

AVIS DE LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE EN DATE DU 5 JUIN 2001 SUR L'ARRETE FIXANT LES CONDITIONS D'ACHAT DE L'ELECTRICITE PRODUITE PAR LES INSTALLATIONS UTILISANT L'ENERGIE MECANIQUE DU VENT

La CRE a été saisie, le 14 mai 2001, par le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et par le secrétaire d'Etat à l'industrie, d'un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent, pris en application du décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat. La CRE a été à nouveau saisie le 28 mai 2001 d'un projet d'arrêté modifiant le texte initial.

Sur le rapport du directeur des relations avec les producteurs, la CRE a rendu l'avis suivant :

Considérations communes à toutes les filières bénéficiant de l'obligation d'achat

I. La loi du 10 février 2000 a prévu deux mécanismes permettant de mettre en œuvre une politique de soutien au développement de certaines filières énergétiques : le système d'appels d'offres et les obligations d'achat.

Le mécanisme de fixation du tarif d'achat ne permet pas de prévoir ou de contrôler les capacités de production qui vont être finalement réalisées, ni, par suite, le coût pour la collectivité et les conséquences sur le marché : si le prix fixé est trop bas, la filière concernée ne se développera pas ; s'il est trop élevé, elle se développera au-delà des objectifs poursuivis, générant pour certains producteurs des rentes anormalement élevées et un coût important pour la collectivité (ce coût se traduisant par une augmentation des prix de l'électricité pour l'ensemble des consommateurs français). Ce mécanisme ne permet pas non plus de suivre au plus près les évolutions attendues, à la baisse, des coûts de production des filières subventionnées, risquant ainsi d'augmenter encore les marges des projets concernés.

A politique énergétique donnée, **le choix d'un système fondé sur des appels d'offres tel que prévu à l'article 8 de la loi présente les avantages suivants :**

- la puissance publique conserve la maîtrise du volume des capacités de production réalisées et la possibilité d'orienter l'implantation géographique des projets, ce qui permet à la fois de mener une politique d'aménagement du territoire et de mieux gérer le seuil d'acceptabilité des unités de production par les populations,
- la puissance publique peut conserver le contrôle d'autres critères de qualité des projets, comme l'efficacité énergétique ou la proximité des réseaux,
- les prix ressortant d'un appel d'offres prennent mieux en compte les diverses subventions dont a pu bénéficier un projet, évitant leur cumul et, donc, des rentes indues.

La substitution de mécanismes de marché (comme les appels d'offres ou les marchés de certificats verts) à un mécanisme de prix administrés est une garantie pour la collectivité d'atteindre les objectifs recherchés au moindre coût.

En outre, le mécanisme des appels d'offres est le seul prévu par la loi du 10 février 2000 pour les installations d'une puissance supérieure à 12 MW et utilisant les énergies renouvelables ou

la cogénération (hors réseaux de chaleur). L'absence actuelle d'appels d'offres prive, d'ailleurs, les pouvoirs publics d'informations qui seraient précieuses pour apprécier le prix des obligations d'achat et leur nécessaire évolution dans le temps.

Une publication rapide de la programmation pluriannuelle des investissements, prévue par l'article 6 de la loi du 10 février 2000, procurerait une meilleure visibilité sur le moyen et le long terme à l'ensemble des acteurs concernés et offrirait la possibilité d'organiser les appels d'offres prévus par l'article 8 de la loi.

Au surplus, la procédure de l'appel d'offres permet plus facilement d'atteindre avec précision les objectifs quantitatifs (en termes de pourcentage de production à base de sources d'énergies renouvelables) que pourrait fixer l'Union Européenne.

A défaut d'appel d'offres, le présent avis se fonde sur les références existantes, en France et à l'étranger, pour apprécier le niveau et la structure des tarifs d'achat proposés.

II. Les projets d'arrêtés fixant les conditions de l'obligation d'achat sont pris en application du décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par les producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat. L'article 8 du décret prévoit, en effet, que, pour chacune des filières concernées, le tarif d'achat est égal aux coûts de production (investissement et exploitation) évités sur le long terme au système électrique, auxquels peut s'ajouter une rémunération supplémentaire correspondant à la contribution des installations à la réalisation des objectifs définis au deuxième alinéa de l'article 1^{er} de la loi du 10 février 2000, qui sont :

- l'indépendance et la sécurité d'approvisionnement,
- la qualité de l'air et la lutte contre l'effet de serre,
- la gestion optimale et le développement des ressources nationales,
- la maîtrise de la demande d'énergie,
- la compétitivité de l'activité économique,
- la maîtrise des choix technologiques d'avenir,
- l'utilisation rationnelle de l'énergie.

La CRE note que l'article 10 de la loi se borne à indiquer que les conditions d'achat prennent en compte les coûts d'investissements et d'exploitation évités par les acheteurs, sans mentionner la notion de long terme ni d'autre contribution. Comme il n'existe pas d'approche rationnelle permettant d'évaluer la plupart des contributions à ces objectifs, le décret laisse ainsi au tarificateur une marge d'appréciation très importante, ce qui rend difficile l'analyse du tarif proposé.

III. Pour évaluer les coûts et les émissions évités, il faut déterminer à quelle technologie se substituent les moyens de production bénéficiant de l'obligation d'achat. La simulation économique opérée ci-après dans le domaine des charges de service public ne préjuge pas de l'évaluation que la CRE devra réaliser sur la base de comptabilités appropriées tenues par les opérateurs concernés.

Pour la France continentale, les deux références raisonnablement envisageables aujourd'hui pour évaluer les coûts et externalités évités sont une centrale nucléaire et une centrale à cycle

combiné au gaz, sans que l'on puisse dire aujourd'hui quelle solution sera privilégiée par les investisseurs à long terme. En tout état de cause, on peut noter que :

a) se référer au nucléaire permet de tenir compte de la structure réelle du parc de production national dans les 15 prochaines années, composé majoritairement de nucléaire (75%) et d'hydraulique (15%), et d'une hypothèse de renouvellement par du nucléaire au-delà.

