



COMMISSION EUROPÉENNE

Bruxelles, 5.5.2017  
C(2017) 3137 final

VERSION PUBLIQUE

Ce document est publié uniquement pour  
information.

**Objet: Aide d'État SA.43485 (2015/N) – France**  
**Mécanisme de soutien aux installations de production d'électricité**  
**utilisant du biogaz issu du traitement des eaux usées.**

Monsieur le Ministre,

## **1. PROCEDURE**

- (1) Le 26 novembre 2015, la France a notifié à la Commission, conformément à l'article 108, paragraphe 3, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), un régime de soutien aux installations de production d'électricité utilisant à titre principal du biogaz issu du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles.
- (2) La France a fourni des informations complémentaires les 14 janvier 2016, 13 avril 2016, 29 juin 2016, 8 juillet 2016, 18 octobre 2016, 17, 23 novembre 2016, 2 mars 2017 et 24 avril 2017.

## **2. DESCRIPTION DETAILLÉE DES MESURES**

### **2.1. Objectif**

- (3) Les mesures visent à soutenir les installations de production d'électricité utilisant à titre principal du biogaz produit par méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles (filiale "STEP").
- (4) Ces régimes s'inscrivent dans le cadre de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte qui vise à construire un modèle énergétique français plus diversifié et plus équilibré permettant de

Son Excellence Monsieur Jean-Marc Ayrault  
Ministre des Affaires étrangères et du Développement international  
37, Quai d'Orsay  
F – 75351 - PARIS

contribuer plus efficacement à la lutte contre le dérèglement climatique. La France s'est engagée à porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020<sup>1</sup> et souhaite la porter à 32 % en 2030. Pour atteindre cet objectif, les énergies renouvelables devraient représenter 40 % de la production électrique en 2030<sup>2</sup>.

- (5) Pour les nouvelles installations de production d'électricité de la filière STEP de moins de 500 kW, le dispositif de soutien repose sur la possibilité pour le producteur de vendre l'électricité produite par son installation à un acheteur obligé contre un tarif d'achat couvrant les coûts de production et devant permettre une rentabilité normale des capitaux investis.
- (6) Pour les nouvelles installations de production d'électricité de la filière STEP de puissance égale ou supérieure à 500 kW l'aide prendra la forme d'un complément de rémunération. Le montant de l'aide couvre l'écart entre les coûts totaux supportés par ces installations et leurs revenus, tout en permettant une rentabilité normale des capitaux investis.

## **2.2. Base légale et durée**

- (7) La base légale de la mesure est la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015, décrite dans les articles L314-1 et suivants du code de l'énergie, et précisée dans deux décrets (appelés ci-après décret "complément de rémunération"<sup>3</sup> et décret "liste des installations éligibles"<sup>4</sup>) ainsi que dans un projet d'arrêté fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal du biogaz produit par méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles (appelé ci-après "arrêté tarifaire STEP"). L'arrêté tarifaire n'entrera en vigueur qu'après approbation du régime notifié à la Commission.
- (8) Le régime d'aide a été notifié avec une durée à l'horizon 2030 eu égard aux objectifs de développement des énergies renouvelables que la France s'est fixés pour cet horizon (voir considérant (4)). La France s'est toutefois engagée à re-notifier le régime à la Commission au plus tard 10 ans après son approbation.

## **2.3. Installations admissibles**

- (9) Sont admissibles les installations de production d'électricité situées en métropole continentale utilisant à titre principal du biogaz produit par méthanisation de matières résultant du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles. La capacité de l'installation ne peut dépasser 12 MW.
- (10) Les installations d'une puissance électrique supérieure ou égale à 300kW et situées sur une commune desservie par un réseau public de gaz naturel, ne

---

<sup>1</sup> Voir Article 1 et Annexe 1 de la Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (JO L 140, 5.6.2009, p. 16-62).

<sup>2</sup> Voir Article 1, III de la Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte modifiant l'article L100-4 du code de l'énergie.

<sup>3</sup> Décret n° 2016-682 du 27 mai 2016.

<sup>4</sup> Décret n° 2016-691 du 28 mai 2016.

peuvent pas bénéficier d'un contrat d'achat si l'étude de préfaisabilité du gestionnaire de réseau de distribution de gaz indique une capacité d'injection adéquate.

- (11) La France a aussi indiqué que les installations éligibles peuvent consommer une fraction d'énergie non renouvelable mais a confirmé que cette fraction ne pourra être supérieure à l'énergie autoconsommée par l'installation de production pour les besoins de son fonctionnement (fonctionnement des moteurs, aspiration du biogaz, aérorefrigérants, etc.) et ne pourra en aucun cas dépasser 10 %.
- (12) L'installation ne peut pas avoir bénéficié d'un contrat d'achat ou de complément de rémunération auparavant.

## **2.4. Fonctionnement du mécanisme de soutien**

### *2.4.1. Obligation d'achat*

- (13) L'article L314-1 du code de l'énergie impose à Électricité de France (EDF) et, si l'installation est raccordée aux réseaux publics de distribution dans leur zone de desserte, aux entreprises locales de distribution chargées de la fourniture d'électricité, d'acheter l'électricité produite par des installations utilisant à titre principal le biogaz de la filière STEP sur base d'un prix fixé dans l'arrêté tarifaire STEP (le "tarif d'achat"). Lorsqu'un producteur en fait la demande, le contrat d'achat peut être cédé à un organisme agréé qui assumera le rôle d'acheteur obligé. EDF, les entreprises locales de distribution chargées de la fourniture d'électricité d'acheter et, le cas échéant, l'organisme agréé sont dénommés ensemble les acheteurs obligés.
- (14) L'obligation d'achat d'électricité de la filière STEP est garantie sur une période de 20 ans. Cette durée est considérée comme la durée de vie normale d'une installation produisant de l'électricité à partir de biogaz de la filière STEP.
- (15) L'achat s'effectue à un tarif fixe plus élevé que le prix normal du marché de l'électricité. Le co-contractant est compensé pour les coûts supplémentaires qu'il supporte en raison de l'obligation d'achat. La compensation est financée par des paiements prélevés sur le budget de l'État. Ces coûts supplémentaires correspondent à la différence entre le tarif d'achat et le prix du marché auquel le co-contractant vend l'électricité achetée sous contrat d'achat. La Commission de régulation de l'énergie ("CRE") a précisé la méthode de détermination du prix du marché. La référence de prix de marché servant à déterminer la compensation ne correspond pas à la valeur réelle de marché qu'en a retiré le co-contractant mais à une valeur de référence, établie en fonction de divers paramètres (prix de marché à terme et prix spot avec des pondérations différentes selon les filières, prix de marché en infra-journalier, prix de règlement des écarts) qui permettent de refléter au plus près le comportement d'un acteur de marché performant afin d'inciter le co-contractant à la performance.
- (16) Les acheteurs obligés sont responsables d'équilibre pour les producteurs sous obligation d'achat. La France a précisé à cet égard que pour plus de transparence, la CRE a obligé EDF à créer un périmètre d'équilibre dédié pour la vente de l'électricité en obligation d'achat depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016. Le détail du parc (puissance totale raccordée détaillée par filière et réseau de raccordement) sous obligation d'achat rattaché au périmètre d'équilibre est publié sur la plateforme internet de transparence gérée par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité français, RTE, et mis à jour à une fréquence mensuelle. EDF doit par ailleurs publier les prévisions de production en J-1 une heure avant l'heure limite

de « fixing » pour le marché spot. Les nouvelles prévisions en infra-journalier seront également publiées. Enfin, EDF doit transmettre à RTE le détail des prévisions réalisées par filière de production. Ces données pourront servir à RTE à publier des prévisions agrégées par filière pour la totalité du périmètre métropolitain (parc sous obligation d'achat et hors obligation d'achat), afin d'améliorer le niveau d'information disponible des acteurs du marché.

- (17) La France a précisé que les acheteurs obligés sont soumis à une obligation de confidentialité et de protection des données qu'ils collectent dans le cadre de cette mission (article 44 du décret complément de rémunération).
- (18) Dans le cas d'EDF, l'obligation d'achat est gérée dans un service dédié appelé «EDF Obligation d'achat » (EDF OA) et le reste du groupe EDF n'a pas accès aux données liées à l'obligation d'achat. Concrètement, la protection des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique obtenues dans le cadre de la mission de gestion des contrats d'achat s'effectue de la façon suivante pour EDF OA:
- Les informations contractuelles et de facturation sont conservées dans un système d'information dédié à l'obligation d'achat, séparé des autres systèmes d'information d'EDF.
  - Les données de comptage sont échangées entre les gestionnaires de réseaux et le service en charge de l'obligation d'achat via le système d'information dédié à l'obligation d'achat, séparé du système d'information du reste d'EDF.
  - Les informations concernant les flux physiques de l'énergie produite par les installations bénéficiant de l'obligation d'achat sont échangées entre les gestionnaires de réseaux et le service en charge de l'obligation d'achat via le système d'information dédié à l'obligation d'achat séparé du système d'information du reste d'EDF.
- (19) L'accès aux informations ci-dessus est limité aux seules personnes du service en charge de l'obligation d'achat, dont la fonction nécessite d'en avoir connaissance, grâce à une gestion rigoureuse des habilitations individuelles, qui fait l'objet de contrôles réguliers.

#### *2.4.2. Complément de rémunération*

- (20) L'article L314-18 du code de l'énergie impose à EDF lorsque les producteurs intéressés en font la demande, un contrat offrant un complément de rémunération pour l'électricité produite par des installations de la filière STEP.
- (21) EDF est tenue d'offrir le complément de rémunération pendant une période de 20 ans, considérée comme la durée de vie normale de ces installations. Une installation peut recevoir un soutien seulement si l'installation n'a jamais bénéficié de contrat d'achat ou de contrat de complément de rémunération.
- (22) EDF est compensée pour les versements réalisés au titre du complément de rémunération par des paiements prélevés sur le budget de l'Etat. La compensation correspond aux montants versés par EDF aux producteurs bénéficiaires du contrat de complément de rémunération – diminués des montants éventuels reçus par EDF dans le cas où le complément de rémunération est négatif.
- (23) La France a précisé qu'EDF OA est l'entité en charge du versement du complément de rémunération. EDF OA n'aura accès qu'à des données agrégées

de production à la maille mensuelle car les données de production nécessaires à la facturation et donc au versement de la prime seront calculées par les gestionnaires de réseau. Le rôle d'EDF se limitera donc à verser le complément de rémunération, à élaborer les contrats (selon un modèle élaboré en concertation avec les parties prenantes et approuvé par la ministre en charge de l'énergie) et à vérifier les factures émises par les producteurs.

