



## COMMISSION EUROPÉENNE

Bruxelles, 08.08.2016  
C(2016) 5228 final

### VERSION PUBLIQUE

Ce document est publié uniquement pour information.

**Objet: Aide d'État SA.43719 (2015/N) - France**  
**Système d'aides aux cogénérations au gaz naturel à haute efficacité énergétique**

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 système d'aides aux cogénérations au gaz naturel à haute efficacité énergétique.
- (2) La Commission a demandé un complément d'information les 18 décembre 2015 et 16 mars 2016. La France a soumis des informations complémentaires les 14 janvier 2016, 13 avril 2016 et 17 mai 2016.

#### **2. DESCRIPTION DÉTAILLÉE DE LA MESURE**

- (3) La mesure vise à soutenir les installations de production d'électricité et de chaleur par cogénération à haut rendement alimentées au gaz naturel avec une puissance électrique inférieure ou égale à 1 MW. La France a indiqué que les installations de cogénération avec une puissance électrique inférieure ou égale à 1 MW sont utilisées dans le secteur tertiaire pour répondre aux besoins de chauffage.

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

- (4) Pour les nouvelles installations de puissance électrique inférieure ou égale à 300 kW, l'aide peut prendre la forme d'un tarif d'achat de l'électricité. Si une nouvelle installation choisit initialement un complément de rémunération elle ne peut pas revenir vers un tarif d'achat.
- (5) Pour les installations de puissance électrique inférieure ou égale à 1 MW l'aide prend la forme d'un complément de rémunération s'ajoutant aux revenus tirés du marché de l'électricité.
- (6) 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.
- (7) L'objectif poursuivi par la mesure est le développement des installations de cogénération à haute performance énergétique jusqu'à 1 MW de puissance électrique. Il s'agit soit de la construction de nouvelles installations de cogénération, soit de la rénovation d'installations existantes, qui permettent d'améliorer leur efficacité énergétique.

### **2.1. Base légale, financement, budget et durée**

- (8) 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 L314-7 et suivants du code de l'énergie, et précisée dans deux décrets (appelés ci-après décret "complément de rémunération" et décret "liste des installations éligibles") ainsi que dans deux arrêtés (appelés ci-après arrêté "tarifaire" et arrêté "caractéristiques techniques").
- (9) Le budget annuel provisoire est de 14 millions d'euros.
- (10) Le système d'aides est financé par le budget de l'État.
- (11) Pour des installations avec une puissance électrique inférieure ou égale à 300 kW qui optent pour une obligation d'achat le système d'aides est entré en vigueur le 29 mai 2016. Pour les installations avec une puissance électrique supérieure à 300 kW le régime d'aides ne sera d'application qu'à partir de la publication de l'arrêté ministériel fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations de cogénération à partir de gaz naturel. Le régime d'aides n'est pas limité dans le temps mais la France s'est engagée à re-notifier le régime dans 10 ans.

### **2.2. Installations admissibles**

- (12) Sont admissibles les installations de production d'électricité et de chaleur par cogénération à haut rendement alimentées au gaz naturel avec une puissance électrique inférieure ou égale à 1 MW.
- (13) La valeur minimale annuelle moyenne de l'économie relative d'énergie primaire procurée par l'installation de cogénération par rapport à l'installation électrique ou thermique antérieure est fixée à 10%. Pour toutes les installations de cogénération, l'économie d'énergie primaire est définie conformément à la

Directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique<sup>1</sup> et au Règlement délégué (UE) 2015/2402 révisant l'harmonisation des valeurs de rendement de référence pour la production séparée d'électricité et de chaleur en application de la directive 2012/27/UE<sup>2</sup>.

