

COMMENT TAXER L'ÉLECTRICITÉ POUR LUTTER CONTRE L'EFFET DE SERRE ?

Boris CURNÈDE, Stéphane GALLON,
Thomas GROH, Olivier TEISSIER

Document de travail

Mars 2003

**COMMENT TAXER L'ELECTRICITE
POUR LUTTER CONTRE L'EFFET DE SERRE ?**

**Boris COURNEDE
Stéphane GALLON
Thomas GROH
Olivier TEISSIER**

Document de travail

Mars 2003

**Ce document de travail n'engage que ses auteurs. L'objet de sa diffusion
est de stimuler le débat et d'appeler commentaires et critiques.**

**MINISTERE DE L'ECONOMIE
DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE
Direction de la Prévision
139, rue de Bercy - 75572 - PARIS Cedex 12**

Sommaire

Résumé	3
Abstract	4
Introduction	5
I - Modélisation de l'offre et de la demande d'électricité	5
I.1 - Données générales sur le parc électrique français	5
I.1.a - La demande	5
I.1.b - Le parc de production	6
I.2. - Construction des parcs optimisés	7
I.2.a - La demande	7
I.2.b - L'offre	7
I.3 - Utilisation d'une tarification au coût marginal de production	10
I.4 - Emissions unitaires de CO ₂ par technologie	10
II - Caractéristiques des parcs optimisés considérés	11
II.1 - Parc de production optimisé classique (POC)	11
II.2 - Parc de production optimisé « vert » (POV)	12
III - Comparaison de l'efficacité des différentes modalités de taxation	15
III.1 - Hypothèses retenues	15
III.1.a - Elasticité prix de la demande	15
III.1.b - Optimisation du parc électrique après l'introduction d'une taxe	15
III.2 - Modalités de taxation envisagées	15
III.3 - Application d'une taxe à la production	16
III.4 - Application d'une taxe à la consommation forfaitaire	17
III.5 - Introduction d'une taxation à la consommation proportionnelle au prix de vente	19
III.6 - Introduction d'une taxe mixte	19
III.7 - Impact de la taxation sur le parc «vert»	20
III.8 - Conclusions de politique économique	21

IV - Améliorations du modèle envisageables	23
IV.1 - Mieux prendre en compte les différences de comportement et de consommation entre les particuliers et les entreprises	23
IV.2 - Etendre l'étude au niveau communautaire	23
IV.3 - Etudier les impacts des différentes taxations à différents horizons temporels	23
IV.4 - Modéliser de manière plus fine les parcs de production	24
IV.5 - Modéliser de manière plus réaliste les signaux prix	24
Annexe : Impact des différentes modalités de taxation	25
Bibliographie	27

Résumé

L'objectif de cette étude est de déterminer les formes de taxation les plus adéquates pour réduire dans le long terme les émissions de gaz à effet de serre (GES) liées à la production d'électricité, qui représentent actuellement environ 6,5% des émissions brutes (hors puits de carbone) de la France. Plusieurs modes de taxation sont envisageables pour faire supporter aux producteurs d'électricité le coût environnemental lié à leurs émissions de CO₂ : taxation à la production (selon le contenu en carbone du combustible), à la consommation (forfaitaire ou proportionnelle au prix de vente) ou une combinaison des deux (taxe mixte).

Le modèle utilisé prend en compte, en ce qui concerne la demande, la consommation française d'électricité réelle et, pour ce qui est de l'offre, un parc théorique optimisé comprenant de l'hydraulique, des centrales nucléaires, des centrales à gaz à cycles combinés (CGCC), des turbines à combustion (TAC) et, dans une variante, de l'éolien et de la cogénération. Le parc est optimisé pour minimiser les coûts de production ; le nucléaire assure ainsi la production en base, les CGCC la semi-base et les TAC la pointe. Les émissions de CO₂ sont donc concentrées pendant les périodes de forte demande, en semi-base et pointe.

Le modèle aboutit à la première conclusion que, dans une perspective environnementale, il convient de favoriser la production par cogénération uniquement en hiver et d'optimiser les lieux d'implantation des éoliennes de manière à réduire la variabilité de leur production.

Le prix des émissions de CO₂ est supposé être égal à 76 € par tonne de carbone, soit l'hypothèse de taxation à long terme qui est prévue par le programme national de lutte contre le changement climatique (PNLCC) adopté en 2000. La structure du parc après introduction d'une taxe ne dépend pas des caractéristiques du parc initial, l'objectif étant d'estimer à long terme – c'est à dire à une échéance où l'ensemble des moyens de production peuvent être renouvelés - l'impact de la taxation. La hiérarchie dans l'efficacité environnementale des différentes taxes ressort comme suit :

- taxe à la production (fort effet positif),

- taxe mixte (effet positif),
- taxe à la consommation proportionnelle au prix de production, hors transport et distribution (effet positif plus faible),
- taxe à la consommation forfaitaire (effet contre-productif).

La taxe à la production s'avère de loin la plus efficace. En enchérissant le coût de production des centrales brûlant des carburants fossiles (CGCC et TAC), d'une part, elle rend le nucléaire plus compétitif pour des durées d'appel plus courtes, renforçant sa part dans la production totale, d'autre part, elle comprime la demande en pointe, lorsque les émissions de carbone sont maximales, limitant ainsi les émissions de gaz à effet de serre. La taxe à la consommation voit son efficacité essentiellement limitée à une contraction de la demande. La compétitivité relative des moyens de production n'est pas déplacée et, paradoxalement, avec une taxe forfaitaire, la contraction de la demande est maximale en production de base, lorsque le prix est minimal, si bien que la part du nucléaire diminue.

La hiérarchie des taxes est valable aussi bien pour un parc optimal « classique » (construit à partir de moyens hydrauliques et thermiques pour répondre à la demande française avec des coûts minimaux) que pour un parc optimal « vert » contenant de l'éolien et de la cogénération, à hauteur des objectifs indicatifs communautaires pour 2010. Simplement, les effets sont moindres dans le second cas parce que les obligations d'achat dont bénéficient la cogénération et l'éolien contraignent les producteurs dans le dimensionnement de leur parc de production.

Une taxation au niveau communautaire de la production – solution initialement défendue par la France – est cependant difficile à mettre en œuvre car elle affecte la concurrence entre opérateurs dont le parc de production est déjà installé, en favorisant ceux d'entre-eux qui possèdent le plus de capacités nucléaires. Ainsi, une solution de taxe mixte, avec une partie proportionnelle au prix de vente et une autre qui frappe les combustibles les plus polluants, apparaît comme un compromis relativement efficace pour lutter contre l'effet de serre.

En revanche, les résultats de cette étude font craindre que l'introduction d'une taxe sur la consommation d'électricité telle que prévue dans le projet communautaire de directive sur la taxation de l'énergie aurait une efficacité environnementale très limitée. En effet, son taux devrait être faible (le niveau minimal serait de 0,5 €/MWh pour les entreprises et de 1 €/MWh pour les particuliers), plusieurs exemptions sont prévues pour les gros consommateurs et son caractère forfaitaire n'incite pas à modérer la consommation lorsque les prix sont élevés et que les émissions de CO₂ sont maximales.

Certes, au niveau européen, l'efficacité des taxes à la consommation serait probablement légèrement supérieure à celle constatée dans l'étude, car elles contribueraient à contracter la demande servie essentiellement par du thermique classique, fortement émetteur de CO₂, et non par du nucléaire comme dans le cas français. Il n'en reste pas moins que, d'un point de vue environnemental, il semble préférable d'appliquer une taxe à la consommation proportionnelle plutôt qu'une taxe forfaitaire. Cette dernière considération plaide plutôt pour le maintien en l'état des taxes locales sur l'électricité, plutôt que leur transformation en accises.

Mots clé : électricité, taxation, environnement, effet de serre.

Classification JEL : H32 ; L7.

Abstract

What is the most effective tax scheme to reduce electricity-related greenhouse gas emissions ?

This paper aims to identify the most efficient tax scheme to reduce greenhouse gas (GHG) emissions related to electricity production. It compares the impacts of an input tax (based on the carbon content of each fuel), an output tax (at flat rate or proportional to the price), and combinations of both.

The model focuses on France but could easily be expanded to other markets. It builds on a load curve to develop an optimized power generation system that includes hydroelectricity, nuclear plants, gas combined cycles, oil turbines, and, in some cases, wind turbines and cogeneration turbines. The power of each type of plant is set so as to minimize the production costs. Since nuclear plants provide the baseline production, GHG emissions occur mainly during high-demand periods, when fossil-fuel turbines are required.

As expected, an input tax appears to be the most efficient, by far. It is followed by a combination of input and output taxes, an output tax at proportional rate and finally an output tax at a flat rate. By increasing the cost of production of fossil-fuel turbines, the input tax reduces demand when GHG emissions are at their maximum and makes nuclear plants more competitive for shorter runs. Conversely, the impact of output taxes is very limited, because they do not affect the relative competitiveness of fuels.

This model suggests that the flat tax on consumption included in the future European directive on energy taxation will in the long run have a very limited environmental effect on the electricity sector. Output taxes, which are clearly a second-best solution, should at least be proportional to prices rather than at a flat rate, thereby maximizing the incentive to limit demand (and thus GHG emissions) at peak times.

Keywords : electricity, environment, taxation, greenhouse gases.

JEL classification : H32 ; L7.

Introduction

La production d'électricité dégage du dioxyde de carbone (CO₂) lorsqu'on utilise des combustibles fossiles (gaz, fioul, charbon,...) dans les centrales thermiques classiques. Les coûts environnementaux qu'engendrent ces émissions, qui représentent environ 6,5% des émissions brutes annuelles de gaz à effet de serre (GES) (hors puits de carbone) de la France, soit 30 MtCO₂, ne sont actuellement pas ressentis par les agents économiques, d'où des décisions de consommation et de production inefficaces. La taxation des émissions de GES imputables à la production de l'électricité devrait permettre de réorienter l'offre et la demande de courant dans le sens d'une plus grande efficacité et de lutter contre le changement climatique. On examine ici les conséquences de l'application à l'électricité, selon diverses modalités, du niveau de taxation à long terme qui est prévu par le programme national de lutte contre le changement climatique adopté en 2000, à savoir 76 € par tonne de carbone.

Pour cela, on considère deux formes successives de parcs électriques de référence, distincts du parc réel français : un parc optimal classique (POC) dont la structure d'offre permet de satisfaire la demande d'électricité réellement constatée au moindre coût, et un parc optimal « vert » (POV), qui tient en outre compte de l'objectif communautaire de production d'électricité par des énergies renouvelables à hauteur de 21% en 2010. Ce choix méthodologique d'analyser l'impact de la taxation sur des parcs théoriques, et non sur le parc réel, provient du fait que l'on ne dispose pas des coûts réels des différents moyens de production d'électricité actuellement en place et que l'on veut éviter de mesurer d'autres effets que celui de la taxation, notamment le coût de la désoptimisation actuelle.

