

12 juillet 2001

AVIS DE LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE EN DATE DU 12 JUILLET 2001 SUR L'ARRETE FIXANT LES CONDITIONS D'ACHAT DE L'ELECTRICITE PRODUITE PAR LES INSTALLATIONS DE COGENERATION D'ELECTRICITE ET DE CHALEUR VALORISEE

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 de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée, 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 11 juillet 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 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 7€ 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 CO₂ (€/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 de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée

1-1 Le tarif proposé reconduit les principales modalités des conditions d'achat précédemment en vigueur, dites « contrat 99-02 » (elles-mêmes fortement inspirées des modalités du « contrat 97-01 »). La rémunération des producteurs, assurée dans le cadre d'un contrat de 12 ans, est constituée de :

- une prime fixe, versée pendant les 5 mois de la période d'hiver du tarif d'EDF, égale à un taux de base dépendant de la tension de raccordement et de la puissance garantie en hiver, multiplié par un coefficient représentatif de la disponibilité en hiver. Elle est comprise entre 132,97 €/kW et 153,49 €/kW, ce qui correspond, pour une disponibilité en hiver de 95%, à une rémunération par MWh comprise entre 38,6 € et 44,6 €;
- une rémunération dépendant de l'énergie active fournie, qui est la somme de trois termes :
 - . une partie proportionnelle à l'énergie active fournie, fonction de la tension de raccordement et de la puissance garantie, comprise entre 4,8€ MWh et 6,5€ MWh, mais nulle pour l'énergie livrée au-delà de la puissance garantie en hiver ;
 - . une partie correspondant à la rémunération du gaz, égale au tarif du gaz « saisonnier grand transport applicable à un industriel » divisé par un coefficient forfaitaire de 0,54, plafonnée à 36,3€ MWh pour un fonctionnement limité à l'hiver, et 23,1 €/MWh pour une installation fonctionnant en base ;
 - . une prime à l'efficacité énergétique, fonction de l'économie d'énergie primaire que permet l'installation, pouvant dépasser 1€ MWh pour les installations les plus efficaces, et plafonnée à 180000 €/par an ;

Au total, par rapport aux conditions d'achat précédemment en vigueur, le tarif proposé est légèrement moins favorable pour les grosses cogénérations, légèrement plus favorable pour les petites cogénérations, et contient une incitation plus forte à l'efficacité énergétique.

1-2 Les installations pouvant bénéficier du tarif proposé sont définies par un arrêté en projet (sur lequel la CRE n'est pas consultée), qui prévoit en particulier qu'elles doivent procurer une économie d'énergie primaire d'au moins 5% par rapport à des installations électrique et thermique séparées. Cet arrêté abrogera l'arrêté du 23 janvier 1995, qui exigeait simplement un rendement énergétique global supérieur à 65%.

1-3 L'arrêté ne contient aucune disposition particulière pour la Corse ou les DOM (les contrats 97-01 et 99-02 ne prévoyaient pas non plus de modalités spécifiques pour ces zones).

1-4 Au terme des 12 années du premier contrat ou dans le cas d'installations existantes, le producteur peut bénéficier d'un nouveau contrat de 12 ans (alors que les contrats 97-01 et 99-02 ne prévoyaient pas de renouvellement à l'échéance). Les modalités de rémunération sont inchangées, à l'exception de la prime fixe qui est diminuée environ de moitié.

1-5 Si le prix annuel du gaz dépasse le prix plafond fixé par l'arrêté, et si la durée résiduelle du contrat est supérieure à un an, le producteur a la possibilité de mettre l'installation de cogénération à la disposition de l'acheteur. Les conditions de rémunération sont identiques à celles qui avaient été définies au début de l'hiver 2000 pour faire face à une forte hausse des

prix du gaz, et prévoient notamment que la prime fixe est versée intégralement, augmentée de 9,15 €/kW pour tenir compte des frais fixes liés à la fourniture en gaz naturel.

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.