Les coûts de production retenus dans ce qui suit sont fondés, pour le nucléaire, sur le document « Coûts de référence DIGEC », publié en 1997 par le ministère de l'économie, des finances et de l'industrie.

b) se référer au cycle combiné au gaz revient à se fonder sur une hypothèse de renouvellement à long terme (15 - 25 ans) du parc de production français qui se réaliserait, au moins en partie, avec la technologie du cycle combiné au gaz. La centrale à cycle combiné au gaz retenue comme référence a une puissance installée de 650 MW, un rendement de 58% et une disponibilité de 93% pour un fonctionnement en base, soit la meilleure technologie disponible aujourd'hui.

Le niveau retenu pour les coûts variables s'appuie sur le prix du gaz observé sur les plus longues échéances des marchés à terme du gaz (2004), correspondant à un prix du baril de pétrole de 22 \$.

c) la situation est différente en Corse et dans les DOM, où la production fait largement appel aux combustibles fossiles charbon et fuel. Les tarifs d'achat dans ces zones sont donc comparés à des centrales de petite taille fonctionnant au charbon et au fuel.

Les coûts de production retenus pour ces centrales reposent sur les informations communiquées par EDF.

IV. L'obligation d'achat ne contribue pas de la même manière à chacun des objectifs visés à l'article 8 du décret du 10 mai 2001 qui renvoie à l'article 1^{er} de la loi du 10 février 2000 :

1. La contribution à la lutte contre l'effet de serre est un sujet aujourd'hui relativement bien connu. Le Commissariat Général du Plan a, ainsi, recommandé aux décideurs français de s'appuyer sur une valeur de 75 € par tonne de carbone émise. Il est probable que des mécanismes de valorisation des émissions de carbone se développeront en Europe dans les prochaines années. Une éventuelle contribution des tarifs d'achat à la lutte contre l'effet de serre peut donc être considérée comme un investissement ayant vocation à être rentabilisé dans le futur.
2. La contribution à la qualité de l'air est liée à la réduction des émissions polluantes. Ces émissions ont fait l'objet d'études, au demeurant très imprécises en l'absence de mécanismes de marché, visant à quantifier les dommages qu'elles causent. Une des études les plus complètes et les plus récentes est l'étude européenne ExternE (1998) qui donne toutefois des fourchettes très larges. La valeur basse des fourchettes correspond à des installations de technologie récente établies loin des centres urbains, ce qui minimise les effets sur la santé des populations. La valeur haute correspond à des installations anciennes, sans traitement spécifique des émissions, et situées dans des zones à forte densité de population. L'évaluation se situant dans une perspective de long terme, la valeur basse peut être retenue, dans la mesure où les technologies de maîtrise des

émissions polluantes progressent rapidement et où la construction de centrales est de plus en plus rare en zone urbanisée.

On trouvera, ci-dessous, un tableau donnant, pour les technologies auxquelles les nouvelles filières sont censées se substituer, les valeurs de coût de production, décomposé en coût fixe et coût variable (défini comme la part du coût directement proportionnelle au volume de production), des émissions de carbone et des estimations des externalités liées à la qualité de l'air.

	Coût complet de production (€/MWh)	Coût fixe (€/MWh)	Coût variable (€/MWh)	Valeur émissions de CO ₂ (€/MWh)	Valeur pollution de l'air (€/MWh)
Nucléaire 1300 MW	30	21	9	0	0,3 - 2,5 (*)
CCG 650 MW	33	8	25	8	6 - 35
Charbon 50 MW DOM	90	55	35	20	25 - 150
Fuel 50 MW DOM Corse	90	35	55	15	25 - 100

(*) Ces chiffres incluent les effets externes négatifs du nucléaire autres que la pollution de l'air.

Dans ses avis sur les différents tarifs d'achat, la CRE compare les tarifs proposés à la somme des coûts de production évités, de la valeur des émissions de CO₂ évitées et des estimations des externalités liées à la qualité de l'air.

Il faut également préciser que les autres régimes d'aide publique, notamment régionaux, dont peuvent bénéficier les installations, ne sont pas pris en compte parce qu'ils sont extrêmement variables.

De manière générale, les filières bénéficiant de l'obligation d'achat peuvent être classées en deux catégories : celles à production garantie, par exemple la cogénération, et celles à production non garantie, par exemple l'éolien et le photovoltaïque.

Les filières à production non garantie ne permettent pas d'éviter la construction de centrales supplémentaires qui produisent de l'énergie garantie, indispensable pour les gestionnaires du système électrique. Il n'existe pas à ce jour d'études statistiques ou économiques suffisantes permettant de penser que ces filières peuvent être prises en compte dans le dimensionnement des marges de sécurité du système électrique. Dans leur cas, les coûts évités de production se limitent donc aux coûts variables, essentiellement les coûts de combustible.

La CRE note à ce stade que les centrales nucléaires n'émettent quasiment pas de gaz à effet de serre ni de polluants atmosphériques et ont, de plus, un coût variable de production très bas. De ce point de vue, l'obligation d'achat pour les filières à production non garantie ne peut apporter en France continentale qu'un bénéfice très limité dans les 15 prochaines années.

A cet égard, le Danemark, l'Allemagne et l'Espagne, les pays européens souvent cités en exemple pour leur engagement en faveur des énergies renouvelables, sont dans une situation bien différente. Ces trois pays produisent une part importante de leur électricité à partir de charbon et le développement des énergies renouvelables leur procure un bénéfice plus important en termes de lutte contre l'effet de serre et de réduction des émissions polluantes.

Il est à noter que si la méthode décrite ci-dessus pour calculer les coûts et les externalités évités par les énergies renouvelables était appliquée pour toutes les formes d'énergie, et même si on tenait compte des externalités autres que le réchauffement global et la pollution de l'air, les résultats chiffrés seraient défavorables au cycle combiné au gaz qui aurait, ainsi, peu de chances de renouveler le parc actuel de production d'électricité français, même en supposant que soit retenue, le moment venu, l'hypothèse d'un prix du gaz en moyenne peu élevé sur la période 2010-2035.

