

Commission de régulation de l'énergie

Avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent telles que visées par l'article 2 (2°) du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

NOR : INDI0607866V

La CRE a été saisie, le 7 juin 2006, par le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie et par le ministre délégué 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 telles que visées par l'article 2 (2°) du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000.

I. – CONSIDÉRATIONS GÉNÉRALES

1. *Contexte législatif et réglementaire*

1.1. **Cadre communautaire**

La politique européenne dans le domaine de l'environnement est définie au titre XIX du traité instituant la Communauté européenne. En matière de financement, elle établit le principe de pollueur-payeur.

Les critères de compatibilité des dispositifs de financement public avec le marché commun sont précisés par un encadrement communautaire des aides d'Etat pour la protection de l'environnement (2001/C 37/03). Dans le domaine des aides au fonctionnement accordées aux énergies renouvelables, quatre options sont admises :

- une aide correspondant à l'écart entre le coût de production et le prix de marché de l'énergie en cause, ne pouvant excéder l'aide nécessaire pour assurer l'amortissement des installations augmentée d'une « juste » rémunération du capital ;
- une aide basée sur des mécanismes de marché tels que, par exemple, les certificats verts ;
- une aide au fonctionnement calculée sur la base des coûts externes évités, plafonnée à 5 c€/kWh ;
- une aide conforme aux dispositions générales.

Le dispositif d'obligation d'achat envisagé apparaît conforme à cet encadrement, pour autant que le financement des aides soit bien supporté par les secteurs économiques à l'origine de la pollution et que le niveau du soutien prévu corresponde bien au strict apport nécessaire pour assurer l'amortissement des installations, augmenté d'une juste rémunération du capital.

1.2. **Cadre législatif et réglementaire national**

Les projets d'arrêtés fixant les conditions d'achat sont pris en application de l'article 10 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifié par la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 et du décret 2001-410 du 10 mai 2001. L'article 10 de la loi prévoit que, pour chacune des filières, le tarif d'achat est égal aux coûts d'investissement et d'exploitation évités aux acheteurs, auxquels peut s'ajouter une prime prenant en compte la contribution de la production livrée ou des filières à la réalisation des objectifs définis au deuxième alinéa de l'article 1^{er} de la même loi, soit :

- 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.

Comme il n'existe pas d'approche rationnelle permettant d'évaluer la plupart des contributions à ces objectifs, la loi laisse au pouvoir réglementaire une marge d'appréciation très importante, qui rend difficile l'analyse du tarif proposé.

De surcroît, la loi dispose que le niveau de la prime ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé.

2. *Détermination des coûts évités aux acheteurs*

L'article 5 de la loi du 10 février 2000 prévoit que, pour la prise en compte des surcoûts résultant des dispositions de l'article 10 dans la compensation des charges de service public, en France continentale, les

coûts évités aux acheteurs sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité ou, pour les distributeurs non nationalisés, par référence aux tarifs de cession, à proportion de la part de l'électricité acquise à ces tarifs dans leur approvisionnement total.

Cette méthode, qui porte sur une seule année et sur des quantités d'électricité constatées, ne saurait suffire à évaluer les tarifs d'achat. En effet, les tarifs examinés sont appelés à être appliqués sur une longue période (12 à 20 ans), et les arrêtés tarifaires eux-mêmes n'ont pas de limite dans le temps, alors que les prix de marché disponibles sont concentrés sur les courts et moyens termes. Le calcul à partir des prix de marché s'avère donc impossible, d'autant qu'il requiert d'émettre des hypothèses, sur de très longues périodes, sur les quantités installées et leur impact sur les prix. Il aurait nécessité, en outre, d'adopter des références distinctes pour le cas où l'acheteur est EDF ou un distributeur non nationalisé bénéficiant du tarif de cession.

Ainsi, pour l'évaluation des coûts évités aux acheteurs sur la durée d'exécution des contrats, il convient de déterminer à quelle technologie se substituent les moyens de production bénéficiant de l'obligation d'achat.

2.1. Description des technologies auxquelles se substituent les installations de production bénéficiant de l'obligation d'achat

2.1.1. En France continentale

En France continentale, 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 et d'hydraulique, et d'une hypothèse de renouvellement par du nucléaire au-delà.

Se référer au cycle combiné au gaz ou à une centrale au charbon 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 ou de la centrale au charbon, en fonction de l'évolution comparée du coût des combustibles et de celui des émissions de CO₂.

Les coûts de production retenus dans ce qui suit sont fondés sur les hypothèses de coûts publiées en 2003 par la direction de la demande et des marchés énergétiques (DIDEME) du ministère délégué à l'industrie, dans le document *Coûts de référence de la production électrique*. Ils ont été mis à jour pour prendre en compte l'évolution du prix des combustibles. Le taux d'actualisation retenu est de 8 % nominal, correspondant au coût moyen pondéré du capital pour les grands électriciens européens. Le régime de fonctionnement retenu, qui conditionne la composante de coût fixe, est un fonctionnement en base.

La centrale au gaz retenue est une unité de 900 MW net, fonctionnant en cycle combiné, dotée d'une efficacité de 57,1 % et implantée à l'écart d'un centre urbain. Le prix du gaz retenu est celui du contrat TROLL (1) en mai 2006. Il s'établit à 23,4 €/MWh PCS (2).

La centrale au charbon retenue est une unité de 900 MW net, fonctionnant au charbon pulvérisé, en régime super-critique, dotée d'une efficacité de 43,1 % et implantée à l'écart d'un centre urbain. Le prix du charbon retenu est celui de la référence CIF ARA (3) en avril 2006. Il s'établit à 53,2 €/t.

La technologie de séquestration du CO₂ n'est pas étudiée, compte tenu des incertitudes quant à sa disponibilité à l'échelle industrielle, à l'échéance considérée et aux coûts de mise en œuvre.

(1) Contrat long terme d'approvisionnement en gaz en provenance de Norvège.

(2) Pouvoir calorifique supérieur.

(3) Référence de cotation du charbon vapeur, livré dans les ports d'Europe du nord (Anvers, Rotterdam, Amsterdam), frais de transport et d'assurance à la charge du vendeur.

2.1.2. Dans les départements d'outre-mer et à Mayotte

La situation est différente dans les départements d'outre-mer et à Mayotte, 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 ou au fuel. Les coûts varient d'un département à l'autre et sont sensibles à l'évolution du prix des combustibles fossiles.

Les coûts de production retenus correspondent aux coûts moyens constatés en 2005 (4) du parc fuel et charbon, fonctionnant en base. Ils ne préjugent pas de l'évaluation qui pourra être réalisée par la commission de la compensation d'un projet de centrale qui lui serait soumis en application du V bis de l'article 4 du décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004.

