

## Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 novembre 2009 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite à partir de biomasse issue de canne à sucre

Participaient à la séance : Monsieur Maurice MÉDA, vice-président, présidant la séance, Monsieur Michel LAPEYRE, vice-président, Monsieur Eric DYÈVRE, Monsieur Jean-Christophe LE DUIGOU, Monsieur Emmanuel RODRIGUEZ, commissaires.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a été saisie pour avis, le 19 octobre 2009, par le ministre d'Etat, ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer, en charge des technologies vertes et des négociations sur le climat, la ministre de l'économie, de l'industrie et de l'emploi, le ministre de l'intérieur, de l'outre-mer et des collectivités territoriales, le ministre de l'alimentation, de l'agriculture et de la pêche et la secrétaire d'Etat chargée de l'outre-mer, d'un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite à partir de biomasse issue de canne à sucre par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat dans les départements d'outre-mer et à Mayotte.

### 1. Contexte

#### 1.1. Contexte général

Le développement de la production d'électricité résultant de la combustion de biomasse issue de canne à sucre (« bagasse ») s'inscrit dans le cadre de la directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 qui institue un objectif, contraignant, d'une contribution des énergies renouvelables de 20 % dans la consommation européenne finale d'énergie brute en 2020, objectif porté à 23 % pour la France.

Cet objectif a été transposé dans la loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. De plus, l'article 56 de cette loi mentionne un objectif, dès 2020, de 30 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale à Mayotte et un objectif d'autonomie énergétique dans les départements d'outre-mer à horizon 2030.

La présente délibération a pour objet, non pas d'évaluer la pertinence du recours à la bagasse comme moyen d'atteindre les objectifs fixés tant par les directives que par le droit national, indiqués précédemment, mais seulement de formuler un avis sur le niveau du tarif d'achat proposé pour l'électricité produite à partir de bagasse.

#### 1.2. Contexte législatif et réglementaire national

Le 5 de l'article 10 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, introduit par la loi n° 2009-594 du 27 mai 2009 relative au développement économique des outre-mer, instaure le bénéfice de l'obligation d'achat, sans limitation de puissance, pour les installations de production d'électricité existantes ou nouvelles implantées dans les départements d'outre-mer et à Mayotte utilisant de la biomasse comme combustible, notamment la biomasse issue de canne à sucre.

Le dixième alinéa de l'article 10 de cette même loi, également introduit par la loi du 27 mai 2009, indique que les conditions d'achat de l'électricité produite à partir de biomasse, dont celle issue de canne à sucre, se font à un prix « *qui ne peut être inférieur au prix de vente moyen de l'électricité issu du dernier appel d'offres biomasse national* ». Cet alinéa indique également que « *le prix tient compte des coûts évités par rapport à l'utilisation d'énergies fossiles* ».

Le décret n° 2009-1342 du 29 octobre 2009 a précisé les dispositions du dixième alinéa de l'article 10 de la loi du 10 février 2000. L'article 2 de ce décret précise notamment que les installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat sont des installations de cogénération d'électricité et de chaleur. Un arrêté doit fixer les caractéristiques techniques auxquelles doivent répondre les installations candidates à l'obligation d'achat.

Le treizième alinéa de l'article 10 de la loi du 10 février 2000 indique, plus généralement, que « *les contrats conclus en application du présent article par Electricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée prévoient des conditions d'achat prenant en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par ces 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<sup>er</sup> de la présente loi* ».

Les objectifs mentionnés ci-dessus 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 et la maîtrise des choix technologiques d'avenir ;
- l'utilisation rationnelle de l'énergie.

## 2. Description des conditions d'achat proposées

Les conditions d'achat de l'électricité produite à partir de bagasse diffèrent selon que l'installation utilisant ce combustible est une installation existante ou nouvelle.

### 2.1. Prime supplémentaire pour les installations existantes

L'annexe 1 du projet d'arrêté prévoit, pour les installations existantes utilisant pour tout ou partie de leur combustible de la bagasse, une prime de référence pour l'électricité produite à partir de bagasse de 13 euros par tonne de canne à sucre, soit une revalorisation de l'ordre de 88 €/MWh, qui vient s'ajouter à la rémunération en vigueur (92,1 €/MWh en 2008<sup>1</sup>).