Il peut sembler paradoxal d'étudier en détail l'impact sur les émissions de GES de la taxation de l'électricité alors qu'un projet de directive communautaire instaurant à compter de 2005 un mécanisme d'échange de permis d'émissions de GES semble prêt d'aboutir et de s'imposer comme l'instrument économique privilégié de lutte contre l'effet de serre. Toutefois, il importe de ne pas perdre de vue deux considérations.

Tout d'abord, un autre projet de directive communautaire consacré à la taxation des produits énergétiques, en cours de négociation entre Etats

membres depuis 1997, projette d'instaurer un taux minimal de taxation de l'électricité dans l'Union européenne (0,5 €/MWh pour les professionnels et 1€/MWh pour les ménages). Ce projet pourrait nécessiter une refonte des taxes pesant sur la consommation d'électricité en France.

Par ailleurs, même si le champ d'application de la directive portant sur les permis d'émissions n'est pas encore arrêté, il semble vraisemblable que l'ensemble des producteurs d'électricité ne seront pas nécessairement obligés de rentrer dans ce mécanisme d'échange d'ici 2007 (possibilité *d'opting out*).

Le plan retenu est le suivant :

- explication de la méthode retenue pour modéliser l'offre et la demande d'électricité ;
- description des caractéristiques des deux variantes de parc optimisé sur lesquelles l'impact d'une taxation de l'électricité est étudié ;
- analyse de l'influence des diverses modalités de taxation et conclusions de politique économique ;
- présentation des améliorations envisageables.

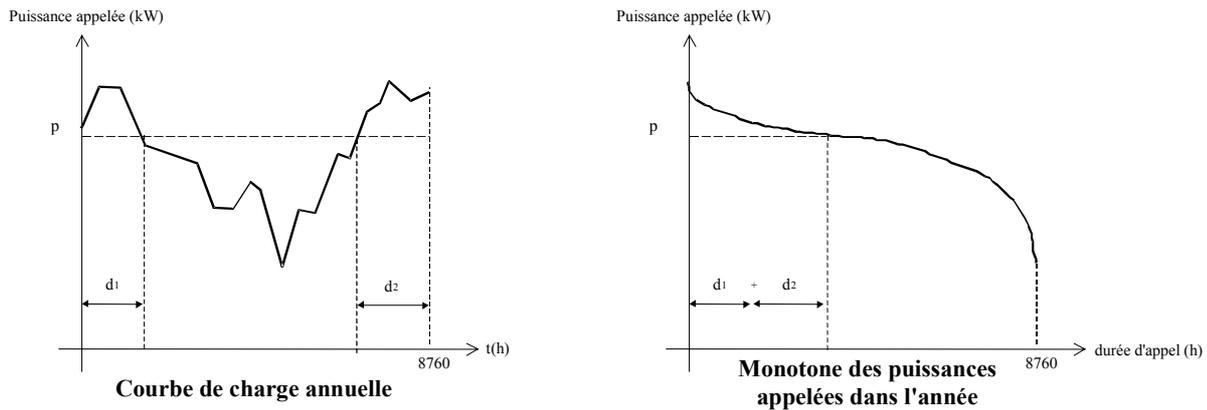
I - Modélisation de l'offre et de la demande d'électricité

I.1 - Données générales sur le parc électrique français

I.1.a - La demande

La demande intérieure en énergie électrique est extrêmement variable au long de l'année. Elle change en effet en fonction du moment de la journée (pics d'utilisation avec l'éclairage nocturne, l'utilisation des appareils électroménagers aux heures des repas, etc.) et en fonction de la saison (pic de chauffage et d'éclairage en hiver). On peut la représenter soit comme une courbe de charge (puissance appelée en fonction de l'heure de l'année), soit comme une monotone (puissance appelée en fonction du nombre d'heures au cours de laquelle elle est dépassée). L'allure de ces courbes, en fonction des 8760 heures que compte une année, est représentée sur le graphique suivant. Sur la monotone, d_1+d_2 représente la durée pendant laquelle la puissance appelée est supérieure à p .

Graphique 1 : Variation de la demande d'électricité en fonction du temps



I.1.b - Le parc de production

Comme l'illustrent les tableaux ci-dessous, le parc français est caractérisé par sa forte composante nucléaire, qui permet de produire 75% de l'électricité en France.

Tableau 1 : Structure du parc installé⁽¹⁾

Type de centrale	Puissance maximale installée		Energie produite	
	GW	%	TWh	%
Hydraulique	25	22	77	15
Nucléaire	63	55	394	75
Gaz	2	2	10	2
Charbon	13	11	34	6
Fioul	11	10	9	2
Total	114	100	524	100

(source : DIGEC, données relatives à l'année 1999)

Tableau 2 : Principales caractéristiques du parc installé

Energie produite			Prix de production		Emission de gaz à effet de serre	
Thermique ⁽²⁾ (TWh)	Hydraulique (TWh)	Total (TWh)	Prix moyen (€/MWh)	Recettes totales (G€)	Moyenne (gCO ₂ /kWh)	Total (MtCO ₂)
339	77	416	59	24,6	70	30

Source : EDF.

(1) Y compris moyens de production décentralisés.

(2) Le qualificatif thermique désigne l'ensemble des installations qui produisent de la chaleur avant de la transformer en énergie électrique. Les centrales à charbon, au fioul, au gaz, tout comme les centrales nucléaires sont des moyens thermiques de production.

I.2. - Construction des parcs optimisés

La méthode utilisée consiste à construire un parc de production capable de répondre au moindre coût à la demande française, considérée dans un premier temps comme exogène. Dans les coûts sont pris en compte les investissements, les coûts fixes de fonctionnement, les coûts variables et les coûts d'une taxation éventuelle. Aucune réserve de capacité n'est prévue par rapport à la demande maximale constatée en 1999. On n'intervient pas sur les réseaux de transport et distribution que l'on suppose déjà optimisés ; le coût moyen de transport est pris égal à 28,5 €/MWh, valeur constatée en 1999 (source : EDF).

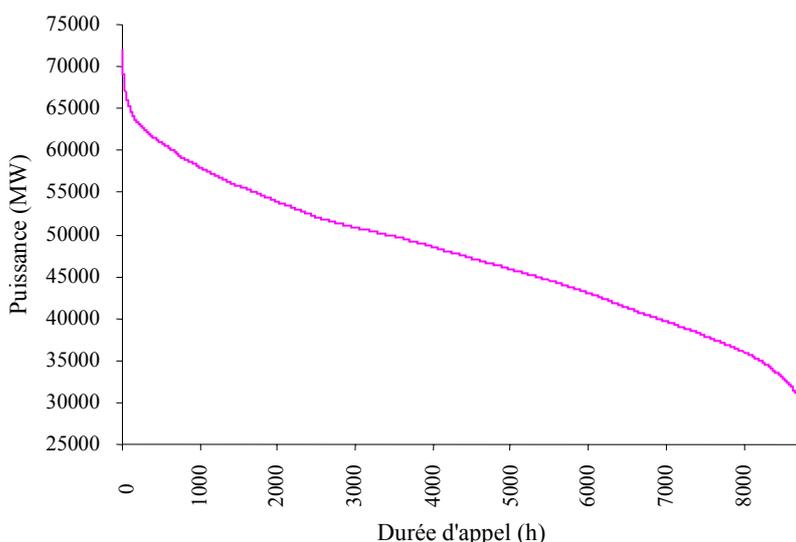
I.2.a - La demande

On raisonne uniquement sur le marché français et

l'on néglige par conséquent tout échange de courant avec l'extérieur, bien que la France exporte actuellement d'importantes quantités d'électricité. Si l'on fait l'hypothèse d'un marché européen entièrement libéralisé, il n'y a en effet pas de raison a priori pour considérer que tel ou tel pays serait durablement sur ou sous capacitair. Dans l'étude, l'offre d'électricité française est donc supposée être égale à la demande française. L'année prise en référence est 1999 car son profil de consommation d'électricité est relativement typique et n'a pas été perturbé par des phénomènes exceptionnels, comme par exemple la tempête de l'an 2000.

On utilisera dans toute la suite la monotone de charge demi-heure par demi-heure réellement constatée lors de l'année 1999.

Graphique 2 : Monotone de charge de la consommation



Source : RTE, année 1999

I.2.b - L'offre

Pourquoi choisir un parc de référence optimisé et non un parc de production réel ?

Il aurait été possible de partir du parc électrique actuel, et non d'un parc théorique optimisé permettant de satisfaire la monotone de demande au plus faible coût. Toutefois, cela n'aurait guère eu de sens de comparer le parc actuel (qui intègre des inefficacités historiques et des contraintes qui n'ont rien à voir avec la lutte contre l'effet de serre) à des parcs théoriques optimisés, en dehors de toute autre contrainte, en fonction de la taxe appliquée.

Avec une telle méthode, on aurait comptabilisé deux effets de long terme : une optimisation du parc, indépendamment de toute taxation, en fonction des coûts de production (qui aurait fait disparaître les centrales au charbon au profit des centrales au gaz), et une optimisation du parc en fonction de la taxe appliquée (qui aurait donné une prime aux moyens les moins polluants). Partir d'un parc de référence optimisé permet donc de ne mesurer que les effets de la taxation.

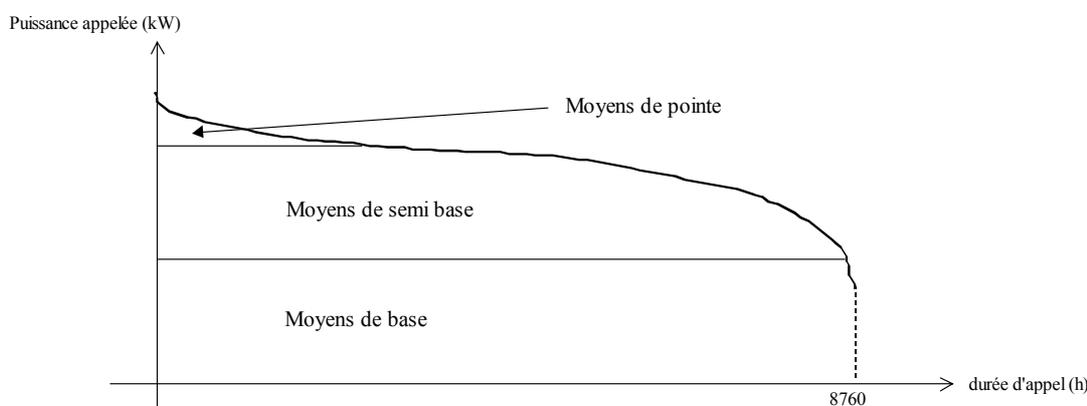
Comme rappelé en introduction, il aurait par ailleurs fallu disposer de l'ensemble des coûts réels de production des différents modes de production

d'électricité pour éviter d'avoir à considérer des parcs théoriques optimisés. Cela aurait par exemple permis de décider s'il était plus économique de conserver une installation existante complètement amortie mais dont le carburant serait fortement taxé ou de la remplacer par une installation nouvelle mais moins polluante. Dans ce cadre, on aurait pu mesurer l'impact à court terme des différents modes de taxation. L'étude est délibérément focalisée sur les effets de long terme ; en outre les informations nécessaires à une telle étude sont considérées comme confidentielles par les opérateurs.