(4) Coûts déclarés par EDF dans sa comptabilité appropriée 2005 en vue de l'évaluation des charges de service public que supporte l'entreprise.

2.1.3. En Corse

En Corse, la production est comparable à celle rencontrée dans les départements d'outre-mer. Toutefois, un projet de raccordement de l'île au réseau de gaz naturel Galsi (Algérie-Sardaigne-Italie) permet d'envisager, à

moyen terme, le développement de centrales utilisant, au moins en partie, ce combustible. En raison de conditions météorologiques plus défavorables, l'installation envisagée serait vraisemblablement dotée d'un rendement sensiblement inférieur au cycle combiné retenu en métropole continentale.

Les coûts de production retenus correspondent aux coûts variables envisageables, estimés par la CRE, en fonction des prix récents du gaz algérien.

2.2. Evaluation des coûts des technologies évitées par l'obligation d'achat

Le tableau ci-dessous donne, pour les technologies auxquelles les nouvelles filières sont censées se substituer, les coûts de production retenus, décomposés en coût fixe et coût variable (défini comme la part du coût directement proportionnelle au volume de production).

FILIÈRE	COÛT COMPLET €/MWh	COÛT FIXE €/MWh	COÛT VARIABLE (5) €/MWh
Nucléaire 1 600 MW.....	28,4	22,6	5,8
Cycle combiné gaz 800 MW.....	56,8	8,2	48,6
Centrale charbon 800 MW.....	38,6	18,6	20
Fuel 50 MW DOM Corse.....	145	75	70
Charbon 50 MW DOM.....	90	45	45
Cycle combiné gaz 50 MW Corse.....	ND	ND	75

(5) Hors CO₂. L'impact du CO₂ est assimilé à un coût externe.

Source : DIDEME, 2003, CRE.

De manière générale, les filières bénéficiant de l'obligation d'achat peuvent être classées en deux catégories : celles à production garantie ou suffisamment prévisibles pour être anticipées avec un niveau de confiance acceptable, par exemple la cogénération et le biogaz, 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 satisfaire à tout instant la demande. A titre d'exemple, RTE évalue à 25 % de la puissance installée la puissance substituée par un parc éolien de 10 GW réparti de façon homogène sur le territoire français continental.

3. Contribution de l'obligation d'achat aux objectifs visés

Le calcul de la valeur associée à la contribution des filières considérées aux objectifs définis à l'article 1^{er} de la loi 2000-108 du 10 février 2000 se fonde, pour chacun des objectifs visés, sur l'évaluation des coûts externes (encore appelés externalités) évités par la substitution des filières concernées aux technologies décrites précédemment.

3.1. Description de la contribution de l'obligation d'achat aux objectifs visés

3.1.1. Qualité de l'air

La contribution de l'obligation d'achat à la qualité de l'air est liée à la réduction des émissions polluantes qu'elle entraîne. Ces émissions ont fait l'objet d'études visant à quantifier les dommages qu'elles causent. Une des études les plus complètes et les plus à jour est l'étude européenne ExternE (ExternE-Pol 2004-2005), qui donne toutefois des fourchettes de résultats 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, en France métropolitaine continentale, 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.

En Corse, dans les départements d'outre-mer et à Mayotte, ces centrales sont souvent implantées à proximité des zones peuplées. Les valeurs retenues correspondent donc au scénario ExternE qui majore les dommages locaux.

3.1.2. Contribution à la lutte contre l'effet de serre

La préoccupation de la lutte contre l'effet de serre s'est traduite par l'adhésion de nombreux pays, sous l'égide des Nations unies, à un protocole d'engagement volontaire de réduction des émissions de gaz à effet de serre liées à l'activité humaine, dit « Protocole de Kyoto ». Celui-ci a été relayé, à l'échelle communautaire, par une politique de quotas de CO₂ qui transfère la contrainte portée par chaque Etat membre sur les principaux sites industriels de chaque Etat et qui crée un marché d'échange des « droits d'émission » ayant vocation à assurer une allocation optimale des ressources.

La France, dont le secteur de la production d'électricité est, en comparaison de la plupart des autres pays industrialisés, peu émetteur de gaz à effet de serre, s'est vu allouer un objectif de stabilisation de ses émissions au niveau de ce qu'elles étaient en 1990. Les dernières statistiques disponibles, portant sur l'année 2004, établissent un respect de ce critère, sans toutefois que cela ne présume formellement de son respect à l'échéance, fixée à 2012.

Sur le marché européen d'échange des « droits d'émission », le prix associé à la tonne de CO₂ est largement lié à l'écart entre les objectifs assignés aux Etats membres et leurs émissions constatées, au montant des pénalités encourues et au bon fonctionnement de ce marché. Jusqu'à aujourd'hui, la forte volatilité du marché ne permet pas d'en déduire un prix pertinent. Dans ces conditions, la meilleure approche disponible est celle établie par la Commission européenne, dont le raisonnement est assis sur une estimation du prix marginal du quota permettant d'atteindre les objectifs assignés par le protocole de Kyoto à l'Union européenne. Elle évalue le prix du quota à 20 €/tco₂ environ. L'étude ExternE prend en compte les coûts liés à l'impact du CO₂ sur le réchauffement climatique à hauteur de cette même valeur (6).

(6) La valeur retenue est de 19 €/tco₂, soit environ 20 € de 2006.

3.1.3. Maîtrise de la demande d'énergie et utilisation rationnelle de l'énergie

L'impact de l'obligation d'achat sur la maîtrise de la demande d'énergie est nul. En revanche, l'introduction d'une prime à l'efficacité énergétique est de nature à favoriser l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Il apparaît donc rationnel de proportionner la majoration du tarif accordée aux installations de production d'électricité équipées pour valoriser l'énergie thermique résiduelle aux coûts externes induits par les moyens de production d'énergie thermique conventionnels (en supposant nuls les coûts externes supplémentaires liés à la valorisation de l'énergie résiduelle d'une installation de production d'électricité utilisant le biogaz).

Le tableau qui suit donne les valeurs de coûts externes induits par une chaudière de 1 MW_{th}, en fonction du combustible employé.

COMBUSTIBLE	COÛTS EXTERNES €/MWh
Fuel lourd TBTS (7).....	17,2
Fuel domestique.....	9,6
Gaz.....	6

(7) Très basse teneur en soufre.

Source : ExternE 2004-2005.