- (24) Le producteur sous complément de rémunération vend l'électricité sur le marché (et reçoit le complément de rémunération en plus du prix du marché obtenu lors de la vente de l'électricité à un tiers). Il peut vendre l'électricité directement lui-même ou recourir aux services d'un agrégateur qui se chargera de vendre cette production en la combinant le cas échéant à la production achetée auprès d'autres producteurs d'électricité renouvelable. Sur base de l'article L. 321-15 du code de l'énergie il est responsable des écarts entre les injections et les soutirages d'électricité. A ce titre, il peut soit contractualiser avec le gestionnaire du réseau de transport pour définir les modalités selon lesquelles ses écarts lui sont financièrement imputés (contrat de responsabilité d'équilibre), soit contractualiser avec une entité déjà responsable d'équilibre qui prendra en charge ses écarts (mais les lui répercutera d'une façon ou d'une autre dans les termes du contrat; cela pourrait par exemple être un agrégateur).
- (25) La France a prévu que lorsqu'un agrégateur fait défaut, le producteur peut, pendant une période limitée, bénéficier d'un tarif d'achat correspondant à 80 % du tarif de référence auprès d'un acheteur de dernier recours. Dans ce cas le complément de rémunération est suspendu.
- (26) Il peut être fait appel à l'acheteur de dernier recours :
  - (a) si le producteur est dans l'impossibilité de contractualiser avec un agrégateur tiers. La démonstration de cette impossibilité est à la charge du producteur ou
  - (b) s'il y a défaillance de l'agrégateur tiers, matérialisée par le retrait ou la suspension du contrat mentionné à l'article L. 321-15 du code de l'énergie ou le cas échéant, du contrat le liant à un responsable d'équilibre au sens de l'article L. 321-15 du code de l'énergie.
- (27) Ce contrat d'achat s'applique sur une durée définie par le producteur dans sa demande et qui ne peut excéder trois mois, ce délai étant renouvelable à la demande du producteur. Durant cette période, le contrat de complément de rémunération est suspendu sans prolongation de sa durée. En particulier, le versement du complément de rémunération est suspendu. Le tarif d'achat auquel l'acheteur par défaut rachète l'électricité correspond à 80 % du niveau du tarif de référence. L'acheteur ne se subroge pas au producteur pour la valorisation des garanties de capacités. La déduction de la valorisation des garanties de capacité s'effectue par rapport au tarif de rachat par défaut.

#### *2.4.3. La demande de contrat d'achat ou de complément de rémunération*

- (28) Le producteur souhaitant bénéficier de l'obligation d'achat ou du complément de rémunération adresse à l'acheteur obligé ou à EDF une demande de contrat comprenant des données relatives au producteur (nom, adresse, etc.), à l'installation (localisation et puissance installée).
- (29) Pour les installations de 300 kW ou plus, il est également requis d'ajouter l'avis favorable du préfet sur son plan d'approvisionnement et l'étude de préfaisabilité

du gestionnaire du réseau public de gaz naturel indiquant que la capacité d'injection disponible n'est pas suffisante pour le raccordement de l'installation au réseau gazier ou que le coût du raccordement dépasse les plafonds fixés dans l'arrêté.

- (30) Quand la demande est complète, EDF ou l'acheteur obligé envoie un accusé de réception de la demande complète et fait ensuite parvenir dans un délai de 3 mois à compter de l'envoi de la demande complète, le projet de contrat au producteur. Le producteur peut le signer immédiatement même si le contrat ne prendra effet qu'au moment de la mise en service de l'installation, qui doit intervenir dans un délai maximal fixé dans l'arrêté tarifaire. Cette possibilité de signer son contrat à l'avance permet au producteur de lever les fonds nécessaires et de sécuriser le plan de financement de son installation avec ses prêteurs, ce qui permet d'engager les travaux de construction.

#### 2.4.4. Indemnités en cas de résiliation anticipée

- (31) Au cas où la somme du tarif de référence et de la prime de gestion serait inférieure au revenu de marché, le niveau du complément de rémunération peut devenir négatif. Le producteur doit alors reverser une partie de ses revenus à EDF. Ce reversement vient diminuer le niveau des charges de service public de l'électricité, au bénéfice du consommateur final. Si un producteur anticipait que cette situation devienne pérenne, il pourrait souhaiter résilier son contrat par anticipation, afin de maximiser ses revenus. Cette sortie du contrat conduirait à augmenter les revenus totaux des producteurs sur la durée de vie de l'installation et leur permettrait de dégager une rentabilité potentiellement excessive.
- (32) Afin d'assurer que le niveau du complément de rémunération apporte une rentabilité normale aux producteurs au travers de la garantie d'un revenu assuré sur le long terme, et ce indépendamment du niveau des prix de marché de l'électricité et de la capacité, mais ne lui en procure pas plus, la France prévoit qu'en cas de demande de résiliation anticipée du contrat par le producteur un versement est dû à EDF d'une indemnité correspondant aux sommes actualisées perçues et versées au titre du contrat de complément de rémunération depuis la date d'effet du contrat jusqu'à sa résiliation.

### 2.5. Budget et financement

- (33) Le budget estimatif pour le soutien à la production d'électricité de la filière STEP est de 1150 millions d'euros jusqu'en 2042 et correspond au développement de 160 MW jusqu'en 2023 qui est l'horizon des programmations actuelles énergétiques actuelles qui seront révisées en 2018 pour un horizon 2028. Le budget total dépend donc du développement réel de la filière ainsi que de la programmation.

Mio € courant	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Biogaz STEP	7	14	21	27	34	40	47	53	54	55	55	56	57	57

Mio € courant	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Biogaz STEP	58	59	60	60	61	62	54	46	38	30	22	15	7

- (34) Le régime d'aides notifié est financé à partir du compte d'affectation spéciale<sup>5</sup> "Transition énergétique" (ci-après dénommé "CAS Transition Énergétique") inclus dans le budget de l'État.
- (35) Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017, le CAS Transition énergétique est alimenté par une fraction de la taxe intérieure sur les houilles, les lignites et les coques et une fraction du produit de la taxe intérieure de consommation sur les produits pétroliers et assimilés. Si les recettes ne suffisent pas à équilibrer le compte d'affectation spécial un complément sera prélevé sur le budget de l'Etat (dans la limite de 10 %) (voir article 44 de la loi de finances pour 2017 portant modification de l'article 5 de la loi n° 2015-1786 de finances rectificative pour 2015 à cet égard).

## 2.6. Le tarif d'achat et le complément de rémunération

### 2.6.1. Paramètres du tarif d'achat et du complément de rémunération

- (36) En vertu de l'article L314-7 du code français de l'énergie, le soutien par tarif d'achat ne peut pas conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant des 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.
- (37) Par ailleurs, en vertu de l'article L314-20 du code français de l'énergie, les conditions du complément de rémunération sont établies en tenant compte notamment des investissements et des charges d'exploitation d'installations performantes représentatives de chaque filière, du coût d'accès de l'installation au réseau électrique, des produits de l'installation (notamment la valorisation de l'électricité produite, des garanties d'origine et des garanties de capacité) et des cas dans lesquels les producteurs sont également consommateurs de tout ou partie de l'électricité produite par les installations concernées. Tout comme pour le tarif d'achat, le complément de rémunération ne peut conduire à ce que la rémunération totale des capitaux immobilisés, résultant du cumul de toutes les recettes de l'installation et des aides financières ou fiscales, excède une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités.
- (38) Pour les installations sous obligation d'achat, la rémunération ( $T$ ) (soit le tarif d'achat aussi dénommé tarif de référence) en EUR/MWh est fixée selon la formule suivante:

$$T = \alpha \cdot L \cdot T_{DCC}$$

$\alpha$  est fixé à 1.

---

<sup>5</sup> Un compte d'affectation spéciale constitue en France une exception au principe de la non-affectation du budget, c'est-à-dire à l'interdiction d'affecter une recette à une dépense. Selon l'article 21 – 1 de la Loi organique n° 2001-692 du 1 août 2001 relative aux lois de finances: "Les comptes d'affectation spéciale retracent, dans les conditions prévues par une loi de finances, des opérations budgétaires financées au moyen de recettes particulières qui sont, par nature, en relation directe avec les dépenses concernées. Ces recettes peuvent être complétées par des versements du budget général, dans la limite de 10 % des crédits initiaux de chaque compte".

$L$  est un coefficient d'indexation du niveau de tarif de référence  $T$  au cours du contrat. Cette indexation s'effectue annuellement au premier novembre. Le coefficient d'indexation  $L$  est défini de la façon suivante :

$$L = 0,58 + 0,1 \frac{ICHTrev}{ICHTrev_0} + 0,32 \frac{FMOABE}{FMOABE_0}$$

Formule dans laquelle :

- 1°  $ICHTrev-TSI$  est la dernière valeur définitive connue au premier novembre de chaque année de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- 2°  $FMOABE0000$  est la dernière valeur définitive connue au premier novembre de chaque année de l'indice des prix à la production de l'industrie française pour le marché français pour l'ensemble de l'industrie ;
- 3°  $ICHTrev-TSI_0$  et  $FMOABE0000_0$  sont les dernières valeurs définitives des indices  $ICHTrev-TSI$  et  $FMOABE0000$  connues à la date de prise d'effet du contrat.