	Coût de production (€/MWh)	Externalités (€/MWh)	Total (€/MWh)
Nucléaire 1300 MW	30	0,3 - 2,5	30,3 - 32,5
CCG 650 MW	33	14 – 43	47 - 76

Néanmoins, cette considération sera mise de côté, dans le souci de favoriser au maximum la valorisation des énergies renouvelables en la comparant aux turbines à gaz, et parce qu'une éventuelle décision politique d'écarter le nucléaire à l'avenir peut l'emporter sur les considérations d'économie et de lutte contre les émissions polluantes dans l'atmosphère.

3. Le décret du 10 mai 2001 permet la prise en compte d'autres critères pour apprécier la valorisation, pour la collectivité, à attribuer aux énergies renouvelables. L'impact sur la maîtrise de la demande d'énergie est nul, comme l'est, le plus souvent, celui sur l'utilisation rationnelle de l'énergie. Les autres critères ne sont, malheureusement, pas quantifiables, mais leur impact global est probablement négligeable :

- aucun élément ne permet de penser que la contribution à l'objectif de compétitivité de l'activité économique est positive, puisque l'obligation d'achat est, et restera, une dépense à la charge des consommateurs d'électricité nationaux, dont rien ne prouve qu'elle soit inférieure aux éventuelles conséquences favorables à l'économie du développement des filières concernées.
- la contribution aux objectifs d'indépendance, de sécurité d'approvisionnement, de gestion optimale et de développement des ressources nationales, de maîtrise des choix technologiques d'avenir, est globalement positive mais n'est guère quantifiable. Si elle est manifeste par rapport aux filières thermiques classiques, elle est moins évidente quand on prend en compte la filière nucléaire.

V. En raison de ses caractéristiques, ce dispositif doit être conforme à la réglementation communautaire des aides d'Etat et notifié à la Commission européenne, en vue de son approbation préalable à toute entrée en vigueur. A défaut, les autorités communautaires pourraient être amenées à demander aux producteurs qui en auraient bénéficié le remboursement des aides versées.

VI. Le présent avis est fondé sur deux types d'analyse :

- la comparaison avec les coûts et les externalités des filières nucléaire et cycle combiné au gaz, afin de vérifier qu'au moins à très long terme, on peut espérer que l'obligation d'achat se traduise par un gain collectif ;
- la comparaison avec les coûts de production de la filière considérée, afin de vérifier, en outre, que le coût de l'obligation d'achat pour les acteurs du marché de l'électricité est le plus faible possible.

1. Description du tarif d'achat proposé pour l'électricité produite par des éoliennes

La CRE a été saisie, le 14 mai 2001, d'un premier projet, puis le 28 mai d'un projet modifié de tarif pour l'électricité produite par les éoliennes. Le projet du gouvernement se présente finalement de la façon suivante :

1-1 Le tarif, applicable sur une durée de 15 ans, se décompose en deux périodes : au cours des 5 premières années, tous les sites bénéficient du même tarif de 83,8 €/MWh. Les 10 années suivantes, le tarif devient fonction de la qualité du site, plus précisément de la durée annuelle de fonctionnement de référence, définie comme la moyenne des 3 durées annuelles médianes de fonctionnement mesurées au cours des 5 premières années d'exploitation du parc. Au terme des 15 années du premier contrat ou dans le cas d'installations mises en service avant le 11 février 2000, le tarif est fixé à 44,2 €/MWh pendant 15 ans :

Qualité des sites Durée annuelle de fonctionnement de référence	Années 1 à 5 (€/MWh)	Années 6 à 15 (€/MWh)	Années 16 et au-delà Deuxième contrat (€/MWh)
1900 h et moins	83,8	83,8	44,2
Entre 1900 et 2400 h	83,8	Interpolation linéaire	44,2
2400 h	83,8	59,5	44,2
Entre 2400 et 3300 h	83,8	Interpolation linéaire	44,2
3300 h et plus	83,8	30,5	44,2

1-2 Le niveau du tarif applicable à une installation donnée est dégressif, en fonction de la date d'entrée dans le dispositif de cette installation. Le taux de dégressivité annuel de 3,3%, applicable à compter du 1^{er} janvier 2003, est minoré d'un coefficient d'évolution du coût des facteurs de production.

1-3 A partir de la demande de contrat, les producteurs ont 2 ans pour mettre en service leur installation, tout retard étant répercuté sur la durée du contrat en commençant par la première période de 5 ans.

1-4 Une première tranche de 1500 MW bénéficie, en métropole continentale, d'un tarif plus favorable d'environ 7,5 €/MWh sur les années 6 à 15 du projet par rapport aux conditions décrites ci-dessus. La création de cette tranche, bénéficiant d'une bonification supplémentaire, est la principale modification apportée par le projet rectificatif reçu le 28 mai 2001.

1-5 Le tarif pour la Corse et les DOM est supérieur à celui de la métropole, de 12 €/MWh en moyenne :

Qualité des sites Durée annuelle de fonctionnement de référence	Années 1 à 5 (€/MWh)	Années 6 à 15 (€/MWh)	Années 16 et au-delà Deuxième contrat (€/MWh)
2050 h et moins	91,5	91,5	59,5
Entre 2050 et 2400 h	91,5	Interpolation linéaire	59,5
2400 h	91,5	74,7	59,5
Entre 2400 et 3300 h	91,5	Interpolation linéaire	59,5
3300 h et plus	91,5	45,7	59,5

2. Comparaison du tarif proposé avec les coûts et les externalités évités

Le tarif d'achat doit, d'abord, être comparé à la somme des coûts évités de production, de la valeur des émissions de CO₂ et des externalités liées à la qualité de l'air évitées.