3.1.4. Gestion optimale et développement des ressources nationales, maîtrise des choix technologiques d'avenir

La contribution aux objectifs de gestion optimale et de développement des ressources nationales et de maîtrise des choix technologiques d'avenir dépend étroitement de la capacité des filières à constituer, à une échéance raisonnable, une solution compétitive en comparaison des autres moyens à disposition. Or, force est de constater qu'en dépit d'un développement important à l'échelle mondiale les gains de productivité attendus de chacune des filières lors de l'élaboration des précédents tarifs n'ont pas été atteints. En tout état de cause, la contribution de l'obligation d'achat à ces objectifs n'est guère quantifiable.

3.1.5. Compétitivité de l'activité économique

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 repose sur la contribution des consommateurs d'électricité nationaux et, en proportion, davantage sur les clients résidentiels et les petites et moyennes entreprises, dont rien ne prouve qu'elle soit inférieure aux éventuelles conséquences favorables du développement des filières concernées sur l'économie française.

3.1.6. Indépendance et sécurité d'approvisionnement

La contribution aux objectifs d'indépendance et de sécurité d'approvisionnement est, en général, positive. Cependant, dans le cas de l'énergie éolienne, eu égard à l'importance des objectifs de développement de cette filière, cette contribution est plus difficile à discerner. En effet, compte tenu du caractère difficilement prévisible et peu modulable de la production éolienne, son développement conduit à substituer une dépendance météorologique à une dépendance géostratégique, n'offrant aucune sécurité particulière d'approvisionnement et

se manifestant par des effets comparables sur les prix des marchés électriques les plus concernés, avec des constantes de temps plus courtes. En tout état de cause, la contribution de l'obligation d'achat à ces objectifs est difficilement quantifiable.

3.2. Evaluation de la contribution de l'obligation d'achat aux objectifs visés

Le tableau ci-dessous donne, pour les technologies auxquelles les nouvelles filières sont censées se substituer, la valeur des coûts externes retenus.

FILIÈRE	COÛTS externes €/MWh	DONT CO ₂ €/MWh
Nucléaire 1 600 MW	2	0
Cycle combiné gaz 800 MW.....	10	7,1
Centrale charbon 800 MW	20	14,7
Fuel 50 MW DOM Corse	56	16
Charbon 50 MW DOM.....	48	18
Cycle combiné gaz 50 MW Corse	11	7,2

Source : ExternE 2004-2005.

Les filières de production d'électricité utilisant les énergies renouvelables ne sont pas sans effets négatifs sur l'environnement. Ceux-ci correspondent aux impacts liés à la construction des équipements de production, à l'utilisation des moyens de transport nécessaires à la maintenance, à l'occupation de l'espace et, parfois, aux émissions atmosphériques. Ces impacts, rapportés aux volumes de production modestes des équipements en question, ne sont pas négligeables.

Le tableau ci-après donne, pour les technologies utilisant les énergies renouvelables, la valeur des coûts externes retenus.

FILIÈRE	COÛTS EXTERNES €/MWh
Biogaz	ND
Eoliennes à terre.....	0,9
Eoliennes en mer.....	1,2
Hydraulique.....	0,5
Photovoltaïque	4,1 – 2,1 (8)

(8) Pour des installations disponibles en 2005 : 2,8 à 4,1 €/MWh, selon la zone d'implantation (Europe du Sud, 1 200 kWh/kWc, ou Europe centrale, 800 kWh/kWc).
2,1 €/MWh correspond à la valeur attendue pour des systèmes produits en 2010, implantés en Europe du Sud.

Source : ExternE 2004-2005.

4. Principe d'analyse du tarif proposé

L'analyse est fondée sur deux comparaisons :

- le tarif d'achat, majoré des coûts externes de la filière étudiée, est comparé avec les coûts de production et les coûts externes évités des filières nucléaire, charbon et cycle combiné au gaz, afin de vérifier que l'obligation d'achat se traduit par un gain collectif (partie III) ;
- le tarif d'achat est comparé avec les coûts de production de la filière considérée, afin de vérifier que la rémunération accordée n'excède pas une rémunération normale des capitaux immobilisés (partie IV).

II. – DESCRIPTION DU TARIF PROPOSÉ

1. En France métropolitaine

En France métropolitaine, le tarif envisagé, applicable sur 15 ans, est défini sur deux périodes : au cours des dix premières années, tous les sites bénéficient du même tarif de 82 €/MWh ; les cinq années suivantes, le tarif diminue avec la qualité du site. Celle-ci est caractérisée par la durée annuelle de fonctionnement de référence, égale à la moyenne sur les huit années médianes du quotient entre l'énergie produite au cours de l'année et la puissance maximale installée.

Les installations implantées en Corse ne bénéficient plus du tarif spécifique applicable dans les départements d'outre-mer (DOM).

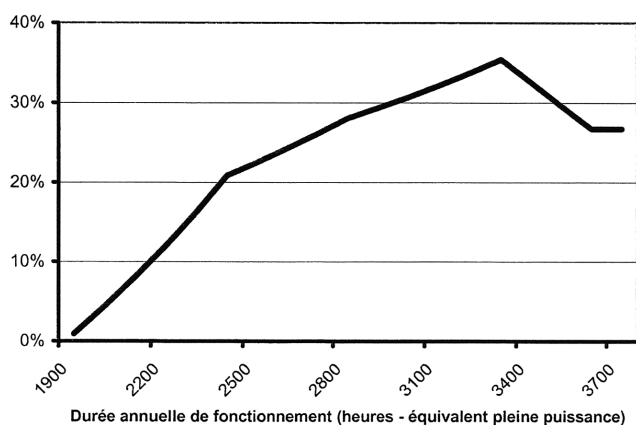
DURÉE ANNUELLE de fonctionnement de référence	TARIF pour les dix premières années (€/MWh)	TARIF pour les cinq années suivantes (€/MWh)
2 400 heures et moins.....	82	82
Entre 2 400 et 2 800 heures.....	82	Interpolation linéaire
2 800 heures.....	82	68
Entre 2 800 et 3 600 heures.....	82	Interpolation linéaire
3 600 heures et plus.....	82	28

Par rapport aux conditions actuellement en vigueur, ce tarif se caractérise, en France continentale, par un relèvement de la rémunération pouvant atteindre 35 % (9) pour les installations fonctionnant plus de 1 900 heures par an, en équivalent pleine puissance, soit la majorité du parc attendu dans les prochaines années :

- la durée de la première période durant laquelle le tarif est à son niveau maximal est doublée ;
- les tranches tarifaires sont relevées de façon à n'appliquer un tarif inférieur durant les cinq dernières années d'exploitation qu'au-delà de 2 400 heures de fonctionnement par an, alors que le tarif actuel prévoit un abaissement de la première tranche à 1 900 heures au-delà de 1 500 MW installés.