A titre préliminaire, il convient de noter que le tarif proposé est construit sur la base du coût et des externalités évités d'un cycle combiné au gaz. D'une part, la rémunération variable est explicitement indexée sur le prix du gaz. D'autre part, sans que cela soit contenu dans le texte de l'arrêté, il est manifeste que le coefficient de 54% correspond au rendement d'un cycle combiné au gaz, et que le tarif proposé n'introduit que des modifications mineures par rapport aux conditions d'achat précédemment en vigueur, qui faisaient référence aux coûts d'une centrale à cycle combiné au gaz de référence.

Il en résulte que la comparaison avec les coûts et externalités d'un cycle combiné au gaz sera plus aisée (tout en ne négligeant pas, dans l'analyse globale, le fait que l'électricité provenant des installations de cogénération se substituera à court et moyen terme à de la production nucléaire). Le tarif proposé contenant une part liée explicitement au prix du gaz, il ne sera pas nécessaire d'utiliser l'hypothèse sur le prix du gaz faite au paragraphe III. b) du présent avis.

2-1 Comparaison avec les coûts et les externalités évités d'une centrale à cycle combiné au gaz de référence

a) Coûts évités

Les composantes du tarif à prendre en compte sont la prime fixe, la rémunération proportionnelle de l'énergie, et la rémunération du gaz :

- la prime fixe :

Elle doit être comparée aux coûts fixes, d'investissement et d'exploitation, d'un cycle combiné au gaz de référence. Les valeurs de 500 €/kW pour les coûts d'investissement et 15 €/kW pour les coûts fixes d'exploitation correspondent aux niveaux déjà atteints sur les meilleurs projets de cycle combiné au gaz actuels (le calcul est aussi fait pour une centrale « non optimisée » à 600 €/kW et 20 €/kW).

	Cycle combiné au gaz de référence	Cycle combiné au gaz « non optimisé »	Prime fixe tarif proposé
Investissement (€/kW)	500	600	
Annuité investissement (*) (€/kW)	51	61	
Coûts fixes exploitation (€/kW)	15	20	
Annuité totale (€/kW)	66	81	133 à 153

(*) amortissement sur 20 ans à 8%

On constate que la prime fixe du tarif proposé est très nettement supérieure à l'annuité d'amortissement d'un cycle combiné au gaz.

On peut remarquer que, pour la prime fixe, le tarif proposé reproduit exactement les anciennes modalités tarifaires, et que celles-ci contenaient explicitement une rémunération liée aux « économies de réseau », allant de 50 €/kW à 70 €/kW.

- *la rémunération proportionnelle :*

Elle doit être comparée aux coûts d'exploitation proportionnels, hors combustible, d'un cycle combiné au gaz. Ces coûts sont de l'ordre de 1,5 à 2,5 €/MWh.

Or la rémunération proportionnelle contenue dans le tarif est comprise entre 4,8 et 6,5 €/MWh. Là encore, cette rémunération proportionnelle est inchangée par rapport au contrat 99-02 qui incluait des « économies de réseau » d'environ 3 à 4 €/MWh.

La rémunération proportionnelle du tarif proposé est supérieure aux coûts proportionnels d'un cycle combiné au gaz d'environ 3 à 4 €/MWh.

- *la rémunération du gaz :*

Elle est égale, suivant les termes de l'annexe 1 du projet d'arrêté, au « tarif saisonnier grand transport applicable à un industriel », divisé par 0,54, avec un plafonnement. Ce coefficient de 54% (en hausse par rapport aux conditions précédentes qui le fixaient à 52,5%) n'est toujours pas représentatif des meilleures technologies pour les cycles combinés. Un chiffre de 58%, correspondant aux rendements déjà annoncés, serait plus approprié.

b) Externalités évitées

Il s'agit ici de comparer la prime à l'efficacité énergétique du tarif proposé aux externalités environnementales évitées par la cogénération.

La prime à l'efficacité énergétique est égale à $80 \times (E_p - 0,05)$, en €/par MWh électrique produit, où E_p représente la proportion d'énergie primaire économisée par la cogénération, c'est-à-dire la proportion de combustible fossile non brûlé.