2-1 Il n'existe pas, à ce jour, d'études statistiques ou économiques montrant que le développement de centrales éoliennes, dont la production n'est aucunement garantie, pourrait permettre d'éviter la construction de centrales électriques à fourniture garantie. Quelle que soit la filière à laquelle l'éolien se substitue, on considère donc que seuls les coûts variables, de combustibles et d'exploitation, sont évités. Cela signifie que l'éventuel foisonnement de la production éolienne, en tout état de cause très limité, n'est pas pris en compte. De même, il n'a pas été tenu compte des caractéristiques spécifiques défavorables de la production éolienne sans lien direct avec le calcul des coûts évités : les fluctuations imprévisibles de la production, qui obligent les autres moyens de production à s'adapter sans cesse - ce qui réduit leur rendement et leur fiabilité- et nécessitent d'augmenter les marges de sécurité du système, ou les coûts de renforcement de réseau induits par l'éloignement des meilleurs sites de production éoliens des centres de consommation, n'ont, ainsi, pas été incorporés aux calculs.

En revanche, les externalités environnementales prévues par le décret sont évitées en totalité, puisque la production éolienne n'émet ni gaz à effet de serre, ni polluants atmosphériques (la production éolienne a cependant elle aussi des externalités négatives qu'en toute rigueur il ne faudrait pas négliger).

Les deux tableaux qui suivent comparent, pour le continent, la Corse et les DOM, le tarif proposé avec les coûts et externalités évités par la production éolienne.

Métropole continentale

	Coût variable (€/MWh)	Valeur émissions de CO ₂ (€/MWh)	Valeur pollution de l'air (€/MWh)	Total coûts et externalités évités (€/MWh)	Tarif d'achat moyen ⁽¹⁾ 2400 heures (€/MWh)	Différence (€/MWh)
Nucléaire 1300 MW	9	0	2 ⁽²⁾	11	70	59
CCG 650 MW	25	8	6	39	70	31

(1) Ce chiffre inclut les effets externes négatifs du nucléaire autres que la pollution de l'air.

(2) Les tarifs d'achat sont plus élevés de 3 €/MWh en moyenne pour la première tranche de 1500 MW.

Corse - DOM

	Coût variable (€/MWh)	Valeur émissions de CO ₂ (€/MWh)	Valeur pollution de l'air (€/MWh)	Total coûts et externalités évités (€/MWh)	Tarif d'achat moyen 2400 heures (€/MWh)	Différence (€/MWh)
Charbon 50 MW	35	20	25	80	82	2
Fuel 50 MW	55	15	25	95	82	- 13

Que la production éolienne soit comparée au nucléaire ou au gaz, le tarif proposé pour la métropole continentale est très supérieur à la somme des coûts et des externalités environnementales évités.

En ce qui concerne les autres objectifs mentionnés à l'article 1^{er} de la loi, le gouvernement indique, dans l'exposé des motifs transmis à la CRE, qu'il retient principalement l'objectif de maîtrise des choix technologiques d'avenir pour la filière éolienne. Or, celle-ci est aujourd'hui

mature en Europe, avec une technologie largement maîtrisée. De plus, il est à prévoir que la majeure partie des investissements profitera aux fabricants étrangers, les producteurs français n'étant probablement pas en mesure de suivre l'augmentation brutale de la demande entraînée par la mise en place du tarif. Le tarif exclut, par ailleurs, que la filière parvienne à la compétitivité dans les 10 ans à venir, dans la mesure où la dégressivité de 3,3% par an appliquée à un niveau moyen de 70 €/MWh aboutit à 50 €/MWh en 2012, encore très au-dessus des prix moyens de l'électricité pour une production en base (de l'ordre de 20 à 25 €/MWh).

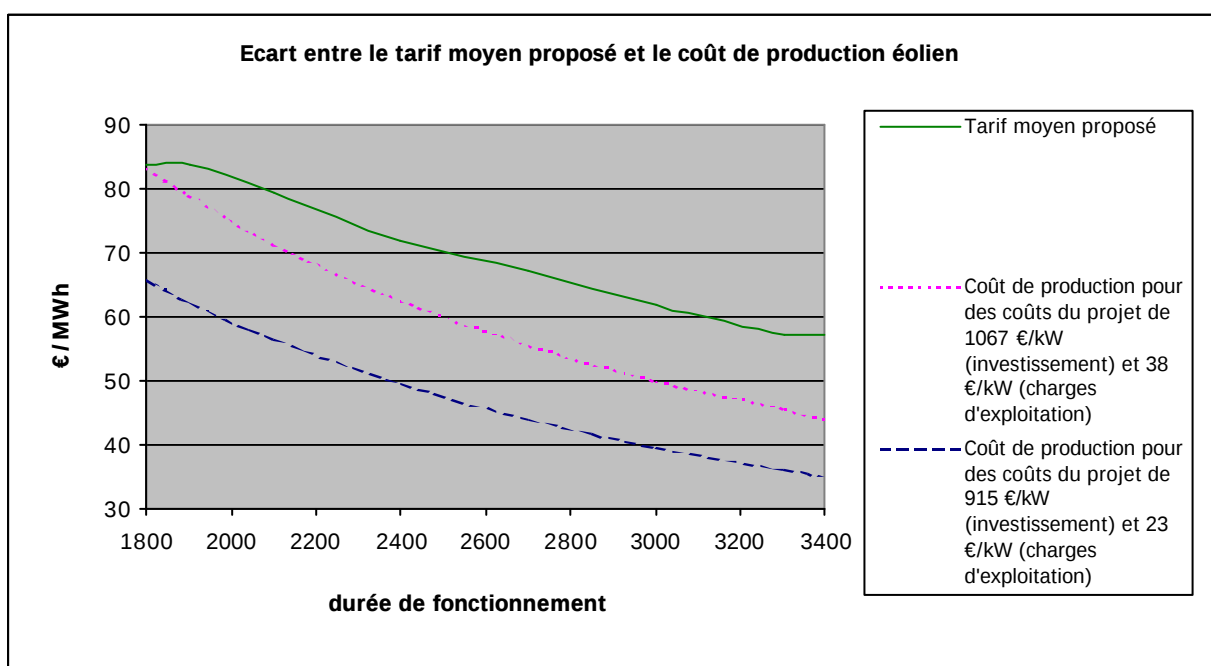
Au total, on ne voit pas comment le tarif proposé pourrait permettre à la France de maîtriser des choix technologiques d'avenir, et il apparaît que le niveau de ce tarif ne peut pas être justifié par une valorisation de cet objectif.

