



Bruxelles, 29.9.2017
C(2017) 6685 final

VERSION PUBLIQUE

Ce document est publié uniquement pour information.

Objet: Aide d'État SA.46552 (2017/NN) — France
Soutien par appels d'offres au développement des installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire

Aide d'État SA.47753 (2017/NN) — France
Soutien par appels d'offres au développement des installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire, implantées sur bâtiments

Aide d'État SA.48066 (2017/NN) — France
Appel d'offres trisannuel pour l'éolien terrestre

Aide d'État SA.48238 (2017/N) — France
Soutien par appels d'offres au développement des installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque ou éolienne terrestre

Monsieur le Ministre,

1. PROCEDURES

a. Soutien par appels d'offres au développement des installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire, implantées sur bâtiments

- (1) Le 13 mars 2017, 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 appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergie solaire sur bâtiments, serres et

Son Excellence Monsieur Jean-Yves Le Drian
Ministre de l'Europe et des Affaires étrangères
37, Quai d'Orsay
F – 75351 – PARIS

hangars agricoles de puissance comprise entre 100 kWc exclus et 8 MWc inclus et d'installations de production d'électricité à partir d'énergie solaire sur ombrières de parking de puissance comprise entre 100 kWc exclus et 500 kWc exclus.

(2) La Commission a demandé un complément d'information les 29 mars et 17 mai 2017. La France a soumis des informations complémentaires les 20 et 28 avril 2017, ainsi que les 12 et 21 juin 2017.

(3) Par la suite la mesure sera dénommée: "appel d'offres photovoltaïque sur bâtiments"

b. Soutien par appels d'offres au développement des installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire au sol et sur ombrières de parking

(4) Le 5 octobre 2016, 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 par appels d'offres aux installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire.

(5) La Commission a demandé un complément d'information les 1^{er} décembre 2016, 23 janvier et 17 mai 2017. La France a soumis des informations complémentaires les 8 décembre 2016, 1^{er} mars et 28 avril 2017, ainsi que les 12 et 21 juin 2017.

(6) Par la suite la mesure sera dénommée: "appel d'offres photovoltaïque au sol".

c. Appel d'offres trisannuel pour l'éolien terrestre

(7) Le 20 avril 2017, 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 par appels d'offres aux installations de production d'électricité à partir de l'énergie éolienne.

(8) La France a soumis des informations complémentaires le 28 avril 2017, ainsi que les 12 et 21 juin 2017.

(9) Par la suite la mesure sera dénommée: "appel d'offres éolien terrestre".

d. Soutien par appels d'offres au développement des installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque ou éolienne terrestre

(10) Le 7 juillet 2017, 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 par appels d'offres aux installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque ou éolienne terrestre.

(11) Par la suite la mesure sera dénommée: "appel d'offres combiné éolien/solaire".

2. DESCRIPTION DETAILLÉE DES MESURES

2.1. Objectifs des régimes d'aides et description générale des appels d'offres :

(12) Les notifications 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 contribuer plus efficacement à la lutte contre le dérèglement climatique. Dans ce cadre, la France s'est engagée à porter la part des énergies renouvelables à 23 %

de la consommation finale brute d'énergie en 2020¹ et souhaite la porter à 32 % de cette consommation en 2030. La France estime qu'en 2030 les énergies renouvelables représenteront alors 40 % de la production électrique².

- (13) La France a indiqué que ses objectifs de mix diversifié sont déclinés dans l'arrêté du 24 avril 2016 en application de l'article 176 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (« LTECV »), relatif aux objectifs de développement des énergies renouvelables.
- (14) La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui planifie "le pilotage du mix électrique, et en premier lieu l'évolution des grandes composantes de la production" en application de la LTECV a été approuvée par le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016. Ce document programmatique réévalue pour chaque filière renouvelable les objectifs de la France à l'horizon 2023. En particulier, elle a fixé les objectifs suivants en termes de capacité installée :
- Solaire: 18,2 GW (fourchette basse) à 20,2 GW (fourchette haute) fin 2023;
 - Eolien: 21,8 GW (fourchette basse) à 26 GW (fourchette haute) fin 2023;
 - Biomasse: 790 MW (fourchette basse) à 1040 MW (fourchette haute) fin 2023.
- (15) Aucun projet sélectionné et mis en service dans le cadre des appels d'offres ne peut bénéficier d'un tarif d'achat fixé par arrêté tarifaire sur base de l'article L. 314-1 du code de l'énergie ou d'un complément de rémunération fixé par arrêté tarifaire sur base de l'article L. 318-1 du code de l'énergie.
- (16) Seules peuvent concourir des installations nouvelles, c'est-à-dire celles pour lesquelles le début des travaux est postérieur à la date limite de dépôt des offres.
- a. Appel d'offres photovoltaïque sur bâtiments*
- (17) La mesure vise à soutenir les installations de production d'électricité à partir d'énergie solaire sur bâtiments, serres et hangars agricoles de maximum 8 MWc et sur ombrières de parking (ayant une capacité inférieure à 500 kWc).
- (18) La puissance maximale cumulée qui peut faire l'objet d'une aide est de 1 350 MW répartie en neuf périodes de candidature espacées de quatre mois. L'appel d'offres est divisé en deux familles:
- (a) Famille 1. Installations de puissance crête comprise entre 100 kWc exclus et 500 kWc exclus;
 - (b) Famille 2. Installations de puissance crête comprise entre 500 kWc inclus et 8 MWc inclus. Les ombrières de parking sont exclues de cette famille.
- (19) Pour les installations de puissance électrique comprise entre 100 kWc exclus 500 kWc exclus (famille 1) l'aide prend la forme d'un tarif d'achat de l'électricité. Le tarif d'achat est égal au prix T proposé par les candidats dans leur offre.

¹ 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).

² 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 L. 100-4 du code de l'énergie.

- (20) Pour les installations de puissance électrique comprise entre 500 kWc inclus et 8 MWc inclus (famille 2) l'aide prend la forme d'un complément de rémunération. Il se calcule comme la différence entre un tarif de référence et le prix de marché de référence. Le tarif de référence T du complément de rémunération est spécifié dans chaque offre déposée et pour les projets sélectionnés, et sera constitutif du tarif de référence servant à déterminer le complément de rémunération après déduction du prix du marché selon la règle "pay as bid".
- (21) La première tranche de l'appel d'offres a été organisée le 24 février 2017 et la dernière se terminera le 4 novembre 2019.
- b. *Appel d'offres photovoltaïque au sol*
- (22) La mesure vise à soutenir le développement d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire de puissance comprise entre 500 kWc et 17 MWc installées au sol et sur ombrières de parking. La puissance maximale cumulée qui peut faire l'objet d'aide est de 3 000 MW sur 3 ans. L'appel d'offres sera organisé en plusieurs tranches. La première a eu lieu le 9 janvier 2017 et la dernière se termine le 3 juin 2019. L'appel d'offres est divisé en plusieurs lots.
- (a) Famille 1 : Installations photovoltaïques au sol de puissance strictement supérieure à 5 MWc et inférieure ou égale à 17 MWc
- (b) Famille 2 : Installations photovoltaïques au sol de puissance strictement supérieure à 500 kWc et inférieure ou égale à 5 MWc
- (c) Famille 3 : Installations photovoltaïques sur ombrières de parking de puissance strictement supérieure à 500 kWc et inférieure ou égale à 10 MWc.
- (23) Pour les nouvelles installations sélectionnées à l'issue de l'appel d'offres l'aide prend la forme d'un complément de rémunération s'ajoutant aux revenus tirés du marché de l'électricité. Il se calcule comme la différence entre un tarif de référence et le prix de marché de référence. Le tarif de référence T du complément de rémunération est spécifié dans chaque offre déposée et pour les projets sélectionnés, et sera constitutif du tarif de référence servant à déterminer le complément de rémunération après déduction du prix du marché selon la règle "pay as bid".
- c. *Appel offres éolien terrestre*
- (24) La mesure vise au développement de la filière éolienne terrestre. Elle consiste en un appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent. Cet appel d'offres concerne des installations de plus de 6 éoliennes, les installations dont l'une au moins des éoliennes a une puissance nominale supérieure à 3 MW et les installations de 6 éoliennes ou moins ne respectant pas la règle de distance minimales (1 500 m) entre petites installations, pour une capacité totale de 3 000 MW répartie en six périodes de candidature espacées de six mois. La première période est prévue pour le 1^{er} novembre 2017 et la dernière période se terminera le 1^{er} juin 2020.
- (25) Pour les nouvelles installations sélectionnées à l'issue de l'appel d'offres l'aide prend la forme d'un complément de rémunération s'ajoutant aux revenus tirés du marché de l'électricité. Il se calcule comme la différence entre un tarif de référence et le prix de marché de référence. Le tarif de référence T du

complément de rémunération est spécifié dans chaque offre déposée et pour les projets sélectionnés, et sera constitutif du tarif de référence servant à déterminer le complément de rémunération après déduction du prix du marché selon la règle "pay as bid".

d. Appels d'offres combiné éolien/solaire

- (26) La mesure consiste en un appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergie solaire photovoltaïque et éolienne terrestre.
- (27) Cet appel d'offres concerne des installations dont la puissance est comprise entre 5 et de 18 MW, pour une capacité totale de 200 MW. Seules peuvent concourir les installations pour lesquelles la somme de la puissance de l'installation et de celle des installations candidates à l'appel d'offres situées à une distance inférieure à cinq cent mètres (500 m) est inférieure ou égale à 18 MW.

2.2. Base légale

- (28) La base légale de la mesure est le code de l'énergie, notamment ses articles L.311-10 à L.311-16 qui prévoient la possibilité pour l'autorité administrative de recourir à la procédure d'appel d'offres, dont les lauréats bénéficient d'un contrat d'achat de l'énergie produite ou de complément de rémunération à l'énergie produite et R. 313-13 à R. 311-25, portant sur la procédure d'appel d'offres.