Le tableau ci-dessous représente la hausse du tarif moyen sur 15 ans dont bénéficierait une installation mise en service en 2006 avec le tarif proposé, par rapport au tarif en vigueur.

Hausse du tarif moyen sur 15 ans entre le tarif en vigueur et le tarif proposé pour une installation mise en service en 2006 en France continentale



(9) 0,9 % pour une installation fonctionnant 1 900 h/an ou moins ; 35,4 % pour une installation fonctionnant 3 300 h/an, après prise en compte d'hypothèses d'indexation et d'actualisation.

2. Sur le domaine public maritime ou dans la zone économique exclusive

Le projet d'arrêté envisage l'instauration d'un tarif spécifique, applicable sur une période de 20 ans, aux installations implantées sur le domaine public maritime ou dans la zone économique exclusive. Il est défini sur deux périodes : au cours des dix premières années, tous les sites bénéficient du même tarif de 130 €/MWh ; les dix années suivantes, le tarif diminue avec la qualité du site.

DURÉE ANNUELLE de fonctionnement de référence	TARIF pour les dix premières années (€/MWh)	TARIF pour les dix années suivantes (€/MWh)
2 800 heures et moins.....	130	130
Entre 2 800 et 3 200 heures.....	130	Interpolation linéaire
3 200 heures.....	130	90
Entre 3 200 et 3 900 heures.....	130	Interpolation linéaire
3 900 heures et plus.....	130	30

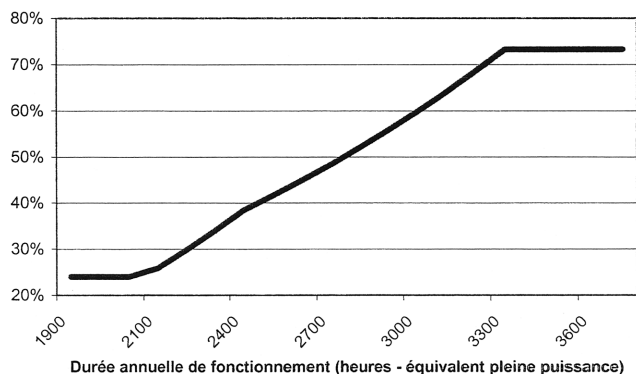
3. Dans les DOM et à Mayotte

Dans les DOM et à Mayotte, le tarif, applicable sur 15 ans, est fixé à 110 €/MWh, indépendamment de la qualité du site.

Par rapport aux conditions actuellement en vigueur, il entraîne un relèvement important du tarif moyen sur 15 ans dont bénéficierait une installation mise en service en 2006, pouvant atteindre plus de 70 % (10).

(10) 24 % pour une installation fonctionnant 2 050 h/an ou moins, 73 % pour une installation fonctionnant 3 300 h/an ou plus, après prise en compte d'hypothèses d'actualisation et d'indexation.

Hausse du tarif moyen sur 15 ans entre le tarif en vigueur et le tarif proposé pour une installation mise en service en 2006 dans les DOM et à Mayotte



4. Indexation

Le tarif applicable à une nouvelle installation est fonction de l'année de la demande du contrat. Il est indexé au 1^{er} janvier de chaque année. S'ajoute à cette indexation un coefficient de dégressivité de 2 % par an à compter de 2008.

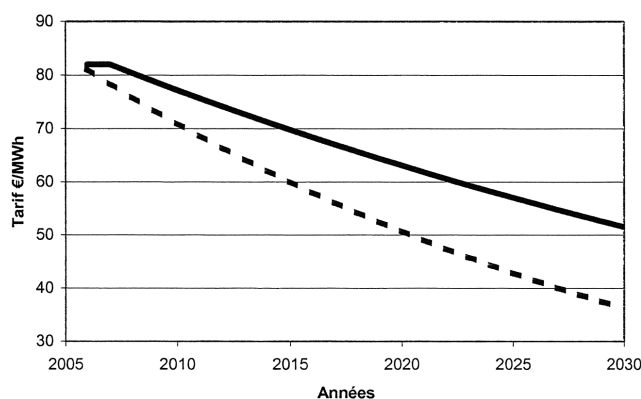
Le tarif applicable à chaque contrat est révisé au 1^{er} novembre de chaque année.

En comparaison des arrêtés actuellement en vigueur, les formules d'indexation prennent en compte l'indice des prix à la production, ainsi que l'avait préconisé la CRE dans son avis du 8 juin 2005 relatif à la modification des modalités d'indexation des contrats d'obligation d'achat consécutive à la disparition de l'indice PsdA.

La dégressivité de 3,3 % par an est remplacée par une dégressivité de 2 % par an, qui ne s'appliquera qu'à compter de 2008. Toutes choses égales par ailleurs, cette modification du coefficient de dégressivité se traduit par une majoration supplémentaire du tarif envisagé, en comparaison des conditions d'achat précédemment en vigueur, de 3 % en 2007, 12 % en 2012 et de 19 % en 2017.

Le graphique ci-dessous décrit l'évolution comparée du tarif proposé et du tarif en vigueur applicable pour la première année de fonctionnement, en métropole, en fonction de l'année de mise en service.

Evolution comparée du tarif proposé (ligne continue) et du tarif en vigueur (pointillés) en métropole pour la première année en fonction de l'année de mise en service



5. Installations n'ayant jamais bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat

Le projet d'arrêté prévoit que les installations n'ayant jamais bénéficié d'un contrat d'obligation d'achat puissent bénéficier d'un tel contrat sur 15 ans, au tarif prévu pour la catégorie d'installation concernée, multiplié par le coefficient S suivant :

$$S = \frac{15 - N}{15} \text{ si } N \text{ est inférieur à } 15 ;$$

$$S = \frac{15}{15} \text{ si } N \text{ est supérieur ou égal à } 15,$$

où N est le nombre d'années, entières ou partielles, comprises entre la date de mise en service industrielle de l'installation et la date de signature du contrat d'achat.

Le projet d'arrêté fait référence aux « contrats d'obligation d'achat », termes qui ne sont pas formellement définis par la loi. Il conviendrait donc de leur substituer la référence aux « contrats d'achat prévus aux articles 8, 10 et 50 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 ».

III. – COMPARAISON DU TARIF PROPOSÉ AVEC LES COÛTS ÉVITÉS DES FILIÈRES CONVENTIONNELLES

1. Principes

Le tarif d'achat, majoré des coûts externes de la filière étudiée, est comparé aux coûts de production et externalités évités des filières conventionnelles.

