

AVIS DE LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE EN DATE DU 19 JUILLET 2001 SUR L'ARRETE FIXANT LES CONDITIONS D'ACHAT DE L'ELECTRICITE PRODUITE PAR LES INSTALLATIONS QUI ELIMINENT DES DECHETS ANIMAUX BRUTS OU TRANSFORMES

La CRE a été saisie, le 19 juin 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 qui éliminent des déchets animaux bruts ou transformés, 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.

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 tarifificateur 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 les installations qui éliminent des déchets animaux bruts ou transformés

L'arrêté, objet du présent avis, concerne la production d'électricité par les installations qui éliminent les farines animales (certaines peuvent également éliminer les déchets crus). Ces installations font l'objet d'un appel à propositions du ministère de l'environnement (clos le 7 mai 2001), dans lequel il est indiqué que les candidats pourront s'appuyer, dans leur plan de financement, sur un prix de rachat de 30 cF/kWh pour l'électricité produite.

1-1 Le tarif proposé pour les installations qui éliminent les farines animales est identique, par sa forme et son niveau, au tarif applicable aux installations qui valorisent les déchets ménagers ou assimilés par incinération. Le tarif, prévu dans le cadre d'un contrat de 15 ans, est constitué de deux éléments :

- une rémunération de base avec une prime fixe proportionnelle à la disponibilité en hiver, et une rémunération saisonnalisée de l'énergie. L'ensemble correspond à une rémunération moyenne de 46 €/MWh pour un raccordement en HTA et 43 €/MWh pour un raccordement en HTB (pour une disponibilité en hiver de 100% et 8000 heures de fonctionnement annuel).
- une « prime à l'efficacité énergétique », fonction du rendement énergétique, pouvant aller jusqu'à 3 €/MWh si ce rendement dépasse 60%.

1-2 Une prime supplémentaire de 9 €/MWh en moyenne est prévue pour les DOM, mais pas pour la Corse.

1-3 Au terme des 15 années du premier contrat ou dans le cas d'installations existantes, la prime à l'efficacité énergétique est supprimée et, dans les mêmes conditions que ci-dessus, la rémunération de base est ramenée en moyenne à 39 €/MWh en métropole et à 48 €/MWh dans les DOM, sans distinction entre HTA et HTB.

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 Comme indiqué précédemment, le tarif proposé est identique à celui déjà soumis à la CRE concernant les usines d'incinération d'ordures ménagères.

Par ailleurs, les principales caractéristiques de la production d'électricité à partir de farines animales sont probablement voisines de celles de la production d'électricité à partir d'ordures ménagères. En particulier, la production peut être considérée comme garantie, et les externalités négatives, dans la mesure où elles résultent de l'obligation d'incinérer ces déchets, peuvent ne pas être imputées à la production d'électricité.

En conséquence, la comparaison donne un résultat similaire : le tarif proposé en métropole est couvert par la somme des coûts et des externalités évités si on le compare au cycle combiné au gaz, mais est supérieur d'environ 15 €/MWh à cette somme si on le compare au nucléaire.

2-2 En Corse et dans les DOM, le tarif moyen proposé est, en revanche, largement couvert par la somme des coûts et des externalités évités.

3. Comparaison du tarif d'achat avec les coûts de production de l'électricité par les installations qui éliminent les farines animales et analyse des modalités techniques

3-1 L'équilibre économique des installations qui éliminent les farines animales ne peut être assuré que par des aides publiques.

Dans ce cadre, la rémunération du kWh électrique ne constitue qu'une partie de ce soutien public. Le montant des autres aides nécessaires sera révélé par l'appel à propositions qu'a lancé le ministère de l'environnement afin de rechercher des capacités nouvelles d'élimination des farines animales.

La notion de coût de production du kWh électrique est donc, en l'espèce, dépourvue de signification et l'avis de la CRE ne peut être fondé que sur la comparaison des coûts et des externalités évités.

3-2 Le tarif proposé affiche des rémunérations différentes suivant la tension de raccordement des installations.

Or, le décret du 10 mai 2001 prévoit que seuls les coûts évités de production sont utilisés pour établir le tarif d'achat. La prise en compte de paramètres de raccordement au réseau dans le tarif proposé est donc en contradiction avec ce texte.

Par ailleurs, la CRE n'a pas pris position à ce jour quant à d'éventuelles réductions des coûts des réseaux électriques susceptibles d'être apportées par le raccordement d'installations de production en BT ou en HTA. En tout état de cause, si de telles économies de réseau s'avéraient justifiées économiquement (ce qui nécessiterait notamment d'examiner les avantages et les inconvénients d'une interconnexion des réseaux permettant d'assurer la continuité de l'alimentation dans les situations de défaillance de moyens de production), elles auraient vocation à être traduites dans les tarifs d'utilisation des réseaux applicables aux producteurs, et non pas dans un tarif d'achat de l'électricité.

Alors que les tarifs d'accès au réseau et les prix de l'électricité vont désormais évoluer indépendamment, il est illogique qu'un tarif d'achat de l'électricité comprenne une rémunération des économies de réseau (qui, dans le cas d'espèce, restent à démontrer).

Le tarif d'achat devrait prévoir une rémunération identique quel que soit le niveau de raccordement des installations.

4 Conséquences du tarif proposé :

Les quantités nationales de farines animales à éliminer par des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat sont estimées à 300 000 tonnes/an, dans l'appel à propositions lancé par le ministère de l'aménagement du territoire et de l'environnement.

Pour une production électrique d'environ 2 MWh par tonne de farines animales incinérée, et à supposer que toutes les installations concernées produisent de l'électricité, le surcoût annuel sera d'environ 7,8 millions d'euros si la référence est le cycle combiné au gaz, et 9,6 millions d'euros si c'est le nucléaire.

5 Avis de la CRE

5-1 La CRE constate que l'équilibre financier des installations produisant de l'électricité en éliminant les farines animales ne peut pas être assuré sans soutien public. Le gouvernement a choisi de faire supporter une partie de ce soutien au consommateur d'électricité, par le biais de l'obligation d'achat de l'électricité produite. Cela ne peut se justifier que si le tarif de rachat de l'électricité est directement calculé sur la base des coûts et externalités environnementales évités.

5-2 La CRE constate, comme dans le cas des ordures ménagères, que le tarif proposé pour la métropole continentale peut être considéré comme globalement couvert par la somme des coûts et des externalités évités si la référence est le cycle combiné au gaz, mais qu'il en demeure assez éloigné si la référence est le nucléaire.

5-3 Le tarif proposé pour la Corse et les DOM est nettement inférieur aux coûts et externalités évités localement.

5-4 En conclusion, la CRE émet un avis favorable sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité des installations qui valorisent des déchets animaux bruts ou transformés, sous réserve que le tarif de reprise soit indépendant du niveau de tension de raccordement des installations au réseau.

Fait à Paris, le 19 juillet 2001

Le Président

Jean SYROTA