$TDCC$  est le niveau de tarif de base dont la valeur, exprimée en EUR/MWh, est définie de la façon suivante (pour 2016) :

Valeur de $P_{max}$ [MW]	Valeur de $TDCC$ [EUR/MWh]
$P_{max} \leq 0,2$	178
$P_{max} = 0,5$	144
$P_{max} \geq 1$	72

- (39) Les valeurs intermédiaires de  $TDCC$  sont déterminées par interpolation linéaire. La valeur de  $TDCC$  est fixe sur la durée du contrat.
- (40) La France a précisé que le projet d'arrêté prévoit que  $TDCC$  diminue automatiquement de 0,5 % tous les trimestres à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2016. La France a indiqué que quand l'arrêté tarifaire entrera en vigueur le taux  $TDCC$  applicable correspondra au taux  $TDCC$  initialement prévu dans le projet d'arrêté diminué de l'adaptation automatique.
- (41) Ainsi, pour la période du 1<sup>er</sup> avril 2017 au 30 juin 2017, le tarif serait le suivant :

Puissance	Tarif (€/MWh)
$P_{max} \leq 0,2$	175,4
$P_{max} = 0,5$	141,8
$P_{max} \geq 1$	70,9

- (42) Pour les installations pouvant bénéficier d'un complément de rémunération ( $CR$ ), le complément de rémunération est fixé dans l'arrêté tarifaire selon la formule suivante (en EUR/MWh):

$$CR = E_{elec} \cdot (T - M_0 + P_{gestion}) - Nb_{capa} \cdot Pref_{capa}$$

Composée des éléments suivants:

- $T$ , exprimé en EUR/MWh électrique, représente le tarif de référence déterminé sur base de la méthode exposée au considérant (38) ci-dessus).
- $E_{elec}$ , (en MWh) est la somme sur les heures à prix spot positif ou nul sur la bourse de l'électricité EPEX Spot SE pour la zone France, des volumes d'électricité affectée par le gestionnaire de réseau, le cas échéant via une

formule de calcul de pertes ou une convention de décompte, au périmètre d'équilibre désigné par le producteur pour la production de son installation. Ces volumes sont nets des consommations des auxiliaires nécessaires au fonctionnement de l'installation.

- $M_0$  est le prix de marché de référence, il est égal à la moyenne arithmétique sur l'année civile des prix spots horaires positifs ou nuls pour livraison le lendemain constatés sur la bourse de l'électricité EPEX Spot SE pour la zone France, exprimé en EUR/MWh.
- $P_{gestion}$ , exprimé en EUR/MWh, est la prime unitaire de gestion. Elle est égale à 2 EUR/MWh sur l'ensemble de la durée de vie du contrat. Elle est destinée à couvrir forfaitairement le coût des écarts (entre les injections et les soutirages d'électricité liés à son installation) et à couvrir également forfaitairement le coût de la mise sur le marché de la production électrique (coût d'accès aux plateformes de marché, coût de transaction, etc.).
- $Nb_{capa}$ , exprimé en MW, est le nombre normatif de garanties de capacité de l'installation et est égal à

$$Nb_{capa} = 0,8 \cdot P_{max}$$

avec  $P_{max}$  la puissance de l'installation exprimée en MW.

- $Pref_{capa}$  est le prix de marché des garanties de capacité, exprimé en EUR/MW, défini comme la moyenne arithmétique des prix observés lors des sessions d'enchères organisées pendant l'année civile précédant l'année de livraison. Pendant la première année du contrat de complément de rémunération,  $Pref_{capa}$  est nul.

(43) Pour la filière STEP le pas de temps de calcul retenu est un pas de temps annuel. Le prix de marché de référence est ainsi défini comme la moyenne annuelle des prix horaires spots positifs (prix pour livraison le lendemain : « day-ahead ») sur la bourse EPEX SPOT Se (zone France). Comme la filière STEP produit en base, la France a indiqué que l'utilisation d'un pas de temps annuel constituera une incitation à produire aux meilleurs moments de l'année (plutôt l'hiver quand les prix sont hauts) et à placer les maintenances aux moments où le prix de l'électricité est le plus bas, c'est-à-dire pendant les mois d'été.

(44) Il résulte de la définition de  $E_{elec}$  qu'aucun complément de rémunération n'est versé en cas de prix spots strictement négatifs pour la livraison constatée sur la bourse de l'électricité EPEX Spot Se pour la zone France. Cependant, au-delà des 70 heures premières heures, consécutives ou non, de prix spots strictement négatifs pour la livraison constatée sur la bourse de l'électricité EPEX Spot Se pour la zone France une installation qui ne produit pas pendant les heures de prix négatifs reçoit une prime égale à

$$Prime_{prix\ négatifs} = P_{max} \cdot T \cdot n_{prix\ négatifs}$$

formule dans laquelle:

- $T$  est le tarif de référence défini au considérant (38).
- $n_{prix\ négatifs}$  est le nombre d'heures pendant lesquelles les prix spots pour la livraison constatée sur la bourse de l'électricité EPEX Spot Se pour la zone France ont été négatifs au-delà des 70 premières heures et pendant lesquelles l'installation n'a pas injecté d'énergie. Ainsi l'installation ne percevra pas de rémunération pendant environ 1% du temps de

fonctionnement attendu. La France a cependant prévu que cette compensation ne peut être versée que dans la limite d'un nombre d'heures de fonctionnement de référence sur l'année de l'installation (soit 6 000 heures).

2.6.2. *Les hypothèses de coûts retenues pour l'établissement du tarif de référence et la prime de gestion*

- (45) La France a déterminé le tarif d'achat sur la base de projections de flux de trésorerie. Les données relatives aux coûts prévus ont été recueillies auprès d'un panel d'installations existantes.
- (46) La France a communiqué des calculs de la rentabilité que des installations standards de 200 kW, 500 kW et 1000 kW peuvent espérer atteindre lorsqu'elles bénéficient du tarif d'achat ou du complément de rémunération.

**Tableau 1: Taux de rendement interne ("TRI") du projet avant impôts selon la taille des installations**

	Taille de l'installation		
	200 kW	500 kW	1000 kW
Avec tarif de base TDCC	8.08 %	8.16%	8.04%

- (47) La France a également fourni des informations quant à la représentativité de l'échantillon utilisé pour déterminer les coûts de production du modèle.

**Tableau 2: Représentativité des échantillons au 31 décembre 2015**

Filière	STEP
Nombre d'installations de la filière [puissance moyenne]	24 [900 kW]
Nombre d'installation de l'échantillon [puissance moyenne]	8 installations [520 kW]
Puissance du parc installé	21 MW
Puissance installée de l'échantillon	4,1 MW (20% du parc)

- (48) L'échantillon représente environ 20 % en termes de capacité installée du parc existant et 30% en nombre d'installations.
- (49) La France a exposé que la puissance moyenne du parc de 900 kW n'est plus représentative des futurs développements de la filière parce que les STEP de taille importante sont déjà équipées ou, pour celles qui ne le seraient pas, vont privilégier une valorisation du biogaz sous forme de biométhane injecté dans le réseau de gaz. Afin d'avoir un échantillon plus représentatif de la taille des futures STEP, les autorités françaises se sont donc basées sur des installations de taille inférieure (moyenne 520 kW).
- (50) La France a précisé que la puissance de l'installation électrique d'une installation STEP peut être estimée par rapport au nombre d'habitants de la localité dont les eaux usées sont traitées par la STEP en question. Elle a également précisé que les seules STEP susceptibles d'investir dans une installation de production d'électricité étaient celles qui étaient déjà équipées d'un digesteur car ce dernier est indispensable pour la production d'électricité. Ce dernier n'est cependant pas pris en compte dans la détermination des coûts éligibles aux fins du tarif, étant donné que le digesteur permet également de réduire les coûts du traitement des eaux usées en tant que tel. Pour un certain nombre de STEP ce digesteur se

justifie économiquement pour le traitement des eaux usées et ce sont ces STEP-là que la France entend inciter à investir dans des installations de production de l'électricité.

**Tableau 3 – Plage de puissance possible de l'installation électrique et estimation du potentiel**

Capacité Eh	Nombre	Plage de puissance (en kW)	Installations produisant de l'électricité	Installations équipées de digesteur
[30 000 : 50 000]	239	[60 : 100]	3	-
]50 000 : 100 000]	182	[100 : 200]	21	87
]100 000 : 200 000]	84	[200 : 400]		
]200 000 : 300 000]	19	[400 : 600]		
]300 000 : 400 000]	12	[600 : 800]		
]400 000 : 500 000]	12	[800 : 1000]		
]500 000 : 7 500 000]	14	[1000 : 15 000]	2	3

**Tableau 4 – Dépenses d'investissement et coûts d'exploitation pour différents types d'installations [EUR]**

	OA	CR	CR
Capacité [kW]	200	500	1 000
Heures de fonctionnement	6 000	6 000	6 000
Coûts d'investissement (EUR/kW)	6 093	5 791	1 988
Coûts d'exploitation non actualisé (EUR)	2 206 169	3 497 511	5 500 076
Coût moyen de génération d'électricité, actualisé à 8% (EUR/MWh)	191,51	154,90	77,47
Tarif de référence (EUR/MW)	178	144	72
Taux de rendement du projet (avant impôts) obtenu avec le tarif d'achat	8,08 %	8,16 %	8,04%

- (51) Ainsi, à l'issue de la modélisation de trois installations type de 200 kW, 500 kW et 1 000 kW, le taux de rendement attendu oscille entre 8,04 % et 8,16 %.
- (52) Le calcul du complément de rémunération inclut une prime de gestion égale à 2 EUR/MWh (voir considérant (42)). Cette prime de gestion est composée des éléments suivants:

Frais pris en compte		Montant	Montant rapporté à l'énergie produite
Marché de l'énergie	Frais d'entrée (1 seul fois)*	32 000 €	0,02 €/MWh
	Frais annuels*	10 000 €/an	0,15 €/MWh
	Frais variables	0,17 €/MWh	0,17 €/MWh
Marché de capacité	Frais annuels*	3000 €	0,05 €/MWh
	Frais variable	4 €/MW	0 €/MWh
	Frais liés à la certification des installations auprès du gestionnaire de réseau	567 /MW	0,11 €/MWh
Marché de l'ajustement	Coûts constatés EDF	0,3 €/MWh	0,3 €/MWh
	Surcoût agrégateur (du fait d'un petit portefeuille)	0,3 €/MWh	0,3 €/MWh
Coûts agrégateurs	Frais prenant en compte les services développés par l'agrégateur pour le producteur (système de prévision, de contrôle/commande, etc.)	1 €/MWh	1 €/MWh
Total			2 €/MWh

\* Frais rapportés à un agrégat de 10 MW et le cas échéant, étalés sur la durée de vie du contrat (15 à 20 ans)

- (53) Les installations de production d'électricité de la filière STEP produisant en base, la France a fourni des données relatives au prix spot « day-ahead » sur la plateforme de marché EPEX Spot et aux prix à terme à titre de comparaison.