Les statistiques publiées par RTE dans son « bilan prévisionnel de l'équilibre offre/demande d'électricité en France » tendent à établir que, pour un parc de 10 GW, correspondant approximativement à l'objectif envisagé dans le cadre de l'élaboration de la programmation pluriannuelle des investissements (11), la puissance substituée par des installations convenablement réparties sur le territoire national atteindrait 25 % de la puissance installée. Elle nécessitera, parallèlement, une augmentation de la marge d'exploitation de l'ordre de quelques centaines de mégawatts. En conséquence, la comparaison prend en compte, pour le calcul du coût évité, en France continentale, une contribution de la filière éolienne à hauteur de 25 % des coûts fixes de la filière à laquelle elle se substitue. Ce raisonnement ne peut être transposé dans les zones non interconnectées compte tenu de l'absence de foisonnement.

L'étude précise que la production éolienne se substitue presque intégralement à la production des moyens de base dont la puissance installée pourra être réduite en conséquence. Cette réduction pouvant s'avérer supérieure à la puissance substituée totale, le besoin en moyens de pointe serait accru pour satisfaire la demande les jours sans vent où les réalisations des autres aléas sont défavorables. Ainsi, dans la mesure où les moyens de base – pour l'essentiel, en France, les centrales nucléaires – sont peu émetteurs de polluants atmosphériques, leur substitution par des aérogénérateurs ne devrait occasionner qu'un gain très marginal. Inversement, les conséquences environnementales d'une augmentation des besoins en moyens de production de pointe, plus émetteurs de polluants atmosphériques, ne font pas l'objet d'un consensus et seront donc négligées.

En tout état de cause, cette étude met en évidence l'importance de la qualité des prévisions de production pour limiter les conséquences négatives de l'insertion de l'éolien dans le système électrique. Dans la perspective d'une augmentation importante des capacités, il importe que les producteurs soient astreints à des prévisions aussi fiables que possible, ce qui passe par une responsabilisation directe des exploitants vis-à-vis des règles d'équilibre applicables à l'ensemble des acteurs du système électrique.

(11) Rapport transmis au Parlement le 9 juin 2006.

2. Analyse

2.1. Eoliennes implantées à terre

2.1.1. En France métropolitaine continentale

FILIÈRE substituée	COÛT de production évité €/MWh	COÛT EXTERNE filière thermique évité €/MWh	COÛT TOTAL évité €/MWh	TARIF D'ACHAT proposé (≤ 2 400 h/an) €/MWh	COÛT EXTERNE filière éolienne €/MWh	COÛT TOTAL filière éolienne €/MWh	DIFFÉRENCE €/MWh
Nucléaire 1 600 MW	11,4	2	13,4	82	0,9	82,9	69,5
Cycle combiné gaz 800 MW	50,6	10	60,6	82	0,9	82,9	22,3
Centrale charbon 800 MW.....	24,6	20	44,6	82	0,9	82,9	38,3

Source : DIDEME, analyse CRE et ExternE.

Quelle que soit la filière thermique substituée, le coût pour la collectivité de la filière éolienne à terre en métropole continentale est très supérieur au coût évité. La hausse récente du prix des combustibles concomitante à l'augmentation du tarif envisagée ne permet pas d'inverser ce rapport.

Pour ce qui concerne l'objectif de maîtrise des choix technologiques d'avenir, il convient de souligner que la filière éolienne est aujourd'hui mature. Son marché est largement développé, et il y a peu à attendre de

l'évolution des technologies et des effets d'échelle. Au contraire, à performances comparables, le prix des machines a connu, en l'espace d'une année, une forte augmentation sous l'effet conjugué de la hausse du prix des matériaux et d'une demande mondiale soutenue, entretenue par la généralisation des politiques de subventions publiques. Enfin, une dégressivité insuffisante du tarif exclut que la filière parvienne, dans la prochaine décennie, à un niveau de compétitivité suffisant pour lui permettre de poursuivre son développement sans subvention.

2.1.2. En Corse, dans les départements d'outre-mer et à Mayotte

FILIÈRE substituée	COÛT de production évité €/MWh	COÛT EXTERNE filière thermique évité €/MWh	COÛT TOTAL évité €/MWh	TARIF D'ACHAT proposé (≤ 2 400 h/an) €/MWh	COÛT EXTERNE filière éolienne €/MWh	COÛT TOTAL filière éolienne €/MWh	DIFFÉRENCE €/MWh
Fuel 50 MW DOM	70	56	126	110	0,9	110,9	- 15,1
Charbon 50 MW DOM	45	48	93	110	0,9	110,9	17,9
Fuel 50 MW Corse	70	56	126	82	0,9	82,9	- 43,1
Cycle combiné 50 MW gaz Galsi, Corse	75	11	86	82	0,9	82,9	3,1

Source : DIDEME, ExternE, analyse CRE.

En Corse, dans les départements d'outre-mer et à Mayotte, le coût pour la collectivité de la filière éolienne à terre est approximativement couvert par les coûts évités.

En Corse, la construction d'une centrale fonctionnant en cycle combiné, alimentée en gaz naturel, permettrait un gain environnemental et économique, en comparaison des centrales existantes. Toutefois, l'alignement du tarif applicable à la production éolienne sur le tarif continental préserve l'intérêt de cette filière sur l'île.

Il s'agit, donc, de territoires où les énergies renouvelables se développeraient sous l'effet de la seule initiative privée si les prix de vente de l'électricité pratiqués reflétaient les coûts de production. Ce n'est pas le cas en raison de la péréquation des prix avec ceux de la métropole.

2.2. Eoliennes implantées sur le domaine public maritime ou dans la zone économique exclusive

FILIÈRE substituée	COÛT de production évité €/MWh	COÛT EXTERNE filière thermique évité €/MWh	COÛT TOTAL évité €/MWh	TARIF D'ACHAT proposé (3 000 h/an) €/MWh	COÛT EXTERNE filière éolienne €/MWh	COÛT TOTAL filière éolienne €/MWh	DIFFÉRENCE €/MWh
Nucléaire 1 600 MW	11,4	2	13,4	120	1,2	121,2	107,8
Cycle combiné gaz 800 MW.	50,6	10	60,6	120	1,2	121,2	60,6
Centrale charbon 800 MW.....	24,6	20	44,6	120	1,2	121,2	76,6

Source : DIDEME, ExternE, analyse CRE.

Quelle que soit la filière thermique substituée, le coût pour la collectivité de la filière éolienne en mer est très supérieur au coût évité. Compte tenu de l'importance de l'écart, il est peu probable que le soutien à ces installations puisse se traduire, même à long terme, par un bénéfice pour la collectivité.