2.3. Financement et budget

- (29) Les régimes notifiés sont financés par le budget de l'Etat. Plus précisément, les dépenses liées aux régimes de soutien seront financées à partir du compte d'affectation spéciale³ "Transition énergétique" (ci-après dénommé "CAS Transition Energétique") alimenté depuis le 1^{er} janvier 2017 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'état (dans la limite de 10 %)⁴.
- (30) Les budgets prévisionnels communiqués par la France sont établis à partir d'une hypothèse de prix de marché théorique compris entre 35 et 46 €/MWh. L'évaluation du prix dépend notamment de la technologie utilisée.

a. Appel d'offres photovoltaïque sur bâtiments

- (31) Le budget total provisoire pour l'ensemble des tranches de l'appel d'offres est de 2 592 millions d'euros répartis sur 20 ans (les candidats sélectionnés obtiennent un contrat d'achat ou de complément de rémunération de 20 ans). Ce budget a été estimé à partir d'un tarif de référence théorique pour chaque lot, d'une hypothèse de prix de marché théorique mentionnée au considérant (30) et de 1 300 heures équivalent de fonctionnement par an.

³ Un compte d'affectation spéciale constitue en France une exception au principe de 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^{er} 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".

⁴ Voir l'article 44 de la loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017 portant modification de l'article 5 de la loi n° 2015-1786 de finances rectificative pour 2015 à cet égard.

Tableau 1: Budget prévisionnel de l'appel d'offres photovoltaïque sur bâtiments

Lot	Enchères 2017	Enchères 2018	Enchères 2019
Niveau du tarif moyen attendu [€/MWh]	120	110	105
Nouvelles capacités installées [MW]	450	450	450
Somme totale sur 20 ans non actualisé [M€]	1020	840	732

b. Appel d'offres photovoltaïque au sol

- (32) Le budget total provisoire est de 2 057 millions d'euros répartis sur 20 ans. Ce budget a été estimé à partir d'un tarif de référence théorique pour chaque lot, d'un prix spot, d'une hypothèse de prix de marché théorique mentionnée au considérant (30) et de 4000 heures équivalent de fonctionnement par an. Une estimation du budget provisoire par lot est présentée dans le tableau suivant :

Tableau 2: Budget prévisionnel de l'appel d'offres photovoltaïque au sol

Lot	Enchères 2016	Enchères 2017	Enchères 2018
Niveau du tarif moyen attendu [€/MWh]	70	65	60
Nouvelles capacités installées [MW]	1 000	1 000	1 000
Somme totale sur 20 ans non actualisé [M€]	780	653	534

c. Appel offres éolien terrestre

- (33) Le budget total provisoire est de 3 763 millions d'euros répartis sur 20 ans. Ce budget a été estimé à partir d'un tarif de référence théorique pour chaque lot, d'une hypothèse de prix de marché théorique mentionnée au considérant (30) et de 2 100 heures équivalent de fonctionnement pleine puissance par an. Une estimation du budget provisoire par lot est présentée dans le tableau suivant:

Tableau 3: Budget prévisionnel pour l'appel offres éolien terrestre

		Enchères 2017	Enchères 2018	Enchères 2019	Enchères 2020
Hypothèses	Niveau du tarif moyen attendu [€/MWh]	72	70,56	69,15	67,77
	Nouvelles capacités installées [MW]	500	1000	1000	500
Somme totale sur 20 ans non actualisé [M€]		672	1 283,52	1 224,3	583,17

d. Appels d'offres combiné éolien/solaire

- (34) Le budget total provisoire est de 124 millions d'euros réparti sur 20 ans. Ce budget a été estimé à partir d'un niveau de tarif mentionné au considérant (30) et 1 550 heures équivalent de fonctionnement pleine puissance par an. Une estimation du budget provisoire par lot est présentée dans le tableau suivant:

Tableau 4: Budget prévisionnel pour l'appel offres éolien terrestre

		Enchères 2017
Hypothèses	Niveau du tarif moyen attendu [€/MWh]	60
	Nouvelles capacités installées [MW]	200
Somme totale sur 20 ans non actualisé [M€]		124

2.4. Installations admissibles

(35) Seules peuvent concourir des installations nouvelles, c'est-à-dire celles pour lesquelles le début des travaux est postérieur à la date limite de dépôt des offres.

a. Appel d'offres photovoltaïque sur bâtiments

(36) Sont admissibles aux appels d'offres les installations de production d'électricité à partir d'énergie solaire sur bâtiments, serres et hangars agricoles de puissance comprise entre 100 kWc exclus et 8 MWc inclus. Les ombrières de parking de puissance comprise entre 100 kWc exclus et 500 kWc exclus sont aussi admissibles.

b. Appel d'offres photovoltaïque au sol

(37) Sont admissibles les nouvelles installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire de puissance comprise entre 500 kWc et 17 MWc situées en France métropolitaine.

(38) Afin de préserver les espaces boisés et agricoles et de minimiser l'impact environnemental des projets, seules peuvent concourir les installations dont l'implantation remplit l'une des trois conditions suivantes:

(a) le terrain d'implantation se situe sur une zone urbanisée ou à urbaniser d'un PLU⁵ (zones urbaines dites « U » et zones à urbaniser dites « AU ») ou d'un POS⁶ (zones urbaines « U » et zones d'urbanisation future dites « NA »);

(b) l'implantation de l'installation remplit cumulativement les trois conditions suivantes :

– le terrain d'implantation se situe sur une zone naturelle d'un PLU ou d'un POS portant mention « énergie renouvelable », « solaire », ou « photovoltaïque » ou sur toute zone naturelle dont le règlement du document d'urbanisme autorise explicitement les installations de production d'énergie renouvelable, solaire ou photovoltaïque, ou sur une zone «constructible » d'une carte communale;

– le terrain d'implantation n'est pas situé en zones humides, telles que définies au 1° du I de l'article L. 211-1 et l'article R. 211-108 du code de l'environnement;

– le projet n'est pas soumis à autorisation de défrichement, et le terrain d'implantation n'a pas fait l'objet de défrichement au cours des cinq années précédant la date limite de dépôt des offres. Par dérogation, un terrain appartenant à une collectivité locale (ou toutes autres personnes morales mentionnées au 2° du I de l'article L. 211-1 du code forestier) et soumis à autorisation de défrichement, est considéré au sens du présent cahier des charges comme remplissant la présente condition de non-défrichement dès lors qu'il répond à l'un des cas listés à l'article L 342-1 du code forestier.

(c) le terrain d'implantation se situe sur un site dégradé ou prioritaire figurant dans la liste du cahier des charges de l'appel d'offres.

⁵ Plan local d'urbanisme.

⁶ Plan d'occupation des sols.

(39) Seules peuvent candidater les installations photovoltaïques disposant d'une autorisation en cours de validité au titre du code de l'urbanisme.

c. Appel d'offres éolien terrestre

(40) Les installations éligibles présentent les caractéristiques suivantes :

- installations d'au minimum 7 aérogénérateurs;
- ou installations dont un des aérogénérateurs a une puissance nominale supérieure à 3MW;
- ou installations qui ne pourront pas respecter – au moment de leur mise en service – une distance minimale de 1500 m avec une autre installation ayant effectué une demande de contrat de complément de rémunération dans les deux ans qui précèdent la candidature à l'appel d'offres.

d. Appels d'offres combiné éolien/solaire

(41) Cet appel d'offres concerne des installations dont la puissance est comprise entre 5 et de 18 MW, pour une capacité totale de 200 MW. Seules peuvent concourir les installations pour lesquelles la somme de la puissance de l'installation et celle des installations candidates à l'appel d'offres situées à une distance inférieure à cinq cent mètres (500 m) est inférieure ou égale à 18 MW.

(42) Seules peuvent concourir les offres ne portant aucune condition de non-achèvement ou d'exclusion implicite ou explicite.

(43) Des conditions spécifiques s'appliquent aux installations photovoltaïques:

- (a) les restrictions listées au considérant (38);
- (b) l'obligation de disposer d'une évaluation carbone simplifiée inférieure à 750 kgCO₂/kWh.

2.5. Fonctionnement du mécanisme de soutien

(44) Les installations admissibles bénéficieront d'un soutien par le biais d'une obligation d'achat imposée à certains fournisseurs d'électricité ou d'un complément de rémunération.

(45) Conformément aux articles L. 311-13 et L. 311-13-2 du code de l'énergie, lorsqu'il n'est pas lui-même le candidat retenu, le co-contractant est tenu de conclure un contrat d'achat d'électricité ou de complément de rémunération avec le candidat retenu, en tenant compte du résultat de l'appel d'offres⁷. Aucune modification du contrat ne peut conduire à un tarif d'achat ou à un complément de rémunération supérieur à celui qui résulte de l'application des engagements contenus dans l'offre du candidat.

2.5.1. L'obligation d'achat

(46) Pour les installations mentionnées au considérant (18)(a) le co-contractant au contrat d'obligation d'achat est soit EDF, soit une entreprise locale de distribution en fonction du réseau public de raccordement de l'installation.

⁷ Si le candidat retenu est EDF ou une entreprise locale de distribution, un contrat d'achat ou de complément de rémunération n'est pas conclu mais EDF ou le cas échéant l'entreprise locale de distribution sont compensés de la différence entre les coûts de production et le prix de marché (v. les Articles L311-13-1 et L311-13-3 du code de l'énergie lus en combinaison avec l'article L127-7 (1°)).