Zone France - EUR/MWh	2011	2012	2013	2014	2015*	Moyenne sur les 5 dernières années
Prix moyen spot (EPEX Spot)	48,89	46,94	43,24	34,63	37,81	42,30
Prix calendaire Y+1 (EPD)	55,97	50,57	43,30	42,41	38,86	46,19

\*jusqu'au 30/09/2015; source: autorités françaises.

- (54) La France a transmis une simulation de la rentabilité des installations si elles vendaient leur production d'électricité uniquement au prix du marché (estimé à 45 €/MWh). La rentabilité de toutes les installations (200 kW, 500 kW et 1 000 kW) est négative.
- (55) La France a également communiqué l'avis de la CRE par rapport à l'arrêté tarifaire concerné. Dans son avis, la CRE souligne les difficultés rencontrées pour rassembler les informations de coûts auprès de la profession. Pour son analyse, elle a procédé au retraitement des coûts des équipements de captage et de conversion du biogaz en électricité en utilisant les coûts moyens déclarés par toutes les filières produisant de l'électricité à partir de biogaz (décharge et méthanisation agricole) en raison du fait qu'une partie de l'équipement semblait être commun à toutes les filières mais que la filière STEP avait déclaré pour le même équipement des coûts nettement supérieurs sans raison apparente. La CRE a également procédé au retraitement des données de coûts d'investissement afin d'exclure les coûts d'investissement liés aux équipements de production de chaleur et ceux liés aux digesteurs.
- (56) Les autorités françaises ont indiqué qu'elles avaient également procédé au retraitement des données s'agissant des coûts liés au digesteur et aux équipements de production de chaleur. Par contre, elles n'ont pas trouvé opportun de procéder au retraitement des données liées aux équipements de captage et de conversion du biogaz en électricité mais ont choisi de ne s'appuyer que sur les données économiques de la filière STEP parce que la filière STEP est différente des filières méthanisation agricole et biogaz de décharge. Concernant la filière STEP, elles ont souligné que les installations, situées à proximité des centres urbains, nécessitent des investissements spécifiques pour assurer leur intégration environnementale et leur acceptabilité. Par ailleurs, la qualité du biogaz produit par méthanisation de boues de STEP, par méthanisation agricole ou de déchets (filière méthanisation) ou au sein d'une installation de stockage de déchets n'ont pas les mêmes propriétés chimiques et énergétiques, ce qui justifie de ne pas retenir les mêmes hypothèses de coûts d'investissement pour ces différentes filières.
- (57) Les autorités françaises ont également insisté sur le fait que les tarifs ont été modélisés sur base de l'hypothèse d'une installation fonctionnant 6 000 heures par an alors que plus de 70% des installations n'atteignaient pas 5 000 heures de fonctionnement équivalent temps plein en 2014. La moyenne constatée en 2014 est de 3 576 heures.
- (58) La France s'est également engagée à limiter le soutien à un plafonnement global sur la durée du contrat: soit une limitation du soutien à 120 000 heures de fonctionnement équivalent pleine puissance sur 20 ans (6 000 heures par an pendant 20 ans). Dès que le quota de 120 000 heures de fonctionnement

équivalent pleine puissance sera atteint, une installation plus performante verra la durée de son contrat réduite par rapport à celle de l'installation de référence.

- (59) Enfin la France s'est engagée à réviser le niveau des tarifs si les audits de coûts de production que la CRE mènera à nouveau (notamment en 2018) démontrent des risques de surcompensation.

## **2.7. Absence d'appel d'offres pour la filière STEP**

- (60) La France ne prévoit pas de soumettre l'octroi du soutien à la production d'électricité de la filière STEP à la sélection dans le cadre d'un appel d'offres.
- (61) La France a exposé à cet égard qu'un appel d'offres pour des installations STEP de 1 MW ou plus ne serait pas suffisamment concurrentiel pour justifier une mise en concurrence pour ce type d'installations. La France a exposé que le potentiel de projets de ce type est de maximum 12 installations au total en tenant compte de la taille des localités desservies par les STEP et en tenant compte uniquement des STEP non encore équipées d'installation de production d'électricité. Les autorités françaises ont également souligné que parmi ces 12 installations, seule 1 était équipée d'un digesteur. Or le digesteur est un équipement nécessaire pour la production d'électricité mais fort coûteux. Pour une installation d'1 MW, il est susceptible de presque tripler le coût moyen actualisé de production de l'électricité (environ 190€/MWh au lieu d'environ 70 €/MWh).
- (62) Le potentiel de développement de cette filière est donc pour le moment limité à une seule installation. Pour cette installation, il n'est toutefois pas garanti qu'elle puisse bénéficier d'un dispositif de soutien à la production d'électricité dans la mesure où peuvent bénéficier d'un soutien les installations dont l'étude de préfaisabilité réalisée par le gestionnaire de réseau de distribution de gaz conclut que les coûts de raccordement au réseau gazier ne sont pas prohibitifs et que la capacité d'injection est adaptée au volume de biométhane que pourrait injecter le projet. Or, comme les STEP dont la capacité électrogène est supérieure à 1 MW sont aussi de très grandes STEP, nécessairement implantées dans des grands centres urbains, ce sont aussi les STEP les plus susceptibles d'avoir un réseau de gaz à proximité.
- (63) Enfin, les autorités françaises ont souligné que les acteurs de l'assainissement en France sont peu nombreux et se partagent l'exploitation des stations. Ces stations sont déjà en exploitation et donc connues de l'ensemble des acteurs du marché. Par conséquent, la mise en place d'appels d'offres pour cette filière serait de nature à engendrer le dépôt d'offres stratégiques, à des niveaux de rémunération volontairement supérieurs aux niveaux adéquats.
- (64) Quant à la possibilité de mettre la filière STEP en concurrence avec d'autres filières, la France a souligné que cette mise en concurrence entraînerait des résultats insatisfaisants.
- (65) D'une part, la France note que la durée d'un contrat de complément de rémunération est égale à la durée de la délégation de service public pour de l'assainissement, à savoir 20 ans. Or, pour que la STEP puisse être équipée d'une unité de production d'électricité, il convient soit que la délégation de service public le prévoit au moment de la mise en concurrence du délégataire, soit qu'un avenant à la concession soit effectué. Dans tous les cas, la fenêtre pendant laquelle l'unité de production d'électricité peut être installée est extrêmement courte car si le contrat de délégation de service public est déjà trop avancé, les investissements faits par le délégataire ne seront jamais amortis et celui-ci

décidera donc de ne pas faire l'investissement. Le choix d'installer une unité de production d'électricité doit donc se faire au tout début de la délégation de service public. Or, si l'installation n'est pas retenue à l'issue de l'appel d'offres multi-technologies ou que celui-ci n'intervient pas tout de suite, ce choix est repoussé de 20 ans, privant ainsi la France d'une énergie renouvelable relativement bon marché et surtout capable de produire en base contrairement à la plupart des énergies renouvelables.

- (66) D'autre part, la France a relevé qu'une mise en concurrence avec les autres filières biogaz ne serait pas souhaitable. Elle a relevé que les coûts moyens de production de la filière STEP sont largement inférieurs à ceux de la filière biogaz par méthanisation de déchets et résidus agricoles. Une mise en concurrence entre ces filières entraînerait pour la filière STEP la possibilité de déposer des offres non pas basée sur les coûts de production de la filière STEP mais sur les coûts de production des autres filières plus chères. Cela entraînerait alors un surenchérissement important du niveau de soutien de la filière STEP.

**Tableau 5: Coût moyen de production des filières utilisant du biogaz**

Filière	Coût moyen de production
STEP	70 €/MWh
Biogaz (méthanisation)	180-190 €/MWh
Biogaz (décharge)	100-110 €/MWh

- (67) Enfin, la France souligne que la filière STEP fait déjà l'objet d'une mise en concurrence pour sa fonction principale d'assainissement.

## **2.8. Ajustement du tarif**

- (68) Pour la filière STEP, il est prévu que le tarif diminue automatiquement de 0,5 % tous les trimestres à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2016.
- (69) En outre, les articles R. 314-7 et R. 314-33 du code de l'énergie ainsi que le Décret Complément de Rémunération prévoient la révision périodique des conditions d'achat et du complément de rémunération. Ces révisions doivent prendre en compte les niveaux de coûts et de recettes des installations performantes et représentatives des filières au moment de la révision, ainsi que, le cas échéant, les résultats des audits menés par la CRE.
- (70) La CRE réalise périodiquement des audits visant à s'assurer que les coûts de production qui sous-tendent les conditions du tarif d'achat n'ont pas évolué. Si la CRE estime que les coûts de production nécessitent une adaptation du niveau du tarif, elle le signalera au ministre chargé de l'énergie afin qu'il ajuste le niveau du tarif d'achat ou du tarif de référence.
- (71) La France s'est engagée sur ce point à adapter le niveau du tarif s'il était constaté que le soutien aboutissait à une surcompensation.
- (72) Pour faciliter la réalisation des audits de la CRE, il est prévu pour les installations de puissance installée supérieure à 100 kW<sup>6</sup>, que le producteur transmette chaque année à la CRE le détail des coûts et des recettes relatifs à son installation. Il doit

---

<sup>6</sup> Pour les installations de 100 kW et moins, la transmission systématique des données n'est pas prévue mais le producteur doit tenir ces données à la disposition de la CRE et du ministre chargé de l'énergie et les transmettre sur demande.