Pour une année n, la prime est égale à la prime de référence (13 €/t) multipliée par le coefficient M suivant :

$$M = \frac{Tf(n)}{Tf_0} \times D_n \times L_0$$

formule dans laquelle :

- n est l'année considérée ;
- Tf(n) est le taux moyen en fibres de la canne à sucre correspondant à la biomasse effectivement valorisée l'année n ;
- Tf<sub>0</sub> est la moyenne des trois valeurs médianes parmi les cinq valeurs du taux moyen en fibres en 2005, 2006, 2007, 2008 et 2009 dans le département considéré ;
- D<sub>n</sub> vaut (0,97)<sup>n-2009</sup> ;
- $L_0 = \frac{1}{5} + \frac{3}{5} \times \frac{P_C(n-1)}{P_C(2008)} + \frac{1}{5} \times \frac{P_{CO_2}(n-1)}{P_{CO_2}(2008)}$  :
  - P<sub>C</sub>(n) est fixé à 75 \$/t lorsque n est égal à 2008. Au-delà, P<sub>C</sub>(n) représente la moyenne arithmétique des prix mensuels du charbon donnés par l'indice Argus McCloskey « API4 » du mois de janvier au mois de décembre de l'année n ;
  - P<sub>CO<sub>2</sub></sub>(n) est fixé à 19 €/t lorsque n est égal à 2008. Au-delà, c'est la moyenne arithmétique sur l'année considérée, qui débute en janvier de l'année n et s'achève fin décembre de l'année n, des prix de clôture journaliers des prix *spot* BlueNext pour les quotas de CO<sub>2</sub>.

<sup>1</sup> Sur la base des contrats d'achat en vigueur entre EDF et les producteurs

Toutefois, si le calcul du coefficient M est inférieur à 1 pendant les années indiquées ci-dessous, celui-ci est pris égal à 1 :

- en 2009, 2010 ou 2011 à La Réunion et à Mayotte ;
- en 2010, 2011 ou 2012 dans les Antilles.

La prime est applicable à partir de la période de coupe en cours à la date de publication de l'arrêté et jusqu'à la date d'échéance prévue dans les contrats actuellement en vigueur.

## 2.2. Tarif d'achat pour les nouvelles installations

L'annexe 2 du projet d'arrêté prévoit, pour les nouvelles installations, un tarif d'achat de l'électricité produite à partir de bagasse décroissant selon la puissance de l'installation. Le tableau ci-dessous fournit les valeurs envisagées pour chaque tranche de puissance.

Puissance maximale installée	Tarif applicable en €/MWh
Inférieure ou égale à 10 MW	170
Entre 10 et 30 MW	Interpolation linéaire
Supérieure ou égale à 30 MW	155

Ce tarif est indexé annuellement. Le contrat est conclu pour une durée de 25 ans.

## 2.3. Respect du tarif plancher lié aux résultats du dernier appel d'offres biomasse

Ce critère, introduit par le dixième alinéa de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, est très largement respecté. En effet, le prix moyen de vente de l'électricité issue du dernier appel d'offres biomasse national s'élève à 128 €/MWh.

## 3. Analyse des tarifs proposés

### 3.1. Principes de calcul

Deux raisonnements différents doivent être suivis selon que l'on considère la prime additionnelle à la rémunération en vigueur des installations existantes ou le tarif d'achat applicable aux nouvelles installations.

Pour les installations existantes, dont la prime proposée vient s'ajouter à la rémunération contractuelle, la prime, indexée, est comparée aux coûts évités par l'utilisation de bagasse en lieu et place du charbon.

Pour les nouvelles installations, le tarif d'achat est comparé au coût complet de production d'une installation fonctionnant au charbon ou à celui d'une installation fonctionnant au fioul. Le coût complet de production est la somme du coût de production pour chaque type d'installation (coût fixe incluant la rémunération du capital et coût variable) et des externalités associées nettes de celles résultant de l'utilisation de bagasse.