Comment optimiser le parc de production en fonction des coûts fixes et variables ?

La compétitivité relative des divers moyens de production varie selon la durée annuelle pendant laquelle ils sont appelés. On distingue ainsi traditionnellement, par durée d'appel décroissante : la *base* pendant laquelle les moyens massifs de production (comme les centrales nucléaires ou les centrales à gaz à cycles combinés) sont les plus compétitifs, la *semi-base*, et la *pointe* pour laquelle des moyens de production flexibles (comme les turbines à combustion) sont les moins coûteux à utiliser.

Graphique 3 : Types de moyens de production utilisés par durée d'appel



Pour déterminer les moyens de production les plus adaptés en fonction de la durée d'appel, on se fonde sur les caractéristiques de coûts extraites du rapport au Premier Ministre « *Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire* » rédigé par Jean-Michel Charpin, Benjamin Dessus et René Pellat en 2000⁽³⁾. On peut ainsi identifier quel est le moyen de production le moins coûteux pour chaque durée d'appel. On retient ici pour les calculs un taux d'actualisation de 8%⁽⁴⁾, un taux de change euro-dollar égal à un et un prix du baril de pétrole de 22\$.

Sous ces hypothèses, les centrales concurrentes à considérer sont les centrales nucléaires, les centrales à gaz à cycles combinés (CGCC), et les turbines à combustion (TAC)⁽⁵⁾. L'examen de leurs

coûts respectifs de production montre que les TAC doivent être employées pour les durées d'appel inférieures à 496 heures, les centrales nucléaires pour les durées d'appel supérieures à 4818 heures, et les CGCC pour des durées intermédiaires. Parmi les moyens considérés, les turbines à combustion présentent en effet le coût fixe le plus faible mais le coût variable le plus élevé : elles sont donc particulièrement adaptées à la production de pointe. Les centrales à gaz à cycles combinés nécessitent un investissement plus important pour un coût variable plus faible : elles fournissent le moyen le plus efficace pour répondre à une partie de la demande en semi-base. Les installations nucléaires requièrent un coût fixe élevé, mais elles offrent le coût variable le plus faible : elles constituent l'outil le plus économique pour assurer la production en base et en semi-base de longue durée. Le calcul du parc optimal se fonde sur l'examen des coûts de long terme.

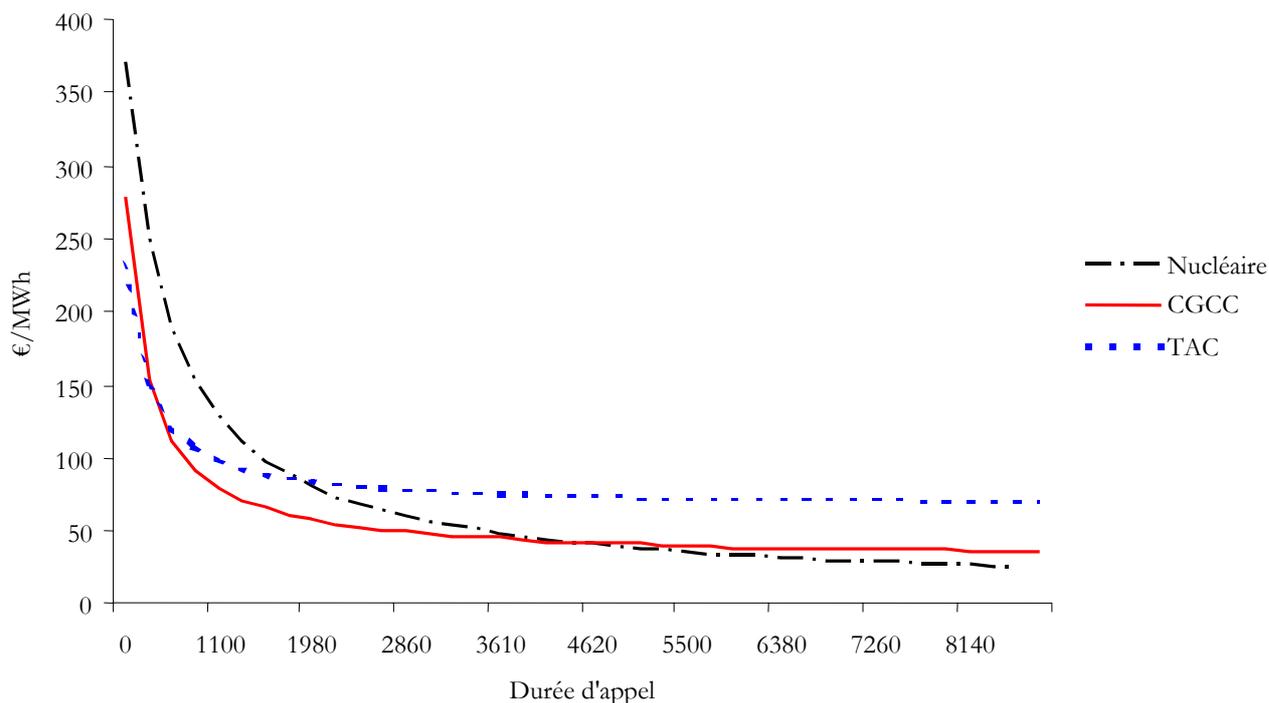
Par souci de simplicité, il ne sera jamais tenu compte des indivisibilités qui sont inhérentes aux investissements de production d'électricité, notamment pour ce qui est des installations recourant à la fission de l'atome.

(3) Ce rapport s'appuie en partie sur les « Coûts de référence de la production d'électricité », document de la DIGEC de 1997 qui a été également utilisé ici.

(4) Taux d'actualisation retenu par le Commissariat général au plan et utilisé dans les « Coûts de référence de la production d'électricité », document de la DIGEC de 1997.

(5) Les autres centrales, à charbon par exemple, ont systématiquement des coûts supérieurs. Il en est de même pour les moyens de production décentralisés.

Graphique 4 : Coûts complets de production



En sélectionnant pour chaque durée d'appel le moyen de production le plus compétitif, on en déduit le coût de production de long terme de l'électricité en fonction de la durée d'appel du consommateur marginal.

Traitement de l'électricité d'origine hydraulique

Dans la construction des parcs optimisés de production, les centrales hydroélectriques doivent être considérées à part. Les capacités des barrages sont imposées par la nature (gisements disponibles, remplissage des réservoirs par la pluie,...) et ne peuvent pas être contrôlées par les agents économiques. En particulier, les capacités

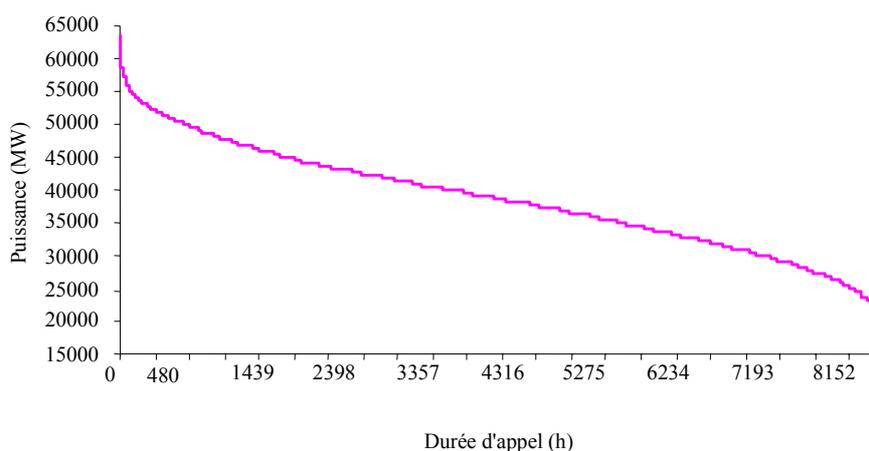
hydrauliques françaises ne peuvent guère être accrues au delà de l'existant. Par ailleurs, quelles

que soient les hypothèses retenues, les barrages constitueront toujours le moyen de production le moins coûteux. Les producteurs auront donc toujours intérêt à utiliser au maximum les capacités hydroélectriques, quelle que soit la taxation mise en place pour lutter contre l'effet de serre⁽⁶⁾. Par conséquent, en retranchant la production hydraulique de la monotone de charge, on travaillera uniquement sur la monotone d'offre que doivent assurer les producteurs non hydrauliques⁽⁷⁾. L'optimisation du parc se fait ainsi uniquement sur le thermique.

(6) Celle-ci ne déprime jamais la demande au point qu'elle passe en dessous de l'offre maximale en hydroélectricité, comme on le verra par la suite.

(7) Certes, la taxation peut avoir un impact sur la manière d'utiliser les ressources hydroélectriques au cours de l'année, mais cet effet est du second ordre. La production hydroélectrique et sa répartition sur l'année sont modélisées à partir des données de 1999, année «normale» pour le remplissage des barrages. Source : «L'énergie en France», édition 2001 du MINEFI.

Graphique 5 : Monotone hors hydraulique



I.3 - Utilisation d'une tarification au coût marginal de production

On suppose que la tarification s'effectue au coût marginal de développement de long terme du parc électrique. L'électricité vendue en pointe est tarifée au coût marginal de la turbine à combustion alors même qu'une large partie est produite à l'aide des barrages, des installations nucléaires et des cycles combinés à gaz.

Cette tarification dynamique donne un signal optimal au marché puisqu'il permet de réorienter la demande vers les périodes creuses et de lisser la courbe de charge. Cette méthode est recommandée par la théorie microéconomique. Sa mise en œuvre pourrait se répandre dans le contexte de la libéralisation et du développement des marchés spot ; elle se heurte néanmoins à des coûts considérables d'installations de nouveaux compteurs électriques.