Les perspectives d'évolution offrent peu d'espoir de baisse des coûts. Les technologies d'implantation sont dérivées de celles employées dans le domaine de l'exploitation pétrolière et bénéficient déjà d'une longue expérience acquise par ce secteur. Il existe même un risque, en cas d'intensification de l'activité pétrolière maritime, que la filière soit affectée par une tension sur la disponibilité des moyens de construction, de nature à retarder les projets et à en accroître le coût. Enfin, les économies d'échelle sont limitées par l'hétérogénéité des conditions d'implantation.

IV. – COMPARAISON DU TARIF PROPOSÉ AVEC LES COÛTS DE PRODUCTION DE LA FILIÈRE

1. Principes

1.1. Détermination des coûts de la filière

Le tarif d'achat est comparé aux coûts de production de la filière, afin de vérifier que la rémunération accordée n'excède pas une rémunération normale des capitaux immobilisés.

Pour les éoliennes implantées à terre, les valeurs de coûts retenues sont issues des contributions soumises par les participants au groupe de travail mis en place par la DIDEME pour élaborer les nouveaux tarifs. Des hypothèses hautes et basses de coûts sont considérées pour prendre la mesure de l'étendue des points de vue sur cette question. La valeur résiduelle de l'installation, à l'issue des 15 ans du contrat d'obligation d'achat, est prise égale à la valeur actualisée de la production, vendue au prix de marché, sur la durée de vie résiduelle de l'installation, évaluée à 5 ans.

L'analyse est réalisée pour des machines aux caractéristiques différentes, afin de s'assurer que le tarif incite à retenir celle qui maximise les volumes produits et conduit au coût d'achat unitaire le plus faible. La rentabilité est donnée *in fine* en fonction de la vitesse de vent moyenne au moyeu, en retenant la configuration des machines la plus favorable au producteur.

L'hypothèse fiscale retenue est celle d'un amortissement exceptionnel de l'investissement la première année, avec report en avant du déficit fiscal ainsi généré. Elle influe favorablement sur la rentabilité. Le scénario de remontée des déficits à la maison mère n'a pas été envisagé, car la majorité des industriels actifs en France ne disposent pas de cette possibilité, compte tenu de la composition de leur actionnariat. Un tel scénario tendrait, cependant, à relever encore davantage la rentabilité.

1.2. Détermination du niveau de rentabilité normale des installations

L'approche adoptée par la CRE vise à s'assurer que le tarif proposé induit une rentabilité des fonds propres investis dans le projet cohérente avec celle constatée pour les entreprises agissant dans le secteur considéré. Dans le cas de la production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent, le secteur pris en référence est celui des entreprises de production d'électricité dont le parc de production comporte une proportion importante d'aérogénérateurs. Au sein de celui-ci, l'analyse des entreprises et projets comparables conduit à retenir un financement par la dette à hauteur de 80 % et un niveau de rentabilité des fonds propres cible de 13,5 % environ.

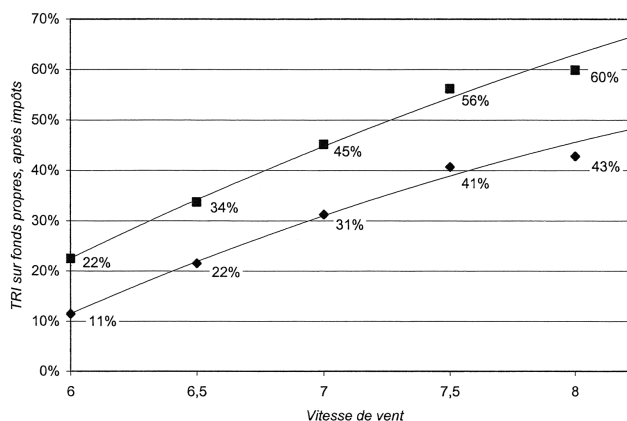
2. Analyse

2.1. Eoliennes implantées à terre

2.1.1. En métropole

Le graphique ci-après donne, pour les projets en métropole, le taux de rentabilité interne (TRI) sur fonds propres après impôts atteint pour les hypothèses hautes et basses de coûts, en fonction de la vitesse moyenne de vent mesurée à hauteur du moyeu.

*Rentabilité des projets éoliens en métropole
en fonction de la vitesse de vent sur le site d'implantation*



Sources : groupe de travail DIDEME, analyse CRE

En métropole, pour une vitesse de vent supérieure ou égale à 6,5 m/s, qui correspond, approximativement, à une installation fonctionnant plus de 2 200 h/an en équivalent pleine puissance, le tarif occasionne une rentabilité des capitaux propres trop importante au regard de ce qui serait nécessaire pour susciter l'investissement dans ces moyens de production, même dans l'hypothèse de coûts la plus défavorable. En comparaison du tarif en vigueur publié en 2001, la modification des tranches tarifaires, à laquelle s'ajoute un doublement de la durée de la première période durant laquelle le tarif est maximal, a plus que compensé l'augmentation des coûts sur la période. Dans la structure envisagée, le tarif applicable sur les dix premières années est fixé à un niveau si élevé que la diminution applicable de la onzième à la quinzième année seulement ne suffit pas à compenser un tel excès.

Le biais du tarif en vigueur, qui permettait à un producteur d'obtenir une meilleure rentabilité de son installation en sous-dimensionnant ses machines (12), est éliminé par l'allongement de la première période

tarifaire. Ce biais avait pour inconvénient, à vitesse de vent donnée, de maximiser concomitamment la rentabilité pour l'investisseur et le coût unitaire pour la collectivité et de minimiser les volumes produits. Cependant, l'allongement envisagé de la première période, qui ne s'accompagne d'aucune diminution du tarif en niveau constitue, *in fine*, un revenu supplémentaire. En première approche, il eût été préférable de déterminer des tarifs haut et bas, à des niveaux indépendants des caractéristiques de l'installation ou du site, et de conditionner le passage de l'un à l'autre au volume de production.

Le nombre de projets déposés en préfecture (13) depuis la publication de l'arrêté tarifaire du 8 juin 2001, pour beaucoup entravés par des difficultés d'acceptation, et la spéculation foncière, matérialisée par la forte augmentation des loyers sur les sites d'implantation, démontrent l'attractivité du tarif en vigueur. Le relèvement envisagé risque d'accroître la pression des investisseurs et d'exacerber les conflits aux dépens du consommateur et de la mission de service public de l'électricité. La Commission de régulation de l'énergie en appelle à une meilleure organisation des procédures d'agrément et souligne l'avantage économique et social dont bénéficierait la collectivité à adapter le rythme et les objectifs de développement de la filière à la capacité d'acceptation locale.