également tenir à disposition les éléments permettant d'attester ces coûts et recettes. Ces mêmes informations doivent être tenues à disposition du ministre chargé de l'énergie.

- (73) Afin d'inciter les producteurs à respecter l'obligation de communication de données, diverses sanctions sont prévues (sanctions pécuniaires, voire la suspension ou la résiliation des contrats d'achat et de complément de rémunération).

### **2.9. Cumul**

- (74) La France a précisé que le régime de soutien ne sera pas cumulable avec les garanties d'origine et n'est pas non plus cumulable avec les aides à l'investissement octroyées par l'ADEME.

### **2.10. Autres engagements**

- (75) La France s'est engagée à respecter les exigences de transparence définies aux paragraphes 104 à 106 des Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020<sup>7</sup> (les «Lignes directrices»). Elle publiera notamment sur le site Internet du Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie l'identité des bénéficiaires, le montant de l'aide, le secteur économique de l'entreprise et la région dans laquelle il se trouve lorsque le montant total de l'aide pour un bénéficiaire donné dépasse 500 000 EUR. Le montant de l'aide ne sera cependant publié qu'a posteriori à la fin de chaque année puisque le montant d'aide dépend d'informations non connues à l'avance, à savoir le productible et le prix du marché.

## **3. APPRECIATION DE LA MESURE**

### **3.1. Existence de l'aide au sens de l'article 107, paragraphe 1, du traité**

- (76) Aux termes de l'article 107, paragraphe 1, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, sont incompatibles avec le marché intérieur, dans la mesure où elles affectent les échanges entre États membres, les aides accordées par les États ou au moyen de ressources d'État sous quelque forme que ce soit qui faussent ou qui menacent de fausser la concurrence en favorisant certaines entreprises ou certaines productions.
- (77) Les installations de production d'électricité utilisant à titre principal le biogaz issu du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles bénéficieront d'un soutien sous la forme de tarifs garantis ou de complément de rémunération pour l'électricité qu'ils produisent. Ces tarifs sont supérieurs aux prix que peuvent espérer les producteurs vendant leur électricité sur le marché et le complément de rémunération s'ajoute au prix du marché. Seules sont éligibles les installations de production d'électricité utilisant à titre principal le biogaz issu du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles. Cette mesure confère dès lors un avantage sélectif à certains producteurs d'électricité seulement.
- (78) Le régime de soutien est institué dans une loi et des décrets et arrêtés d'exécution. Il est donc imputable à l'État. Le soutien est financé par des obligations d'achat et

---

<sup>7</sup> JO C 200 du 28.6.2014, p. 1.

de versement de complément de rémunération imposées par l'État à EDF, aux entreprises locales de distribution et aux organismes agréés. Ceux-ci sont à leur tour entièrement indemnisés par des versements prélevés sur le budget de l'État. Le financement repose donc sur les ressources de l'État<sup>8</sup>.

- (79) L'électricité fait l'objet d'importants échanges entre États membres. Tout avantage accordé à un mode donné de production d'électricité est donc susceptible de fausser la concurrence et d'affecter les échanges commerciaux entre États membres.
- (80) Ce régime de soutien constitue donc bien une aide d'État.

### **3.2. Légalité de l'aide**

- (81) La France a notifié ce régime d'aides à la Commission afin d'obtenir son approbation au regard des règles relatives aux aides d'État telles que définies dans le TFUE. L'arrêté tarifaire notifié n'entrera en vigueur qu'après approbation de la Commission. La France a respecté ses obligations en vertu de l'article 108 du TFUE.

### **3.3. Compatibilité des aides avec le marché intérieur**

- (82) Le régime notifié comporte une aide opérationnelle à la production d'électricité utilisant à titre principal le biogaz issu du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles. Ce biogaz constitue une énergie renouvelable, par conséquent la Commission a évalué le régime d'aide sur la base des Lignes directrices, de la section 3.2 (Dispositions générales en matière de compatibilité) et en particulier de la section 3.3 (Aides en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables).

#### *3.3.1. Contribution à un objectif d'intérêt commun*

- (83) Le régime d'aide notifié est destiné à soutenir les installations de production d'électricité utilisant le biogaz issu du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles. Ce biogaz constitue une énergie renouvelable au sens de l'article 2(a) de la Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil<sup>9</sup> et du paragraphe 19(5) des Lignes directrices.
- (84) L'objectif d'intérêt commun poursuivi par le régime notifié est la lutte contre le dérèglement climatique. Comme le rappelle le paragraphe 107 des Lignes directrices, l'Union s'est fixée des objectifs ambitieux en matière de changement climatique et d'utilisation durable de l'énergie et a adopté la Directive 2009/28/CE précitée. Le régime notifié s'inscrit dans cet objectif.
- (85) Bien que les installations de production d'électricité éligibles utilisant à titre principal le biogaz issu du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles aient la possibilité d'utiliser une certaine fraction d'énergie non renouvelable, l'aide reste limitée à la production d'énergie renouvelable étant donné que la portion d'énergie non renouvelable ne peut être supérieure à l'énergie

---

<sup>8</sup> Voir aussi arrêt de la Cour de Justice du 19 décembre 2013, affaire C-262/12, *Vent de Colère c. Ministère de l'Ecologie*.

<sup>9</sup> Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (JO L 140, 5.6.2009, p. 16–62).

autoconsommée par l'installation de production pour les besoins de son fonctionnement (voir considérant (11)).

- (86) Sur base de ces éléments, la Commission conclut que les régimes notifiés contribuent donc à un objectif d'intérêt commun.

### *3.3.2. Nécessité d'une intervention d'État*

- (87) Selon la section 3.2.2 des Lignes directrices, l'État membre doit démontrer que l'intervention de l'État est nécessaire et, en particulier, que l'aide est nécessaire pour remédier à une défaillance du marché.
- (88) Les aides en faveur de l'énergie produite à partir des sources renouvelables remédient une défaillance du marché liée aux externalités négatives en créant, au niveau individuel, des incitations à produire de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. En l'absence d'indication contraire, une défaillance du marché est présumée dans le cas des énergies renouvelables (voir paragraphe 115 des Lignes directrices).
- (89) En l'espèce, rien n'indique que cette défaillance du marché aurait disparu. Au contraire, les informations fournies par la France ont démontré que le cadre économique actuel n'était pas en mesure de fournir les incitations nécessaires pour amener le bénéficiaire à investir dans une installation de production d'électricité utilisant le biogaz issu du traitement des eaux usées urbaines ou industrielles car le prix de marché de l'électricité est significativement inférieur aux coûts de productions et ne permet pas d'assurer la rentabilité du projet (voir Tableau 1 et considérants (53) et (54)). De ce fait, les investissements dans des installations de ce type sont peu probables. Par conséquent, il existe une défaillance du marché conformément au paragraphe 35 a) des Lignes directrices. Une aide d'État est dès lors nécessaire pour susciter des investissements dans des installations de ce type.

### *3.3.3. Caractère approprié de l'aide*

- (90) Le paragraphe 116 des Lignes directrices présume que les aides d'État en faveur de l'énergie produite à partir des sources renouvelables sont appropriées si toutes les autres conditions sont remplies. Ainsi que démontré ci-dessous, le régime notifié remplit toutes les autres conditions de compatibilité et est dès lors considéré comme approprié.

### *3.3.4. Effet incitatif*

- (91) Selon la section 3.2.4 des Lignes directrices, les aides d'État ont un effet incitatif si elles modifient le comportement de leurs bénéficiaires dans le sens de la réalisation de l'objectif d'intérêt commun. C'est notamment le cas si l'aide suscite des investissements qui ne seraient pas réalisés aux conditions du marché.
- (92) La France a soumis des calculs indiquant que sans aide, de telles installations ne sont pas rentables, les coûts de production étant supérieurs au prix de marché de l'électricité et, en conséquence, les flux financiers pendant la durée de vie de l'installation étant négatifs (voir considérant (54) ci-dessus).
- (93) Par contre, avec l'aide, sur une durée de vie de 20 ans de ces installations, les revenus liés au tarif permettraient de couvrir les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation, avec un taux de rendement d'environ 8% (voir Tableau 4).

On peut donc s'attendre à ce que l'aide encourage la mise en place de ces installations ainsi que leur utilisation.

- (94) En outre, la France a confirmé que les bénéficiaires ne commencent les travaux sur les projets concernés qu'après le dépôt de la demande complète de contrat d'achat ou de complément de rémunération, dans la mesure où c'est la demande complète de contrat d'achat qui donne au producteur la confirmation de son éligibilité au soutien (voir aussi section 2.4.3. ci-dessus). La demande de contrat d'achat ou de complément de rémunération comporte les données relatives au bénéficiaire et son projet visées au paragraphe 51 des Lignes directrices.
- (95) La Commission conclut que le régime notifié aura un effet incitatif.

### 3.3.5. *Proportionnalité de l'aide*

- (96) Les aides au fonctionnement en faveur des installations de production d'électricité renouvelable sont considérées comme proportionnées si l'aide remplit les conditions applicables aux aides au fonctionnement en faveur de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables telles qu'établies à la section 3.3.2.1 des Lignes directrices.