Dans cette situation hypothétique de tarification économiquement optimale, les producteurs d'électricité bénéficient d'une rente significative puisqu'en période de pointe ils vendent de l'électricité nucléaire au coût des turbines au fioul. Dans la réalité, cette rente ne figure pas dans les comptes des producteurs parce qu'elle est pour une large part rétrocédée aux consommateurs via des tarifs qui ne reflètent pas le coût marginal.

En outre, il ne sera pas tenu compte de l'effet des obligations d'achat pesant sur EDF et liées au développement des énergies « vertes ». Puisque EDF est obligée de l'appeler en priorité, l'électricité « verte » n'entre pas en compte dans

l'optimisation du système électrique. Dans le modèle, le coût marginal est donc le coût de production du moyen thermique le plus cher.

I.4 - Emissions unitaires de CO₂ par technologie

Conformément aux données retenues par l'ADEME et la Mission interministérielle pour l'effet de serre (MIES)⁽⁸⁾ dans son document *Cogénération et effet de serre* (mai 1999), les émissions de CO₂ par kWh produit sont supposées être en moyenne de 350g pour les centrales à gaz à cycles combinés, 807g pour les turbines à combustion et 350g pour la cogénération. En réalité, dans le cas de la cogénération, les émissions de CO₂ peuvent varier considérablement suivant la méthode retenue pour faire le partage entre la production électrique et la production de chaleur, la taille de l'installation et la technique utilisée (gaz ou vapeur). La valeur retenue est une valeur moyenne de l'étude susmentionnée.

Les émissions de CO₂ sont considérées comme nulles pour les moyens de production hydrauliques, nucléaires et éoliens. En particulier, on considère que les faibles émissions du cycle du combustible nucléaire sont négligeables. L'étude se focalise sur l'effet de serre et les émissions de CO₂ et ne prend pas en compte les autres effets externes.

(8) Gain d'émissions de CO₂ réalisables par l'utilisation de l'éolien, du photovoltaïque et de la géothermie à l'horizon 2010, document présenté dans le cadre d'un groupe de travail de la MIES « Production d'énergie ».

II - Caractéristiques des parcs optimisés considérés

II.1 - Parc de production optimisé classique (POC)

A l'aide des durées d'appel seuils précédemment trouvées et de la monotone de charge constatée en 1999, on détermine les capacités de chaque type de moyen de production dans le POC.

Tableau 3 : Frontières de compétitivité entre technologies dans le POC

Durée d'appel (h)	Type de centrale adapté	Puissance installée (GW)	Energie produite (TWh)
Selon contraintes	Hydraulique	25	77
4818<	Nucléaire	37,6	305
496< <4818	CGCC	14,0	32
<496	TAC	11,9	1

On peut remarquer que le POC comporte près de 38GW de capacités nucléaires, soit 40% de moins que les 63GW effectivement installées actuellement en France. Le parc nucléaire français a en effet été surdimensionné à cause d'erreurs de prévision de la demande en électricité. Pour

remédier à cela, une partie de l'énergie nucléaire est actuellement exportée (70 TWh/an en moyenne) et certains réacteurs nucléaires sont utilisés pour faire du suivi de charge (semi-base) et ne fonctionnent pas uniquement en base.

Tableau 4 : Caractéristiques du POC

Energie produite					A la production		Emission de GES	
Nucléaire (TWh)	CGCC (TWh)	TAC (TWh)	Hydro (TWh)	Total (TWh)	Prix moyen (€/MWh)	Recettes totales (G€)	Moyenne (gCO ₂ /kWh)	Total (MtCO ₂)
305	32	1	77	416	90	38	30	12

Le POC conduit à des émissions annuelles de 12MtCO₂, soit en moyenne 30gCO₂/kWh. Ces émissions sont inférieures de 60% à celles qui sont effectivement observées : 30 MtCO₂ par an, soit environ 70gCO₂/kWh. Cela s'explique par le fait qu'actuellement le parc de production électrique français comporte des centrales à charbon et au fioul très émettrices dont le rendement est relativement faible, alors que le POC ne comporte ni charbon ni fioul. En outre, du fait des subventions⁽⁹⁾, les installations de cogénération produisent de l'électricité en base tandis qu'une

partie de l'électricité nucléaire est inutilisée en période de faible demande. La cogénération déplace le nucléaire de la base vers la semi-base.

Les prix et les recettes qui figurent ici sont éloignés de ceux qui sont pratiqués réellement puisque le prix est égal au coût marginal. Au cours de la demi-heure où la puissance appelée est la plus élevée de l'année, le modèle tarifie l'électricité à 37 000 €/MWh⁽¹⁰⁾. Inversement, en base, le prix est de 26 €/MWh. Le prix moyen est de 90 €/MWh.

(9) Il existe actuellement des tarifs de rachat relativement élevés sur la cogénération en France.

(10) Les marchés libéralisés de l'électricité (notamment celui du Royaume-Uni) connaissent de très fortes envolées de prix en période de pointe.

II.2 - Parc de production optimisé « vert » (POV)

On modélise un POV en ajoutant de la cogénération et de l'éolien à la palette des moyens de production d'électricité disponibles. Ces sources d'énergie bénéficiant de tarifs de rachat supérieurs à leurs coûts marginaux de production, on considère que les producteurs les utilisent toujours au maximum des capacités disponibles : EDF étant obligée d'acheter cette énergie, elle fait appel en priorité à cette ressource pour répondre à la courbe de demande. Au-delà de l'hydraulique, de l'éolien et de la cogénération, qui apparaissent en quelque sorte avec un coût marginal nul, le producteur appelle ensuite, par ordre d'efficacité économique, le nucléaire, le gaz (CGCC) et le fioul (TAC). Ainsi, les frontières de compétitivité entre technologies du POV sont identiques à celles du POC, si ce n'est que l'éolien et la cogénération sont considérés, de même que l'hydraulique, comme des modes de production utilisés prioritairement tout au long de l'année.

Pour l'éolien, on se place à l'horizon de la directive européenne sur les énergies renouvelables, qui préconise que ces dernières représentent, en 2010, 21% de la consommation française d'électricité. L'hydraulique, avec 77 TWh de production annuelle, représentera environ 15% de la consommation⁽¹¹⁾. L'éolien, qui apparaît comme la seule autre source d'énergie renouvelable mobilisable à grande échelle représentera l'essentiel du solde, soit environ 5%.

(11) D'après les prévisions de RTE, la croissance de la demande devrait être de 1,35% par an entre 2000 et 2010.

Pour ne pas biaiser les calculs, ces 5% sont ramenés à la consommation de 1999, qui sert de base à l'étude, soit environ 20 TWh.

Cela donne un parc éolien de 6850 MW qui produit une proportion variable d'énergie tout au long de l'année et dont les pics de production interviennent à différentes fréquences selon les simulations⁽¹²⁾.

Pour la cogénération, on retient une production totale annuelle de 19 TWh correspondant à la fois aux installations d'auto-production et aux unités revendant à EDF pour l'année 2000. A titre de comparaison, l'obligation d'achat 2002 est estimée par la CRE à 13,4 TWh mais elle ne prend pas en compte l'auto-production. Les 19 TWh représentent environ 5% de la production totale, proportion qui devrait au moins se maintenir d'ici 2010 vu l'attractivité des tarifs de rachat. La saisonnalité de la production de cogénération est beaucoup plus marquée que celle de l'éolien puisque plus de 70% de cette dernière est produite pendant les mois d'hiver. On étudie aussi plusieurs scénarios dans lesquels la concentration de la production en hiver varie de 70% à 100%. La cogénération est considéré comme un moyen de production « vert » parce qu'elle améliore l'efficacité énergétique et environnementale d'une TAC seule : pour une même quantité de CO₂ émise, elle produit la même quantité d'électricité que la TAC seule et permet de récupérer de l'énergie sous forme de chaleur.

(12) Conformément aux hypothèses de travail de l'ADEME (groupe de travail « production d'énergie » de février 1999, travaux préparatoires au PNLCC), nous supposons que 75% des installations d'éoliennes seront installées dans le sud du pays et nous prenons en compte –de manière schématique – la saisonnalité du vent (au niveau français, en moyenne, le vent souffle plus en hiver qu'en été ; en moyenne mensuelle, le mois le plus venté, avril, est deux fois plus venté que le mois le moins venté, octobre). Nous affectons aussi un coefficient de saisonnalité à la production éolienne, égal à respectivement 109,8 pour les mois d'hiver, 108,5 pour les mois de transition (avril et octobre) et 86,8 pour le reste de l'année avec une moyenne de 100.

Tableau 5 : Impact environnemental des différents types de POV considérés

	cogénération		éolien ²			émissions annuelles de CO ₂ (Mt)	variation des émissions par rapport au POC
	production annuelle (TWh)	saisonnalité ¹	production annuelle (TWh)	fréquence des pics	production en bande		
parc "vert" de référence	19	50/44/6	20	1/3	20%	18,1	+46,4%
	19	50/44/6	13	1/3	20%	17,3	+40,4%
	19	50/44/6	0	-	-	16,9	+37,1%
	19	50/44/6	20	1/3	40%	17,6	+42,8%
	19	50/44/6	20	1/2	20%	17,5	+41,6%
	19	50/44/6	20	1/1	20%	16,6	+34%
	0	-	20	1/3	20%	13,1	+6,1%
	19	0/88/12	20	1/3	20%	16,6	+34,5%
	19	0/88/12	0	-	-	14,7	+19,4%
	19	0/88/12	20	1/1	20%	14,5	+17,8%

¹ Cette colonne fournit le pourcentage produit en bande / le pourcentage ajouté pendant les cinq mois d'hiver / le pourcentage ajouté pendant les mois de transition d'octobre et d'avril. Par exemple, pour le parc de référence, 50% des 19 TWh de cogénération sont répartis en bande toute l'année, 44% sont rajoutés dans un bloc hiver superposé et 6% dans un bloc en octobre et avril.

² Pour l'éolien, une part de l'énergie est produite en bande ; cette production traduit le foisonnement et correspond au pourcentage d'énergie éolienne répartie de façon complètement homogène tout au long de l'année. L'autre partie de la production correspond aux "pics" qui rendent compte de l'irrégularité de la force du vent et dont la fréquence varie dans les simulations de 1/3 à 1/1 ; par exemple, dans le parc sous optimal de référence, les pics de production interviennent toutes les 3 périodes de temps (soit toutes les 6 heures). Ces pics suivent la même saisonnalité dans l'ensemble des simulations : 86% de l'énergie est produite tout au long de l'année, 10% additionnels sont produits pendant les 5 mois d'hiver et 4% pendant les mois de transition d'octobre et d'avril.

NB : la demande est la même que celle adressée au parc optimal : 415,6 TWh par an.