L'ensemble des données qui précèdent conduit la CRE à considérer que le tarif proposé est trop élevé si on le compare aux coûts de la filière éolienne. Dans les conditions de financement et de marché actuelles, même dans l'hypothèse de coûts la plus défavorable, un tarif diminué d'au moins 6 % pour les installations fonctionnant 2 400 h/an (soit 5 €/MWh durant les dix premières années) et de 10 % pour les installations fonctionnant 2 600 h/an suffirait à rémunérer les investisseurs.

(12) En raison d'une diminution du tarif mal proportionnée au rapport entre la production potentielle et le coût des équipements envisageables sur un site donné.

(13) Au 1^{er} janvier 2005, 566 demandes de permis de construire étaient en cours d'instruction, représentant une puissance de 3 200 MW. A celles-ci s'ajoutent 230 projets de parcs éoliens recensés avant dépôt de la demande de permis (*source* : DIDEME).

2.1.2. Dans les DOM, à Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte

Dans les départements d'outre-mer, dans la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte, le tarif, constant sur 15 ans, prévoit une prime d'au moins 28 €/MWh sur le tarif applicable en métropole.

A cette prime, censée compenser les surcoûts inhérents à ces zones, s'ajoutent plusieurs dispositifs fiscaux également destinés à les prendre en compte. Ce cumul conduit à des rentabilités très élevées. De plus, la faible productivité constatée des machines actuellement en fonctionnement dans ces zones, qui tient principalement à des problèmes de fiabilité, ne doit pas masquer la réalité du potentiel atteignable, compte tenu de la puissance du vent, notamment dans les Caraïbes, et de sa régularité. Il y a donc lieu de maintenir, dans ces zones, la modularité du tarif en fonction du taux de charge des machines.

2.1.3. Recours aux appels d'offres

Pour les éoliennes implantées à terre, la CRE recommande le recours exclusif aux appels d'offres, pour un objectif de puissance cumulée donnée, sur le seul critère du prix de vente de l'électricité produite et indépendamment de la localisation envisagée par le candidat.

2.2. Éoliennes implantées en mer, sur le domaine public maritime ou dans la zone économique exclusive

Le coût d'une centrale éolienne implantée en mer est très incertain. Les expériences en ce domaine restent peu nombreuses. Les conditions d'implantation très hétérogènes rendent hasardeuses les extrapolations d'un site à l'autre. La dispersion des prix proposés par les candidats dans le cadre de l'appel d'offres organisé pour cette filière en 2004-2005, d'une amplitude de 60 €/MWh, témoigne de l'importance à sélectionner les sites et les industriels les plus performants.

Le tarif proposé est très supérieur au prix des meilleures offres, et notamment à celui de l'offre retenue.

Les éoliennes en mer s'implantent, généralement, sur le domaine public de l'Etat, qui en dispose librement. Dans ces conditions, la CRE recommande que l'administration organise des appels d'offres afin de mettre les industriels en concurrence sur une zone préalablement désignée, en fonction de son potentiel technico-économique et de considérations environnementales.

2.3. Indexation

Les modalités d'indexation (coefficients K et L censés refléter les conditions d'évolution des coûts des projets) sont très favorables aux producteurs.

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 relative aux coûts de la main-d'œuvre en France égale à 50 %. Or, les coûts d'un projet éolien sont déterminés principalement par l'achat de la turbine,

fabriquée dans la plupart des cas à l'étranger. Au cours des cinq dernières années, le coefficient K a augmenté, en moyenne, de 2,7 % par an, très au-delà de l'inflation et encore davantage du prix des biens d'équipement sur le marché français.

L'absence de dégressivité en 2006 et 2007, alors que le coefficient K s'appliquera, entraînera pour ces deux années une hausse du tarif. Les producteurs auront donc intérêt à attendre le 1^{er} janvier 2007 pour faire leur demande de contrat d'achat.

Le coefficient L détermine l'évolution du tarif d'une année sur l'autre au cours des 15 ans de contrat. Il doit donc refléter l'évolution des charges d'exploitation. Or, la part fixe de ce coefficient ne représente que 40 %, valeur très inférieure à la part des coûts fixes dans le coût de production de l'électricité éolienne, de l'ordre de 75 %.

V. – CONSÉQUENCES DU TARIF PROPOSÉ

Les conséquences du tarif proposé sur l'évolution des charges de service public sont évaluées au regard des objectifs de développement de la filière à l'horizon 2015, tels que définis dans le rapport au Parlement du 9 juin 2006, relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production électrique (PPI). Ces objectifs ont été déclinés en scénarios haut et bas, établis conformément au tableau ci-après. Au-delà de 2015, le développement a été estimé pour le scénario bas ; il est considéré achevé pour le scénario haut.

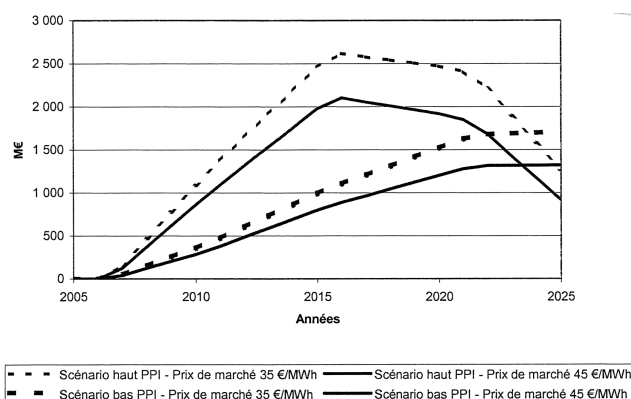
Scénarios de développement de la filière éolienne

	SCÉNARIO BAS	SCÉNARIO HAUT
Parc installé fin 2010	5 GW (dont 0,5 GW en mer)	10 GW (dont 1 GW en mer)
Parc installé fin 2015	9 GW (dont 2 GW en mer)	17 GW (dont 4 GW en mer)
Au-delà de 2015	+ 0,7 GW/an (dont 0,2 GW en mer)	Parc saturé
Productible annuel.....	2 200 heures à terre, 2 800 heures en mer	2 600 heures à terre, 3 200 heures en mer

Sources : rapport sur la PPI & hypothèses CRE.

La figure suivante présente le surcoût d'achat cumulé dû au tarif proposé, en euros constants de 2006, pour les deux scénarios de développement envisagés, sur la base d'hypothèses de prix de marché de 35 €/MWh et 45 €/MWh sur la période.