Les externalités évitées, quant à elles, sont de l'ordre de $8 \times E_p$ €/MWh de gaz consommé (on considère que le combustible retenu pour la chaudière que remplace l'installation de cogénération est aussi le gaz).

En considérant qu'une cogénération produit de l'ordre de 30 MWh électriques pour 100 MWh de gaz consommés, on obtient le tableau suivant, pour des économies d'énergie primaire de 5%, 10%, 15%, et 20 % :

Economie d'énergie primaire	Externalités évitées (€/MWh)	Prime à l'efficacité énergétique (€/MWh)
5%	1,3	0
10%	2,7	4
15%	4	8
20%	5,3	12

Le niveau de la prime à l'efficacité énergétique semble élevé. Il faut cependant tenir compte du fait que cette prime est plafonnée en valeur absolue (à 18000€), et que le calcul des externalités évitées donnerait un résultat plus élevé si on considérait un autre combustible que le gaz pour la chaudière évitée.

c) Au total, la comparaison du tarif proposé avec les coûts et externalités évités du cycle combiné au gaz donne les résultats suivants :

	Coûts et externalités évités d'un cycle combiné au gaz (€/MWh)		Tarif proposé (€/MWh)	
	Base	Semi-base	Base	Semi-base
Annuité CCG / Prime fixe	7,9	19,2	16,0 à 18,4	38,6 à 44,6
Coût / Rémunération proport.	1,5 à 2,5		4,8 à 6,5	
Coût / Rémunération du gaz (1)	17,6 à 21,6	21,4 à 33,8	18,9 à 23,1	23,0 à 36,3
Externalités évitées / Prime à l'efficacité énergétique	1,3 à 5,3		0 à 12	
Total	28,3 à 37,3	43,4 à 60,8	39,7 à 60,0	66,4 à 99,4

Disponibilité : 95%

(1) Les fourchettes de prix du gaz correspondent aux extrêmes des tarifs STS observés depuis 2 ans, en tenant compte du plafonnement prévu par l'arrêté.

Le tarif proposé est nettement supérieur aux coûts et externalités évités du cycle combiné au gaz, d'environ 10€/ MWh à 20 €/MWh pour un fonctionnement en base, et d'environ 20 €/MWh à 40 €/MWh pour un fonctionnement en semi-base.

2-2 Comparaison avec les coûts et les externalités évités d'une centrale nucléaire de référence

Le tarif proposé prévoyant une rémunération de la puissance garantie en hiver, il convient de retenir comme coût évité le coût de production complet du nucléaire.

Pour le calcul des externalités évitées, il faut considérer que, pour la satisfaction d'un besoin de chaleur donné, la production associée d'électricité par cogénération entraîne une consommation plus importante de combustibles fossiles. Les externalités négatives en découlant sont supérieures à celles du nucléaire, et il en résulte que la cogénération a des externalités environnementales négatives quand on la compare à la production nucléaire.

Considérons par exemple un besoin en chaleur de 50 MWh, associé à une production d'électricité par cogénération de 35 MWh pour une consommation de gaz de 100 MWh, soit un rendement global de la cogénération de 85%, ce qui est une très bonne performance, correspondant à une économie d'énergie primaire Ep égale à environ 20%.

Les bilans énergétiques comparés sont les suivants :

	Cogénération : 50 MWh therm + 35 MWh élec	Chaudière gaz 50 MWh + nucléaire 35 MWh
Consommation de gaz (MWh de gaz)	100	55
Externalités gaz (€/MWh)	800	440
Production nucléaire (MWh élec)	0	35
Externalités nucléaire (€/MWh)	0	70
Total externalités (€/MWh)	800	510

Dans l'exemple présenté, les externalités négatives de la cogénération par rapport à la production séparée d'électricité par une centrale nucléaire sont proches de 1€ pour chaque MWh électrique produit.

Hors prise en compte des externalités, la comparaison du tarif proposé avec une centrale nucléaire de référence donne les résultats suivants :

	Coût de production (€/MWh)	Tarif d'achat cogénération (1) (€/MWh)	Différence (€/MWh)
Nucléaire 1300 MW			
Base	30	43,7 à 52,0	13,7 à 22,0
Semi-base	60	70,4 à 91,4	10,4 à 31,4

(1) Hypothèse retenue : la prime à l'efficacité énergétique est fixée à 4 €/MWh, ce qui correspond à une économie d'énergie primaire de 10%.