Quelles que soient les modalités d'introduction envisagées pour l'éolien ou la cogénération, le parc «vert» (POV) est paradoxalement plus émetteur de CO₂ que le parc classique (entre +17,8% et +46,4% pour des productions annuelles de cogénération et d'éolien de respectivement 19 et 20 TWh). Cette situation environnementale plus dégradée résulte

avant tout de l'introduction de la cogénération qui, même lorsque l'éolien n'est pas utilisé et que la cogénération est concentrée sur les mois les plus froids, entraîne une augmentation moyenne des émissions d'environ 19% en « mordant » sur le nucléaire.

Tableau 6 : Comparaison des structures de production du POV et du POC

POV			Type de centrale	POC		
Durée d'appel (h)	Puissance installée (GW)	Energie produite (TWh)		Durée d'appel (h)	Puissance nécessaire (GW)	Energie produite (TWh)
Selon contraintes	25	77	Hydraulique	Selon contraintes	25	77
Saisonnalisé	3,5	19	Cogénération	-	-	-
Variable	6,9	20	Eolien	-	-	-
4818<	33,2	269	Nucléaire	4818<	37,6	305
496< <4818	13,4	29	CGCC	496< <4818	14,0	32
<496	13,1	1	TAC	<496	11,9	1

Tableau 7 : Caractéristiques du POV de référence

A la production		Emission de GES	
Prix moyen (€/MWh)	Recettes totales (G€)	Moyenne (gCO ₂ /kWh)	Total (MtCO ₂)
93	39	43	18

Il convient également de noter que, compte tenu des règles de priorité entre énergies retenues dans notre modèle (hydraulique, énergies renouvelables et cogénération > nucléaire > thermique classique), l'introduction de l'éolien – que l'on suppose fonctionner tout au long de l'année – ne peut qu'au mieux réduire de manière marginale les émissions de CO₂⁽¹³⁾. Les résultats obtenus suggèrent en effet que l'introduction en bande d'éolien n'a aucun impact sur ces émissions (l'éolien se substituant à du nucléaire) mais que la variabilité de la production d'éolien, qui entraîne des substitutions nucléaire-thermique, crée un effet pervers accroissant les rejets de GES.

Si l'on analyse l'effet environnemental séparé de la cogénération et de l'éolien, on aboutit aux conclusions suivantes :

- La concentration de la cogénération en hiver atténue l'impact environnemental négatif de cette technologie : avec 20 TWh de production d'éolien, les émissions sont 9% plus faibles lorsque l'ensemble de la production de

cogénération est concentrée d'octobre à avril plutôt que lorsque la moitié de la production est effectuée en bande. En effet, dans ce cas, la cogénération se substitue essentiellement aux centrales au gaz et au fioul.

- L'impact négatif de l'éolien sur le bilan carbone est d'autant plus important que le pourcentage produit en bande est faible et que les pics de production sont espacés, rendant ainsi la courbe de charge plus erratique et diminuant la puissance nucléaire qu'il est optimal d'installer. Notre modèle ne prenant pas en compte le fait que le suivi de charge heure par heure est assuré en pratique par des moyens thermiques classiques, fortement émetteurs, il faudrait donc sans doute majorer encore ces émissions.

A ce stade, le modèle permet déjà de tirer deux conclusions quant à la manière de favoriser le développement de la cogénération et l'éolien :

- Les incitations à produire de l'électricité par cogénération (à l'heure actuelle les tarifs de rachat) devraient être très différenciés entre hiver et été, afin de concentrer la production en hiver, lorsque la demande est importante et oblige à recourir aux moyens de production à combustibles fossiles.

(13) L'introduction, sur le parc optimal, de 20 TWh d'éolien qui serait produit en continu (hypothèse peu réaliste mais la plus favorable à l'environnement) conduit ainsi à une baisse de 0,32% seulement des émissions de CO₂.

- Il faudrait veiller à ce que les éoliennes soient implantées de façon optimale sur le territoire pour permettre un foisonnement maximal et réduire ainsi la variabilité de la production, qui favorise les moyens de production les plus émetteurs en carbone.

Au-delà des enseignements du modèle, l'implantation des éoliennes pose des problèmes considérables en terme de réseau. Au surcoût de production, il convient de rajouter un surcoût pour le renforcement et l'extension des lignes électrique car, très souvent, les zones favorables à de tels sites de production sont éloignées du réseau existant.

III - Comparaison de l'efficacité des différentes modalités de taxation

III.1 - Hypothèses retenues

III.1.a - Elasticité prix de la demande

L'élasticité prix de la demande (ϵ) permet de traduire la manière dont la consommation d'électricité (D) varie en cas de modification du

prix (p) du kWh :
$$\epsilon = \frac{dD}{dp} \bigg/ \frac{D}{p}$$

Les estimations de ϵ varient de manière importante selon les études économétriques considérées (et aussi, ce qui est naturel, selon que l'on considère l'élasticité à court terme ou à long terme⁽¹⁴⁾). Par exemple, la médiane des données retenues par l'OCDE (*Behavioral responses to environmentally-related taxes*, 1999) donne une valeur de ϵ égale à $-0,8$ ⁽¹⁵⁾, mais Renou-Maissant (1998) conclut que l'élasticité prix de long terme de la demande globale d'électricité en France est en moyenne de $-0,26$ sur la période 1960-1993.

L'étude se focalisant sur l'impact de long terme de la taxation, la plupart des modélisations ont été faites avec une élasticité prix de $-0,3$; certaines ont cependant été menées avec une élasticité prix de $-0,8$, pour évaluer la sensibilité du modèle à ce paramètre.

(14) C'est à dire selon que l'on prenne en compte, ou non, l'adaptation des appareils électriques chez les consommateurs finals et intermédiaires (renouvellement par des appareils plus économes en cas de hausse du prix du kWh, etc...).

(15) Ce taux est supposé constant bien que l'élasticité soit une notion locale. Le recours à cette approximation se justifie par le fait que les variations de prix à la livraison induites par la taxe demeurent inférieures à 15%, comme on le verra ci-après.

III.1.b - Optimisation du parc électrique après l'introduction d'une taxe

L'introduction d'une taxe vient augmenter le prix de vente de l'électricité et donc in fine contracter la demande globale d'électricité. En outre, les seuils de compétitivité peuvent s'être déplacés, ce qui peut entraîner une modification de l'importance relative des différentes technologies de production d'électricité.

La structure du parc après introduction d'une taxe ne dépend pas des caractéristiques initiales, l'objectif étant d'estimer à long terme (30 à 40 ans) – c'est à dire à une échéance où les producteurs ont le temps de renouveler presque entièrement leur parc – l'efficacité de la taxation. Dans le cas du POC, l'introduction de la taxe ne force pas à introduire de nouveaux moyens de production « verts », comme l'éolien par exemple. Symétriquement, les parcs résultant de l'introduction d'une taxe sur un POV demeurent soumis aux mêmes contraintes environnementales (parts de l'éolien et de la cogénération inchangées).

Le modèle mesure les deux effets de la taxation, celui lié à l'augmentation du prix de vente au consommateur et celui lié au changement des seuils de compétitivité entre les modes de production.

III.2 - Modalités de taxation envisagées

Cinq types de taxation sont considérés dans cette étude :

- une taxe à la production reflétant les émissions de carbone de chaque mode de production d'électricité ;
- une taxe à la consommation forfaitaire ;
- une taxe à la consommation proportionnelle ;
- une taxe mixte, qui combine une taxe à la production et une taxe à la consommation forfaitaire ;
- une taxe mixte, qui combine une taxe à la production et une taxe à la consommation proportionnelle.

Pour chacune de ces modalités de taxation, le niveau de taxation a été établi à partir des hypothèses du PNLCC, fondé sur un prix de 76€ la tonne de carbone. Compte tenu des hypothèses d'émissions unitaires de CO₂ (Cf. paragraphe 1.4), on aboutit, en ce qui concerne la taxe à la production, à taxer les centrales à gaz à cycles combinés -CGCC- à hauteur de 7 €/MWh et les turbines à combustion -TAC- à 17 €/MWh. Les autres modes de production ne sont pas taxés. Pour la cogénération, on suppose implicitement que le

tarif de rachat est diminué du montant de la taxe mais que cela ne change pas son mode de fonctionnement dans le parc de production.

Pour ce qui est de la taxe forfaitaire à la consommation, on considère, en suivant la logique d'une taxation au niveau du coût marginal des émissions de carbone, que le moyen marginal de production appelé en France est une CGCC. Par conséquent, la taxe appliquée à l'électricité consommée doit être égale à 7 €/MWh.

En ce qui concerne la taxation proportionnelle à la consommation, on retient un taux de 7,7%, qui correspond au rapport entre la taxe à la

consommation (7€/MWh) et le prix moyen de production du parc de référence, soit 90€/MWh.

Enfin, on considère une taxe mixte également répartie entre les consommateurs et les producteurs ; sa composante « taxe à la consommation » est de 3,5 €/MWh lorsqu'elle est forfaitaire et de 3,85% lorsqu'elle est proportionnelle au prix de production, sa composante « taxe à la production » frappe les différents modes de production d'électricité proportionnellement à leur intensité en carbone, soit 3,5 €/MWh pour les CGCC et 8 €/MWh pour les TAC.

Tableau 8 : Différents types de taxe envisagés

Type de taxe	Taxe à la production (€/MWh)		Taxe à la consommation	
	CGCC	TAC	Forfaitaire (€/MWh)	Proportionnelle
Production	7	17	0	0
Consommation forfaitaire	0	0	7	0
Consommation proportionnelle	0	0	0	7,7%
Mixte forfaitaire	3,5	8	3,5	0
Mixte proportionnelle	3,5	8	0	3,9%

L'impact des différentes modalités de taxation est résumé dans le tableau joint en annexe et analysé en détail ci-dessous. L'ensemble des résultats présentés ci-dessous concerne l'application d'une taxe sur un POC, le cas du POV étant traité séparément au paragraphe 3.7.

III.3 - Application d'une taxe à la production

L'application de cette forme de taxation à hauteur de 7€/MWh pour les CGCC et 17€/MWh pour les TAC permet de diminuer de 33% les émissions de GES imputables à la production de l'électricité. Ce mode de taxation se révèle très efficace. Les tableaux suivants montrent l'impact de la taxation sur la structure et les émissions du parc de production.