- (47) 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 CAS "Transition énergétique" mentionné plus haut (cf. considérant (29) ci-dessus). Les 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 pour l'identification du coût. La référence de prix du marché servant à déterminer la compensation ne correspond pas à la valeur réelle du 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 du marché en infra-journalier, le 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. Le co-contractant sera également compensé pour les frais de gestion du contrat d'achat, à savoir, les frais résultant de la vérification des factures, de la gestion des contestations du producteur et du traitement des éventuelles modifications de contrat autorisées. La vérification de ces coûts sera effectuée sur base d'une compatibilité appropriée tenue par les opérateurs. Par ailleurs, afin d'assurer la maîtrise de ces coûts de gestion, ceux-ci seront compensés dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus. La CRE précisera la méthodologie de calcul retenue. La compensation des frais de gestion sera financée par le budget de l'Etat.
- (48) Le co-contractant est responsable 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^{er} 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 Réseau de transport d'électricité (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 pour les acteurs du marché.
- (49) La France a précisé que le co-contractant est soumis à une obligation de confidentialité et de protection des données qu'il collecte dans le cadre de cette mission.
- (50) À cette fin, dans le cas d'EDF, l'obligation d'achat est gérée dans un service dédié appelé «EDF Obligation d'achat» (EDF OA). Ce service, bien qu'appartenant au groupe EDF, a une obligation de préserver la confidentialité des données qu'il reçoit dans le cadre de l'obligation d'achat et le reste du groupe EDF n'a pas accès à ces données. 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.
- (51) 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.

2.5.2. *Le complément de rémunération*

- (52) Conformément à l'article L. 311-13-2 du code de l'énergie, le co-contractant des contrats de complément de rémunération est EDF.
- (53) EDF est compensée pour les versements réalisés au titre du complément de rémunération. La compensation à EDF sera financée par des paiements prélevés sur le CAS "Transition énergétique" mentionné plus haut (cf. considérant (29) ci-dessus). 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. EDF sera également compensée pour les frais de gestion du complément de rémunération, à savoir, les frais résultant de la vérification des factures et de la gestion des contestations du producteur. La vérification de ces coûts sera effectuée sur base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs. Par ailleurs, afin d'assurer la maîtrise de ces coûts de gestion, ceux-ci seront compensés dans la limite des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée des moyens nécessaires, aurait encourus. La CRE précisera la méthodologie de calcul retenue. La compensation des frais de gestion sera financée par le budget de l'Etat.
- (54) C'est EDF OA qui gèrera les contrats de 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 bornera donc à verser le complément de rémunération, à élaborer les contrats (selon un modèle élaboré en concertation avec les parties prenantes et approuvé par le ministre en charge de l'énergie) et à vérifier les factures émises par les producteurs.
- (55) Le producteur sous complément de rémunération vend l'électricité sur le marché. 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).

2.5.3. Durée du contrat d'achat et de complément de rémunération, résiliation anticipée

- (56) Tant le tarif d'achat que le complément de rémunération doivent être offerts pendant 20 ans.
- (57) Cette période de 20 ans peut être inférieure à la durée d'amortissement des installations photovoltaïques ou éoliennes, typiquement comprise entre 20 à 25 ans. Les règles de comptabilité précisées dans le règlement N° 2014-03 du 5 juin 2014 relatif au plan comptable général prévoient que la durée d'amortissement d'un actif inscrit au bilan d'une entreprise doit correspondre à la durée sur laquelle cette entreprise s'attend à en percevoir les avantages économiques futurs.
- (58) Le contrat d'achat ou de complément de rémunération peut faire l'objet d'une résiliation anticipée. Toute demande de résiliation anticipée du contrat par le producteur donne lieu au versement au co-contractant 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. Dans le cas d'un contrat d'achat, les indemnités sont égales aux sommes actualisées perçues et versées au titre de l'obligation d'achat depuis la date de prise d'effet du contrat jusqu'à sa résiliation dans la limite des surcoûts établis au 1° de l'article L. 121-7 du code de l'énergie.
- (59) Tant le tarif d'achat que le complément de rémunération sont établis pour apporter 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. En cas de prix de marché durablement supérieurs à ce niveau de tarif de référence, la rémunération totale des producteurs ne serait pas altérée dans le cadre de leur contrat d'achat (vu que dans ce cas le producteur ne perçoit que le prix d'achat prévu au contrat) ou de complément de rémunération (vu que lorsque le prix du marché de référence est supérieur à la somme du tarif de référence et de la prime aux investissements participatifs, le complément de rémunération sera négatif – voir considérants (61), (69), (78) et (83)), alors que la sortie du contrat conduirait à augmenter leurs revenus et à dégager une rentabilité potentiellement excessive. À l'inverse, un niveau de prime négatif viendrait diminuer le niveau des charges de service public de l'électricité, au bénéfice du consommateur final.

2.6. Le niveau de l'obligation d'achat et du complément de rémunération

2.6.1. Appel d'offres photovoltaïque sur bâtiments

a. L'obligation d'achat

- (60) Pour les installations bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat (OA), la rémunération exprimée en €/MWh est égale au prix T proposé par les candidats retenus dans leur offre auquel s'ajoute, le cas échéant, la prime aux investissements participatifs (cf. sous chapitre 2.6.5 ci-dessous).

b. Le complément de rémunération

- (61) Pour les installations bénéficiant d'un complément de rémunération (CR), la prime exprimée en €/MWh est calculée selon la formule suivante:

$$CR = \sum_{i=1}^{12} E_i \cdot (T - M_{0i})$$

- E_i , 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 sur le mois i . Ces volumes sont nets des consommations des auxiliaires nécessaires au fonctionnement de l'installation en période de production.
 - T , est le tarif de référence de l'électricité €/MWh, il est déterminé par le candidat lors de la remise de son offre et indexé conformément aux dispositions décrites au considérant (68).
 - M_{0i} , est le prix de marché de référence en €/MWh, sur le mois i , défini comme la moyenne arithmétique sur l'année civile des prix positifs ou nuls pour livraison le lendemain constatés sur la bourse de l'électricité EPEX Spot SE pour la zone France, pondérée au pas horaire par la production de l'ensemble des installations de production d'électricité utilisant l'énergie radiative du soleil de puissance supérieure à 250 kWc situées sur le territoire métropolitain continental.
- (62) La France estime que les coûts de production des installations solaires concernées par l'appel d'offres sont compris dans la fourchette 95-145 €/MWh. Cette fourchette de coûts est supérieure aux prix de l'électricité sur le marché de gros (cf. considérant (31)).
- c. Plafonnement du dispositif*
- (63) La production annuelle prise en compte pour le calcul du complément de rémunération est plafonnée à un facteur de charges de 1 600 heures équivalent pleine puissance.
- d. Traitement des prix de marché négatifs*
- (64) Seule l'énergie produite pendant les heures de prix spots positifs ou nuls peut donner droit au versement du complément de rémunération. A l'inverse, aucune aide n'est versée en période de prix négatifs à une installation qui produit de l'électricité lors de cette période. Toutefois une mesure compensatoire a été mise en place pour les seules installations qui ne produisent pas pendant les heures de prix négatifs au-delà d'un certain nombre d'heures de prix négatifs constatés sur l'année. Cette mesure tient compte du profil de production de la filière et du taux de charge annuel de la filière afin de ne pas rémunérer les projets au-delà de ce qu'ils auraient perçu en l'absence de prix négatifs. Le plafond d'heures au-delà duquel une compensation serait versée serait fixé à 15 heures (en heures équivalents pleine puissance), correspondant à 1 % des heures de fonctionnement pour la filière solaire.
- (65) En application de l'article R. 314-39 du code de l'énergie, sur une année civile, au-delà des 15 premières heures de prix spot négatifs pour livraison le lendemain constatés sur la bourse de l'électricité EPEX Spot SE pour la zone France entre

8h00 et 20h00, dits « prix spot peak », le complément de rémunération est augmenté de la prime suivante:

$$Prime_{\text{prix négatifs}} = 0,5.P.T.n_{\text{prix négatifs}}$$

Formule dans laquelle :

- P est la puissance installée;
- $n_{\text{prix négatifs}}$ est le nombre d'heures pendant lesquelles les « prix spot peak » ont été strictement négatifs au-delà des 15 premières heures de « prix spot peak » négatifs de l'année civile, et pendant lesquelles l'installation n'a pas produit. Ce nombre d'heures est borné annuellement par la condition suivante:

$$n_{\text{prix négatifs}} < 1600 - \frac{\sum_{i=1}^{12} E_i}{P}$$

- (66) Dans la formule, le coefficient de 0,5 représente le taux de charge de la filière pendant les heures de prix négatifs concernées. Par ailleurs, une installation ne serait pas indemnisée en cas de prix négatif la nuit (entre 20h et 8h), afin de ne pas rémunérer une installation qui ne serait pas en mesure de produire.
- (67) Afin d'assurer que cette prime ne puisse pas conduire à une sur-rémunération des projets, le nombre d'heures de prix négatifs donnant lieu à la prime est majoré de sorte que l'installation ne puisse pas recevoir une rémunération correspondant à plus de 1 600 heures de fonctionnement annuel.

e. *Indexation des tarifs*

- (68) Pour chacun des lauréats, le tarif de référence T est indexé sur toute la durée du contrat. L'indexation s'effectue annuellement à chaque date anniversaire de la prise d'effet du contrat par l'application du coefficient L prenant en compte un ensemble d'indices des prix et du coût de la main-d'œuvre. Le coefficient L est calculé comme suit:

$$L = 0,8 + 0,1 \cdot \frac{ICHTrev - TS}{ICHTrev - TS_0} + 0,1 \cdot \frac{FM0ABE0000}{FM0ABE0000_0}$$

- $ICHTrev-TS$ est la dernière valeur définitive connue au 1er novembre précédant la date anniversaire de la prise d'effet du contrat d'achat de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques,
- $FM0ABE0000$ est la dernière valeur définitive connue au 1er novembre précédant la date anniversaire de la prise d'effet du contrat d'achat de l'indice des prix à la production de l'industrie française pour le marché français — ensemble de l'industrie — A10 BE — prix départ usine,
- $ICHTrev-TS_0$ et $FM0ABE0000_0$ sont les dernières valeurs définitives connues au 1^{er} novembre précédant la date de prise d'effet du contrat d'achat.