### **2.3. Mécanisme de soutien**

- (14) Les installations admissibles bénéficieront d'un soutien par le biais d'un complément de rémunération (pour les installations de puissance électrique inférieure ou égale à 1 MW) ou d'une obligation d'achat (pour les installations de puissance électrique inférieure ou égale à 300 kW) imposée à certains fournisseurs d'électricité.
- (15) L'article L. 314-1 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'acheter l'électricité produite par des installations de cogénération au gaz naturel à haute efficacité énergétique. 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 et le cas échéant l'organisme agréé sont dénommés ensemble les acheteurs obligés.
- (16) L'obligation d'achat d'électricité produite à partir de nouvelles installations de cogénération au gaz naturel à haute efficacité est garantie sur une période de 15 ans. Cet achat est effectué à un tarif fixe plus élevé que le prix normal du marché de l'électricité.
- (17) Par ailleurs, l'article L. 314-18 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 cogénération au gaz naturel à haute efficacité énergétique. Le producteur vend l'électricité sur le marché (au prix du marché de l'électricité) et obtient en plus le complément de rémunération. Ce complément s'ajoute au prix du marché de l'électricité que le producteur obtient par ailleurs lorsqu'il vend l'électricité produite sur le marché.
- (18) EDF est tenue d'offrir le complément de rémunération pendant une période de 15 ans.
- (19) Les acheteurs obligés, s'agissant de l'obligation d'achat, et EDF, s'agissant du complément de rémunération, sont eux-mêmes compensés pour les coûts supplémentaires qu'ils supportent. Ces coûts supplémentaires découlent de la différence entre le prix réglementé que ces entreprises doivent payer aux producteurs utilisant des installations de cogénération au gaz naturel à haute efficacité énergétique et le prix du marché auquel elles peuvent vendre l'électricité.
- (20) Ces coûts seront compensés par des paiements prélevés sur le budget de l'État.

---

<sup>1</sup> JO L 315, 14.11.2012, p. 1.

<sup>2</sup> JO L 333, 19.12.2015, p 54.

- (21) La période de 15 ans mentionnée aux paragraphes (16) et (18) est considérée comme la durée de vie normale d'une installation de cogénération au gaz naturel à haute efficacité produisant de l'électricité. Une installation peut recevoir un soutien seulement dans les deux cas suivants:
- (a) si l'installation est nouvelle ou
  - (b) si l'installation fait l'objet d'investissements de rénovation et n'a jamais bénéficié d'un contrat de complément de rémunération.

#### **2.4. Le niveau de l'obligation d'achat et du complément de rémunération**

- (22) En vertu de l'article L. 314-7 du Code français de l'énergie, le tarif est déterminé en fonction des coûts évités par les fournisseurs d'énergie soumis à l'obligation d'achat. Le tarif peut aussi inclure une prime reflétant la contribution aux objectifs de la politique climatique de la part du type de production bénéficiant du soutien. Le soutien ne peut toutefois 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.
- (23) En vertu de l'article L.314-19 du Code français de l'énergie, les conditions du complément de rémunération sont établies en tenant compte notamment:
- (a) des investissements et des charges d'exploitation d'installations performantes représentatives de chaque filière,
  - (b) du coût d'accès de l'installation au réseau électrique,
  - (c) des produits de l'installation (notamment la valorisation de l'électricité produite, des garanties d'origine et des garanties de capacité),
  - (d) l'effet de ces installations sur l'atteinte des objectifs mentionnés aux articles L.100-1 et L.100.2 du Code de l'énergie et
  - (e) du fait qu'une partie de l'énergie produite est autoconsommée.

Le niveau du complément de rémunération ne peut pas conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés, résultant du cumul de tous les produits de l'installation et des aides financières ou fiscales, excède une rémunération raisonnable des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités.

- (24) Le tarif d'achat ou le complément de rémunération ont été déterminés sur la base de projections de flux de trésorerie. Les données relatives aux coûts prévus ont été recueillies auprès des bénéficiaires potentiels, comparées aux prix pratiqués sur le marché et à l'état actuel de la technique.
- (25) Pour les installations sous obligation d'achat (OA), la rémunération exprimée en €/MWh est fixée dans l'arrêté tarifaire selon la formule suivante:

$$OA = 54 + 1,26 \cdot Pref\_gaz + 130 \cdot (Ep - 0.1)$$

Le prix de référence du gaz (*Pref\_gaz*), exprimé en €/MWh pouvoir calorifique supérieur (PCS), est égal à la moyenne mensuelle du tarif réglementé de vente B1, tel qu'approuvé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), pour une installation située en zone 3.