Tableau 9 : Frontières de compétitivité après mise en œuvre de la taxe à la production

POC avant taxe			Type de centrale	POC après taxe		
Durée d'appel (h)	Puissance installée (GW)	Energie produite (TWh)		Durée d'appel (h)	Puissance installée (GW)	Energie produite (TWh)
Selon contraintes	25	77	Hydraulique	Selon contraintes	25	77
4818<	37,6	305	Nucléaire	3644<	39	311
496< <4818	14,0	32	CGCC	398< <3644	11,7	21
<496	11,9	1	TAC	<398	12,7	1

Tableau 10 : Impact de la taxe à la production sur le POC

Variation de la demande	Emissions annuelles de CO2 (Mt)	Variation des émissions annuelles de CO2	Rente du producteur (M€)	Recettes fiscales directes (M€)
-1,3%	8,3	-33,2%	1 504	166

La diminution de la demande, faible en valeur absolue (-1,3%), s'applique cependant exclusivement sur la production de pointe assurée par le thermique classique, puisque le prix TTC du nucléaire n'a pas varié. Les 5 TWh ainsi économisés représentent en fait 15% de la production à l'origine des émissions de gaz à effet de serre. L'autre effet positif de cette taxation est qu'elle change la structure du parc de production, en favorisant des centrales moins fortement émettrices de gaz à effet de serre. En effet, en enchérissant le coût de la centrale au gaz, la taxe abaisse le seuil de compétitivité du nucléaire de 4818 heures à 3644 heures. Celui-ci devient le moyen de production le plus rentable pour des durées de fonctionnement plus courtes que le seuil initial sans taxe. De la même manière, la compétitivité de la CGCC gagne sur celle de la TAC pour des durées comprises entre 496 et 398 heures. Au total, 6 TWh produits par du gaz sont basculés vers le nucléaire et 5 autres TWh produits par du gaz sont économisés suite à la contraction du pic de demande, ce qui engendre au total une réduction des émissions de 33%.

Les recettes fiscales, égales à 166 M€ (soit de l'ordre de 0,4 €/MWh si on les ramène à la production totale d'électricité) sont très faibles. Aucun paradoxe ici : cela prouve l'efficacité de la taxation, qui permet de réduire de manière très importante l'utilisation des moyens polluants sur lesquels l'assiette de la taxe repose.

Si les recettes fiscales sont faibles, le prix de l'électricité à la livraison augmente quant à lui assez fortement en moyenne (+5,2%). Cela est dû au fait que le prix de vente du kWh intègre la taxe même lorsque le producteur ne la paye que sur une fraction de sa production (la partie thermique conventionnelle). En effet, on a supposé ici en permanence que le prix de vente était égal au coût marginal de production, augmenté des coûts de transport et le cas échéant de distribution. Or le coût marginal de production incorpore la taxe appliquée au moyen marginal : 17 €/MWh lorsque le moyen marginal est une TAC et 7 €/MWh lorsque c'est une CGCC. Par exemple, durant les heures de pointe (durée d'appel inférieure à 390h),

on suppose que tous les kWh vendus le sont au coût d'une TAC (incluant la taxe environnementale de 17 €/MWh) alors même que l'énergie fournie durant cette période de temps provient aussi en grande partie des barrages, des centrales nucléaires et des CCAG (qui ne payent pas, ou moins, de taxes).

On se trouve ainsi dans la situation où, pour un producteur exclusivement nucléaire et hydraulique, la taxe permet d'accroître le prix de vente de l'électricité à certaines périodes de l'année alors même que son coût de production reste inchangé. La taxation se traduit donc par une hausse importante des marges unitaires d'exploitation des producteurs nucléaires et hydrauliques. Pour l'ensemble des parcs hydroélectrique et nucléaire français, cela correspond à une rente supplémentaire de 1,5 G€/an par comparaison avec la situation théorique de référence. Cette hausse des marges dégagées par la production non émettrice de gaz à effet de serre se traduirait par une augmentation de la valeur patrimoniale des entreprises concernées de 20 G€ pour un taux d'actualisation de 8%⁽¹⁶⁾. Il convient de rappeler que ces valeurs sont inhérentes à l'hypothèse de tarification optimale de l'électricité qui est effectuée ici y compris en pointe et qui conduit à des prix très élevés de l'électricité en pointe.

On ne prend pas en compte les recettes fiscales indirectes (TVA, IS, etc.) liées à l'augmentation du prix de l'électricité.

III.4 - Application d'une taxe à la consommation forfaitaire

La taxation à la consommation forfaitaire à hauteur de 7 €/MWh entraîne une augmentation des émissions de GES de 2,7%. Cette conséquence *a priori* contraire à l'intuition s'explique par l'adaptation du parc à long terme qui se fait au détriment des moyens de production les moins polluants.

(16) La valeur actualisée nette du flux de 1,5 G€/an est de 20 G€ environ.

Tableau 11 : Evolution du parc après mise en œuvre de la taxe à la consommation forfaitaire

POC avant taxe			Type de centrale	POC après taxe		
Durée d'appel (h)	Puissance installée (GW)	Energie produite (TWh)		Durée d'appel (h)	Puissance installée (GW)	Energie produite (TWh)
Selon contraintes	25	77	Hydraulique	Selon contraintes	25	77
4818<	37,6	305	Nucléaire	4818<	36,2	293
496< <4818	14,0	32	CGCC	496< <4818	14,5	33
<496	11,9	1	TAC	<496	12,7	1

Tableau 12 : Impact de la taxation à la consommation forfaitaire sur le POC

Variation de la demande	Emissions annuelles de CO2 (Mt)	Variation des émissions annuelles de CO2	Rente du producteur (M€)	Recettes fiscales directes (M€)
-2,7%	12,7	+2,7%	0	2830

Dans un premier temps, l'augmentation des prix de l'électricité, qui est induite par la taxe, entraîne une contraction des consommations. Cette diminution des consommations se traduit par une baisse des émissions de gaz à effet de serre.

Cependant, à long terme, le parc de production électrique s'adapte aux nouvelles conditions de la demande. Comme cela a été indiqué plus haut, la taxe s'applique de manière uniforme aux consommations d'électricité. Le poids relatif de la taxe est faible pour les consommations de pointe. Il est élevé pour les consommations en base. Par conséquent, la demande d'électricité en base se contracte fortement du fait de la taxe tandis que la demande d'électricité en pointe est peu affectée par la taxe. Le parc qui répond à ces nouvelles conditions de demande comprend une moindre part d'installations nucléaires et davantage de centrales thermiques classiques, même si les frontières de compétitivité entre ces technologies n'ont pas été modifiées par l'introduction de la taxe.

La combinaison de ces deux effets antagonistes (le premier diminue les émissions, le deuxième les augmente) conduit à une augmentation des émissions par comparaison à la situation qui prévalait avant l'introduction de la taxe.

Cet effet néfaste sur les émissions du parc électrique se double d'un effet négatif

supplémentaire au stade des consommations industrielles. Le recul de la consommation d'électricité en base dans l'industrie est dû en partie à des substitutions des combustibles fossiles à l'énergie électrique qui alourdissent encore le bilan environnemental de cette méthode de taxation. La méthode employée ici ne tient pas compte de ce phénomène et ne permet pas de chiffrer le surcroît d'émissions qui résulte de cet effet.

Les recettes fiscales, égales à 2,8 G€ environ, sont importantes. Elles correspondent à la taxe de 7 €/MWh frappant toute la production d'électricité. Cette taxe fait fortement augmenter le prix moyen TTC de l'électricité (+9%). Le chiffre d'affaires hors taxe des producteurs diminue (-1,3%). Les importantes recettes fiscales pourraient servir à financer des investissements de dépollution et donc à faire baisser les émissions.

Logiquement, on constate qu'une taxe à la consommation forfaitaire de 0,4€/MWh – soit un niveau comparable au projet communautaire de taxation des produits énergétiques – qui engendre des recettes fiscales équivalentes à celles observées dans le cas de la taxe à la production (166 M€), a des effets environnementaux quasiment nuls : la demande se contracte de 0,2% et les émissions de CO₂ croissent de 0,2%.

III.5 - Introduction d'une taxation à la consommation proportionnelle au prix de vente

Du fait de son impact plus fort sur la demande d'électricité en base, la taxation forfaitaire de la consommation d'électricité entraîne une hausse des émissions de CO₂. On peut envisager une taxation

proportionnelle au prix de production de l'électricité (hors frais de distribution et de transport) qui, par définition, ne pénalise pas plus lourdement la consommation électrique en base, dont le coût marginal est le plus faible. L'assiette de la taxe ne comprend pas les frais de distribution et de transport, car ces activités n'ont pas d'impact significatif sur les émissions de CO₂.

Tableau 13 : Evolution du parc après mise en œuvre de la taxe à la consommation proportionnelle

POC avant taxe			Type de centrale	POC après taxe		
Durée d'appel (h)	Puissance installée (GW)	Energie produite (TWh)		Durée d'appel (h)	Puissance installée (GW)	Energie produite (TWh)
Selon contraintes	25	77	Hydraulique	Selon contraintes	25	77
4818<	37,6	305	Nucléaire	4818<	37	300
496< <4818	14,0	32	CGCC	496< <4818	13,4	31
<496	11,9	1	TAC	<496	11,4	1

Tableau 14 : Impact de la taxation à la consommation proportionnelle sur le POC

Variation de la demande	Emissions annuelles de CO ₂ (Mt)	Variation des émissions annuelles de CO ₂	Rente du producteur (M€)	Recettes fiscales directes (M€)
-1,5%	11,9	-3,6%	0	1419

En appliquant une taxe de 7,7%, on obtient une contraction de la demande de 1,5% et une diminution des émissions de 3,6%. Cette forme de taxation, à l'inverse de la taxe à la consommation forfaitaire, corrobore donc l'intuition selon laquelle la taxation de la consommation d'électricité devrait entraîner une baisse des émissions.

La diminution des émissions de CO₂ est supérieure à la contraction de la demande (-1,5%) car celle-ci est concentrée sur les périodes de forte demande, qui sont couvertes par des moyens de production thermique classique, plus polluants que la moyenne du parc. La demande globale adressée aux TAC et CGCC diminue plus que la demande adressée aux centrales nucléaires.

On constate cependant que le gain environnemental demeure très inférieur à celui obtenu avec la taxe à la production. En effet, pour obtenir la même réduction des émissions que cette dernière (-33%), il faudrait appliquer un taux de

71%. Cette taxe proportionnelle générerait alors des recettes fiscales de 11 Md€ et entraînerait une diminution de la demande de 13,4%, au prix d'un renchérissement très important de l'électricité⁽¹⁷⁾.