Les hypothèses économiques retenues dans la suite de ce document sont fournies dans le tableau 3.1 qui suit :

Tableau 3.1 : hypothèses économiques retenues

	Hypothèses hautes	Hypothèses basses
Charbon en \$/t	90	60
Fioul en €/t	400	250
Quotas d'émission (CO <sub>2</sub> ) en €/t	50	30
Taux de change (\$/€)	1,17	

### 3.2. Calcul du coût de production de l'électricité substituée

#### 3.2.1. Installations existantes

Les coûts fixes (dont la rémunération du capital) retenus sont ceux couverts par la prime fixe versée aux producteurs exploitant des installations bagasse-charbon. La prime fixe versée au producteur est uniformément répartie sur les kWh produits à partir de charbon ou de bagasse. Cette hypothèse ne tient donc pas compte du surcoût induit par le développement de brûleurs bi-combustibles (bagasse et charbon), ni de la perte de puissance de l'installation qui résulte de l'utilisation de bagasse. En première approximation, ces effets peuvent toutefois être négligés.

Il n'y a donc, *a minima*, aucun coût de cette nature évité par l'utilisation de bagasse.

Lorsque l'installation de production n'utilise pas de bagasse comme combustible, elle doit utiliser du charbon importé.

De ce fait, l'utilisation de bagasse permet d'économiser l'achat et le transport d'une matière première dont le cours est fixé par la demande mondiale.

Tableau 3.2 : coûts variables de production évités pour les installations existantes

€/MWh	Hypothèses hautes	Hypothèses basses
Coût variable de production charbon	54,8	41,5
Coût variable de production bagasse	33,1	29,8
Coût évité	21,6	11,7

Source : CRE

#### 3.2.2. Nouvelles installations

Pour chaque type d'installation considéré (charbon ou fioul), les coûts fixes sont pris égaux à la prime fixe qui serait versée à une installation d'une puissance comprise entre 30 et 40 MW, tenant compte d'un taux de rémunération des capitaux immobilisés de 11 %, en application de l'arrêté du 23 mars 2006. Les résultats sont donnés dans le tableau 3.3 qui suit :

Tableau 3.3 : coûts fixes de production évités pour les nouvelles installations

€/MWh	
Installation fonctionnant au charbon	80,9
Installation fonctionnant au fioul	76,8

Source : CRE

Les coûts variables de production considérés pour chaque filière (charbon ou fioul) sont donnés dans le tableau 3.4 :

Tableau 3.4 : coûts variables de production évités pour les nouvelles installations

€/MWh	Hypothèses hautes	Hypothèses basses
Coût variable de production charbon	54,8	41,4
Coût variable de production fioul	95,0	63,8

Source : CRE

### **3.3. Contribution de la bagasse aux objectifs fixés par la loi**

La contribution de la production d'électricité à partir de bagasse aux objectifs définis par la loi est à valoriser au regard de la composition du parc de production en service dans les départements d'outre-mer et à Mayotte, qui recourt majoritairement à l'utilisation de combustibles fossiles (charbon et fioul).

#### *3.3.1. Indépendance et sécurité d'approvisionnement*

La contribution aux objectifs d'indépendance et de sécurité d'approvisionnement est manifeste par rapport à l'utilisation des combustibles fossiles (charbon ou fioul) qui sont importés dans les départements d'outre-mer et à Mayotte. Toutefois, elle reste difficilement quantifiable et est déjà effective pour les installations fonctionnant à la bagasse et au charbon qui sont en service à La Réunion et en Guadeloupe, et qui consomment déjà toute la bagasse disponible.

La forte revalorisation tarifaire proposée par le projet d'arrêté pourrait contribuer à l'augmentation de l'indépendance énergétique et de la sécurité d'approvisionnement par l'introduction de nouvelles variétés de canne plus riches en fibre, opération dont l'effet ne peut être visible que très progressivement.

Toutefois, le régime d'obligation d'achat dont bénéficie désormais l'électricité produite à partir de bagasse pourra conduire à la substituer, si la production totale excède la demande, à de l'électricité d'origine photovoltaïque ou éolienne pendant la période de coupe durant laquelle la bagasse est produite et brûlée, limitant ainsi le bénéfice tiré de son utilisation.