L'économie d'énergie primaire (*Ep*) est calculée en utilisant la formule définie à l'annexe II de la Directive 2012/27/UE et au Règlement Délégué (UE) 2015/2402.

- (26) Pour les installations pouvant bénéficier d'un complément de rémunération (*CR*), la prime exprimée en €/MWh est fixée dans l'arrêté tarifaire selon la formule suivante:

$$CR = E \cdot (T_e - M_0 + P_{gestion}) - Nb_{capa} \cdot Pref_{capa}$$

*E*, (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 pendant les 3624 premières heures de fonctionnement pleine puissance de l'hiver contractuel, 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.

*T<sub>e</sub>*, exprimé en €/MWh électrique, représente le tarif de référence. Il s'agit du même tarif de référence pour les nouvelles installations de cogénération que celui utilisé pour les installations sous obligations d'achat décrit au considérant (25) ci-dessus:

$$T_e = 54 + 1,26 \cdot Pref\_gaz + 130 \cdot (Ep - 0.1)$$

*M<sub>0</sub>*, exprimé en €/MWh, est égal à la moyenne arithmétique des prix positifs et nuls définis contractuellement la veille pour une livraison le lendemain (day ahead) constatés pour la période hivernale sur la place de cotation EPEX Spot SE pour la zone France.

*P<sub>gestion</sub>*, exprimé en €/MWh électrique, est égal à 1 €/MWh. Cette prime de gestion inclut une compensation de 0,3 €/MWh au titre des coûts d'équilibrage.

*Nb<sub>capa</sub>*, exprimé en kW, est le nombre normatif de garanties de capacité de l'installation et est égal à 80% de la puissance électrique de l'installation.

*Pref<sub>capa</sub>* correspond à un prix de référence représentatif du prix de la garantie de capacité échangée pour l'année de livraison considérée, en €/MW.

- (27) Toutefois, pour les installations de cogénération existantes faisant l'objet d'investissements de rénovation et qui n'ont jamais bénéficié de contrat de complément de rémunération le tarif de référence est égale à:
- (a) 14 €/MWh si la valeur du cumul des investissements est au moins de 380 €/kW, ou
  - (b) 23 €/MWh si la valeur du cumul des investissements est au moins de 630 €/kW.

- (28) La France a soumis des estimations pour des installations typiques suivantes:

- (a) installation nouvelle de 250 kW sous obligation d'achat (OA),
- (b) installation nouvelle de 1 MW sous complément de rémunération (CR),
- (c) rénovation d'une installation existante de 1 MW avec un investissement de 380 €/MW (REN 1),
- (d) rénovation d'une installation existante de 1 MW avec un investissement de 630 €/MW (REN2).

**Tableau 1 – Dépenses d'investissement et coûts d'exploitation pour différents types d'installations [EUR]**

	<b>OA</b>	<b>CR</b>	<b>REN 1</b>	<b>REN 2</b>
Capacité [kW]	250	1,000	1,000	1,000
Rendement électrique	33,50%	37,00%	37,00%	37,00%
Rendement thermique	55,90%	49,00%	49,00%	49,00%
Heures de fonctionnement	3.624		3.624	3.624
Coûts d'investissement	342.500	1.300.000	380.000	630.000
Coût d'achat de gaz	134.950,26	480.512,82	480.512,82	480.512,82
Autres coûts*	12.755,83	36.987,02	17.499,73	2.770,73
Vente de l'électricité	0	171.919,00	171.919,00	171.919,00
Valeur de la chaleur	0	90.038,00	90.038,00	90.038,00
Valeur des certificats de capacité	0	36.897,00	36.897,00	36.897,00
Prime de gestion	0	3.820,00	3.820,00	3.820,00
Obligation d'Achat	117.791,00	0	0	0
Complément de Rémunération	0	285.708,00	160.346,00	195.198,00
LCOE [€/MWh] (sans rémunération du capital)	107,53	103,30	70,06	79,30
Taux de rendement du projet (avant impôts) obtenu avec obligation d'achat ou complément de rémunération	7,54%	7,74%	7,84%	7,95%

\* *Frais financiers (crédit de bail), assurances, frais de structure (coût environnés) taxes.*

- (29) Les taux de rendement calculés à partir des installations standards sont inférieurs au niveau de 8 % avant impôts, niveau de rendement maximal considéré par la CRE<sup>3</sup> comme normal.
- (30) 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. 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

<sup>3</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2016 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat et du complément de rémunération pour l'électricité produite par les installations de cogénération.