2-2 En Corse et dans les DOM, le tarif moyen proposé est, en revanche, couvert par la somme des coûts et des externalités environnementales évités. Il s'agit de territoires où les énergies renouvelables pourraient être rentables, si les prix de vente de l'électricité distribuée étaient conformes aux coûts. Ce n'est pas le cas, du fait de la péréquation des prix avec ceux de la métropole.

3. Comparaison du tarif d'achat avec les coûts de production de l'électricité éolienne et analyse des modalités techniques

3-1 Les auditions menées par la CRE ont montré que les coûts d'investissement indiqués par les différents acteurs concernés se situent entre 838 €/kW et 1 143 €/kW (soit entre 5500 FF/kW et 7500 FF/kW), et les coûts de fonctionnement annuels entre 2 et 3,5 % des coûts d'investissements.

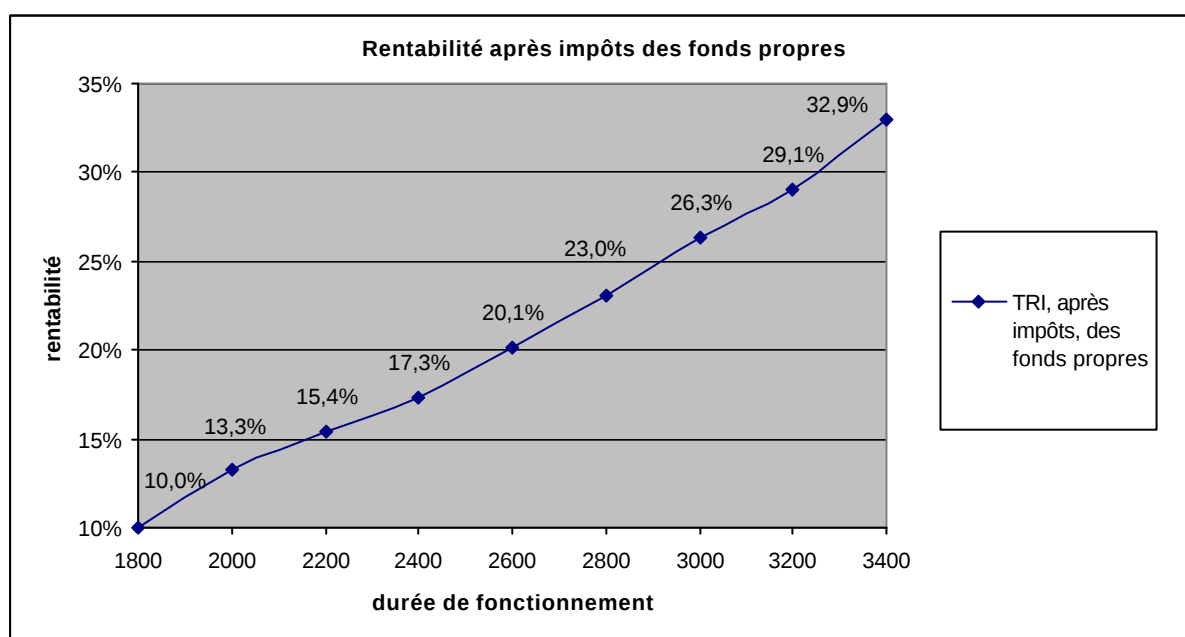
Les couples de valeurs 915 €/kW et 23 €/kW, correspondant à 6000 FF/kW et 150 FF/kW, d'une part, et 1067 €/kW et 38 €/kW, correspondant à 7000 FF/kW et 250 FF/kW, d'autre part, ont été retenus pour comparer le tarif proposé (hors bonification prévue pour les 1500 premiers MW) aux coûts de production calculés sur la base d'un taux d'actualisation de 10% :



Le tarif proposé est très nettement supérieur aux coûts de revient de la filière, quelle que soit l'hypothèse retenue.

3-2 Pour évaluer la rentabilité des projets éoliens, les valeurs respectives de 1067 €/kW (7000 FF/kW) pour les coûts d'investissements et 38 €/kW (250 FF/kW) pour les charges annuelles d'exploitation ont été retenues ; elles correspondent approximativement aux moyennes constatées dans le cadre des projets Eole 2005 (programme d'appels d'offres antérieur à la loi du 10 février 2000, mené par EDF à la demande des pouvoirs publics), mais sont nettement supérieures aux chiffres observés dans les pays européens où la filière éolienne est la plus développée. Ces valeurs constituent donc des bornes supérieures pour l'estimation des coûts moyens des projets éoliens dans les prochaines années.

La courbe suivante donne, sur la base du tarif d'achat proposé (hors bonification prévue pour les premiers 1500 MW), le rendement annuel (TRI), après impôts, des fonds propres investis dans un projet éolien en fonction de la qualité du site.



Investissement : 1067 €/kW, fonctionnement : 38 €/kW, production la 1^{ère} année 75%.

Taux de fonds propres 30%, emprunt à 7% sur 15 ans, taux d'amortissement accéléré 70%, pas d'intégration fiscale.

Inflation 2% par an.

Les rentabilités annuelles sont croissantes avec la qualité du site, ce qui est logique, mais, surtout, elles sont très élevées. **Les sites correctement ou bien ventés, c'est-à-dire à partir de 2600 heures, se voient offrir des rentabilités annuelles après impôts de plus de 20% par an, tout à fait excessives s'agissant de taux moyens sur 15 ans sans risque de défaillance de l'acheteur.** Dans le même temps, les éoliennes implantées sur des sites peu ventés se voient offrir une rentabilité acceptable, pouvant même devenir forte car les coûts d'investissement et d'exploitation pour ces sites sont, souvent, plus faibles que pour les sites très ventés.

3-3 Le tarif proposé est, par ailleurs, très supérieur au prix moyen révélé par l'appel d'offres organisé lors de la dernière tranche d'Eole 2005, soit 48 €/MWh pour l'ensemble des 24 projets retenus, qui ont une durée de fonctionnement moyenne de 2900 heures. Ces mêmes projets recevraient, avec le tarif proposé, 65 €/MWh, ce qui aurait pour conséquence un surcoût global d'environ 170 millions d'euros sur 15 ans par rapport aux rémunérations demandées initialement par ces producteurs.