#### *3.3.2. Qualité de l'air et lutte contre l'effet de serre*

La contribution de l'utilisation de bagasse à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre 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 NEEDS<sup>2</sup>, dont les derniers résultats ont été rendus publics en 2009.

Cette étude met en évidence que la combustion de biomasse est également source d'émissions polluantes et que ses effets sur la santé ne peuvent donc pas être négligés. En revanche, en matière de lutte contre l'effet de serre<sup>3</sup>, compte tenu du prix du quota d'émission de gaz à effet de serre observé aujourd'hui sur les marchés organisés et du prix anticipé à moyen terme ainsi que de la nature du combustible auquel la bagasse se substitue (charbon ou fioul), la contribution de la bagasse est significative.

#### *3.3.3. 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.

#### *3.3.4. Gestion optimale et développement des ressources nationales et maîtrise des choix technologiques d'avenir*

La contribution aux objectifs de maîtrise des choix technologies 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. En dépit d'une maturité indiscutable de la filière, les tarifs s'inscrivent en forte hausse. En tout état de cause, la contribution de l'obligation d'achat à ces objectifs n'est guère quantifiable. Quant à la contribution à la gestion optimale et au développement des ressources naturelles, l'étude NEEDS fournit une évaluation des externalités relatives à l'impact de l'utilisation des sols sur la biodiversité.

#### *3.3.5. Maîtrise de la demande et utilisation rationnelle de l'énergie*

L'impact de l'obligation d'achat sur la maîtrise de la demande d'énergie et son utilisation rationnelle est sans objet.

<sup>2</sup> New Externalities Developments for Sustainability

<sup>3</sup> On tient seulement compte du CO<sub>2</sub> et l'on néglige la contribution des autres gaz tels que le méthane ou l'oxyde de diazote

### 3.3.6. Bilan des contributions aux objectifs fixés par la loi

#### 3.3.6.1. Installations existantes

Pour les installations existantes, le bilan de la contribution de la bagasse aux objectifs fixés par la loi est fourni dans le tableau 3.5 qui suit.

Les résultats sur la contribution de la bagasse à la lutte contre l'effet de serre sont majorés, au moins jusqu'à fin 2012, puisque pendant cette période, les installations de production d'électricité bénéficient, pour une grande partie de leurs émissions, d'allocations gratuites de quotas<sup>4</sup>.

Tableau 3.5 : contribution de la bagasse aux objectifs fixés par la loi

€/MWh		Qualité de l'air	Lutte contre l'effet de serre	Autres contributions	Total
Bagasse <sup>5</sup>	Hyp. haute sur le prix des quotas d'émission	20,0	8,4	0	28,4
	Hyp. basse sur le prix des quotas d'émission		5,0		25,1
Charbon	Hyp. haute	9,4	64,2	0	73,7
	Hyp. basse		38,5		48,0
Contribution nette	Hyp. haute				45,2
	Hyp. basse				22,9

#### 3.3.6.2. Nouvelles installations

Tableau 3.6 : contribution de la bagasse aux objectifs fixés par la loi par rapport à une installation fonctionnant au charbon

€/MWh		Qualité de l'air	Lutte contre l'effet de serre	Autres contributions	Total
Bagasse		20,8	0	7,6 <sup>6</sup>	28,4
Charbon	Hyp. haute sur le prix des quotas d'émission	9,4	64,2	0,1	73,8
	Hyp. basse sur le prix des quotas d'émission		38,5		48,1
Contribution nette	Hyp. haute				45,4
	Hyp. basse				19,7

<sup>4</sup> Environ 70 % des émissions sont couvertes en 2008 et 60 % en 2009

<sup>5</sup> En fonctionnement bagasse, du charbon est utilisé à hauteur de 20 % environ

<sup>6</sup> On tient compte de l'impact de l'utilisation des sols sur la biodiversité puisque l'intégralité de la bagasse produite est déjà consommée et que le développement de nouvelles variétés de canne, avec un meilleur taux moyen fibres, ne pourrait se faire qu'à moyen terme