Evolution du surcoût annuel dû au tarif proposé pour la filière éolienne (hypothèses hautes et basses)

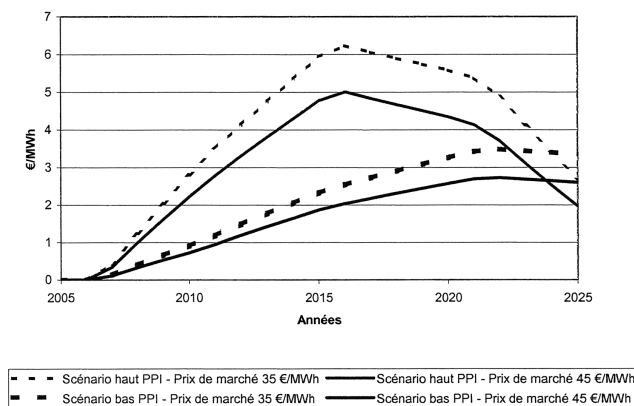


Le développement de la filière sous les nouvelles conditions tarifaires proposées induirait, *a minima*, un surcoût annuel de 800 M€ à l'horizon 2015. L'atteinte des objectifs hauts prévus par le rapport sur la PPI conduirait à ce montant dès 2009 et pourrait se traduire, à partir de 2015, par un surcoût de 2 à 2,5 Mds€ (selon que l'on considère un prix de marché de 45 €/MWh ou de 35 €/MWh).

Ces conditions tarifaires risquent donc d'entraîner une augmentation importante du coût du service public de l'électricité. La contribution unitaire, imputable au soutien à la filière éolienne par le tarif proposé, représenterait, ainsi, 2 à 6 €/MWh dès 2015. Un tel montant nécessiterait une refonte du mécanisme de plafonnement prévu par la loi du 10 février 2000, qui limite la contribution unitaire aux charges de service public de l'électricité à 7 % de la part énergie du tarif bleu 6 kVA, option base.

A cet égard, la CRE souligne le manque de cohérence de la législation actuelle, qui plafonne le montant global alloué à la compensation des charges de service public, mais ne permet pas de maîtriser l'évolution de ces charges.

Evolution de la contribution unitaire due au tarif proposé pour la filière éolienne (hypothèses hautes et basses)



VI. – AVIS DE LA CRE

Le tarif proposé augmente substantiellement par rapport au tarif actuellement en vigueur.

Analyse du gain pour la collectivité

Que l'énergie éolienne se substitue à celle produite par une centrale nucléaire, une centrale au gaz fonctionnant en cycle combiné ou une centrale au charbon de technologie moderne, le tarif d'achat proposé est très supérieur à la somme des coûts et externalités environnementales évités, ainsi que des autres contributions supposées aux objectifs de la loi.

En Corse et dans les DOM, où une part importante 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, tout en réduisant le coût de la péréquation tarifaire dans ces zones. Cependant, la CRE considère que les dispositifs fiscaux spécifiques qui s'ajoutent au tarif applicable dans les DOM réduisent les gains que la collectivité devrait retirer du développement de la filière dans ces zones.

Du fait des caractéristiques du parc de production national, la production éolienne ne contribuera que marginalement à la réduction des émissions françaises de gaz à effet de serre et à l'amélioration de la qualité de l'air dans la prochaine décennie. A cet égard, il convient de noter que les pays les plus volontaristes dans le développement de cette filière sont dotés d'une large proportion de centrales au charbon, de conception ancienne, relativement polluantes et peu performantes. Malgré un développement considérable de l'éolien, leur secteur énergétique reste de ceux dont l'impact environnemental est des plus conséquents en Europe.

Analyse de la rentabilité

Le tarif proposé est très supérieur aux estimations de coûts de revient de la filière. Son augmentation a plus que compensé l'augmentation des coûts intervenue depuis 2001, sous l'effet de la demande mondiale entretenue par la généralisation des dispositifs de soutien et de la spéculation foncière pour l'appropriation des sites les plus favorables. Ce tarif s'ajoute à des dispositifs fiscaux très favorables. Il en résulte une rentabilité très importante, de l'ordre de 20 à 40 % par an, après impôts, garantie sur 15 ans, pour des sites moyennement ventés.

Dans ces conditions, la CRE considère que l'obstacle au développement de l'éolien, en France, n'est pas d'ordre tarifaire. Le tarif proposé pourrait être diminué de 6 % minimum pour une installation fonctionnant 2 400 h/an en équivalent pleine puissance et de 10 % pour une installation fonctionnant 2 600 h/an.

Enfin, une meilleure organisation des modalités d'implantation et des objectifs de développement prenant en compte les difficultés d'acceptation de la filière permettraient de contenir les coûts et d'assurer un service public performant.

Conséquences sur les charges de service public

Dans l'hypothèse d'un développement de la filière conforme aux objectifs fixés par le Gouvernement à travers la programmation pluriannuelle des investissements présentée au Parlement en juin 2006, l'impact du tarif proposé sur les charges de service public serait de 1 à 2,5 milliards d'euros par an en 2015, soit une augmentation de 2 à 6 €/MWh de la contribution unitaire, actuellement fixée à 4,5 €/MWh. Une telle hausse

contraindrait à modifier le plafond des charges de service public actuellement fixé à 7 % du tarif « bleu base ». A cet égard, la CRE souligne le manque de cohérence de la législation actuelle qui plafonne le montant global alloué à la compensation des charges de service public, mais ne permet pas de maîtriser l'évolution de ces charges.

S'y ajouteront les conséquences financières des aléas de production. Dans la perspective d'un développement massif de la filière, la CRE demande que les producteurs soient, individuellement ou collectivement, financièrement responsables de leur périmètre d'équilibre.

*
* *

Au vu de l'ensemble des éléments qui précèdent, la Commission de régulation de l'énergie considère que le tarif proposé, qui s'ajoute à l'ensemble des dispositifs fiscaux en vigueur, représente un soutien disproportionné à la filière éolienne au regard du bénéfice attendu. Compte tenu des conditions de marché, il occasionne, pour les investisseurs, une rentabilité très supérieure à ce qui serait nécessaire pour susciter l'investissement dans ces moyens de production et représente un moyen très coûteux pour la collectivité d'atteindre les objectifs de développement assignés par la loi du 13 juillet 2005.

La commission émet, en conséquence, un avis défavorable sur ce projet d'arrêté.

Afin d'assurer un service public performant, elle souligne la nécessité d'adapter le rythme et les objectifs de développement de la filière à la capacité d'acceptation locale et recommande, pour cette filière, le recours exclusif aux appels d'offres.

Fait à Paris, le 29 juin 2006.

Pour la Commission de régulation de l'énergie :

Le président,
P. DE LADoucETTE