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.

- (31) 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 issue de la cogénération au gaz 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.

## **2.5. Ajustement du tarif**

- (32) Tout d'abord, le tarif général du soutien accordé aux nouvelles installations est réajusté chaque année en fonction d'indices reflétant le coût de la main-d'œuvre dans les secteurs de la mécanique et de l'électricité ainsi que les prix de la production industrielle (coefficient K).
- (33) Par ailleurs, la France s'est engagée à réaliser des audits indépendants à intervalles réguliers afin de vérifier que le niveau du tarif se justifie eu égard aux coûts supportés par les producteurs. Si une surcompensation devait être constatée, le niveau tarifaire général serait adapté en conséquence.
- (34) Enfin, le tarif individuel du soutien apporté à un bénéficiaire est ajusté chaque année en fonction d'un ensemble d'indices des prix et du coût de la main-d'œuvre (coefficient L).

## **2.6. Cumul**

- (35) L'aide notifiée n'est pas cumulable avec le soutien provenant d'autres régimes locaux, régionaux, nationaux ou de l'Union.

## **2.7. Autres engagements**

- (36) La France s'est engagée à respecter les exigences de transparence définies aux points 104 à 106 des Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2024<sup>4</sup> (LDEE). La France s'est également engagée à re-notifier le régime dans l'éventualité où il serait étendu aux installations d'une capacité supérieure à 1 MW.

# **3. APPRECIATION DE LA MESURE**

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

- (37) 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

---

<sup>4</sup> JO C 200 du 28.6.2014, p. 1.

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.

- (38) Les installations de cogénération d'électricité et de chaleur valorisée à partir de gaz naturel bénéficieront d'un soutien sous la forme de tarifs garantis ou de compléments 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. Seuls sont éligibles les producteurs d'électricité à partir de cogénération au gaz. Cette mesure confère dès lors un avantage sélectif à certains producteurs d'électricité seulement, à savoir ceux utilisant des installations de cogénération au gaz.
- (39) 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 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>5</sup>.
- (40) 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.
- (41) Ce régime de soutien constitue donc bien une aide d'État.

### **3.2. Légalité de l'aide**

- (42) La France a notifié ce régime d'aide à la Commission afin d'obtenir son approbation au regard des règles relatives aux aides d'État telles que défini dans le TFUE. Le régime notifié est toutefois déjà partiellement en vigueur. La France n'a donc pas respecté ses obligations en vertu de l'article 108, paragraphe 3, du TFUE.

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

- (43) Le régime notifié comporte une aide opérationnelle à la cogénération à haute efficacité énergétique, par conséquent la Commission a évalué le régime d'aide sur la base des LDEE et en particulier de la section 3.4 (mesure d'efficacité énergétique, y compris la cogénération et les réseaux de chaleur et de froid) et de la section 3.2 (dispositions générales en matière de compatibilité).

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

- (44) L'objectif d'intérêt commun est la protection de l'environnement et la réduction de la consommation énergétique. Comme rappelle le paragraphe 138 LDEE, l'Union s'est fixé pour objectif de réduire de 20% sa consommation d'énergie primaire à l'horizon 2020, et a adopté la Directive 2012/27/UE relative à l'efficacité

---

<sup>5</sup> V. aussi arrêt de la Cour de Justice du 19 décembre 2013, affaire C-262/12, *Vent de Colère c. Ministère de l'Ecologie*.



énergétique qui établit un cadre commun en vue de promouvoir l'efficacité énergétique dans les Etats Membres.