2.6.2. *Appel d'offres photovoltaïque au sol*

a. *Le complément de rémunération*

- (69) Pour les installations pouvant bénéficier d'un complément de rémunération (CR), la prime exprimée en €/MWh est calculé selon la formule suivante:

$$CR = \sum_{i=1}^{12} E_i \cdot (T - M_{0i})$$

Formule dans laquelle :

- CR est le montant du complément de rémunération en € ;
 - E_i 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 sur le mois i . Ces volumes sont nets des consommations des auxiliaires nécessaires au fonctionnement de l'installation en période de production.
 - T est le tarif de référence de l'électricité en €/MWh, il est déterminé par le candidat lors de la remise de son offre. Il est indexé selon les modalités précisées au considérant (68).
 - M_{0i} est le prix de marché de référence en €/MWh sur le mois i , défini comme la moyenne sur le mois civil des prix positifs et nuls pour livraison le lendemain constatés sur la bourse de l'électricité EPEX Spot SE pour la zone France, pondérée au pas horaire par la production de l'ensemble des Installations de production d'électricité utilisant l'énergie radiative du soleil de puissance supérieure à 250 kWc situées sur le territoire métropolitain continental.
- (70) La France estime que les coûts de production des installations solaires concernées par l'appel d'offres sont compris dans la fourchette 55 - 100 €/MWh. Cette fourchette de coûts est supérieure aux prix de l'électricité sur le marché de gros (cf. considérant (30)).
- b. Plafonnement du dispositif*
- (71) La production annuelle prise en compte pour le calcul du complément de rémunération est plafonnée à un facteur de charges de :
- 1 600 heures équivalent pleine puissance pour les installations sans dispositif de suivi de la course du soleil;
 - 2 200 heures équivalent pleine puissance pour les installations utilisant un dispositif de suivi de la course du soleil.

c. Traitement des prix de marché négatifs

- (72) Seule l'énergie produite pendant les heures de prix spots positifs ou nuls peut donner droit au versement du complément de rémunération. Toutefois une mesure compensatoire a été mise en place pour les seules installations qui ne produisent pas pendant les heures de prix négatifs au-delà d'un certain nombre d'heures de prix négatifs constatés sur l'année. En application de l'article R. 314-39 du code de l'énergie, sur une année civile, au-delà des 15 premières heures de prix spot négatifs pour livraison le lendemain constatés sur la bourse de l'électricité EPEX Spot SE pour la zone France entre 8h00 et 20h00, dits « prix spot peak », le complément de rémunération est augmenté de la prime suivante:

$$Prime_{\text{prix négatifs}} = 0,5.P. T. n_{\text{prix négatifs}}$$

Formule dans laquelle :

- P est la puissance installée;
- $n_{\text{prix négatifs}}$ est le nombre d'heures pendant lesquelles les « prix spot peak » ont été strictement négatifs au-delà des 15 premières heures de « prix spot peak » négatifs de l'année civile, et pendant lesquelles l'installation n'a pas produit. Ce nombre d'heures est borné annuellement par la condition suivante:

$$n_{\text{prix négatifs}} < 1600 - \frac{\sum_{i=1}^{12} E_i}{P}$$

- (73) Le cahier des charges de l'appel d'offres prévoit de rémunérer les installations qui n'auront pas produit aux heures de prix négatifs pour compenser une partie de la perte de rémunération liée à cette plus faible production au-delà d'un certain nombre d'heures de prix négatifs. Dans tous les cas, les installations qui produiront aux heures de prix négatifs ne percevront pas de rémunération correspondant à cette production.
- (74) Le plafond d'heures au-delà duquel une compensation serait versée serait fixé à 15 heures (en heures équivalents pleine puissance), correspondant à 1 % des heures de fonctionnement pour la filière solaire.
- (75) Cette prime versée en cas de non production pendant les heures de prix négatifs sera pondérée par un coefficient de 0,5, représentatif du taux de charge de la filière pendant les heures de prix négatifs concernées. Par ailleurs, une installation ne serait pas indemnisée en cas de prix négatif la nuit (entre 20h et 8h), afin de ne pas rémunérer une installation qui ne serait pas en mesure de produire.
- (76) Afin d'assurer que cette prime ne puisse pas conduire à une sur-rémunération des projets, le nombre d'heures de prix négatifs donnant lieu à la prime est majoré de sorte que l'installation ne puisse pas recevoir une rémunération correspondant à plus de 1 600 heures de fonctionnement annuel.

d. Indexation des tarifs

- (77) Pour les installations sélectionnées le tarif de référence déterminé par le Candidat lors de la remise de son offre est indexé sur toute la durée du contrat. L'indexation s'effectue à chaque date anniversaire de la prise d'effet du contrat par l'application du coefficient L prenant en compte un ensemble d'indices des prix et du coût de la main-d'œuvre. Le coefficient L est calculé comme:

$$L = 0,8 + 0,1 \cdot \frac{ICHTrev - TS}{ICHTrev - TS_0} + 0,1 \cdot \frac{FM0ABE0000}{FM0ABE0000_0}$$

Formule dans laquelle :

- $ICHTrev-TS$ est la dernière valeur définitive connue au 1er novembre précédant la date anniversaire de la prise d'effet du contrat d'achat de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques,
- $FM0ABE0000$ est la dernière valeur définitive connue au 1er novembre précédant la date anniversaire de la prise d'effet du contrat d'achat de l'indice des prix à la production de l'industrie française pour le marché français — ensemble de l'industrie — A10 BE — prix départ usine,
- $ICHTrev-TS_0$ et $FM0ABE0000_0$ sont les dernières valeurs définitives connues au 1^{er} novembre précédant la date de prise d'effet du contrat d'achat.

2.6.3. Appel d'offres éolien terrestre

a. Le complément de rémunération

- (78) Le complément de rémunération consiste en une prime ex-post proportionnelle à l'énergie produite injectée sur le réseau public de transport ou de distribution et calculée comme la différence entre un tarif de référence issu de la procédure concurrentielle (« pay as bid ») (T) et un prix de marché de référence (M_{0i}). La prime exprimée en €/MWh est calculé selon la formule suivante, valable pour une année civile :

$$CR = \sum_{i=1}^{12} E_i \cdot (T - M_{0i})$$

formule dans laquelle:

- CR est le montant du complément de rémunération en euros ;
 - l'indice i représente un mois civil;
 - E_i est la somme sur les heures à cours comptant (« prix spot ») positif ou nul pour livraison le lendemain sur la plateforme de marché organisé français de l'électricité, des volumes d'électricité affectée par le gestionnaire de réseau, le cas échéant par 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 sur le mois i . Ces volumes sont nets des consommations des auxiliaires nécessaires au fonctionnement de l'Installation en période de production;
 - T est le tarif de référence de l'électricité en €/MWh, il est déterminé par le candidat lors de la remise de son offre;
 - M_{0i} , exprimé en €/MWh, mentionné à l'article R. 314-38 du code de l'énergie est le prix de marché de référence sur le mois i , défini comme la moyenne sur le mois civil des prix à cours comptant positifs et nuls pour livraison le lendemain constatés sur la plateforme de marché organisé français de l'électricité, pondérée au pas horaire par la production de l'ensemble des installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent situées sur le territoire métropolitain continental.
- (79) La France estime que les coûts de production des installations concernées par l'appel d'offres sont compris dans la fourchette 79-85,6 €/MWh. Cette fourchette de coûts est supérieure aux prix de l'électricité sur le marché de gros (cf. considérants (30) et (33)).

b. Traitement des prix de marché négatifs

- (80) Seule l'énergie produite pendant les heures de prix spots positifs ou nuls peut donner droit au versement du complément de rémunération. Toutefois une mesure compensatoire a été mise en place pour les seules installations qui ne produisent pas pendant les heures de prix négatifs au-delà d'un certain nombre d'heures de prix négatifs constatés sur l'année.
- (81) Sur une année civile, au-delà des 20 premières heures, consécutives ou non, de prix spots strictement négatifs pour livraison le lendemain constatés 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 $Prime_{\text{prix négatifs}}$, définie ci-dessous :

$$Prime_{\text{prix négatifs}} = 0,35 \cdot P_{\text{max}} \cdot T \cdot n_{\text{prix négatifs}}$$

formule dans laquelle :

- T est le tarif de référence de l'électricité en €/MWh déterminé par le Candidat lors de la remise de son offre,
- $n_{\text{prix négatifs}}$ est le nombre d'heures pendant lesquelles les prix spots pour livraison le lendemain sur la plateforme de marché organisé français de l'électricité ont été strictement négatifs au-delà des 20 premières heures de prix négatifs de l'année civile et pendant lesquelles l'installation n'a pas injecté d'énergie,
- le coefficient de 35 % appliqué en cas de prix négatif correspond au facteur de charge moyen des éoliennes observé durant les périodes de prix négatifs. Ce calcul a été effectué grâce à l'historique des prix négatifs observés en France depuis 2012 (données EpexSpot). Le facteur de charge considéré est celui observé pour la filière éolienne, sur le parc installé au 1^{er} janvier, pendant chaque période de prix négatif (données RTE, Réseau de transport et d'électricité). Le facteur de charge observé durant ces périodes est très variable et représente en moyenne 35 %.

c. Indexation des tarifs

- (82) Le tarif de référence est indexé sur toute la durée du contrat. L'indexation s'effectue à chaque date anniversaire de la prise d'effet du contrat par l'application du coefficient L défini ci-après :

$$L = 0,7 + 0,15 \cdot \frac{ICHTrev - TS1}{ICHTrev - TS1_0} + 0,15 \cdot \frac{FM0ABE0000}{FM0ABE0000_0}$$

formule dans laquelle :

- $ICHTrev-TS1$ est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} janvier de chaque année de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques,
- $FM0ABE0000$ est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} janvier 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,
- $ICHTrev-TS1_0$ et $FM0ABE0000_0$ sont les dernières valeurs définitives des indices $ICHTrev-TS1$ et $FM0ABE0000$ connues au 1^{er} janvier précédant la date de prise d'effet du contrat de complément de rémunération.