#### 3.3.5.1. Aide sous forme de prime et responsabilité d'équilibre

- (97) Afin d'encourager l'intégration dans le marché de l'électricité, les bénéficiaires devraient vendre leur électricité directement sur le marché. Ce principe implique que l'aide soit octroyée sous forme de prime s'ajoutant au prix du marché auquel les producteurs vendent leur électricité, que les bénéficiaires soient soumis à des responsabilités en matière d'équilibrage et que des mesures soient prises pour faire en sorte que les producteurs ne soient pas incités à produire de l'électricité à des prix négatifs (paragraphe 124 Lignes directrices).
- (98) L'aide est octroyée sous forme de prime qui s'ajoute au prix du marché pour les installations ayant une puissance installée égale ou supérieure à 500 kW conformément paragraphe 124 des Lignes directrices. Les tarifs d'achat sont disponibles uniquement pour les installations de la filière STEP ayant une puissance installée inférieure à 500 kW (v. considérant (5)) comme le permet le paragraphe 125 des Lignes directrices.
- (99) Comme exposé au considérant (25), la France a prévu que lorsqu'un agrégateur fait défaut, le producteur peut, pendant une période limitée, bénéficier d'un tarif d'achat correspondant à 80 % du tarif de référence auprès d'un acheteur de dernier recours.
- (100) La France considère que ce dispositif a une vocation assurantielle. Il n'est destiné à être utilisé qu'en cas de défaillance de marché pour permettre aux producteurs de retrouver un agrégateur lorsque l'ancien fait défaut. La Commission constate que le mécanisme ne comporte pas d'incitation pour le producteur à y recourir en cas de fonctionnement normal du marché dans la mesure où les producteurs préféreront toujours passer par un agrégateur qui leur garantira de toucher 100 % du tarif de référence plutôt que 80 %. En outre, en faisant appel à l'acheteur de dernier recours, les producteurs ne reçoivent pas la prime de gestion et restent responsables de leurs garanties de capacité (dont le montant leur est déduit en fin d'année). Par ailleurs, le contrat d'achat en dernier recours s'applique sur une durée de 3 mois. Si le producteur souhaite en bénéficier plus longtemps, il doit en faire la demande tous les 3 mois et démontrer qu'il ne parvient toujours pas à

contractualiser avec un agrégateur. Une telle preuve n'est pas envisageable lorsque le marché des agrégateurs est fonctionnel.

- (101) Dans la mesure où cette disposition ne trouve à s'appliquer que dans des cas extrêmes et pour une très courte période, la Commission conclut que cette disposition ne servira pas à contourner la condition d'intégration au marché et que l'aide reste par principe accordée sous forme de prime s'ajoutant au prix du marché conformément au paragraphe 124 des Lignes directrices.
- (102) Les bénéficiaires sont responsables en matière d'équilibrage comme prévu au paragraphe 124 b des Lignes directrices (voir considérant (24)).

#### 3.3.5.2. Pas d'incitation à produire en cas de prix négatifs

- (103) La France a également mis en œuvre un mécanisme destiné à éviter que les producteurs ne soient incités à produire de l'électricité à des prix négatifs. En effet, le calcul du prix du marché de référence utilisé pour le calcul de la prime ne tient pas compte des heures durant lesquelles les prix étaient négatifs, ce qui donne une incitation globale pour la filière de ne pas produire à des heures de prix négatifs étant donné que dans ces cas-là la prime obtenue sera inférieure à la différence entre le tarif de référence (lequel reflète les coûts de production du secteur) et le prix de marché. En outre, il est explicitement prévu que le complément de rémunération n'est versé que pour les volumes d'électricité affectée par le gestionnaire de réseau pendant des heures à prix spot positif ou nul sur la bourse de l'électricité EPEX Spot SE pour la zone France.
- (104) Une rémunération est prévue pour les installations qui n'auront pas produit d'électricité au-delà de 70 heures où le prix coté de l'électricité est négatif afin de compenser une partie de la perte de rémunération liée à cette plus faible production. Cette mesure a pour finalité de réduire l'incertitude liée au nombre d'heures de prix négatifs dans les prochaines années. A ce jour, le nombre d'heures de prix négatifs en France n'a jamais dépassé 15 heures par an. Le seuil de 70 heures correspond à environ 1,17 % du temps de fonctionnement annuel attendu pour une installation de la filière STEP, soit 6000 heures. Au-delà du seuil de 70 heures l'installation de production percevra une prime dont les paramètres sont présentés au considérant (44)).
- (105) Cette disposition est conforme au paragraphe 124 c) des Lignes directrices étant donné que les producteurs n'ont pas d'incitation à produire en heures de prix négatifs. Elle ne mène par ailleurs pas à un risque de surcompensation étant donné que cette compensation ne peut être versée que dans la limite du nombre d'heures de fonctionnement de référence sur l'année de l'installation. Autrement dit, une fois que l'installation aura reçu un soutien (que ce soit sous forme de complément de rémunération ou de compensation pour non production au-delà de 70 heures de prix négatif) sur un nombre d'heures équivalent pleine puissance égale au nombre d'heures de fonctionnement de référence (6 000 h) utilisée pour déterminer le niveau du soutien, l'installation ne recevra plus la compensation.

#### 3.3.5.3. Absence d'appel d'offres

- (106) À partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017, les aides doivent en principe être octroyées à l'issue d'une procédure de mise en concurrence fondée sur des critères clairs, transparents et non discriminatoires.

- (107) La procédure de mise en concurrence peut être limitée à certaines technologies dans le cas où une procédure ouverte à tous les producteurs donnerait un résultat insuffisant que ne peut améliorer la conception de la procédure compte tenu notamment: i) du potentiel à plus long terme d'une technologie nouvelle et innovante déterminée; ou ii) du besoin de diversification; ou iii) des contraintes et de la stabilité du réseau; ou iv) des coûts (d'intégration) du système; ou v) de la nécessité d'éviter les distorsions sur les marchés des matières premières dues à l'aide apportée à la biomasse.
- (108) Si un État membre démontre: a) que seul un projet ou un site, ou un nombre très limité de projets ou de sites, pourraient être pris en considération; ou b) qu'une procédure de mise en concurrence entraînerait une hausse des niveaux d'aide (pour éviter par exemple la soumission d'offres stratégiques); ou c) qu'une procédure de mise en concurrence entraînerait de faibles taux de réalisation des projets (pour éviter une insuffisance des soumissions), une mise en concurrence n'est pas requise pour octroyer l'aide.
- (109) La France ne prévoit pas d'organiser d'appels d'offres pour la filière STEP ou en concurrence avec d'autres technologies.
- (110) La Commission observe sur ce point que comme la France l'a souligné, la filière STEP est capable de produire en base c'est-à-dire de manière presque continue alors que les installations éoliennes et solaires sont intermittentes et sont par conséquent source d'aléa pour le système électrique. C'est pourquoi la France souhaite encourager le développement de cette filière dans son mix énergétique là où elle est économiquement pertinente (à savoir là où un digesteur est déjà installé). Les données transmises par la France montrent cependant que la mise en concurrence avec d'autres technologies risque de priver la France de nouvelles installations STEP dans son mix énergétique alors pourtant que ces installations peuvent produire en base et sont plus intéressantes pour la stabilité du système électrique que les filières intermittentes comme le photovoltaïque ou l'éolien. .
- (111) Ainsi que la France l'a exposé au considérant (65), les installations STEP sont étroitement liées aux délégations de service public pour de l'assainissement lesquelles ont une durée de 20 ans ce qui correspond aussi à la durée de vie d'une installation de production d'électricité à partir de biogaz d'épuration. Pour que la STEP puisse être équipée d'une unité de production d'électricité, il convient soit que la délégation de service public le prévoit au moment de la mise en concurrence du délégataire, soit qu'un avenant à la concession soit effectué. Dans tous les cas, la fenêtre pendant laquelle l'unité de production d'électricité peut être installée est extrêmement courte car si le contrat de délégation de service public est déjà trop avancé, les investissements faits par le délégataire ne seront jamais amortis et celui-ci décidera donc de ne pas faire l'investissement. Dès lors, si l'installation n'est pas retenue à l'issue de l'appel d'offres multi-technologies – ce qui est possible vu que par exemple la filière photovoltaïque au sol présente des coûts de production moyen inférieurs à la filière STEP et présente en outre un fort potentiel de développement - ou que celui-ci n'intervient pas peu de temps après la délégation de service, ce choix est repoussé de 20 ans, privant ainsi la France d'un projet qu'elle estime cependant souhaitable eu égard à son coût relativement faible et sa contribution à la stabilité du réseau.
- (112) Par ailleurs mettre la filière STEP en concurrence avec les autres filières biogaz donnerait certes à la filière STEP la certitude d'être sélectionnée eu égard à sa

compétitivité par rapport aux autres filières biogaz (et permettrait éventuellement au délégataire du service public d'assainissement de planifier un investissement dans une installation de production d'électricité) mais aboutirait à une augmentation significative du niveau de soutien de la filière STEP puisqu'elle soumettrait des offres proches des coûts des autres filières biogaz plus chères plutôt que de soumettre une offre basée sur ses propres coûts (offre stratégique).

- (113) La Commission partage dès lors l'analyse de la France qu'une procédure de mise en concurrence ouverte à la filière STEP et à d'autres filières donnerait un résultat insuffisant que ne peut améliorer la conception de la procédure (126, alinéa 5, (b) et (c) des Lignes directrices) compte tenu du besoin de diversification du mix énergétique de la France et de l'objectif d'utilisation optimale du potentiel d'énergies renouvelables en France ainsi que compte tenu des contraintes de stabilité du réseau et enfin compte tenu du risque d'augmentation du niveau de l'aide pour la filière STEP (paragraphe 126 alinéa 3, b) des Lignes directrices).
- (114) La Commission relève par ailleurs que le potentiel de projets d'1 MW est très restreint. Ce potentiel est estimé à 12 installations compte tenu de la taille des populations desservies par les stations d'épuration. Parmi ces 12 installations, seule 1 est équipée d'un digesteur. En outre, s'agissant de plus grandes installations, elles seront plus probablement amenées à injecter le biométhane dans le réseau de gaz plutôt que de l'utiliser pour la production d'électricité (v. considérant (62) ci-dessus). Le nombre de participants à l'appel d'offres serait dans ces conditions très probablement trop faible pour assurer la compétitivité de l'appel d'offres. A supposer même que ce nombre soit finalement suffisant, l'appel d'offres conduirait alors à une augmentation significative du niveau d'aide vu que les participants incluraient dans leur offre le coût du digesteur que la France ne souhaite cependant pas compenser eu égard à son coût élevé pour les stations de traitement des eaux usées où l'investissement dans un digesteur ne se justifie économiquement pas pour le traitement des eaux usées (voir considérant (50) ci-dessus).
- (115) La Commission partage ainsi l'avis de la France que le potentiel de la filière STEP ne permet pas l'organisation d'appels d'offres concurrentiels et qu'une mise en concurrence pourrait entraîner la soumission d'offres stratégiques. L'absence de mise en concurrence est pour ces raisons compatible avec le paragraphe 126, alinéa 3, a) et c) des Lignes directrices.