Tableau 3.7 : contribution de la bagasse aux objectifs fixés par la loi par rapport à une installation fonctionnant au fioul

€/MWh		Qualité de l'air	Lutte contre l'effet de serre	Autres contributions	Total
<b>Bagasse</b>		20,8	0	7,6	<b>28,4</b>
<b>Fioul</b>	<i>Hyp. haute sur le prix des quotas d'émission</i>	36,0 <sup>7</sup>	32,0	0	<b>67,9</b>
	<i>Hyp. basse sur le prix des quotas d'émission</i>		19,2		<b>55,1</b>
<b>Contribution nette</b>	<i>Hyp. haute</i>				<b>39,5</b>
	<i>Hyp. basse</i>				<b>26,7</b>

### 3.4. Comparaison entre le tarif d'achat proposé et les coûts évités

#### 3.4.1. Installations existantes

Tableau 3.8 : comparaison entre la prime envisagée et les coûts évités par la bagasse

€/MWh	Prime <sup>8</sup>	Coûts variables évités	Autres contributions <sup>9</sup>	Ecart
<b>Hypothèses hautes</b>	127,0	21,6	45,2	<b>60,1</b>
<b>Hypothèses basses</b>	87,5	11,7	22,9	<b>52,9</b>

L'écart entre la prime proposée et les coûts évités par l'utilisation de bagasse, compris entre 53 et 60 €/MWh selon les hypothèses retenues, est particulièrement élevé.

#### 3.4.2. Nouvelles installations

Tableau 3.9 : comparaison entre le tarif d'achat et le coût de production complet d'une installation au charbon

€/MWh	Tarif proposé		Coûts fixes	Coûts variables	Autres contributions	Ecart	
	P ≤ 10 MW	P ≥ 30 MW				P ≤ 10 MW	P ≥ 30 MW
<b>Hypothèses hautes</b>	170	155	80,9	54,8	45,4	- 11,0	- 26,0
<b>Hypothèses basses</b>				41,4	19,7	28,0	13,0

<sup>7</sup> Etude ExternE en l'absence de nouvelles données disponibles

<sup>8</sup> La prime indiquée ici est calculée en tenant compte du coefficient M qui dépend des prix du charbon et du CO<sub>2</sub>

<sup>9</sup> Nettes des externalités du mode de fonctionnement bagasse

La comparaison des valeurs du tarif proposées pour les nouvelles installations avec le coût de production complet d'une centrale au charbon dépend fortement des hypothèses retenues sur les prix du charbon et des quotas d'émission de gaz à effet de serre. Elle ne permet pas de mettre en évidence une mauvaise évaluation du tarif d'achat.

Tableau 3.10 : comparaison entre le tarif d'achat et le coût de production complet d'une installation au fioul

€/MWh	Tarif proposé		Coûts fixes	Coûts variables	Autres contributions	Ecart	
	P ≤ 10 MW	P ≥ 30 MW				P ≤ 10 MW	P ≥ 30 MW
<b>Hypothèses hautes</b>	170	155	76,8	95,0	39,5	- 41,3	- 56,3
<b>Hypothèses basses</b>				63,8	26,7	2,7	- 12,3

Le tarif d'achat est inférieur ou quasiment égal au coût complet de production, quelles que soient les hypothèses retenues.

#### 4. Conséquences sur les charges de service public de l'électricité

La forte revalorisation de la rémunération de l'électricité produite à partir de bagasse induit mécaniquement une augmentation des charges de service public de l'électricité.

##### 4.1. Installations existantes

Actuellement, la bagasse est utilisée pour la production d'électricité à La Réunion et en Guadeloupe. Pour les installations existantes, l'impact de la prime sur les charges de service public est donné dans le tableau 4.1. Les résultats sont donnés pour le parc en 2008, mais aussi en considérant des hypothèses hautes et basses sur le prix du charbon et celui des quotas d'émission de gaz à effet de serre (voir tableau 3.1).

