « R3 ».

Table 4: Example of sources displaced by efficiency programs

Displaced sources for efficiency in the R3 scenario : examples of a 10% extra efficiency in lighting in the years 2010, 2015, 2020							
	tC / GWh	Nuclear	Coal	Fuel	Gas	Hydro and Renewables	Imports
2010	139	25%	25%	19%	23%	0%	10%
2015	110	11%	6%	17%	51%	0%	18%
2020	103	21%	16%	2%	47%	0%	15%

E&E Consultant, Énergies Demain 2007

Du nucléaire non utilisé se produit dans la modélisation (voir la première ligne du tableau en gras), mais actuellement, la plupart de cet excès est exporté ou revendu à bas prix. Ainsi, durant la prochaine décennie, l'efficacité énergétique déplace surtout des ressources thermiques fossiles.

Impacts de long terme

Pour un système électrique modélisé, le long terme commence lorsque les ressources existantes deviennent marginalement plus chères que de nouvelles ressources. A ce point du calcul, l'électricien ou le décideur public trouvera une utilité à construire de nouvelles ressources. Dans les trois scénarios utilisés, on observe la construction de nouvelles centrales, en particulier des centrales au gaz déjà programmées, mais aussi des turbines de pointe. Un aspect de la recherche est d'observer l'impact des économies d'énergie sur cette programmation.

Le modèle a été utilisé à ce stade pour observer les investissements optimaux avec et sans les économies d'énergie. On observe un impact très limité avant 2025, par exemple la construction évitée de 100 MW de turbines de pointe en 2017 si on économise 10% sur l'éclairage. L'impact est nettement plus élevé après 2030. Par exemple, des centrales à cycle combiné au gaz sont décalées dans le temps grâce à ces économies d'éclairage.

Mais tout cela reste limité et fortement dépendant des paramètres de modélisation, par exemple l'effet de taille des nouvelles ressources proposées à l'optimisation. Les calculs sont plus nets s'ils s'appliquent à des économies de taille beaucoup plus grandes, qui changent alors la nature du scénario de référence lui-même. Mais alors, parler d'économies marginales a moins de sens et sort du travail présent.

Une question importante est le domaine de validité du calcul. Les impacts marginaux des économies peuvent mesurer les réductions d'émissions seulement jusqu'au point où il reste des ressources fossiles à retirer du système. Cette limite existe aussi pour les calculs basés sur les moyennes. Une bonne description des limites techniques pour chacune des ressources (par exemple en prenant en compte les exigences de réserve ou le niveau de flexibilité des contrats de cogénération) aidera pour étendre ce domaine de validité. Cette discussion et le besoin de consensus est similaire à la question des tarifs électriques, quand ils sont basés sur les projections futures (la tarification au coût marginal) plutôt que sur des estimations passées des coûts.

La recherche ne prend pas en considération les impacts régionaux sur les lignes de transport et de production. Ceci pourrait être intéressant dans des zones où le réseau est saturé de façon saisonnière, comme la Bretagne ou la Côte

³⁹ ADEME 2005, *ibid.*

d'Azur. Dans ce cas, les économies à court terme peuvent économiser ou retarder la construction de lignes, ce qui économise des fonds et le paysage.

Conclusion

De nombreuses combinaisons d'économies d'énergie ont été testées et observées durant la recherche présentée dans le présent article. Les émissions marginales ont été comparées à des données plus traditionnelles basées sur les moyennes d'émissions. Plusieurs conclusions peuvent être dressées :

Un premier résultat est de définir une nouvelle manière d'estimer le potentiel des économies d'électricité en combinant des calculs d'émissions marginales et en les comparant aux émissions du système. Un résultat de la recherche est que les ressources marginales à considérer sont nettement plus limitées dans le cas de la France que la production, et qu'elles sont nettement plus intensives en carbone tout au long de l'année que la moyenne. Ainsi, l'impact des politiques d'économies d'énergie représentées par leur économie marginale de carbone est mieux décrite que par une mesure des moyennes, qu'elles soient du passé ou de prospective. Les méthodes actuellement employées peuvent donner une information inexacte sur les impacts des décisions sur les économies de carbone.

Cependant, une critique légitime des méthodes marginales est que les résultats ne peuvent pas s'additionner sans précaution, et que le carbone total émis par de nombreux usages ne donnera pas le total des carbones émis par le système. Ceci provient de la même limitation sur les programmes d'économie d'énergie : on ne peut pas additionner les gains d'économie d'énergie pour une même demande sectorielle ; les gains relatifs doivent être multipliés, et l'ordre de mise en œuvre importe pour évaluer le potentiel d'une politique ou mesure.

Mais ces limites ne doivent pas bloquer l'utilisation des gains relatifs en pourcentage, parce qu'ils décrivent bien les impacts des politiques ou le niveau d'effort des acteurs. Le maximum des économies d'énergie (ou dans le cas présent des limitations d'émissions) est estimé par la combinaison globale de toutes les politiques simultanément. Dans tous les cas, les gains individuels sont souvent utilisés en pratique pour comparer de façon commode les mesures (coûts, impacts sur l'emploi, obstacles...) bien qu'en final, beaucoup de ces mesures individuelles agissent en synergie. La recherche montre aussi que les calculs sont valides sur une plage large de programmes.

La méthode introduite dans le présent article n'amène pas une réponse finale ou simple à la discussion. Les données multiples, les scénarios de référence et les hypothèses doivent encore alimenter la discussion plus largement. Les méthodes peuvent s'améliorer et les chiffres peuvent encore évoluer. Mais notre travail montre clairement que les méthodes existantes peuvent amener des informations trompeuses pour les consommateurs ou les décideurs. Donc, un compromis devrait être trouvé pour donner à ces derniers des indicateurs plus sincères. En particulier, ces informations dans le futur ne devraient pas décourager l'économie d'énergie, contrairement à certains calculs présents basés sur des moyennes.

Des calculs d'émissions de carbone marginaux peuvent aussi guider les politiques telles que les normes. Elles peuvent alimenter les débats entre les acteurs de la mise en œuvre de ces politiques. Ceci pourrait être important pour les projets réalisés dans le cadre de Kyoto comme la Mise en Œuvre Conjointe (MOC) ou encore, pour des pays sans réduction quantifiée, le Mécanisme de Développement Propre (MDP).

Remerciements

Ce travail a été rendu possible par une subvention de recherche allouée par la Direction Générale de l'Urbanisme et de la Construction (DGUIHC) au Ministère de l'Environnement, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire.

Remerciements également à M. Daniel A. Kirshner, (Californie, Etats-Unis) pour son soutien sur une longue période.