#### 3.3.5.4. Aide limitée à la différence entre coût de production moyen actualisé et prix du marché

- (116) L'aide n'étant pas accordée au moyen d'une procédure de mise en concurrence, l'aide doit être examinée à l'aune des critères spécifiés au paragraphe 131 des Lignes directrices.
- (117) Les paragraphes 131 a) et b) prévoient que l'aide par unité d'énergie ne peut pas excéder la différence entre les coûts totaux moyens actualisés de l'énergie produite grâce à la technologie particulière en question et le prix du marché pour le type d'énergie concerné. Les coûts totaux moyens actualisés de l'énergie peuvent inclure la rentabilité normale de l'installation mais toute aide à l'investissement doit être déduite du montant total des investissements lors du calcul des coûts.

#### Les installations sous obligation d'achat

- (118) Les installations sous obligation d'achat ne vendent pas leur électricité sur le marché. Le tarif d'achat a vocation à couvrir le prix du marché ainsi qu'un complément correspondant à la différence entre les coûts de production et le prix du marché.
- (119) La Commission a vérifié que le tarif d'achat ne dépasse pas les coûts totaux moyens actualisés de l'énergie produite (en ce compris une rentabilité normale).
- (120) Le tarif d'achat est calculé selon la formule présentée au considérant (38). Celui-ci est composé des deux éléments suivants:
- un niveau de tarif de base permettant de couvrir les coûts d'investissement, les coûts d'opération et maintenance et les autres coûts (frais financiers, assurances, frais de structure et taxes) constatés pour les installations modélisées. Le niveau de tarif est adapté à la puissance de l'installation.
  - un coefficient d'indexation annuel dépendant du niveau du coût horaire du travail révisé dans les industries mécaniques et électriques ainsi que de l'indice des prix à la production de l'industrie française pour le marché français pour l'ensemble de l'industrie.
- (121) Pour les installations modélisées sous obligation d'achat, la France a indiqué que le coût moyen de génération d'électricité, sans rémunération du capital, était de 191 EUR/MWh pour les installations de 200 kW (voir Tableau 4 – Dépenses d'investissement et coûts d'exploitation pour différents types d'installations [EUR]). Les installations étant sous obligation d'achat, elles ne perçoivent pas de revenus liés à la vente d'électricité sur le marché. Pour de telles installations, le tarif permet d'atteindre une rentabilité de 8,08 %.
- (122) La Commission observe que les autorités françaises et la CRE n'aboutissent pas aux mêmes taux de rentabilité sur base du tarif. La CRE obtenant un taux de 17,7 % pour une installation produisant 6 000 heures, soit significativement plus que les 8 % jugés raisonnables par la CRE. La différence résulte du fait que la CRE a procédé au retraitement des données de coûts liées aux équipements de captage de gaz et à la conversion du biogaz en électricité.
- (123) Sur ce point, la Commission observe ce qui suit:
- La France a expliqué que le retraitement des données n'était pas opportun en raison des différences qui existent entre les filières. La filière STEP étant à cet égard soumise à des contraintes différentes des autres filières: les installations, situées à proximité des centres urbains, nécessitent des investissements spécifiques pour assurer leur intégration environnementale et leur acceptabilité. Par ailleurs, la qualité du biogaz produit par méthanisation de boues de STEP, par méthanisation agricole ou de déchets (filière méthanisation) ou au sein d'une installation de stockage de déchets n'ont pas les mêmes propriétés chimiques et énergétiques, ce qui justifie de ne pas retenir les mêmes hypothèses de coûts d'investissements pour ces différentes filières.
  - La France a modélisé le tarif sur base d'une STEP produisant 6 000 équivalent temps plein par an, or les données montrent que ce niveau n'est atteint que dans 16 % des cas (4 installations sur 24) et que la moyenne est significativement inférieure (3 573 heures). Or la CRE relève elle-même dans son avis que le productible (en équivalent temps plein) était souvent

faible dans la filière en raison de l'incitation à surdimensionner le groupe turbo alternateur afin d'éviter de devoir brûler le gaz en torchère en cas de pics de production de biogaz. Dans son avis, la CRE a observé que le tarif – après retraitement des coûts de captage du biogaz et de conversion en électricité – permettait à une installation de 200 kW produisant 4 000 heures équivalent temps plein (donc presque 500 heures de plus que la moyenne observée) d'atteindre un taux de rendement interne du projet avant impôt de 5,5 % soit un taux sensiblement inférieur au taux de 8 % cible que la CRE estime raisonnable.

- Le tarif diminue automatiquement de 0,5 % tous les trimestres et sera lors de l'entrée en vigueur de l'arrêté tarifaire moins élevé que le tarif utilisé par la CRE dans son avis (v. considérant (40)).
  - Enfin, la France s'est engagée à modifier le niveau des tarifs si les audits que la CRE mènera dans les prochaines années (notamment en 2018) démontreraient un risque de surcompensation en raison de l'évolution des coûts de production. Elle s'est également engagée à limiter le soutien à 120 000 heures équivalent temps plein.
- (124) Sur base de ces éléments, la Commission conclut que le tarif pour les installations sous obligation d'achat de 200 kW ne dépasse pas la différence entre coût de production moyen actualisé et prix du marché. S'agissant du taux de rentabilité de 8,08 %, la Commission note qu'il correspond au taux que la CRE estime raisonnable pour le secteur (8 %), c'est également un taux assez proche de valeurs que la Commission a estimées raisonnables dans d'autres dossiers<sup>10</sup>.
- (125) Les coûts de production sont actualisés une fois par an au travers l'application du coefficient L (voir considérant (38)), ce coefficient est indexé à 10 % sur l'évolution du coût du travail, et à 32 % sur l'évolution du coût des équipements. Il permet ainsi de tenir compte de manière automatique de l'inflation et des modifications de coûts de la main d'œuvre et des coûts de maintenance. Le mécanisme d'indexation est adéquat au type d'installation car uniquement destiné à couvrir l'évolution des coûts opérationnels. Les coûts d'investissement (58 % des coûts de production ne sont pas indexés en cours de contrat puisqu'ils sont fixes).
- (126) En conséquence, l'aide versée permet de couvrir les coûts d'investissement et d'exploitation de l'installation de production d'électricité utilisant à titre principal le biogaz produit par la méthanisation, en ce compris une rémunération normale du capital.
- (127) Le tarif d'achat est octroyé pendant 20 ans, il s'agit de la durée de vie habituelle des installations concernées et partant également la période utilisée en principe pour l'amortissement complet de l'installation selon les règles comptables habituelles. Le régime notifié remplit donc les critères énoncés aux paragraphes 131 b) – 2<sup>ème</sup> phrase et au paragraphe 131 d) des Lignes directrices.
- (128) La France a mis en place divers mécanismes (suivi des coûts par l'administration, audit de la CRE, ajustement trimestriel automatique, obligation de transmission des informations de coûts imposée à la filière) permettant d'assurer que les coûts

---

<sup>10</sup> SA.39399: 7,8% et SA.36196 7.5%.

de production seront actualisés régulièrement, au moins une fois par an (voir section 2.8) en conformité avec le paragraphe 131 c) des Lignes directrices.

#### Les installations sous complément de rémunération

- (129) Le complément de rémunération est calculé selon la formule présentée au considérant (42):
- Il est calculé comme le produit du nombre d'heures à prix spot positif ou nul sur la bourse de l'électricité EPEX Spot SE pour la zone France, et la différence entre le tarif de référence et  $M_0$ , le prix de marché de référence, plus une prime de gestion.
  - Les revenus obtenus par la vente de garanties de capacité sont déduits du complément de rémunération.
- (130) Le calcul du complément de rémunération inclut une prime de gestion égale à 2 EUR/MWh (voir considérant (52)). Cette prime de gestion a été calculée sur base du coût moyen d'équilibrage observé par le passé pour ce type d'installations. Les installations concernées par le régime notifié étant plus petites que la taille moyenne du parc observé (10MW) la prime de gestion retenue peut être considérée comme raisonnable.
- (131) La valeur initiale du tarif de référence de base du complément de rémunération est de 144 €/MWh pour une installation de 500 kW et de 72 €/MWh pour une installation d'1 MW. Les revenus liés à la vente d'électricité sur le marché sont déduits de ce montant. Ce montant d'aide permet aux installations modélisées sous complément de rémunération d'obtenir en combinaison avec le prix de vente d'électricité un taux de rendement de entre 8,04 % et 8,16 % avant impôts sur une durée d'exploitation de 20 ans en tenant compte de la modulation du tarif en cours de contrat.
- (132) La Commission observe que les autorités françaises et la CRE n'aboutissent pas aux même taux de rentabilité sur base du tarif. La CRE obtenant un taux de 20,8 % pour une installation de 500 kW produisant 6 000 heures, soit significativement plus que les 8 % jugés raisonnables par la CRE. La différence résulte du fait que la CRE a procédé au retraitement des données de coûts liées aux équipements de captage de gaz et conversion du biogaz en électricité.
- (133) Sur ce point, la Commission observe ce qui suit:
- Comme déjà relevé au considérant (123), premier, troisième et quatrième tiret, la France a expliqué que le retraitement des données d'investissement n'était pas opportun en raison des différences entre la filière STEP et les autres filières biogaz (investissements spécifiques pour assurer l'intégration environnementale de l'installation à proximité de la zone urbaine, propriétés chimiques et énergétiques différentes du biogaz produit par méthanisation de boues de STEP). En outre le tarif de base lors de l'entrée en vigueur de l'arrêté tarifaire sera inférieur au tarif utilisé par la CRE pour ses calculs et la France s'est engagée à limiter le soutien à 120 000 heures équivalent temps plein et s'est engagée à modifier le niveau des tarifs si les audits que la CRE démontreraient un risque de surcompensation en raison de l'évolution des coûts de production.
  - En outre, la France a modélisé le tarif sur base d'une STEP produisant 6 000 heures équivalent temps plein par an, or les données montrent que ce niveau n'est atteint que dans 16% des cas (4 installations sur 24) et que