De même, les évaluations disponibles à l'étranger se situent, dans l'ensemble, au-dessous de 53 €/MWh pour des sites correctement ventés (à l'exception de l'Allemagne, mais ce pays dispose d'un potentiel éolien assez faible et a choisi d'équiper des sites considérés en France comme mauvais, jusqu'à 1500 heures de fonctionnement annuel). Par exemple, une étude récente (janvier 2001) de l'OCDE sur le Danemark évalue le coût de production éolien dans ce pays à 43 €/MWh.

L'ensemble des données qui précèdent conduit la CRE à considérer que le tarif proposé est bien trop élevé (d'au moins 15 €/MWh) si on le compare aux coûts de la filière éolienne.

3-4 Les conditions plus favorables offertes à la première tranche de 1500 MW, principal élément de la saisine modificative du 28 mai 2001, n'ont pas de justification technique ni de lien avec les coûts ou externalités évités et ont pour seul effet d'assurer une rémunération encore plus avantageuse aux producteurs éoliens, particulièrement à ceux ayant déjà des projets avancés et qui vont ainsi bénéficier d'un effet d'aubaine. Les rentabilités annuelles après impôts sont améliorées de 2% en moyenne (alors qu'elles sont déjà supérieures à 20% pour les sites à partir de 2600 heures), pour un surcoût supplémentaire d'environ 300 millions d'euros sur 10 ans.

La CRE s'interroge donc sur la réelle justification de cette disposition coûteuse, introduite tardivement.

3-5 Le tarif proposé est également fortement critiquable dans certaines de ses modalités techniques.

1. Un calcul simple montre que les opérateurs ont intérêt à minimiser volontairement leur production, dans les premières années, pour bénéficier d'un meilleur tarif les dix années suivantes. Un kWh non produit la 5^{ème} année est ainsi un investissement pouvant rapporter jusqu'à 22% par an pendant 10 ans.
2. Le tarif de 44,2 €/MWh offert au bout de 15 ans est trop élevé pour des installations déjà amorties, les charges d'exploitation s'élevant au maximum à environ 15 €/MWh. De plus, ce tarif n'est pas concerné par la dégressivité et se trouvera supérieur au tarif offert à certaines installations neuves.
3. Les modalités d'indexation (coefficient K et L censés refléter les conditions d'évolution des coûts des projets) sont très favorables aux producteurs et, de plus, mal définies :
 - Le coefficient K, qui doit refléter l'évolution de l'ensemble des coûts d'investissement et d'exploitation et s'applique au tarif pour les nouveaux contrats, contient une proportion de 50% relative aux coûts de la main d'œuvre en France, alors que les coûts d'un projet éolien sont déterminés principalement par l'achat de la turbine, fabriquée, dans la plupart des cas, à l'étranger et dont les coûts sont orientés à la baisse. Au niveau actuel d'inflation, la dégressivité annuelle sera limitée à environ 1% par an.
 - L'absence de dégressivité en 2002, alors que le coefficient K s'appliquera, entraînera pour cette année une hausse du tarif, et signifie que tous les producteurs auront intérêt à attendre le 1^{er} janvier 2002 pour faire leur demande.
 - Le coefficient L, qui doit refléter l'évolution des charges d'exploitation et s'applique à la rémunération offerte pendant le contrat de 15 ans, comprend une part fixe de seulement 40%, alors que la proportion des coûts fixes dans le coût de production de l'électricité éolienne est d'environ 75%. De plus, ce coefficient devrait être calculé à partir d'une référence datée de la signature du contrat, la rédaction actuelle implique que les futurs projets bénéficieront d'une double indexation K + L.

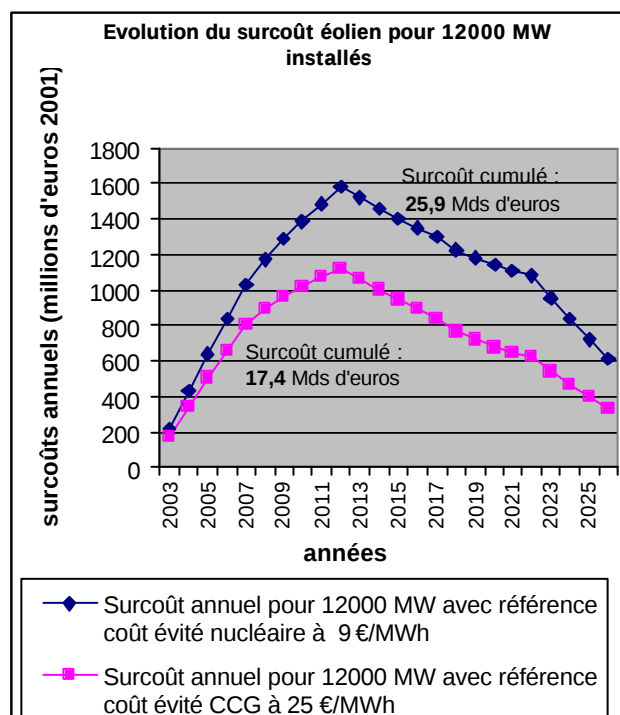
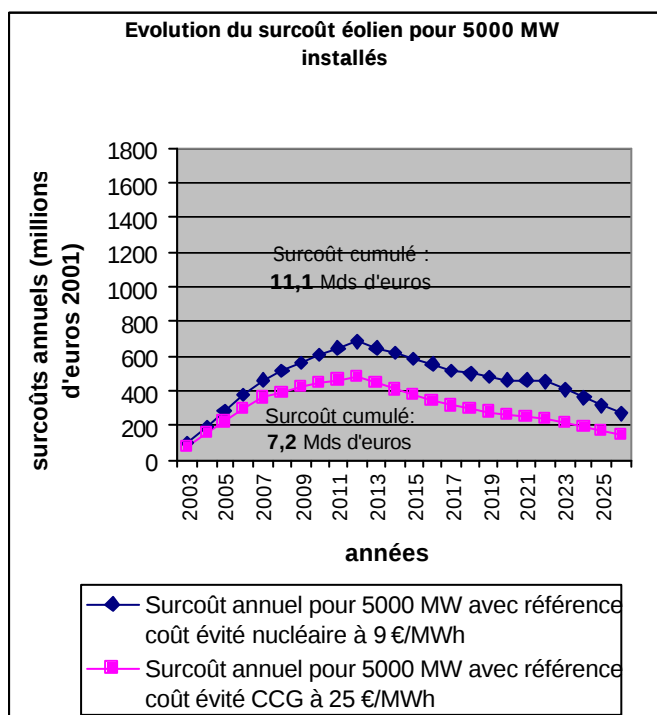
4. Par ailleurs, les conditions contractuelles de l'accès au réseau des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat ne sont pas évoquées dans le projet d'arrêté. Il serait pourtant logique de prévoir que tout éventuel timbre d'injection que devrait supporter le producteur lui sera intégralement compensé par l'acheteur, qui seul peut le répercuter sur ses clients.
5. Enfin, le plafond de 12 MW de puissance installée prévu par le décret du 6 décembre 2000 risque d'être contourné par les opérateurs, car aucune disposition n'interdit de scinder un gros projet en plusieurs projets respectant le plafond.