III.6 - Introduction d'une taxe mixte

Les projets communautaires de taxation de l'électricité n'ont pas abouti pour l'instant. Une taxation de la production – solution initialement défendue par la France – est difficile à faire admettre au niveau européen car elle favorise incontestablement EDF, qui dispose du plus grand parc nucléaire. Plus généralement elle distord la concurrence entre opérateurs dont le parc de production est déjà installé. La moindre efficacité

(17) Ce scénario extrême n'est envisagé qu'à titre d'illustration ; le modèle y atteint ses limites, notamment parce qu'il faudrait modifier l'élasticité moyenne retenue.

environnementale d'une taxe à la consommation – qui paraît politiquement plus acceptable - doit être relativisée. Dans de nombreux pays européens, la base est en effet produite par du thermique classique⁽¹⁸⁾, si bien qu'une taxe à la consommation aurait un impact environnemental plus intéressant que celui constaté sur un parc optimisé à dominante nucléaire⁽¹⁹⁾.

Pour ne pas pénaliser certains producteurs et afin d'encourager les investissements dans les technologies propres, il pourrait donc être envisagé l'introduction d'une taxe mixte répartie également entre les producteurs et les consommateurs et frappant les différents modes de production

d'électricité proportionnellement à leur intensité en carbone.

Appliquée à un parc électrique optimal, cette taxe donne des résultats intermédiaires entre les scénarios de taxation à la production et à la consommation considérés dans les sections précédentes. Lorsque la taxe mixte comprend une taxe à la consommation forfaitaire (respectivement une taxe à la consommation proportionnelle au prix de vente), la demande se contracte de 2,1% (resp. 1,4%), les recettes fiscales s'élèvent à 1,5 Md€ (resp. 1,3 Md€) et les émissions de CO₂ diminuent de 18,6% (resp. 21,6%). Un tel compromis peut donc être intéressant à l'échelle européenne.

Tableau 15 : Evolution du parc après mise en œuvre de la taxe « mixte proportionnelle »

POC avant taxe			Type de centrale	POC après taxe		
Durée d'appel (h)	Puissance installée (GW)	Energie produite (TWh)		Durée d'appel (h)	Puissance installée (GW)	Energie produite (TWh)
Selon contraintes	25	77	Hydraulique	Selon contraintes	25	77
4818<	37,6	305	Nucléaire	4148<	38,1	307
496< <4818	14,0	32	CGCC	442< <4148	12,4	25
<496	11,9	1	TAC	<442	12,1	1

Tableau 16 : Impact de la taxation « mixte proportionnelle » sur le POC

Variation de la demande	Emissions annuelles de CO ₂ (Mt)	Variation des émissions annuelles de CO ₂	Rente du producteur (M€)	Recettes fiscales directes (M€)
-1,4%	9,7	-21,6%	824	1318

III.7 - Impact de la taxation sur le parc «vert»

On considère que le coût marginal de développement de long terme, égal au prix de vente, demeure indépendant des tarifs des obligations d'achat et ne remet pas en cause la

compétitivité relative des moyens de production thermiques classiques. Logiquement, comme l'optimisation des capacités de production porte désormais sur des puissances inférieures, l'efficacité de la taxation sur un parc «vert» est inférieure à celle constatée sur un parc optimal. Le parc «vert» de référence est celui qui semble le plus vraisemblable, avec une forte part de la cogénération produite en hiver⁽²⁰⁾ et une puissance

(18) Le nucléaire représentait ainsi, en 1999, 27,3% de la puissance installée (hors hydroélectricité) dans l'Union européenne, contre environ 59% dans un parc optimisé au niveau européen.

(19) Car le contenu marginal en CO₂ de l'électricité produite est en moyenne plus élevé en Europe qu'en France.

(20) 19 TWh produits pour moitié en bande, le solde étant réparti à hauteur de respectivement 88% sur les cinq mois d'hiver (novembre à mars) et 12% sur octobre et avril.

éolienne qui est produite en bande à hauteur de 20% et qui n'est disponible complètement qu'une période de temps sur trois, soit 2920 heures par an. Les variations d'émissions sont donc mesurées par rapport aux émissions initiales de ce parc de référence, soit 18,1MtCO₂.

Comme dans le cas optimal, la taxe à la consommation forfaitaire n'est pas efficace (contraction de la demande de 2,7% et augmentation des émissions de 2,1%) et la taxe à la consommation proportionnelle au prix de vente (taux de 7,7%) a un intérêt environnemental limité (contraction de la demande de 1,5% et diminution des émissions de 2,4%). La taxe mixte forfaitaire permet de réduire les émissions de 13,8% (15,8% pour la taxe mixte proportionnelle) avec une contraction de la demande de 2,1% (respectivement 1,5%), tandis que la taxe à la production reste la plus intéressante avec une

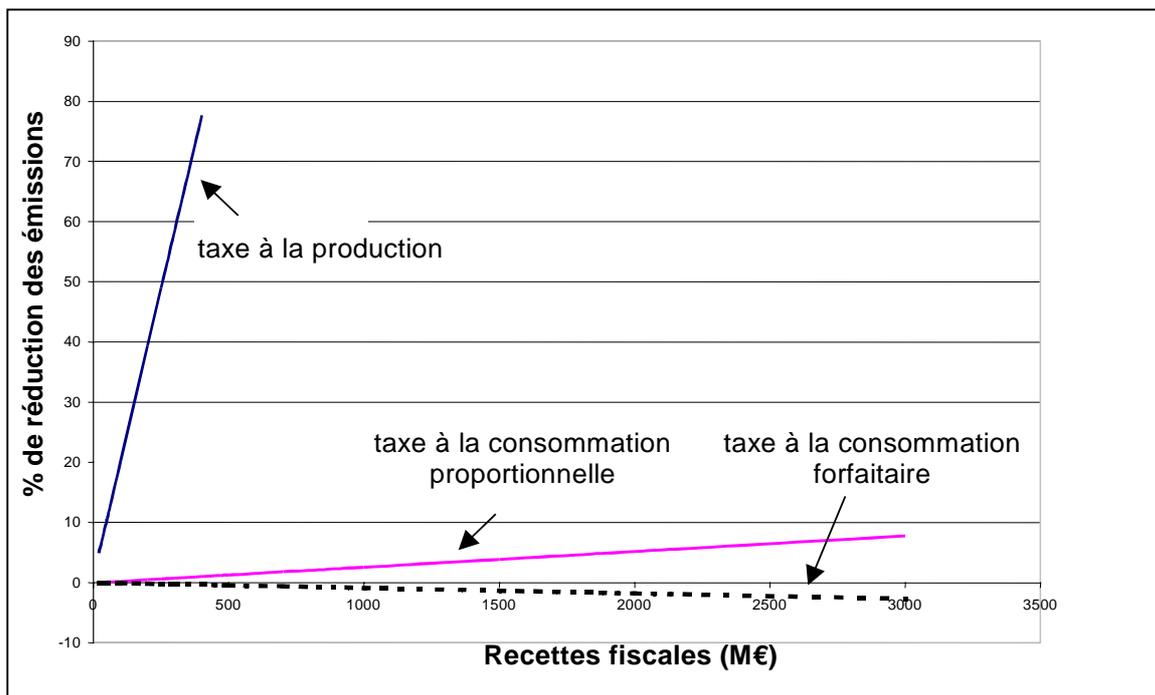
contraction de la demande de 1,3% et une diminution des émissions de 21,8%.

III.8 - Conclusions de politique économique

On constate ainsi que la taxe à la production (recommandée par la théorie), qui est conforme au principe pollueur payeur en taxant l'électricité proportionnellement à son contenu en CO₂, a bien un effet environnemental très supérieur aux autres modalités de taxation.

Comme l'illustre le graphique 5, à recette fiscale donnée, elle entraîne une réduction des émissions beaucoup plus massive que les taxes à la consommation. Dans le modèle, avec une taxe à la production comme avec une taxe à la consommation, les réductions ou les hausses des émissions sont quasiment proportionnelles aux recettes fiscales.

Graphique 5 : Réduction des émissions en fonction des recettes fiscales (cas du POC)



Reprenant la nomenclature du tableau 8, le tableau ci-dessous récapitule la hiérarchie dans l'efficacité

environnementale des différentes taxes :

Tableau 17 : Efficacité environnementale des différentes taxes envisagées dans le tableau 8

Type de taxe	Variation des émissions
Production	-33%
Mixte proportionnelle	-22%
Mixte forfaitaire	-19%
Consommation proportionnelle	-4%
Consommation forfaitaire	+3%

Néanmoins, on a parfois considéré que la taxation à la production pouvait poser des difficultés concrètes d'application, d'une part à cause de la nécessité de mesurer les émissions de carbone de chaque centrale de production, et d'autre part en raison des problèmes de concurrence internationale dans le cas d'échanges d'électricité.

La première objection peut être aisément levée : il n'est en effet nullement nécessaire, pour appliquer la taxe, de mesurer les émissions de gaz à effet de serre centrale par centrale. Il suffit de taxer les différents combustibles utilisés (charbon, gaz, fioul lourd) à la source, en fonction de leur teneur en carbone.

En revanche, la difficulté liée à la concurrence internationale sur le marché de l'électricité est réelle si les pays avec lesquels les échanges d'électricité se font ne taxent pas les émissions de leur producteur, ou le font avec des taux différents de ceux employés en France. La méthode proposée ici conduit en effet à accroître le coût de production des électriciens français et donc à les pénaliser par rapport à des concurrents étrangers qui ne seraient pas soumis, dans leur pays, à une telle fiscalité.

En particulier, les producteurs étrangers vendant en France ne pourraient concrètement pas voir leur production taxée à l'importation puisqu'il est impossible d'identifier précisément l'origine de leur production et donc son contenu en carbone. Quand bien même des mécanismes internationaux de certification existaient, de nombreuses possibilités subsisteraient pour afficher une origine soit indiscernable (vente via des marchés spot, des grossistes, etc.) soit non soumise à taxe (affirmer que les ventes en France sont d'origine hydraulique, alors que celles à l'étranger sont d'origine thermique...).

Du côté des exportations, il faudrait rembourser la taxe aux producteurs français vendant à l'étranger, ce qui repose le problème de l'identification de l'origine de l'énergie (sortant du territoire national cette fois-ci). De plus, un mécanisme de remboursement à l'exportation présente le risque d'évasion fiscale : la production nationale taxée (celle des centrales à gaz par exemple) peut être blanchie à l'étranger, c'est à dire être exportée puis réimportée après être passée par quelques intermédiaires à l'étranger de telle sorte que son origine polluante soit masquée et qu'elle échappe à la taxe à son retour en France. Des comportements de cette nature seraient doublement dommageables : ils se traduiraient par des pertes de recette fiscale et par des déperditions d'énergie sur les réseaux si les contrats ne relèvent pas seulement du courtage mais entraînent également des flux d'électricité.