La production d'électricité par cogénération présente des externalités négatives importantes (de l'ordre de 10 €/MWh) par rapport à une centrale nucléaire.

Même sans tenir compte de ces externalités négatives, le tarif proposé est très supérieur aux coûts évités d'une centrale nucléaire. L'écart varie entre 10 €/MWh et 20 €/MWh pour la base, et entre 10 €/MWh et 30 €/MWh pour la semi-base. Cet écart est dans le haut de ces fourchettes pour les niveaux actuels des prix du gaz.

2-3 Conclusion sur les coûts et les externalités évités en métropole

Le tarif proposé est nettement supérieur à la somme des coûts et des externalités évités d'une centrale à cycle combiné au gaz. La différence est de l'ordre de 10 €/MWh à 20 €/MWh pour un fonctionnement en base, de 20 €/MWh à 40 €/MWh pour un fonctionnement en semi-base.

On obtient la même conclusion si la comparaison est faite avec les seuls coûts évités d'une centrale nucléaire, sans même tenir compte d'un bilan environnemental dégradé.

Les autres objectifs figurant à l'article 1^{er} de la loi, et en particulier la « maîtrise des choix technologiques d'avenir » mentionnée dans la lettre d'envoi du gouvernement, ne semblent pas pouvoir justifier de tels écarts.

2-4 Comparaison avec les coûts et externalités évités en Corse et dans les DOM

Les caractéristiques du tarif proposé ne sont absolument pas adaptées aux zones non interconnectées, qui ne disposent pas de gaz naturel :

- la rémunération du gaz n'a pas de justification si un autre combustible est utilisé;
- la formule de calcul de l'économie d'énergie primaire, qui fait référence au rendement d'une centrale à cycle combiné au gaz, n'est pas adaptée;
- la forte incitation à une production limitée à la période hivernale n'est pas justifiée dans ces zones.

Dans ces conditions, le tarif proposé ne peut valablement être comparé avec les coûts et externalités évités en Corse et dans les DOM.

La cogénération n'est pas pour autant dépourvue d'intérêt dans ces zones. En effet, la production d'électricité y est assurée en grande partie par des centrales au charbon ou au fuel, coûteuses et polluantes. Par rapport à la métropole, la cogénération est donc susceptible d'être plus intéressante, à la fois sur le plan économique (le coût évité local est bien plus grand) et sur le plan environnemental (pour une économie d'énergie primaire donnée, les externalités évitées sont plus élevées si le combustible est le charbon ou le fuel). Même si le potentiel exploitable n'est probablement pas très important, il n'y a donc aucune raison de ne pas soutenir la cogénération dans les DOM et en Corse.

Le tarif proposé devrait comporter des modalités spécifiques à la Corse et aux DOM.

2-5 Cas du fonctionnement en mode « de mise à disposition du système électrique »

Lorsque le prix du gaz dépasse le plafond prévu par l'arrêté, le producteur a la possibilité de mettre son installation à la disposition de l'acheteur (et non pas du système électrique comme mentionné par erreur dans le texte de l'arrêté). La prime fixe lui est alors payée en totalité, y compris les coûts fixes d'approvisionnement en gaz. Cela signifie en pratique que le producteur ne supporte aucun risque lié au prix du gaz.

En terme de coût évité, la référence pour une installation dispatchable devrait être une turbine à combustion fonctionnant au gazole, dont les coûts fixes annuels sont de l'ordre de 75€/kW, La prime fixe pour les cogénérations dispatchables ne devrait pas dépasser ce niveau, d'autant qu'elles ont des contraintes techniques qui ne permettent pas de les appeler sans préavis.

La rémunération prévue pour le fonctionnement en mode dispatchable a pour effet de garantir les cogénérateurs contre tout risque lié au prix du gaz, au prix d'un surcoût important pour la collectivité. Il serait logique de diminuer la prime fixe versée aux cogénérateurs qui passent en mode dispatchable.