3-6 Le tarif pour la Corse et les DOM comprend une prime par rapport au continent d'environ 12 €/MWh. Du point de vue de l'analyse de la rentabilité des projets éoliens, cette prime, censée compenser les surcoûts inhérents à ces zones, s'ajoute, pour les DOM, à plusieurs dispositifs fiscaux également conçus pour prendre en compte les spécificités de ces zones. **Le cumul de la prime et de ces dispositifs fiscaux pourrait donc conduire à des rentabilités très élevées.**

4. Conséquences du tarif proposé

Le gouvernement a annoncé qu'il prévoyait 5000 MW installés en 2010. De son côté, l'ADEME en annonce 10000, et certains acteurs de la filière éolienne jusqu'à 12000.

Les figures suivantes présentent, sur la base du tarif proposé, une estimation des surcoûts annuels en euros constants 2001 pour 5000 MW et 12000 MW installés en 2010.

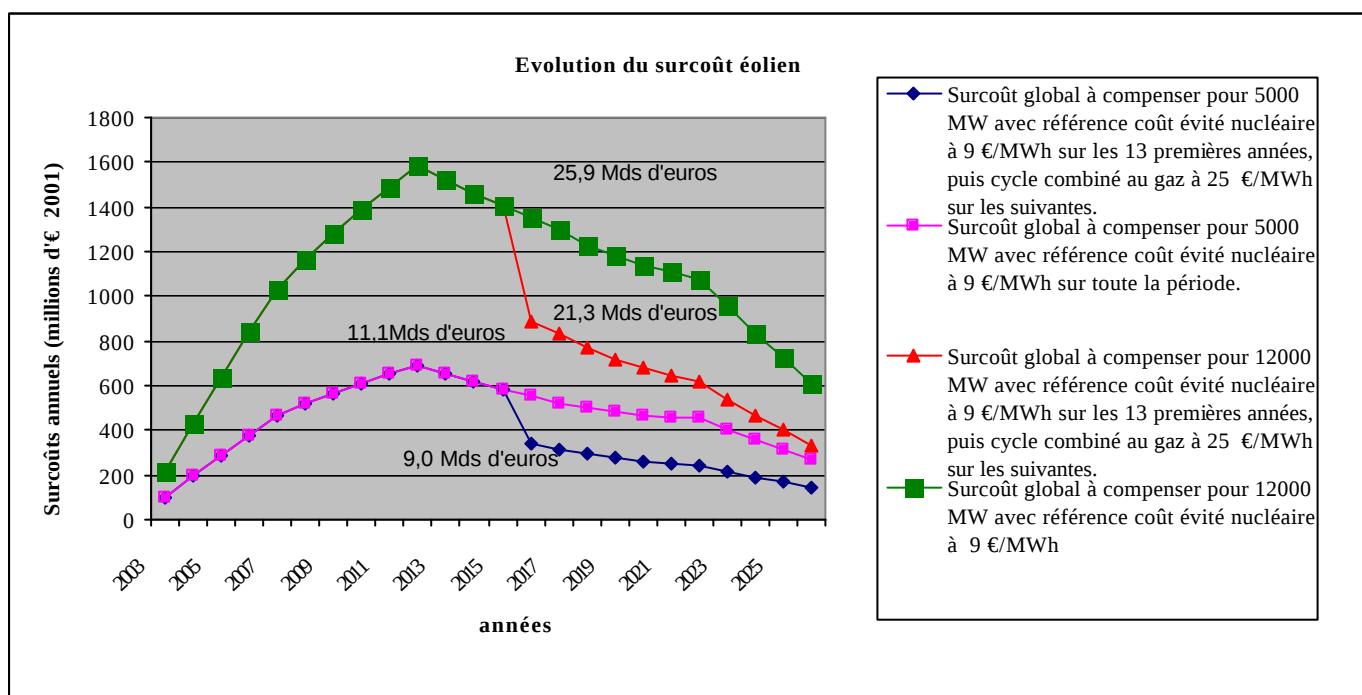


Hypothèses : 500 MW par an entre 2001 et 2010 à 2600 heures, 1200 MW par an entre 2001 et 2010 à 2400 heures.

Le surcoût cumulé est compris entre 7 et 11 milliards d'euros pour 5000 MW installés en 2010, selon que l'on se fonde sur la référence gaz ou nucléaire. Il est compris entre 17 et 26 milliards d'euros pour 12000 MW installés (soit entre 112 et 170 milliards de francs).

Pour 12000 MW installés, le surcoût sur le prix du MWh consommé en France augmentera progressivement jusqu'à 2,5 € en 2012 et dépassera 1,5 € (équivalent à 1 cF/kWh) pendant 20 ans, si la référence retenue est le cycle combiné au gaz. Il augmentera progressivement jusqu'à 4 € en 2012 et dépassera 3 € (équivalent à 2 cF/kWh, soit 3% du prix pour les particuliers et près de 15% pour les industriels) pendant 10 ans, si la référence retenue est le nucléaire.