2.6.4. Appel d'offres combiné éolien/solaire

a. Le complément de rémunération

- (83) Le complément de rémunération consiste en une prime ex-post proportionnelle à l'énergie produite injectée sur le réseau public de transport ou de distribution et calculée comme la différence entre un tarif de référence issu de la procédure concurrentielle (« pay as bid ») (T) et un prix de marché de référence (M_{0i}). La prime exprimée en €/MWh est calculé selon la formule suivante, valable pour une année civile :

$$CR = \sum_{i=1}^{12} E_i \cdot (T - M_{0i})$$

formule dans laquelle:

- CR est le montant du complément de rémunération en euros ;
- l'indice i représente un mois civil
- E_i est la somme sur les heures à cours comptant (« prix spot ») positifs et nuls pour livraison le lendemain sur la plateforme de marché organisé français de l'électricité, des volumes d'électricité affectée par le gestionnaire de réseau, le cas échéant par 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 sur le mois i . Ces volumes sont nets des consommations des auxiliaires nécessaires au fonctionnement de l'Installation en période de production.
- T est le tarif de référence de l'électricité en €/MWh : il est déterminé par le Candidat lors de la remise de son offre Il est indexé selon les modalités mentionné au considérant (89).
- M_{0i} est le prix de marché de référence en €/MWh sur le mois i , défini comme la moyenne sur le mois civil des prix à cours comptant positifs et nuls pour livraison le lendemain constatés sur la plateforme de marché organisé français de l'électricité, pondérée au pas horaire, soit par la production de l'ensemble des installations photovoltaïques de puissance supérieure à 250 kWc situées sur le territoire métropolitain continental, soit par celle des installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent de puissance supérieure à 250 kW situées sur le territoire métropolitain continental.

b. Traitement des prix de marché négatifs

- (84) Seule l'énergie produite pendant les heures de prix spots positifs ou nuls peut donner droit au versement du complément de rémunération. A l'inverse, aucune aide n'est versée en période de prix négatifs à une installation qui produit de l'électricité lors de cette période. Toutefois une mesure compensatoire a été mise en place pour les seules installations qui ne produisent pas pendant les heures de prix négatifs au-delà d'un certain nombre d'heures de prix négatifs constatés sur l'année (15h pour la filière solaire et 20h pour la filière éolienne). Cette mesure tient compte du profil de production de la filière et du taux de charge annuel de la filière afin de ne pas rémunérer les projets au-delà de ce qu'ils auraient perçus en l'absence de prix négatifs.
- (85) Les installations photovoltaïques ne produisant pas aux heures de prix négatifs percevront une compensation au-delà des 15 premières heures de prix spot strictement négatifs (sur une année civile) pour livraison le lendemain constatés sur la bourse de l'électricité EPEX Spot SE pour la zone France entre 08h00 et 20h00. La compensation ($Prime_{prix\ négatifs}$) est calculée de la manière suivante:

$$Prime_{prix\ négatifs} = 0,5.P. T. n_{prix\ négatifs}$$

Formule dans laquelle :

- P est la puissance installée;

- $n_{\text{prix négatifs}}$ est le nombre d'heures pendant lesquelles les « prix spot peak » ont été strictement négatifs au-delà des 15 premières heures de « prix spot peak » négatifs de l'année civile, et pendant lesquelles l'Installation n'a pas produit. Ce nombre d'heures est borné annuellement par la condition suivante:

$$n_{\text{prix négatifs}} < 1600 - \frac{\sum_{i=1}^{12} E_i}{P}$$

- (86) Le coefficient de 50 % appliqué aux installations photovoltaïques en cas de prix négatifs correspond au facteur de charge moyen de la filière en journée (de 8h à 20h).
- (87) Les installations éoliennes ne produisant pas aux heures de prix négatifs percevront une compensation au-delà des 20 premières heures, consécutives ou non, de prix spots strictement négatifs pour livraison le lendemain constatés sur la bourse de l'électricité EPEX Spot SE pour la zone France. La compensation ($Prime_{\text{prix négatifs}}$) est calculée de la manière suivante:

$$Prime_{\text{prix négatifs}} = 0,35 \cdot P_{\text{max}} \cdot T \cdot n_{\text{prix négatifs}}$$

formule dans laquelle :

- T est le tarif de référence de l'électricité en €/MWh déterminé par le Candidat lors de la remise de son offre;
- $n_{\text{prix négatifs}}$ est le nombre d'heures pendant lesquelles les prix spots pour livraison le lendemain sur la plateforme de marché organisé français de l'électricité ont été strictement négatifs au-delà des 20 premières heures de prix négatifs de l'année civile et pendant lesquelles l'installation n'a pas injecté d'énergie. Ce nombre d'heures est borné annuellement par la condition suivante:

$$n_{\text{prix négatifs}} < 2300 - \frac{\sum_{i=1}^{12} E_i}{P}$$

- (88) Le coefficient de 35 % appliqué aux installations éoliennes en cas de prix négatif correspond au facteur de charge moyen observé durant les périodes de prix négatifs. Ce calcul a été effectué grâce à l'historique des prix négatifs observés en France depuis 2012 (données EpexSpot). Le facteur de charge considéré est celui observé pour la filière éolienne, sur le parc installé au 1^{er} janvier, pendant chaque période de prix négatif (données RTE, Réseau de transport et d'électricité). Le facteur de charge observé durant ces périodes est très variable et représente en moyenne 35 %.

c. Indexation des tarifs

- (89) Le tarif de référence est indexé sur toute la durée du contrat. L'indexation s'effectue à chaque date anniversaire de la prise d'effet du contrat par l'application du coefficient L défini ci-après :

$$L = 0,7 + 0,15 \cdot \frac{ICHTrev - TS1}{ICHTrev - TS1_0} + 0,15 \cdot \frac{FM0ABE0000}{FM0ABE0000_0}$$

formule dans laquelle :

- *ICHTrev-TSI* est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} janvier de chaque année de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques,
- *FMOABE0000* est la dernière valeur définitive connue au 1^{er} janvier 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 (A10BE prix départ usine),
- *ICHTrev-TSI₀* et *FMOABE0000₀* sont les dernières valeurs définitives des indices *ICHTrev-TSI* et *FMOABE0000* connues au 1^{er} janvier précédant la date de prise d'effet du contrat de complément de rémunération.

2.6.5. Prime à l'investissement participatif

- (90) La France a exposé que la participation de projets ancrés localement est importante pour renforcer l'acceptabilité locale des projets car l'ancrage territorial des projets est un facteur structurant de leur acceptabilité et in fine des chances de succès des projets. A cet égard, la France a souligné que les projets de production d'énergie renouvelable étaient confrontés en France à une acceptabilité parfois très limitée des projets. La France souligne également que le montage financier de projets photovoltaïques ou éoliens à financement participatif est plus complexe et nécessite de mobiliser les ressources plus importantes que dans les cas de financements classiques.
- (91) Afin de renforcer l'acceptabilité locale des projets, la France prévoit une prime à l'investissement participatif s'ajoutant au complément de rémunération présentée au considérant (78). Elle a pour objet d'inciter la participation à l'appel d'offres de projets ancrés localement; à savoir des projets portés directement par des collectivités territoriales ou par des sociétés par actions ou coopératives dont au moins 40% du capital est détenu, distinctement ou conjointement, par vingt personnes physiques ou des collectivités locales.
- (92) La France prévoit la possibilité de versement d'une prime aux investissements participatifs égale à:
- (a) 3 €/MWh pour l'appel d'offre photovoltaïque sur bâtiments et l'appel d'offres photovoltaïque au sol;
 - (b) 2 à 3 €/MWh pour l'appel d'offres éolien terrestre et l'appel d'offres combiné éolien/solaire selon le tableau suivant :

Tableau 5: montant prime/malus financement participatif

Part du capital ou du financement du projet	Montant de la majoration
20 %	2€/MWh
Entre 20 % et 40 %	Interpolation linéaire
40% et plus	3€/MWh

- (93) La prime citée au considérant (92) ci-dessus peut être payable dans les cas où le candidat s'engage à être au moment de la réalisation du projet et jusqu'à trois ans après la date de mise en service de l'installation:
- une collectivité territoriale ou un groupement de collectivités ;
- ou

- une société par actions régie par le livre II du code de commerce ou par le titre II du livre V de la première partie du code général des collectivités territoriales dont au moins 40% du capital est détenu pour les appels d'offres photovoltaïque au sol et photovoltaïque sur bâtiment et au moins 20% du capital est détenu pour les appels d'offres éolien terrestre et combiné éolien/solaire, distinctement ou conjointement, par au moins vingt personnes physiques, une ou plusieurs collectivités territoriales, des groupements de collectivités ;

ou

- une société coopérative régie par la loi n° 47-1775 du 10 septembre 1947 portant statut de la coopération dont au moins 40% du capital est détenu pour les appels d'offres photovoltaïque au sol et photovoltaïque sur bâtiment et au moins 20% du capital est détenu pour les appels d'offres éolien terrestre et combiné éolien/solaire, distinctement ou conjointement, par au moins vingt personnes physiques, une ou plusieurs collectivités territoriales, des groupements de collectivités.