3. Comparaison du tarif d'achat avec les coûts de production de l'électricité par les installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée

3-1 De manière générale, il est délicat de calculer un « coût de production » du kWh électrique pour les installations de cogénération. D'une part, le nombre de paramètres à prendre en considération est très grand : taille de l'installation, technologie utilisée et rendement électrique, coûts d'investissement et d'exploitation, prix du combustible, durée annuelle de fonctionnement, proportions de chaleur et d'électricité produites. D'autre part, ce « coût de production du kWh électrique » dépend d'hypothèses ou de données extérieures à l'électricité : prix auquel la vapeur est valorisée, définition et coût de la chaudière remplacée par l'installation de cogénération entre autres.

Il est donc préférable de prendre des cas simples et de vérifier si le tarif proposé est en rapport avec le coût de production évalué en prenant les hypothèses les plus « génériques » possibles.

Les deux installations retenues sont un moteur à gaz de 1 MWé et une turbine à gaz de 10 MWé, avec un prix du gaz « bas » (tarif STS de Gaz de France au 1^{er} juillet 1999), et un prix du gaz « haut » (tarif STS de Gaz de France au 1^{er} juillet 2000). Les autres hypothèses sont les suivantes :

	Moteur 1 MW	Turbine 10 MW
Prix d'investissement (€/kW)	800	700
Charges d'exploitation (€/MWh)	12	10
Disponibilité	0,95	0,95
Rapport C/E	1,1	1,5
Rendement électrique	36%	31%
Durée de vie	12 ans	12 ans
Valeur résiduelle	0	0

La comparaison du coût de production, calculé avec les hypothèses ci-dessus, avec la rémunération offerte par le tarif proposé donne les résultats suivants (la vapeur produite est supposée valorisée au coût du combustible évité par une chaudière de rendement 90 %) :

Moteur 1 MW

		Tarif proposé ⁽¹⁾ (€/MWh)	Coût de production ⁽²⁾ (€/MWh)
Semi-base	Prix du gaz haut	88,6	73,2
	Prix du gaz bas	77,5	63,8

(1) Comprend une prime à l'efficacité énergétique de 4 €/MWh correspondant à une économie d'énergie primaire de 10%.

(2) Taux d'actualisation 10%.

Turbine 10 MW

		Tarif proposé ⁽¹⁾ (€/MWh)	Coût de production ⁽²⁾ (€/MWh)
Base	Prix du gaz haut	46,4 ⁽³⁾	47,5 ⁽⁴⁾
	Prix du gaz bas	42,2	38,1
Semi-base	Prix du gaz haut	82,8	66,8
	Prix du gaz bas	71,7	57,5

(1) Comprend une prime à l'efficacité énergétique de 4 €/MWh correspondant à une économie d'énergie primaire de 10% (tenant compte du plafonnement de la prime à 180000 €).

(2) Taux d'actualisation 10%.

(3) En tenant compte du plafonnement de la rémunération du gaz.

(4) Rappelons que le producteur est libre de ne pas produire en dehors de la période hivernale.

Il semble, au vu de ces deux exemples, que **le tarif proposé couvre largement les coûts de production des installations de cogénération**. Cette conclusion n'est pas généralisable aux installations de très petite dimension (moins de 500 kW), dont les coûts sont en général plus élevés.

3-2 En pratique, le niveau élevé du tarif d'achat permettra aux opérateurs des cogénérations de consentir des rabais sur le prix de la vapeur, comme cela s'est déjà produit avec les contrats 97-01 et 99-02. Cette subvention de l'électricité à la vapeur est susceptible de fausser la concurrence sur le marché de la vapeur. En outre, elle pourrait s'analyser comme une aide d'Etat vis-à-vis des entreprises qui bénéficient des baisses de prix de la vapeur.