Si l'on souhaite approcher au plus près la valeur des surcoûts pour l'économie française, il faut prendre en considération le fait que la production d'électricité nationale restera dominée par le nucléaire dans les 15 prochaines années, et que la construction de centrales au gaz à grande échelle est très peu probable dans cette période.



Compte tenu du très important potentiel éolien français et du tarif proposé, les seules limites au développement de la filière seront les difficultés d'acceptation de l'éolien par les populations concernées et la capacité des réseaux à évacuer l'électricité produite.

Les sites éoliens les plus recherchés sont, le plus souvent, situés dans des zones éloignées des centres de consommation, où les réseaux ne sont pas conçus pour évacuer des puissances importantes et devront être renforcés par les gestionnaires de réseaux, ce qui ajoutera au surcoût global supporté par les consommateurs d'électricité.

Un système d'appel d'offres permettrait à la fois de limiter les coûts et de maîtriser les quantités installées, au besoin avec une déclinaison régionale pour éviter une trop grande concentration des projets.

5. Avis de la CRE

5-1 Que les kWh éoliens se substituent à des kWh nucléaires ou à des kWh issus de centrales à cycle combiné au gaz, le tarif d'achat proposé est très supérieur à la somme des coûts et externalités environnementales évités, ainsi que des autres effets positifs supposés de la production éolienne.

5-2 Le tarif proposé se situe également très au-dessus de toutes les estimations raisonnables des coûts de revient de la filière éolienne. Le développement de la spéculation liée aux réservations de site depuis l'annonce de ce tarif est d'ailleurs le révélateur de rentabilités tout à fait excessives : plus de 20% par an après impôts, garantis sur 15 ans, même pour des sites moyennement ventés.

A ce niveau de rentabilité, toute subvention publique supplémentaire est à proscrire, et les projets déjà lancés qui demandent à bénéficier du nouveau tarif devraient rembourser les subventions déjà perçues.

5-3 Dans ces conditions, la CRE recommande au gouvernement de mettre en oeuvre le plus rapidement possible la procédure d'appel d'offres prévue par la loi du 10 février 2000 pour révéler le juste prix à payer et éviter les difficultés liées à un prix administré. Dans l'intervalle, il conviendrait, à tout le moins, de diminuer le tarif offert dans les 5 premières années de 15 €/MWh, et de plafonner la rémunération octroyée à partir de la 6^{ème} année à 60 €/MWh pour les sites à moins de 2400 heures de production annuelle, qui pourront éventuellement être soutenus plus tard, une fois que les sites moins coûteux auront été équipés et que la filière éolienne aura réduit ses coûts.

En outre, la tranche bonifiée de 1500 MW devrait être supprimée et l'accès au tarif d'achat proposé devrait être borné dans le temps.

5-4 Pour une quantité installée de 5000 MW en 2010, annoncée par le gouvernement, le coût total cumulé à la charge des consommateurs d'électricité serait dans le meilleur des cas de l'ordre de 7 milliards d'euros, soit 46 milliards de francs. Si 12000 MW sont installés, comme annoncé par certains professionnels de la filière éolienne, ce surcoût approchera 17 milliards d'euros, soit 111 milliards de francs, et atteindrait 26 milliards d'euros, soit 170 milliards de francs (avec une pointe à 1,5 milliards d'euros, soit 10 milliards de francs, en 2012) si l'on considérait que l'éolien se substitue à du nucléaire. La hausse correspondante sur le prix de l'électricité consommée en France pourrait représenter plus de 3 €/MWh (soit 2 cF par kWh) en 2010, soit environ 15% du prix de l'électricité pour les plus gros consommateurs industriels, et 3 % pour les particuliers.

On ne peut que s'inquiéter de ces hausses non maîtrisées du prix de l'électricité, qui pourraient plus que compenser les effets bénéfiques de la concurrence. En tout état de cause, si le gouvernement devait maintenir ces tarifs, la CRE rappelle son souhait de voir figurer explicitement les surcoûts correspondants sur les factures des consommateurs d'électricité.

5-5 Du fait des caractéristiques de la production électrique française, le développement de la production éolienne ne contribuera quasiment pas, dans les 15 prochaines années, à la réduction des émissions françaises de gaz à effet de serre, ni à l'amélioration de la qualité de l'air.

De même, les investissements importants à réaliser ne bénéficieront que marginalement aux acteurs industriels français, qui ne pourront faire face à l'afflux immédiat des demandes, alors qu'un développement maîtrisé dans le temps leur aurait permis de mieux s'adapter. Ainsi, le nombre d'emplois créés en France sera très faible.

5-6 S'agissant de la Corse et des DOM où, du fait de la petite taille et de l'isolement des systèmes électriques, une bonne partie de la production d'électricité est assurée par des centrales au charbon et au fuel de faible puissance, relativement coûteuses et polluantes, le développement de la production éolienne pourrait représenter une économie dès aujourd'hui en réduisant le coût de la péréquation tarifaire dans ces zones.

La CRE juge regrettable que le niveau exagérément élevé du tarif, qui s'ajoute aux dispositifs fiscaux favorables existants, annule, et au-delà, les gains que la collectivité devrait retirer du développement de l'énergie éolienne dans ces zones.

5-7 La CRE recommande que ce dispositif ne soit mis en œuvre qu'après notification préalable et accord de la Commission européenne, conformément à la réglementation communautaire sur les aides d'Etat, afin de n'exposer les producteurs à aucun risque de ce point de vue.

5-8 Au vu de l'ensemble des éléments qui précèdent, la CRE considère que le tarif proposé entraîne des rentes indues aux producteurs éoliens qui se traduiront par une augmentation significative des prix de l'électricité en France, et représente un moyen exagérément coûteux pour la collectivité d'atteindre l'objectif de développement de la filière que s'est fixé le gouvernement. Elle émet, en conséquence, un avis défavorable sur ce projet d'arrêté.