- (94) Pour prétendre à la prime, les candidats joignent à leur offre un engagement sur l'honneur à respecter les dispositions susmentionnées. En cas de non-respect de cette disposition pour une offre comprenant un tel engagement un montant de 3 €/MWh pour les appels d'offres photovoltaïque au sol, photovoltaïque sur bâtiment, éolien terrestre et combiné éolien/solaire se soustraira au montant du complément de rémunération.
- (95) Les autorités françaises considèrent que la prime conduira, compte tenu du caractère concurrentiel de l'appel d'offres, à ce que les candidats internalisent le bonus lié à la prime dans le prix qu'ils proposeront, ce qui prévient tout risque de sur-rémunération. Elles ont également souligné que le montant de la prime reste faible au regard du coût complet de production final (2% à 3%) mais néanmoins suffisant pour stimuler les projets avec un financement participatif.
- (96) S'agissant du caractère local du projet pouvant être éligible à une prime aux investissements participatifs, la France a souligné que l'article L. 2224-32 du code général des collectivités territoriales précise les conditions dans lesquelles les collectivités peuvent investir dans des projets d'énergie renouvelable et que cet article prévoit que les communes ne peuvent investir que sur leur territoire, et les établissements publics de coopération que sur le territoire des communes qui en sont membres. L'article 88 de la loi n°2010-788 du 12 juillet 2010 comporte des dispositions similaires pour les départements et les régions. L'article L. 314-28 du code de l'énergie relatif à l'investissement participatif dans les projets d'énergie renouvelable dispose quant à lui que les sociétés par actions ou les sociétés coopératives constituées pour porter un projet de production d'énergie renouvelable peuvent, lors de la constitution ou de l'évolution de leur capital, en proposer une part aux personnes physiques, notamment aux habitants dont la résidence est à proximité du lieu d'implantation du projet. En outre, la prime n'est octroyée que si les personnes physiques participant au capital des sociétés s'acquittent de la taxe d'habitation dans le département d'implantation du projet ou dans les départements limitrophes.
- (97) La France a enfin précisé que la prime aux investissements participatifs était encore en phase expérimentale et s'est engagée à ce que le dispositif actuel de prime aux investissements participatifs fasse l'objet d'une évaluation avant la fin

de 2022 (présentation des modalités du rapport d'évaluation aux considérants (132) à (140)).

2.6.6. *Acheteurs de derniers recours*

- (98) Pour l'ensemble des appels d'offres 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 dit 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 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.
- (99) Ce contrat d'achat conclu auprès d'un acheteur de dernier recours 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 renouvelable concernée 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.

2.7. Les critères de sélection

a. *Appel d'offres photovoltaïque sur bâtiments*

- (100) Chaque dossier complet et conforme se voit attribuer une note sur 100 points, conformément à la grille suivante:

Tableau 6: Pondération des critères de sélection pour l'appel d'offres photovoltaïque sur bâtiments

Critère	Famille 1	Famille 2
Prix (NP_0)	70	70
Impact carbone (NC_0)	30	30
Total	100	100

- (101) La note relative au prix est établie à partir du prix proposé par le candidat et des prix plafond P_{sup} et prix plancher P_{inf} . La note est établie à partir de la fonction suivante:

$$NP = NP_0 \cdot \frac{P_{sup} - P}{P_{sup} - P_{inf}}$$

- NP_0 , est la note maximale pour le critère prix, définie au Tableau 6.
- P , est le tarif de référence unitaire proposé par le candidat dans le formulaire de candidature.
- P_{inf} , est le prix plancher défini au Tableau 7.

- P_{sup} , est le prix plafond défini au Tableau 7.

Tableau 7: Prix plafond et plancher par famille et période de candidature en €/MWh

Période	Valeur	Famille 1	Famille 2
1	P_{sup}	143	143
	P_{inf}	95	95
2	P_{sup}	140	140
	P_{inf}	93	93
3	P_{sup}	137	137
	P_{inf}	91	91
4	P_{sup}	134	134
	P_{inf}	89	89
5	P_{sup}	132	132
	P_{inf}	87	87
6	P_{sup}	130	130
	P_{inf}	86	86
7	P_{sup}	128	128
	P_{inf}	85	85
8	P_{sup}	126	126
	P_{inf}	84	84
9	P_{sup}	124	124
	P_{inf}	83	83

- (102) La note relative à l'impact carbone prend en compte les émissions de gaz à effet de serre liées à la production du module, aux équipements de procédés, aux bâtiments et utilités. Elle est établie à partir de la valeur de l'évaluation carbone des modules proposée par le candidat et des bilans carbone plafond ECS_{sup} . et bilan carbone plancher ECS_{inf} . La note est établie à partir de la fonction suivante:

$$NC = NC_0 \cdot \frac{ECS_{sup} - ECS}{ECS_{sup} - ECS_{inf}}$$

- NC_0 , est la note maximale pour le critère bilan carbone, définie au Tableau 6.
- ECS , en kg eq CO₂/kWh est la valeur de l'évaluation carbone des modules proposée par le candidat, arrondie au multiple de 50 le plus proche (420 est arrondi à 400, 425 et 430 sont arrondis à 450).
- ECS_{inf} , est le bilan carbone plancher défini au Tableau 8.
- ECS_{sup} , est le bilan carbone plafond défini au Tableau 8.

Tableau 8: Bilan carbone plafond et plancher par famille et période de candidature en kg eq CO₂/kWh

Période	Valeur	Famille 1 et famille 2
1	ECS_{sup}	700
	ECS_{inf}	100
2	ECS_{sup}	700
	ECS_{inf}	100
3	ECS_{sup}	700
	ECS_{inf}	75
4	ECS_{sup}	1 175
	ECS_{inf}	75
5	ECS_{sup}	1 150

Période	Valeur	Famille 1 et famille 2
6	ECS _{inf}	50
	ECS _{sup}	1 150
	ECS _{inf}	50
7	ECS _{sup}	1 125
	ECS _{inf}	50
8	ECS _{sup}	1 125
	ECS _{inf}	50
9	ECS _{sup}	1 100
	ECS _{inf}	50

b. Appel d'offres photovoltaïque au sol

(103) Chaque dossier complet et conforme se voit attribuer une note sur 100 points selon la grille suivante:

Tableau 9: Pondération des critères de notation pour l'appel d'offre photovoltaïque au sol

Critères	Familles 1 et 2 (Période 1)	Famille 1c et 2 (période 2 à 6)	Famille 3
Prix (NP)	65	70	70
Impact Carbone (NC)	18	21	30
Pertinence environnementale (NE)	9	9	-
Non-défrichement (ND)	4	-	-
Détention de l'autorisation d'urbanisme (NA)	4	-	-
Total	100	100	100

(104) La note relative au prix est établie par la CRE à partir du prix de référence P. La note est établie à partir de la fonction suivante:

$$NP = NP_0 \cdot \frac{P_{sup} - P}{P_{sup} - P_{inf}}$$

formule dans laquelle :

- NP_0 est la note maximale définie au Tableau 9;
- P , est le prix proposé par le candidat dans le formulaire de candidature exprimé en €/MWh;
- P_{sup} et P_{inf} les prix plafond et plancher définis au Tableau 10.

Tableau 10 : Prix plafond et planchers par lot en €/MWh

Période de candidature	(€/MWh)	Famille 1	Famille 2	Famille 3
1 ^{ère}	P _{sup}	110	120	150
	P _{inf}	50	55	70
2 ^{ème}	P _{sup}	106	116	145
	P _{inf}	48	53	68
3 ^{ème}	P _{sup}	102	112	140
	P _{inf}	47	51	65
4 ^{ème}	P _{sup}	99	108	135
	P _{inf}	45	49	63
5 ^{ème}	P _{sup}	95	104	130
	P _{inf}	43	47	61
6 ^{ème}	P _{sup}	92	100	125
	P _{inf}	42	45	58

(105) Une offre pour laquelle le prix proposé est supérieur au prix plafond du lot repris au Tableau 10 est éliminée.

(106) La note relative au bilan carbone est établie, pour chaque lot, à partir de la fonction suivante:

$$NC = NC_0 \cdot \left(\frac{ECS_{sup} - ECS}{ECS_{sup} - ECS_{inf}} \right)$$

formule dans laquelle :

- NC_0 la note maximale pour le bilan carbone du projet, définie au Tableau 9;
- ECS (en kg eq CO2/kWc) la valeur de l'évaluation carbone des modules proposée selon la méthode présentée dans le cahier des charges de l'appel d'offres, arrondie au multiple de 50 le plus proche (420 est arrondi à 400, 425 et 430 sont arrondis à 450 etc.);
- ECS_{inf} , ECS_{sup} , les bilans carbone plafond et plancher définis au Tableau 11.

(107) Les bilans carbone plafond ECS_{sup} et plancher ECS_{inf} sont les suivants:

Tableau 11 : Notation de l'évaluation carbone simplifié (NC)

Période de candidature		(en kg eq CO2/kWc)
1 ^{ère}	Psup	700
	Pinf	100
2 ^{ème}	Psup	700
	Pinf	100
3 ^{ème}	Psup	1175
	Pinf	75
4 ^{ème}	Psup	1175
	Pinf	75
5 ^{ème}	Psup	1150
	Pinf	50
6 ^{ème}	Psup	1150
	Pinf	50

(108) Lorsque le bilan carbone proposé est supérieur au bilan plafond, la note NC est nulle.

(109) Lorsque le bilan carbone proposé est inférieur au bilan plancher, la note NC est égale à NC_0 .

(110) Afin de préserver les espaces boisés et agricoles et minimiser l'impact environnemental des projets, ces derniers sont notés en fonction la pertinence environnementale du terrain d'implantation. Pour les Familles 1 et 2, lorsque le certificat d'éligibilité du terrain d'implantation établi par le Préfet mentionne que le terrain d'implantation est dégradé selon les termes définis dans le cahier des charges de l'appel d'offres la note NE est maximale. Dans le cas contraire, la note NE est nulle.

(111) Pour les Familles 1 et 2 à la première période, lorsque le certificat d'éligibilité du Terrain d'implantation établi par le Préfet mentionne que le terrain d'implantation bénéficie de la dérogation sur le c) du Cas 2 du 2.6 du cahier des charges la note ND est nulle. Dans tous les autres cas la note ND est maximale.