3-3 L'arrêté prévoit la possibilité pour les cogénérateurs de bénéficier d'un second contrat d'achat de 12 ans. Or, les calculs précédents montrent qu'au terme du premier contrat d'achat, les installations de cogénération sont totalement amorties. De même, les contrats 97-01 et 99-02 prévoient l'amortissement complet des installations en 12 ans, et ne mentionnent pas la possibilité d'un second contrat à l'échéance du premier. Cette disposition s'avère particulièrement favorable aux titulaires de contrats 97-01 et 99-02, et ne repose sur aucune justification économique.

La CRE regrette que l'occasion ne soit pas saisie d'inciter ces installations, sorties du régime de l'obligation d'achat, à participer à la concurrence sur le marché des clients éligibles.

A tout le moins, **la rémunération offerte dans le cadre du second contrat, devrait comprendre une prime fixe limitée à la couverture des charges fixes d'exploitation**.

4. Analyse des autres modalités techniques du tarif proposé

4-1 Le coefficient d'indexation L, qui s'applique à la rémunération offerte pendant le contrat de 12 ans, doit refléter l'évolution des charges d'exploitation. A ce titre, la prime fixe, qui représente l'amortissement des installations, ne devrait pas être indexée.

4-2 Le tarif proposé affiche des rémunérations différentes suivant la tension de raccordement des installations : BT, HTA, HTB ou 225 kV. 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 entre 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.

4-3 Les installations de cogénération pouvant bénéficier de l'obligation d'achat doivent respecter des critères techniques définis par un autre arrêté : produire une quantité minimale de chaleur, utiliser effectivement la chaleur produite, procurer une économie d'énergie primaire d'au moins 5%. Le respect de ces critères est essentiel, car lui seul peut justifier le surcoût payé par la collectivité à travers l'obligation d'achat. Etant donné que l'accès à l'obligation d'achat se fait sur la base d'une déclaration du producteur, il conviendrait de définir un mécanisme permettant de retirer le certificat donnant droit à l'obligation d'achat si les critères minimaux prévus ne sont pas respectés.

5. Conséquences du tarif proposé :

5-1 La cogénération est une technique aujourd'hui bien connue, potentiellement rentable et permettant une bonne efficacité énergétique. Comme pour les autres techniques de production d'électricité, les coûts sont plus élevés pour les petites installations, et il est permis de s'interroger sur l'opportunité de soutenir les petites installations les moins rentables, alors que, dans le même temps, il existe un flux régulier de cogénérations qui pourraient se développer sans soutien public.

Pour mieux apprécier les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération, il aurait été utile que **le gouvernement définisse un objectif de développement de la petite cogénération, tenant compte du flux d'installations de plus grande taille qui se développent spontanément.**

La mise en place du contrat 97-01, particulièrement avantageux pour les investisseurs, avait provoqué un développement non maîtrisé de la cogénération en France (plus de 3000 MW alors que 1000 MW étaient prévus). Il est vrai que la cogénération avait été freinée auparavant par EDF. Ce développement s'est ralenti récemment, essentiellement du fait de la hausse du prix du gaz et de l'incertitude liée au nouveau cadre législatif et réglementaire.

5-2 Le tarif proposé reconduisant, pour l'essentiel, les modalités antérieures, on peut supposer qu'il est suffisamment avantageux pour qu'une grande partie du potentiel restant à équiper se

réalise dans les prochaines années, au moins pour ce qui concerne les cogénérations de puissance supérieure à 1 MW.

Par ailleurs, la rémunération offerte aux cogénérateurs dépend fortement du prix du gaz (elle est ainsi passée de 5€ MWh en moyenne en 1999 à 7€ MWh en 2000). En outre, le surcoût induit par la cogénération dépend également de la durée de fonctionnement annuelle, elle-même fonction du prix du gaz.

Les incertitudes sont donc grandes et le calcul qui suit doit être considéré comme un ordre de grandeur du surcoût envisageable à terme.

Un rythme annuel de 300 MW de cogénérations bénéficiant de l'obligation d'achat semble possible (estimation donnée par le Club cogénération de l'ATEE lors de son audition par la CRE).