- (45) Les installations concernées par la notification sont des installations à haut rendement énergétique (v. considérant (12) de la présente décision). La cogénération à haut rendement offre un potentiel important d'économies d'énergie primaire. La cogénération à haut rendement est définie dans la Directive 2012/27/UE par les économies d'énergie obtenues par la production combinée de chaleur et d'électricité, au lieu d'une production séparée. La valeur minimale, en moyenne annuelle sur chaque année contractuelle de l'économie relative d'énergie primaire procurée par l'installation de cogénération par rapport à des installations électrique et thermique séparées est fixée à 10%. L'utilisation de la cogénération à haut rendement réduit la consommation d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre dans l'UE par rapport à la production séparée d'électricité et de chaleur.
- (46) Le régime notifié contribue donc à un objectif d'intérêt commun.

### ***3.3.2. Nécessité d'une intervention de l'état***

- (47) Selon le paragraphe 3.2.2 des LDEE, l'État membre doit démontrer que l'intervention de l'État est nécessaire et, en particulier, si l'aide est nécessaire pour remédier à une défaillance du marché.
- (48) Les aides à la cogénération remédient à une défaillance du marché liée aux externalités négatives en créant, au niveau individuel, des incitations à respecter les objectifs environnementaux dans le domaine de l'efficacité énergétique et de la production d'énergie efficace. Le cadre économique actuel n'est pas en mesure de fournir les incitations nécessaires pour amener le bénéficiaire à investir dans la production d'électricité par cogénération à haute efficacité car les coûts de pollution ne sont pas internalisés en totalité. Les installations de production d'électricité ou chaleur de moins de 1 MW ne sont pas soumises au mécanisme d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, donc les coûts de CO<sub>2</sub> ne sont pas internalisés. Par conséquent, il existe une défaillance du marché conformément au point 35 a) LDEE.
- (49) Au prix actuels du marché de l'électricité, les installations de cogénération à haute efficacité ne généreraient pas de revenus suffisants pour couvrir leurs coûts d'investissement et d'exploitation (voir considérants 60, 61 et 77 à 81). De ce fait, les investissements dans des installations de ce type sont peu probables. 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***

- (50) Le paragraphe 145 LDEE indique qu'une aide d'État visant à soutenir des mesures d'efficacité énergétique, y compris la cogénération à haute efficacité, peut être considérée comme appropriée indépendamment de la forme sous laquelle elle est octroyée.
- (51) La Commission observe en particulier qu'en l'état actuel du marché, les installations de cogénération à haute efficacité ne généreraient pas de revenus suffisants pour couvrir leurs coûts d'investissement et d'exploitation, de sorte qu'une aide opérationnelle est appropriée pour inciter les opérateurs à investir

dans de nouvelles installations et à les utiliser. La Commission note par ailleurs que le régime d'aide est structuré de manière à inciter les opérateurs à concentrer leur production en hiver lorsque les besoins en chaleur sont les plus élevés.

#### **3.3.4. Effet incitatif**

- (52) Selon le point 3.2.4 des LDEE, 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.
- (53) La France a soumis des calculs pour des installations hypothétiques avec des capacités différentes. Ces calculs indiquent que sans aide, de telles installations ne sont pas rentables, les coûts de production étant supérieurs au prix du marché de l'électricité et, en conséquence, les flux financiers pendant la durée de vie de l'installation sont négatifs. Pour ces calculs la France a utilisé un prix moyen de vente de l'électricité sur le marché d'entre 50 et 70 €/MWh pour tenir compte d'une éventuelle hausse des prix dans le futur. Par contre, avec l'aide, sur une durée de vie de 15 ans de ces installations, les revenus liés au tarif ou au complément de rémunération permettraient de couvrir les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation, avec un taux de rendement raisonnable. On peut donc s'attendre à ce que l'aide encourage la mise en place de ces installations ainsi que leur utilisation.
- (54) En outre, la France a confirmé que les bénéficiaires ne commenceront les travaux sur les projets concernés qu'après la conclusion du contrat d'achat ou de complément de rémunération.

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

- (55) L'aide au fonctionnement en faveur des installations de cogénération à haut rendement est considérée comme proportionnée 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 LDEE (voir considérant 151 LDEE).

##### **A) les installations sous obligation d'achat**

Dans la mesure où les contrats d'achat sont uniquement accessibles aux installations dont la capacité est inférieure ou égale à 300 kW, le régime notifié ne doit pas - en vertu du considérant 125 LDEE - satisfaire aux exigences énumérées aux considérants 124 et 126 LDEE.