(112) Pour les Familles 1 et 2 à la première période, lorsque le candidat dispose de l'autorisation d'urbanisme, la note NA est maximale. Dans le cas contraire

(disposition dérogatoire définies au chapitre 3.2.4 du cahier des charges de l'appel d'offres photovoltaïque au sol), la note *NA* est nulle.

c. Appel d'offres éolien terrestre

- (113) Chaque dossier remplissant les conditions d'admissibilité définies dans le cahier des charges se voit attribuer une unique note sur 100 points selon la formule suivante:

$$NP = 100 \cdot \frac{T_{max} - T}{T_{max} - T_{min}}$$

avec :

- T, la valeur du tarif de référence proposé par le candidat et exprimée en €/MWh ;
- T_{max} et T_{min} les valeurs plafond et plancher du tarif de référence définies au considérant (114).

- (114) La note (NP) est linéairement décroissante avec T, dans la fourchette suivante :

- $T_{max} = 74,8$ €/MWh
- $T_{min} = 0$ €/MWh

d. Appel offres combiné éolien/solaire

- (115) Chaque dossier remplissant les conditions d'admissibilité définies dans le cahier des charges (cf. considérant (27)) se voit attribuer une unique note sur 100 points selon la formule suivante:

$$NP = 100 \cdot \frac{T_{max} - T}{T_{max} - T_{min}}$$

avec :

- T, la valeur du tarif de référence proposé par le candidat et exprimée en €/MWh ;
- T_{max} et T_{min} les valeurs plafond et plancher du tarif de référence définies au considérant (116).

- (116) La note (NP) est linéairement décroissante avec T, dans la fourchette suivante :

- $T_{max} = 90$ €/MWh
- $T_{min} = 40$ €/MWh

2.8. Analyse des coûts de production des énergies renouvelables en France et équilibre du réseau

2.8.1. Analyse des coûts de production

- (117) Les coûts de production moyens observés et attendus par la France pour le photovoltaïque, l'éolien terrestre et la biomasse sont les suivants:

Tableau 12: Synthèse des coûts attendus par technologie

Technologie	Tarif moyen attendu (€/MWh)
Photovoltaïque sur bâtiment	110
Photovoltaïque au sol	65
Eolien terrestre	70
Biomasse	142
Biogaz méthanisation	186

- (118) La France souligne que les coûts de production des technologies biomasse, méthanisation et photovoltaïques sur bâtiment présentent des écarts significatifs. La France observe que même si les coûts de l'éolien terrestre, du photovoltaïque au sol sont proches aujourd'hui, ils étaient très éloignés dans un passé récent et s'attend également à ce qu'ils le soient de nouveau à court terme, compte tenu de la baisse dynamique des coûts du solaire par rapport à ceux des autres filières.
- (119) La France relève à cet égard que les prix proposés par les candidats à l'issue du dernier appel d'offre photovoltaïque au sol portant sur un volume de 300 MW et avec une notation 100% prix auraient été les suivants:
- le prix moyen 58,9 €/MWh ;
 - le prix le plus bas de 54,15 €/MWh ;
 - le prix le plus haut de 61,00 €/MWh.
- (120) S'agissant de la filière éolienne terrestre, dont les données relevant de l'observatoire mis en place par la FEE en 2016 ont été analysées, les autorités françaises ont évalué les coûts complets de l'éolien terrestre à 78,8 €/MWh.
- (121) S'agissant de l'évolution des coûts de production la France observe une baisse de 23 % des tarifs des installations photovoltaïques au sol en moins de deux ans à l'issue de procédures d'appel d'offres. Même si le tarif de l'éolien terrestre rencontre la même tendance la France ne s'attend pas à rencontrer le même rythme de diminution. Ainsi compte tenu de la poursuite attendue de la baisse des coûts du solaire par rapport à ceux de l'éolien, la France considère qu'un appel d'offres mettant en concurrence l'éolien terrestre et le solaire conduirait à retenir très majoritairement, voire exclusivement sur le court terme, des projets photovoltaïque au sol au détriment des projets éoliens eu égard au potentiel important du gisement photovoltaïque au sol. La France a indiqué que dans une étude récente du CEREMA (centre d'études et d'expertise sur les risques, l'environnement, la mobilité et l'aménagement) le potentiel de développement de la filière photovoltaïque au sol, sur les 4 régions du sud de la France (Midi-Pyrénées, Languedoc Roussillon, Aquitaine, Provence Alpes Côte d'Azur) était estimé à près de 600 GW, représentant une surface mobilisable de 1,2 M ha. Elle a également indiqué que l'objectif de 40% d'énergies renouvelables dans la production électrique française à l'horizon 2030 (v. considérant (12)) représente une puissance installée de photovoltaïque au sol de l'ordre de 200 GW.
- (122) Compte tenu des qualités offertes par chacune des technologies la France considère que le déploiement massif d'une filière au détriment d'une autre occasionnerait des problèmes d'équilibrage de l'approvisionnement électrique. Afin d'illustrer ce point la France a présenté la comparaison des courbes de production du solaire et de l'éolien; il en ressort que celles-ci ne suivent pas la

même structure temporelle. En effet les productions électriques de ces technologies ne sont pas nécessairement simultanées mais se trouvent au contraire complémentaires. Les autorités françaises considèrent nécessaire de soutenir un bouquet de technologies diversifiées (sans nécessairement ne garder que les technologies les plus compétitives) car les différentes énergies renouvelables ne rendent pas les mêmes services au système électrique.

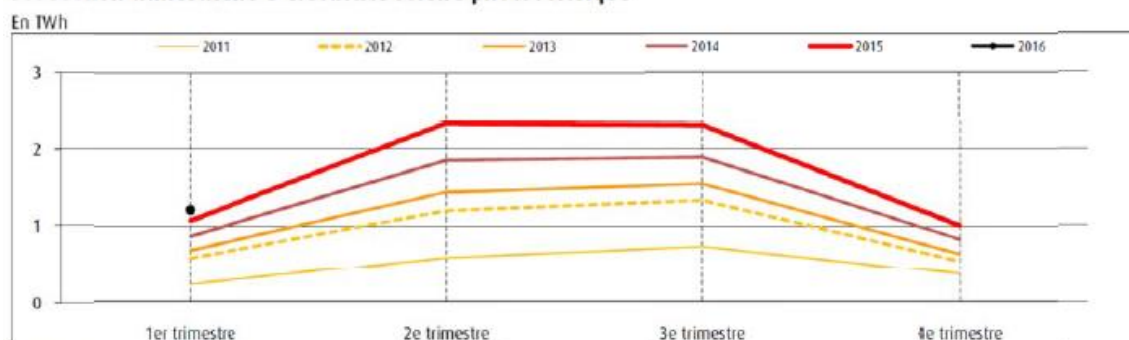
- (123) Ainsi, les autorités françaises visent aussi à continuer à développer le potentiel biomasse pour plusieurs raisons:
- les objectifs de développement des énergies renouvelables nécessitent de mobiliser toutes les filières matures présentant un potentiel de production;
 - la biomasse constitue une ressource d'énergie renouvelable stable;
 - ces installations sont également flexibles et peuvent ainsi placer leur production aux moments intéressants pour le système électrique. Le développement de technologies commandables est ainsi nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

2.8.2. *Equilibre du réseau*

- (124) Les installations sélectionnées à l'issue de l'appel d'offres photovoltaïque au sol mentionné au considérant (119) se situent majoritairement dans la moitié sud de la France. En effet 75% des projets lauréats de cet appel d'offres se situent dans les quatre régions les plus ensoleillées de France (régions Occitanie, PACA, Nouvelle Aquitaine et Pays de Loire), et 50% des projets se situent dans les deux régions les plus ensoleillées (PACA et Nouvelle Aquitaine). A l'inverse, la majorité du potentiel éolien se situe plutôt dans le nord de la France.
- (125) Comme mentionné ci-dessus, la France considère que la mise en œuvre d'appels d'offres ouverts à toutes les technologies conduirait à la concentration des capacités nouvelles photovoltaïques dans le sud de la France et en particulier dans les régions citées au considérant (124), eu égard à l'important gisement photovoltaïque et à l'évolution attendues des prix.
- (126) Les objectifs français de développement des énergies renouvelables retenus dans la PPE à l'horizon 2023 prévoient une puissance installée de 22 à 26 GW pour l'éolien terrestre (soit 10 à 14 GW de plus qu'aujourd'hui) et de 18 à 20 GW pour le photovoltaïque. La mise en place d'appels d'offres ouverts à toutes les technologies conduirait donc, à cet horizon, à substituer aux 12 à 14 GW d'éolien nécessaire à l'atteinte des objectifs nationaux de production d'énergie renouvelable, 19 à 27 GW de PV additionnels (l'éolien produisant en moyenne 2100 heures par an et le PV 1100 heures par an, 1 GW de production éolienne correspond à la production de 1,9 GW de PV). Cela conduirait donc à l'installation de 37 à 47 GW de PV supplémentaires (soit près de 44 à 54 GW au total de capacités PV installées) d'ici à 2023.
- (127) Il en résulterait une production massive d'électricité en été et à midi qui pourrait être problématique en termes d'équilibrage du système électrique et plus largement, en termes de sécurité d'approvisionnement dans la mesure où cela conduirait à avoir trop de production en été et pas assez de production en hiver (alors même que la pointe de consommation en France se situe en hiver à 19h) : les capacités solaires installées (44 à 54 GW) dépasseraient ainsi la consommation française à midi l'été qui s'établit autour de 40 GW à 45 GW. Une telle situation aurait pour conséquence de générer des coûts massifs pour le système électrique : coûts réseaux, stockage, centrales en backup, etc.