Il est possible d'éviter la plupart de ces difficultés en agissant à l'échelle communautaire. Une taxe fondée sur la teneur en carbone qui s'appliquerait à l'ensemble des consommations de combustible des centrales européennes ne poserait aucun de ces problèmes. Au demeurant, dans la mesure où les flux internationaux d'électricité qui sont observés aujourd'hui concernent principalement de l'électricité fournie en bande, un instrument fiscal national pourrait être mis en œuvre en détaxant les importations comme les exportations : les effets pervers et les problèmes de compétitivité existeraient mais seraient probablement d'ampleur limitée. Le souci de ne pas pénaliser les producteurs nationaux a néanmoins milité pour l'examen d'autres modes de taxation de l'électricité.

Cette solution rencontrerait cependant l'opposition de nos partenaires européens qui y verraient un moyen supplémentaire de soutenir le producteur national, EDF, qui dispose du plus grand parc nucléaire à l'échelle européenne. Dans un souci de négociation et au regard de ces considérations politiques, la taxe mixte pourrait apparaître comme une solution défendable, d'autant qu'elle a une efficacité environnementale avérée.

Toutefois, la solution d'un marché de permis incluant les producteurs d'électricité est aujourd'hui privilégiée. Sans exclure la possibilité de taxes à la production différenciées selon les technologies, le projet de directive sur la taxation de l'énergie prévoit simplement une taxe à la consommation de l'électricité, dont le niveau minimal serait de 0,5 €/MWh pour les entreprises et de 1 €/MWh pour les particuliers. Or, les résultats du modèle utilisé font craindre que l'efficacité environnementale de cette taxe ne soit très limitée du fait de son faible niveau, des exemptions prévues, et de son caractère forfaitaire, qui n'incite pas à modérer la consommation au moment des pics de demande, lorsque les prix sont élevés et que les émissions de CO₂ sont maximales.

Certes, au niveau européen, l'efficacité des taxes à la consommation serait probablement légèrement supérieure à celle constatée dans l'étude, car la production de base d'électricité est effectuée avec du thermique classique et non du nucléaire comme dans le cas français⁽²¹⁾. Il n'en reste pas moins que, d'un point de vue environnemental, il semble approprié de **préférer une taxe à la consommation proportionnelle à une taxe forfaitaire**. Il conviendrait que le projet communautaire de directive sur la taxation des produits énergétiques laisse ouverte la possibilité de pratiquer une taxe proportionnelle sur l'électricité à côté du modèle préconisé d'accise sur les consommations intermédiaires et finales d'électricité.

IV - Améliorations du modèle envisageables

Plusieurs types d'améliorations sont envisageables pour accroître le réalisme du modèle et son utilité.

(21) Le nucléaire représentait, en 1999, 34,6% de la production d'électricité dans l'Union européenne, contre 75,8% en France.

IV.1 - Mieux prendre en compte les différences de comportement et de consommation entre les particuliers et les entreprises

Il pourrait être intéressant de distinguer l'élasticité associée à la demande des industriels et celle correspondant aux usages résidentiels, même s'il paraît très difficile de se procurer les données nécessaires. En effet, l'intuition suggère qu'à court terme, les ménages ont plus de latitude que les industriels pour s'adapter à une variation du prix de l'électricité (par exemple en installant une ampoule basse consommation) ; à l'inverse, il est possible qu'à long terme seuls les industriels soient en mesure de réduire substantiellement leurs consommations en changeant leurs processus de fabrication, alors que les ménages sont contraints par une demande non compressible (en matière d'éclairage par exemple).

Une autre amélioration envisageable serait de différencier les coûts de transport et distribution selon qu'il s'agit de consommation industrielle ou résidentielle. Dans cette étude, pour simplifier, on a retenu un prix moyen de transport et de distribution de 28,5 €/MWh alors qu'il existe d'énormes disparités entre les utilisateurs. Les gros industriels sont reliés directement au réseau de transport haute tension, le prix de l'acheminement s'en trouve considérablement réduit, si bien qu'une hausse du prix de production aurait sur leur facture un impact plus important, en terme relatif, que ce que l'on a calculé en moyenne.

IV.2 - Etendre l'étude au niveau communautaire

Compte tenu des échanges croissants d'électricité entre pays au niveau européen du fait de la libéralisation progressive du marché, l'instauration de taxes nationales sur l'électricité aurait un effet indirect sur la production électrique dans les autres pays. Une extension du modèle au niveau communautaire, en s'appuyant cette fois sur la monotone de charge des pays européens et sur les capacités d'import-export, permettrait une évaluation fine des effets potentiels des divers modes de taxation, notamment de la taxation de l'électricité telle que prévue par le projet de directive sur la taxation des produits énergétiques.

IV.3 - Etudier les impacts des différentes taxations à différents horizons temporels

Le modèle actuel est de nature statique car il compare deux périodes de temps éloignées sans tenir compte du passage concret de l'une à l'autre (transition). De manière à mieux analyser l'impact

dans le temps de la taxation de l'électricité, plusieurs périodes pourraient être considérées avec pour chacune, des élasticités prix de la demande et des données exogènes de l'environnement international (comme le prix du gaz) différentes.

Par exemple, l'impact de la taxation à cinq ans pourrait être estimé en considérant les capacités nucléaires comme une donnée exogène. Pour réaliser ce genre d'étude prenant comme point de départ un parc réel, il faudrait disposer de détails de coûts précis, notamment des durées d'amortissement des équipements.

IV.4 - Modéliser de manière plus fine les parcs de production

Tout d'abord, le degré de diversité du parc électrique considéré pourrait être amélioré en introduisant les capacités existantes de production d'EDF utilisant le charbon et le fioul lourd.

Il serait également possible de remettre en cause l'ordre de priorité entre énergies mentionné plus haut (hydraulique, énergies renouvelables et cogénération > nucléaire > thermique classique). Par exemple, si les tarifs de rachat de la cogénération n'étaient intéressants que pendant les périodes de pointe, cette technologie se substituerait uniquement à du thermique classique (principalement des TAC) et aurait donc un impact environnemental positif⁽²²⁾. Dans la réalité, en France, elle permet de diminuer les émissions de CO₂ parce qu'elle se substitue en partie à des centrales au charbon, encore plus polluantes que les TAC envisagées dans l'étude.

(22) La cogénération émettant autant de CO₂ que les CGCC (350g/kWh), elle ne peut avoir un impact environnemental favorable que si elle se substitue aux TAC.

La modélisation du fonctionnement du POV pourrait également être améliorée, notamment les profils de production de l'éolien et de la cogénération, qui sont assez frustrés dans le modèle actuel. En particulier, le caractère aléatoire de la production éolienne est probablement mal rendu. En effet, sa forte variabilité journalière demande un suivi de charge précis qui ne peut être analysé lorsque l'on travaille sur des monotones de charge. Le modèle a donc tendance à négliger cet effet négatif sur les émissions de CO₂. Par ailleurs, la saisonnalité de ces deux moyens de production a été modélisée de manière assez grossière en distinguant seulement trois périodes : les mois d'hiver, les mois de transition (avril et octobre) et le reste de l'année.

Les coûts de production pourraient également être raffinés en prenant en compte un faisceau d'hypothèses réalistes, notamment pour le prix du pétrole et le taux d'actualisation.

IV.5 - Modéliser de manière plus réaliste les signaux prix

La prise en compte du prix de vente réel ne modifierait que légèrement les résultats, sans remettre en cause les conclusions de l'étude. En effet, la taxe à la production tire son avantage environnemental du fait qu'elle change les zones de compétitivité relative entre les moyens de production – elle rend en particulier le nucléaire plus compétitif pour des usages en semi-base – et la contraction de la demande a en définitive un impact faible. Par ailleurs, il est probable que la libéralisation progressive du marché de l'électricité entraînera une variabilité plus importante des prix de vente en fonction des coûts marginaux de production, la réalité se rapprochant alors de notre modèle.

ANNEXE : Impact des différentes modalités de taxation

type de parc	type de taxation	élasticité-prix de la demande	taxe à la production (€/MWh)		taxe à la consommation		demande annuelle (TWh)	variation de la demande annuelle ¹	émissions de CO ₂ (Mt)	variation des émissions annuelles de CO ₂ ¹	rente du producteur (M€)	recettes fiscales directes (M€)
			CGCC	TAC	forfaitaire (€/MWh)	proportionnelle ²						
parc optimal de référence	aucune		0	0	0	0	415,6		12,3			
	production	0,8	7	17	0	0	401	-3,5%	7,5	-39,0%	1459	152
		0,3	7	17	0	0	410	-1,3%	8,3	-33,2%	1504	166
	consommation	0,8	0	0	7	0	385	-7,3%	13,2	7,1%	0	2698
		0,3	0	0	7	0	404	-2,7%	12,7	2,7%	0	2830
		0,3	0	0	0,4	0	415	-0,2%	12,4	0,2%	0	166
		0,3	0	0	0	7,7%	409,6	-1,5%	11,9	-3,6%	0	1419
		0,3	0	0	0	71,0%	359,8	-13,4%	8,2	-33,1%	0	11057
		0,3	3,5	8	3,5	0	407	-2,1%	10,1	-18,6%	820	1525 dont 100 à la production
	mixte	0,3	3,5	8	0	3,9%	409,6	-1,4%	9,7	-21,6%	824	1318 dont 97 à la production
parc "vert" de référence	aucune		0	0	0	0	415,6		18,1			
	production	0,3	7	17	0	0	410,3	-1,3%	14,1	-21,8%	1498	151
		0,3	0	0	7	0	404,3	-2,7%	18,5	2,1%	0	2830
	consommation	0,3	0	0	0	7,7%	409,6	-1,5%	17,6	-2,4%	0	1411
		0,3	3,5	8	3,5	0	407,1	-2,1%	15,6	-13,8%	817	1514 dont 89 à la production
	mixte	0,3	3,5	8	0	3,9%	409,6	-1,4%	15,2	-15,8%	821	1295 dont 86 à la production

¹ La variation est calculée par rapport à la situation préexistante à l'introduction de la taxe sur le parc considéré.

Bibliographie

ADEME, 1999. Gains d'émissions de CO₂ réalisables par l'utilisation de l'éolien, du photovoltaïque et de la géothermie à l'horizon 2010.

Charpin, Dessus, Pellat, 2000. Etude économique prospective de la filière électrique nucléaire.

DIGEC, 1997. Coûts de référence de la production d'électricité.

MIES, 1999. Cogénération et effet de serre.

MIES, 2001. Troisième communication nationale à la Convention-cadre des Nations Unies sur le changement climatique.

OCDE, 1999. Behavioral responses to environmentally-related taxes.

Renou-Maissant, 1998. Interfuel competition in the industrial sector of seven OECD countries, Energy Policy 27, 99-110.