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 considérant 131 des LDEE.

Les considérants 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.

- (56) 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 (rentabilité normale comprise) et le prix du marché.
- (57) 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).
- (58) Le tarif d'achat est calculé selon la formule présentée au considérant (25). Il a trois composantes
- Une rémunération proportionnelle fixée à 54 €/MWh permettant de couvrir les coûts d'investissement, les coûts d'opération et de maintenance et les autres coûts (frais financiers, assurances, frais de structure et taxes) constatés pour les installations modélisées. La valeur de la chaleur produite est déduite pour calculer cette rémunération proportionnelle.
  - Une rémunération en fonction du prix du gaz qui reflète les variations du prix du gaz dans le marché et qui inclut un facteur de 1,26 qui prend en compte le rendement électrique de la cogénération et la valeur de la chaleur produite dans son estimation.
  - Une rémunération fonction de l'économie d'énergie primaire qui permet aux installations réalisant des économies d'énergie primaire supérieures à 10% de recevoir une rémunération croissante en fonction de ces économies dans la mesure où des installations de cogénération plus performantes sont également plus coûteuses. Elle est calculée comme le produit de 130 et la différence entre le pourcentage d'économie d'énergie primaire fourni par l'installation de cogénération et 10%. En conséquence, sa valeur est 0 pour les installations avec les économies d'énergie primaire minimales pour bénéficier d'un soutien.
- (59) Pour les installations modélisées sous obligation d'achat, la France a indiqué que le coût moyen de génération d'électricité, sans rémunération du capital, est de 108 €/MWh. Ces installations étant sous obligation d'achat, elles ne perçoivent pas de revenus liés à la vente d'électricité sur le marché. La valeur de la chaleur produite a été estimée à 94 €/MWh, cette estimation se base sur le coût de production de cette chaleur dans une chaudière à gaz naturel. La valeur du tarif d'achat a été calculée en prenant en compte le prix du gaz, les coûts d'investissement et les coûts variables liés à ces installations.
- (60) La valeur moyenne du tarif d'achat est de 130 €/MWh. Ce montant d'aide permet aux installations modélisées sous obligation d'achat d'atteindre un taux de rendement du projet se situant entre 7 % et 8 % avant impôts sur une durée d'exploitation de 15 ans. La Commission note que ces taux de rendement attendus ne dépassent pas 8%. Ce dernier est considéré comme un taux de rendement normal par la CRE et est semblable, voire inférieur aux taux de rémunération standards du capital observés dans d'autres Etats Membres.
- (61) En conséquence, l'aide versée permet de couvrir les coûts d'investissement et d'exploitation de l'installation de cogénération, en ce compris une rémunération normale du capital.

- (62) La Commission note par ailleurs que l'aide ne peut être cumulée avec une aide à l'investissement et qu'il est prévu de verser l'aide pendant 15 ans. Toutefois l'aide ne saurait être versée aux installations complètement dépréciées selon les règles comptables habituelles. Le régime notifié remplit donc les critères énoncés aux considérants 131 (b) – 2<sup>ème</sup> phrase et 131 (d) des LDEE.
- (63) Les coûts sont également actualisés régulièrement, au moins une fois par an. D'une part, la formule de tarif comporte elle-même une actualisation du coût du gaz; ensuite, le tarif est indexé pour tenir compte de l'évolution des autres coûts opérationnels selon des indices professionnels pertinents pour le secteur. Un coefficient K est introduit pour les nouveaux contrats, ce coefficient est indexé à 50% sur l'évolution du coût du travail, et à 50% sur l'évolution du coût des équipements. Au cours de la vie du contrat, un coefficient L est introduit, ce coefficient est indexé à 20% sur le coût de la main d'oeuvre et à 50% sur le coût de maintenance, les 30% restant étant liés aux coûts d'amortissement du capital, cette partie du coefficient ne varie pas durant la durée du contrat. Ces répartitions reflètent la répartition de coûts moyens actualisés des unités de cogénération. Enfin, la CRE réexamine régulièrement les coûts de la filière. Le régime notifié remplit donc les critères énoncés au considérant 131 (c) des LDEE.