la moyenne est significativement inférieure (3 573 heures). Or la CRE a elle-même dans son avis relevé que le productible était souvent faible dans la filière en raison de l'incitation à surdimensionner le groupe turbo alternateur afin d'éviter de devoir brûler le gaz en torchère en cas de pics de production de biogaz. Dans son avis, la CRE a observé que le tarif – après retraitement des coûts de captage du biogaz et de conversion en électricité – permettait à une installation de 500 kW produisant 4 000 heures équivalent temps plein (donc presque 500 heures de plus que la moyenne observée) d'atteindre un taux de rendement interne du projet avant impôt de 8,7 % encore fort proche du taux de 8% considéré par la CRE comme taux cible raisonnable pour le secteur. Une installation avec un productible de 3573 heures obtiendrait un taux de rendement inférieur. Quant à une installation de 1 MW, fonctionnant 4 000 heures, elle aurait un rendement négatif (-3,9 %) et même en fonctionnant 5000 heures, elle n'atteindrait que 4,5 % soit significativement moins que le taux de 8 % cible que la CRE estime raisonnable.

- (134) Sur base de ces éléments, la Commission conclut que le complément de rémunération pour les installations sous complément de rémunération ne dépasse pas la différence entre coût production moyen actualisé et prix du marché. S'agissant du taux de rentabilité de 8,04 à 8,16%, la Commission note qu'il est quasi équivalent au taux de 8 % que la CRE estime raisonnable pour le secteur, c'est également un taux assez proche de valeurs que la Commission a estimées raisonnables dans d'autres dossiers<sup>11</sup>.
- (135) S'agissant du cumul de l'aide opérationnelle avec des subventions d'investissement, la France a confirmé qu'un tel cumul n'était pas autorisé. L'aide est limitée à 20 ans. Comme indiqué à la section 2.4.3, cette durée correspond à la durée de vie économique des installations techniques de production d'électricité. Le régime notifié remplit donc les critères énoncés aux considérants 131 b) – 2<sup>ème</sup> phrase et au considérant 131 d) des Lignes directrices.
- (136) La Commission note également que la France a prévu que l'aide doit être remboursée en cas de résiliation anticipée (voir considérant (31)) afin d'éviter qu'en cas de résiliation anticipée du contrat le montant d'aide perçu jusque-là ne dépasse en réalité la différence entre les coûts de production et le prix du marché dans le cas où le prix de marché de l'électricité excède durablement le tarif de référence.
- (137) La France a mis en place divers mécanismes (suivi des coûts par l'administration, audit de la CRE, ajustement trimestriel automatique, obligation de transmission des informations de coûts imposée à la filière) permettant d'assurer que les coûts de production seront actualisés régulièrement, au moins une fois par an (v. section 2.8) en conformité avec le paragraphe 131 c) des Lignes directrices.
- (138) En conséquence, la Commission conclut que l'aide versée sous complément de rémunération remplit donc les critères énoncés aux paragraphes 128 et 131 a) à d) des Lignes directrices ainsi que les critères énoncés aux paragraphes 124 à 125 des Lignes directrices et est partant proportionnelle.

---

<sup>11</sup> SA.39399: 7,8% et SA.36196 7.5%.

### 3.3.6. *Prévention des effets négatifs non désirés sur la concurrence et les échanges.*

- (139) Le paragraphe 116 des Lignes directrices présume que les effets de distorsion liés aux aides pour la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables sont limités si toutes les autres conditions sont remplies. Ainsi que démontré ci-dessous, le régime notifié remplit toutes les autres conditions de compatibilité et les effets de distorsion de concurrence sont dès lors considérés comme limités au vu des effets positifs pour l'environnement.
- (140) La Commission a en outre vérifié que la circonstance qu'EDF soit chargée pour partie de l'achat de l'électricité sous obligation d'achat, alors qu'elle-même est producteur d'électricité, n'était pas susceptible d'avoir un impact négatif sur la concurrence.
- (141) La Commission note d'une part qu'EDF effectue son obligation d'achat au travers d'une entité dédiée (EDF OA). L'électricité sous obligation d'achat fait partie d'un périmètre d'équilibre distinct du reste de la production d'EDF et est vendue directement sur le marché. La manière dont la compensation d'EDF est conçue et notamment la définition du prix du marché constitue une incitation importante à une gestion efficace de la vente de l'électricité sous obligation d'achat.
- (142) En outre, les acheteurs obligés sont tenus à des obligations de confidentialité et les informations y relatives sont rendues accessibles aux autres producteurs d'électricité, y compris les prévisions de production en J-1 une heure avant l'heure limite de « fixing » pour le marché spot, ce qui donne de la visibilité aux acteurs de marché. Le reste du groupe EDF n'a donc pas accès aux informations dont dispose EDF OA. Cette confidentialité est assurée par une séparation informatique stricte (voir considérant (18)). Ces dispositifs assurent ainsi un accès égal à l'information entre le reste du Groupe EDF et les autres fournisseurs d'électricité.
- (143) Les obligations de confidentialité, la gestion séparée par EDF OA dans le cadre d'un périmètre d'équilibre séparé de l'électricité sous obligation d'achat, la détermination par la CRE des modalités de calcul du prix de marché servant de référence à la compensation de l'obligation d'achat et incitant à la performance sont par ailleurs à même d'éviter le conflit d'intérêt. Enfin, si le producteur en fait la demande, son contrat peut être géré par un organisme agréé différent d'EDF.
- (144) Enfin, la Commission note que dans le cadre du complément de rémunération, EDF ne revend pas d'électricité mais a seulement la charge de verser le complément de rémunération au producteur. Dans le cadre de cette mission, EDF n'a pas non plus un accès privilégié aux informations de production et de prévision de production étant donné que c'est sur la base de données agrégées par RTE à la maille mensuelle qu'EDF effectue les paiements.
- (145) Sur base de ces éléments, la Commission conclut que le régime notifié remplit toutes les autres conditions de compatibilité et les effets de distorsion de concurrence sont dès lors considérés comme limités au vu des effets positifs pour l'environnement.

### 3.3.7. *Transparence des aides*

- (146) La France s'est engagée à respecter les exigences de transparence définies aux paragraphes 104 à 106 des Lignes directrices.

### 3.3.8. *Durée de la mesure*

(147) La France s'est engagée à renotifier le régime d'aides notifié 10 ans après son autorisation, en conformité avec le paragraphe 121 des Lignes directrices.

### 3.3.9. *Conformité avec d'autres dispositions du traité*

(148) La Commission a considéré, dans sa pratique décisionnelle établie de longue date<sup>12</sup>, et conformément à la jurisprudence de la Cour<sup>13</sup>, que le financement de régimes nationaux d'aide en faveur des énergies renouvelables au moyen d'une taxe parafiscale sur la consommation d'électricité peut être discriminatoire pour l'énergie renouvelable importée.

(149) En l'espèce cependant, le soutien sera financé à partir du CAS "Transition énergétique" lequel est alimenté par une taxe sur les houilles, houilles, les lignites et les coques et les produits pétroliers et assimilés et n'est donc pas liée à la consommation d'électricité<sup>14</sup>.

(150) La Commission conclut que le financement de la mesure de soutien notifié est compatible avec les articles 30 et 110 du TFUE.

## 4. CONCLUSION

En conséquence, la Commission a décidé de ne pas soulever d'objections à l'aide notifiée, au motif que cette aide est compatible avec le marché intérieur au sens de l'article 107, paragraphe 3, point c), du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne.

Dans le cas où la présente lettre contiendrait des éléments confidentiels qui ne doivent pas être divulgués à des tiers, la France est invitée à en informer la Commission dans un délai de quinze jours ouvrables à compter de la date de réception. Si la Commission ne reçoit pas une demande motivée à cet effet dans le délai imparti, elle considérera que la France accepte la divulgation des informations de la présente Décision à des tiers et la publication du texte intégral dans la langue faisant foi sur le site internet suivant:

<http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/index.cfm>.

---

<sup>12</sup> Décision en matière d'aide d'État N 34/90; décision en matière d'aide d'État N 416/99; décision en matière d'aide d'État N 490/00; décision en matière d'aide d'État N 550/00; décisions en matière d'aide d'État N 317/A/2006 et NN 162/A/2003; décisions en matière d'aide d'État N 707 et 708/02; décision en matière d'aide d'État N 789/02; décision en matière d'aide d'État N 6/A/2001; décision 2007/580/CE de la Commission; décision 2009/476/CE de la Commission; aide d'État N 437/09.

<sup>13</sup> Arrêts dans les affaires jointes C-128/03 et C-129/03, *AEM*, ECLI:EU:C:2005:224, points 44 à 47; dans l'affaire C-206/06, *Essent Netwerk Noord*, ECLI:EU:C:2008:413, points 58 et 59.

<sup>14</sup> Le régime de la taxe a fait l'objet d'une étude approfondie dans la Décision en matière d'aide d'État SA.46655 (2016/NN). La présente décision renvoie à l'analyse faite dans la décision SA.46655 (2016/NN) sur ce point.

Votre demande doit être envoyée par courrier électronique à l'adresse suivante:

Commission européenne  
Direction générale de la concurrence  
Greffes des aides d'État  
B-1049 Bruxelles  
[Stateaidgreffe@ec.europa.eu](mailto:Stateaidgreffe@ec.europa.eu)

Veillez croire, Monsieur le Ministre, à l'assurance de ma haute considération

Par la Commission

Margrethe VESTAGER  
Membre de la Commission