Tableau 4.1 : impact estimé de la prime sur les charges de service public

M€	2009		2013	
	Hypothèses hautes <sup>10</sup>	Hypothèses basses <sup>10,11</sup>	Hypothèses hautes	Hypothèses basses <sup>10</sup>
<b>La Réunion</b>	31,2	21,0	27,4	18,2
<b>Guadeloupe</b>	15,9	10,7	14,0	9,3
<b>Total</b>	<b>47,2</b>	<b>31,6</b>	<b>41,4</b>	<b>27,5</b>

Ainsi, quelles que soient les hypothèses retenues, la prime attribuée aux installations existantes aurait un impact significatif sur les charges de service public de l'électricité. Les charges supplémentaires induites conduiraient à une augmentation de la contribution unitaire comprise entre 0,08 €/MWh et 0,12 €/MWh.

##### 4.2. Nouvelles installations

Les installations qui peuvent bénéficier de l'obligation d'achat pour l'électricité produite à partir de bagasse sont des installations produisant de l'électricité et de la chaleur et valorisant ces deux produits.

Compte tenu du peu de visibilité sur le développement des usages de chaleur dans les départements d'outre-mer et à Mayotte, aucune évaluation des charges supplémentaires induites par le développement de nouvelles installations utilisant la bagasse comme combustible, n'a été réalisée.

<sup>10</sup> Le taux moyen en fibres est pris égal au taux moyen en fibres de référence. Toutefois cette valeur pourrait évoluer à la hausse en fonction des orientations prises par les planteurs

<sup>11</sup> Le coefficient M ne peut être inférieur à 1 entre 2009-2011 à La Réunion et entre 2010-2012 en Guadeloupe



## 5. Avis de la CRE

La présente délibération de la CRE a pour objet, non pas d'évaluer la pertinence du recours à la bagasse comme moyen d'atteindre les objectifs fixés tant par les directives que par le droit national, mais seulement de formuler un avis sur le niveau du tarif d'achat proposé pour l'électricité produite à partir de bagasse, au regard des critères prévus par la loi.

Le projet d'arrêté prévoit des conditions d'achat différentes selon que l'installation de production d'électricité existe ou non :

- pour les installations existantes, une prime additionnelle, en euros par tonne de canne, à la rémunération en vigueur ;
- pour les nouvelles installations, un tarif d'achat en c€/kWh.

La CRE émet un avis défavorable sur la prime ainsi que sur son coefficient d'indexation M. Elle estime que l'application des principes énoncés par la loi aurait dû conduire à fixer la prime à une valeur comprise entre 5 et 10 euros par tonne de canne (soit entre 35 et 67 €/MWh).

En outre, la mise en œuvre d'une stratégie complète d'indépendance énergétique conduisant à tirer profit d'une ressource fatale disponible localement doit s'accompagner d'une maîtrise des coûts de production. Le prix de l'électricité issue de la bagasse ne devrait donc pas être fixé en référence aux prix du charbon et des quotas d'émission de gaz à effet de serre, mais à un niveau inférieur. Dans son principe, le projet d'arrêté ne fait donc que maintenir durablement la dépendance des systèmes électriques insulaires vis-à-vis de la fluctuation des cours des combustibles fossiles, de l'augmentation des coûts des émissions de gaz à effet de serre et des autres impacts environnementaux.

Pour les nouvelles installations, le tarif proposé est inférieur ou quasiment égal aux coûts évités par une centrale au fioul et, selon les hypothèses retenus sur les prix du charbon et des quotas d'émission de gaz à effet de serre, également inférieur aux coûts évités par une centrale au charbon. Aussi, la CRE émet un avis favorable sur les tarifs proposés à l'annexe 2.

Enfin, la CRE observe que les conditions d'achat envisagées conduiraient à augmenter la contribution au service public de l'électricité, pour les seules installations existantes, de 0,08 à 0,12 €/MWh, alors que, pour 2009, la contribution évaluée par la CRE pour couvrir les charges dépasse déjà le plafond fixé par la loi.

Fait à Paris, le 19 novembre 2009

Pour la Commission de régulation de l'énergie,  
Le vice-président,

Maurice MÉDA