#### B) Les installations sous complément de rémunération

- (64) Afin d'encourager l'intégration dans le marché de l'électricité produite par des installations d'une puissance installée inférieure ou égale à 1 MW, les bénéficiaires devraient vendre leur électricité directement sur le marché. L'aide doit être octroyée sous forme de prime s'ajoutant au prix du marché auquel les producteurs vendent leur électricité. Les bénéficiaires doivent être soumis à des responsabilités en matière d'équilibrage et des mesures doivent être prises pour faire en sorte que les producteurs ne soient pas incités à produire de l'électricité à des prix négatifs (considérant 124 LDEE).
- (65) L'aide à des installations de cogénération de plus de 300 kW est par principe octroyée sous forme de prime qui s'ajoute au prix du marché.
- (66) Comme exposé au considérant (30), 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.
- (67) 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.

- (68) 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 considérant 124 LDEE.
- (69) Les bénéficiaires sont responsables en matière d'équilibrage comme prévu au considérant 124 b LDEE.
- (70) Des mesures sont également en place pour 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 du 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 les 3624 premières heures de fonctionnement à pleine puissance de l'hiver contractuel et produits pendant des heures à prix spot positif ou nul sur la bourse de l'électricité EPEX Spot SE pour la zone France.
- (71) 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.
- (72) Cette disposition est conforme au considérant 124 c) LDEE 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 le plafond de 3624 heures de fonctionnement à pleine puissance de l'hiver contractuel est diminué du nombre d'heures pour lesquelles une compensation a été payée (Annexe 2 de l'arrêté tarifaire).
- (73) L'aide pour les installations de moins de ou égales à 1 MW n'étant pas accordée au moyen d'une procédure de mise en concurrence, l'aide doit en outre être examinée à l'aune des critères spécifiés au considérant 131 LDEE.
- (74) Le complément de rémunération est calculé selon la formule présentée au considérant (26):
- 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 un facteur  $M_0$  qui prend en compte un comportement de référence consistant à vendre à terme 80% de la production d'électricité par la cogénération, ce qui est représentatif du comportement des acteurs dans le marché, plus une prime de gestion.
  - Les revenus obtenus par la vente de garanties de capacité sont déduits du complément de rémunération.

- Le tarif de référence est calculé selon la formule présentée au considérant (26). Elle a trois composantes qui sont les mêmes que les composantes permettant de déterminer l'obligation d'achat, exprimées au considérant (58).
- (75) Le calcul du complément de rémunération inclut une prime de gestion égale à 1 €/MWh. Cette prime de gestion inclut une compensation de 0,3 €/MWh au titre des coûts d'équilibrage. La France a indiqué que ce montant est estimé par EDF, et a été calculé seulement sur la base du périmètre des installations de cogénération au gaz naturel. Ce montant a été calculé à partir de la comparaison entre la production prévue et celle réalisée des unités de cogénération. La France a également indiqué que pour une production d'électricité de 4,9 TWh à partir de cogénération à gaz naturel les écarts ont été de 0,22 TWh avec un coût estimé de 1,7 millions de €, ce qui conduit à un coût d'équilibrage de 0,3 €/MWh. La prime de gestion inclut aussi les coûts d'accès au marché, les coûts d'injection, les coûts d'accès au marché de capacité et autres coûts comme les garanties financières.
- (76) Pour les installations sous complément de rémunération, la France a indiqué que le coût moyen de génération d'électricité, sans rémunération du capital, est de 103 €/MWh. Les revenus liés à la vente d'électricité sur le marché ont été estimés à 45 €/MWh. La valeur de la chaleur produite a été estimée à 94 €/MWh, cette estimation se base sur le coût de production de cette chaleur dans une chaudière à gaz naturel. La valeur du tarif de référence a été calculée en prenant en compte le prix du gaz, les coûts d'investissement et les coûts variables liés à ces installations.
- (77) Le prix de vente de référence de l'électricité (le facteur  $M_0$ ) prend en compte la pratique du secteur consistant à vendre à terme 80% de la production. Le prix de référence de l'électricité est donc déterminé en pondérant à 20% le prix du marché de l'électricité (EPEX Spot Day-Ahead) tandis que les 80% restant correspondent à la moyenne des prix positifs et nuls constatés sur EEX (Power Derivatives) pour les périodes M11 (mois de novembre), M12 (mois de décembre) et Q1 (premier trimestre de l'année).
- (78) Le prix moyen pondéré du marché au comptant pour l'électricité (EPEX Spot Day-Ahead) était de 47,32 €/MWh en 2012, 43,56 €/MWh en 2013, 34,89 €/MWh en 2014 et de 38,48 €/MWh en 2015. La France a utilisé dans ses calculs un prix moyen de vente de l'électricité sur le marché de 45 €/MWh en hiver et de 20 €/MWh en été, ce qui est en ligne avec l'évolution du prix de l'électricité en France pendant les dernières années.
- (79) La valeur moyenne du complément de rémunération est de 79 €/MWh. Ce montant d'aide permet aux installations modélisées sous complément de rémunération d'obtenir un taux de rendement entre 7 % et 8 % avant impôts sur une durée d'exploitation de 15 ans en combinant le complément de rémunération et le prix de vente d'électricité. La Commission estime qu'il s'agit d'un taux de rendement normal du capital pour ce type d'installations (v. considérant (60)).
- (80) Pour les installations rénovées le coût moyen de génération d'électricité, sans rémunération du capital, est de 70 €/MWh. Les revenus liés à la vente d'électricité sur le marché ont été estimés à 45 €/MWh. La valeur de la chaleur produite a été estimée à 77 €/MWh, cette estimation se base dans le coût de production de cette chaleur dans une chaudière à gaz naturel. La valeur moyenne du complément de