En supposant que 3000 MW supplémentaires soient installés dans la décennie à venir, pour une rémunération moyenne de 60€ MWh (soit un prix du gaz plutôt bas correspondant à un baril de pétrole aux environs de 20 \$), et une durée de fonctionnement moyenne de 4000 heures, le surcoût annuel serait d'environ 240 millions d'euros. En intégrant le parc actuellement installé, le surcoût total de la cogénération serait alors de l'ordre de 500 millions d'euros par an, soit plus de 3 milliards de francs par an, ou encore environ 0,8 cF/kWh.

6. Avis de la CRE

6-1 L'absence de toute indication sur l'ordre de grandeur du niveau de développement de la filière escompté par le gouvernement, rend très difficile l'appréciation des incitations comprises dans le tarif. En l'état, celui-ci ne permet aux pouvoirs publics aucun contrôle sur la capacité de production qui sera mise en place, maintenant ainsi l'un des principaux défauts du système antérieur.

La CRE rappelle sa préférence pour les appels d'offres, qui permettent de maîtriser les quantités et d'éviter de subventionner des projets qui se réaliseraient sans aide ou à un niveau d'aide inférieur à celui prévu par le tarif.

6-2 Le niveau du tarif proposé est bien supérieur à la somme des coûts et des externalités évités d'une centrale à cycle combiné au gaz. Dans la mesure où le principe de rémunérer les cogénérateurs sur la base des coûts d'une centrale à cycle combiné au gaz est maintenu, il serait pourtant logique que le niveau de chaque composante du tarif soit proche des coûts correspondants d'une centrale à cycle combiné au gaz. Il suffirait pour cela de diminuer d'environ 50% la prime fixe et la rémunération proportionnelle du tarif proposé.

Le tarif proposé est, par ailleurs, très supérieur aux coûts et externalités évités d'une production issue d'une centrale nucléaire, avec en plus dans ce cas un bilan environnemental dégradé en termes de lutte contre l'effet de serre et de pollution de l'air.

6-3 La rentabilité des projets permise en moyenne par le tarif proposé ne peut pas être calculée, compte tenu des très nombreuses variantes possibles. En revanche, il est possible de conclure, au vu des cas typiques que la CRE a étudiés, que le tarif proposé permet de rémunérer largement la plupart des projets de cogénération.

6-4 Certaines modalités techniques du tarif proposé sont très favorables aux producteurs, et inutilement coûteuses pour la collectivité :

- le paiement intégral de la prime fixe en cas de passage en mode dispatchable revient à exonérer les cogénérateurs de tout risque relatif au prix du gaz, avec un surcoût non négligeable pour la collectivité par rapport au coût normal à payer pour les installations dispatchables ;
- la possibilité de conclure un second contrat de 12 ans n'était pas prévue dans les contrats 97-01 et 99-02, et constitue une aubaine pour les titulaires de tels contrats. Au minimum, la prime fixe devrait être plus fortement réduite dans le second contrat, dans la mesure où, par construction, les installations de cogénération sont totalement amorties à l'issue du premier contrat ;
- le projet d'arrêté ne définit pas la marche à suivre au cas où une cogénération ne respecte plus les critères d'utilisation effective de la chaleur et d'économie d'énergie primaire. Il conviendrait qu'une procédure simple prévoie dans ce cas la suspension ou la fin du contrat d'achat.

6-5 Le tarif proposé ne s'écarte que très peu des conditions d'achat précédemment en vigueur, qui ont déjà entraîné un développement important et rapide de la cogénération en France, se traduisant par un surcoût supérieur à 200 millions d'euros pour l'année 2000. La mise en œuvre du tarif proposé pourrait entraîner un surcoût annuel supplémentaire à la charge des consommateurs d'électricité de l'ordre de 150 millions d'euros.

6-6 Au vu de l'ensemble des éléments qui précèdent, la CRE considère que le niveau du tarif proposé et ses modalités techniques sont exagérément favorables aux producteurs et entraîneront une augmentation inutilement élevée du prix de l'électricité pour les consommateurs en France. Elle émet, en conséquence, un avis défavorable sur ce projet d'arrêté.

Fait à Paris, le 12 juillet 2001.

Le Président

Jean SYROTA