rémunération est de 44 €/MWh. 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 se situant entre 7 % et 8 % avant impôts sur une durée d'exploitation de 15 ans. La Commission estime qu'il s'agit d'un taux de rendement normal du capital pour ce type d'installations (v. considérant (60)).

- (81) En outre, les conditions du complément de rémunération sont révisées périodiquement de la même manière que les conditions d'achat (v. considérant (63) de la présente décision).
- (82) Il est prévu de verser l'aide pendant 15 ans. Toutefois l'aide ne saurait être versée aux installations complètement dépréciées (voir considérant 131 d) LDEE).
- (83) En conséquence, la Commission conclut que l'aide versée sous complément de rémunération remplit les critères énoncés aux considérants 128 et 131 (a) – (d) LDEE ainsi que les critères énoncés aux considérants 124 à 125 LDEE.

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

- (84) Comme la Commission l'a exposé au considérant 90 LDEE, les aides à finalité environnementale visent à favoriser les technologies et les produits respectueux de l'environnement au détriment d'autres technologies et produits plus polluants. Il en est de même de l'aide notifiée qui vise à favoriser une technologie respectueuse de l'environnement (plus énergie-efficace) que la production séparée de chaleur et d'électricité.
- (85) La France a indiqué qu'il y a aujourd'hui 30 installations de cogénération de moins de 300 kW et 100 installations de cogénération de moins de 1 MW. Compte tenu des simplifications apportées ils s'attendent à une augmentation du développement de la filière qui néanmoins est estimé limité à environ 20 contrats par an. L'impact de la mesure sur la concurrence restera limité vu le nombre et la taille des installations concernées et est contrebalancé par son impact positif pour l'environnement.

### ***3.3.7. Transparence des aides***

- (86) La France s'est engagée à respecter les exigences de transparence définies aux considérants 104 à 106 LDEE.

### ***3.3.8. Durée de la mesure***

- (87) La Commission autorise ce régime d'aide pour 10 ans à compter de cette Décision. La France s'est engagée à re-notifier le régime d'aide notifié 10 ans après son autorisation.

## **4. CONCLUSION**

La Commission regrette que la France ait déjà partiellement mis en œuvre la mesure d'aide en question, en violation de l'Article 108(3) du Traité sur le Fonctionnement de l'Union européenne.

Néanmoins, 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>.

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

Commission européenne  
Direction générale de la concurrence  
Greffé 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

Violeta BULC  
Membre de la Commission