- (128) En outre, la France observe que les appels d'offres sont fondés sur les coûts de production des technologies mais ne tiennent pas compte des coûts de réseau induits par l'énergie sélectionnée. Les coûts de réseau ne sont pas pris en compte dans l'appel d'offres car ils évoluent dans le temps et sont difficiles à anticiper, de sorte qu'ils sont difficiles à modéliser dans un appel d'offres. La tenue d'appel d'offres séparés pour l'éolien et le photovoltaïque permet cependant indirectement de tenir compte de l'impact différent de ces technologies sur les coûts de réseau.
- (129) La valeur de marché de l'énergie produite par les installations éoliennes ou solaire n'est pas la même. Le solaire produit en journée et d'avantage l'été qu'en hiver alors que la production éolienne est moins variable sur courte période mais présente une saisonnalité importante comme le montre les analyses suivantes:

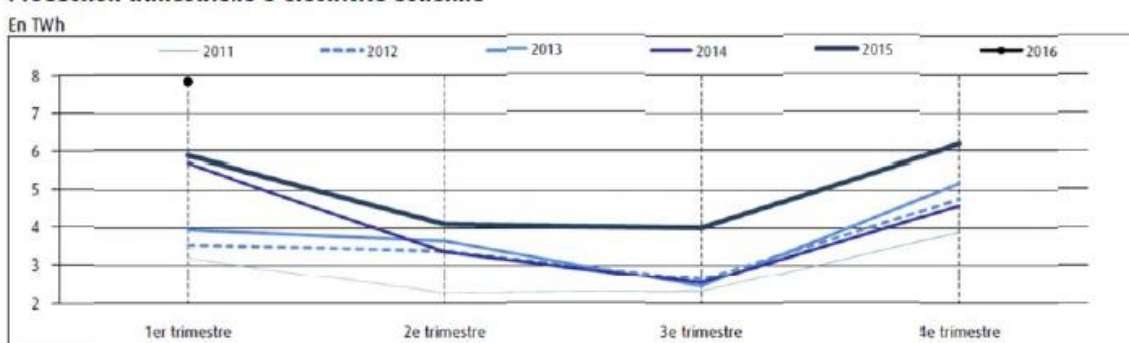
Production trimestrielle d'électricité solaire photovoltaïque



Champ : France continentale, hors ELD.

Source : SOeS, d'après EDF (obligations d'achat) et RTE

Production trimestrielle d'électricité éolienne



Champ : France continentale, hors ELD.

Source : SOeS, d'après EDF (obligations d'achat) et RTE

- (130) A titre d'exemple, le calcul des coûts évités par EDF dans le cadre des contrats d'achat photovoltaïques et éoliens en 2014⁸ montre que la valeur de marché de l'éolien est évaluée à 40,9 €/MWh alors que la valeur de marché du photovoltaïque est évaluée à environ 36,4 €/MWh. En 2014, la valeur de l'électricité éolienne était donc plus de 12% supérieure à celle de l'électricité photovoltaïque.

⁸ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/proposition/cspe-et-contribution-unitaire-2016/consulter-1-annexe-2-charges-de-service-public-de-l-electricite-constatees-au-titre-de-2014-cc-14>

2014	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	Total
Prix spot mensuel	39,1	38,7	35,6	33,7	30,1	30,6	25,5	22,8	37,2	41,8	38,8	42	
Valeur mensuelle moyenne de l'électricité éolienne sur le marché	41,18	43,17	46,7	38,68	33,45	36,62	33,67	32,79	41,72	42,06	47,09	44,15	40,9
Quantité électricité éolienne (GWh)	2100,5	2356,9	1239,4	1007,1	1462,3	902,4	911,1	933,8	680,2	1220,6	1424,1	2016,7	
Valeur mensuelle moyenne de l'électricité photovoltaïque sur le marché	46,81	41,93	35,36	35,44	31,78	32,92	29,57	24,24	41,37	46,82	42,74	46,81	36,4

(131) Eu égard à la complémentarité observée entre le photovoltaïque et l'éolien, mais aux tendances de coûts des technologies et leur potentiel respectif, la France estime nécessaire de maintenir des appels d'offres séparés solaire/éolien afin de garantir la diversification du mix énergétique. Elle propose cependant d'organiser un appel d'offres de 200 MW auquel tant des installations photovoltaïques qu'éoliennes terrestres peuvent participer afin de pouvoir évaluer plus concrètement les conséquences de ce type d'appel d'offres.

2.9. Plan d'évaluation

- (132) La France a notifié un plan d'évaluation pour les régimes d'aides objets de la présente décision. Les principaux éléments de l'évaluation sont présentés ci-après.
- (133) Le plan d'évaluation communiqué par la France comprend près de 50 questions dans le but d'évaluer les effets directs ou indirects des appels d'offres, la proportionnalité de l'aide et le caractère approprié de l'aide. L'évaluation comprend également des questions spécifiques aux différentes technologies.
- (134) L'évaluation devra fournir des informations générales, notamment, si les régimes atteignent les objectifs de développement du secteur, sur le nombre et le type de bénéficiaires, sur l'efficacité des procédures d'appel d'offres, leur organisation et leur effet sur le prix offert par technologie.
- (135) L'évaluation permettra aussi de donner un aperçu de l'impact de certaines spécificités des régimes sur les résultats des enchères. En particulier, il examinera l'effet sur les prix offerts du bonus participatif pour toutes les technologies.
- (136) Les principaux effets indirects du régime qui seront évalués sont sa contribution à la réduction des émissions de CO₂, ainsi que ses effets négatifs potentiels sur la concentration du marché et la dispersion géographique des capacités de production.
- (137) La pertinence de l'instrument d'aide sera évaluée en comparant les effets des appels d'offres sur le marché par rapport à la situation de la France avant l'organisation de ces appels d'offres. La proportionnalité de l'aide sera évaluée; en particulier, le volume d'offres par rapport à la capacité disponible, l'évolution des prix au long des procédures et la viabilité économique des projets aidés.
- (138) Les questions relatives aux caractéristiques générales des mécanismes d'aides seront analysées au travers des données statistiques quantitatives. D'autres questions peuvent, quant à elles, nécessiter une évaluation qualitative.
- (139) Afin de mener à bien l'évaluation, la France s'est engagée à mettre à la disposition de l'évaluateur indépendant, les données détaillées collectées tout au long de la mise en œuvre des appels d'offres.
- (140) La France s'est engagée à présenter le rapport d'évaluation final à la Commission au plus tard fin 2022. Certaines parties de l'évaluation seront disponibles plus tôt et seront mis à la disposition de la Commission sous forme de rapport intérimaire fin 2018 et sous forme de mises à jour des données du rapport intermédiaire au

moment de la notification de la prolongation éventuelle des régimes d'aides notifiés.

- (141) Le rapport d'évaluation sera rendu public par le ministère de l'énergie. Selon la France, les résultats de l'évaluation seront dûment pris en considération par les autorités compétentes pour l'élaboration des politiques futures.

2.10. Cumul

- (142) L'aide notifiée n'est pas cumulable avec le soutien provenant d'autres régimes locaux, régionaux, nationaux ou de l'Union.
- (143) La France a également précisé que conformément au dernier alinéa de l'article R. 311-27-6 du code de l'énergie, le régime de soutien ne sera pas cumulable avec les garanties d'origine.
- (144) La France estime que les revenus issus de la valorisation sur le marché de capacité des garanties de capacité seront internalisés par le producteur dans son offre.

2.11. Autres engagements

- (145) La France s'est engagée à respecter les exigences de transparence définies aux points 104 à 106 des Lignes directrices. Les régimes d'aides seront publiés sur le site suivant par le Commissariat général à l'égalité des territoires : <http://www.europe-en-france.gouv.fr/Centre-de-ressources/Aides-d-Etat/Regimes-d-aides>. Le montant de l'aide, le secteur économique de l'entreprise et la région dans laquelle il se trouve seront également publiés lorsque le montant de l'aide dépasse 500 000 EUR.

3. APPRECIATION DE LA MESURE

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

- (146) 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.
- (147) Les installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire visées aux considérants (17), (22) et (26) et éolienne terrestre visées aux considérants (24) et (26) bénéficieront d'un soutien sous la forme de tarifs garantis ou de compléments de rémunération pour l'électricité qu'elles produisent. Ces tarifs sont supérieurs aux prix que peuvent espérer les producteurs vendant leur électricité sur le marché ou viennent s'ajouter au revenu du marché. Seuls sont éligibles les producteurs d'électricité à partir de ces installations. Cette mesure confère dès lors un avantage sélectif à certains producteurs d'électricité seulement, à savoir ceux utilisant des installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire visées aux considérants (17), (22) et (26) et éolienne terrestre visées aux considérants (24) et (26).
- (148) Les régimes de soutien sont institués dans des appels d'offres et une série des lois et des décrets et arrêtés d'exécution. Ils sont donc imputables à l'Etat. 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'État⁹.

- (149) 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.
- (150) Ces régimes de soutien constituent donc bien une aide d'État.

3.2. Légalité de l'aide

- (151) La France a notifié tous ces régimes d'aide à la Commission avant leur mise à exécution. Elle a cependant déjà lancé certains des appels d'offres et sélectionné les candidats dans le cadre des régimes SA.48066, SA.47753 et SA.46552.
- (152) Dans la mesure où les régimes d'aides notifiés ont été mis en œuvre avant l'adoption de la décision de la Commission, les autorités françaises n'ont pas rempli leurs obligations résultant de l'article 108, paragraphe 3 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (ci-après TFUE).

3.3. Compatibilité des aides avec le marché intérieur

- (153) Les régimes notifiés comportent des aides au fonctionnement aux installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire et éolienne terrestre; à savoir des sources renouvelables. Par conséquent la Commission a évalué ces régimes d'aide sur la base des Lignes directrices et en particulier de la section 3.3 (aides en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables) et de la section 3.2 (dispositions générales en matière de compatibilité).

3.3.1. Contribution à un objectif d'intérêt commun

- (154) Le régime notifié contribue à soutenir le déploiement de l'énergie solaire et éolienne. Il s'agit dans chaque cas d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables au sens du point 19(11) des Lignes directrices et au sens de l'article 3 de la Directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables¹⁰ (DER).
- (155) L'objectif d'intérêt commun poursuivi par le régime notifié est la protection de l'environnement. Comme le rappelle le point 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 DER précitée. Le régime notifié s'inscrit dans cet objectif et tend également déjà à contribuer à l'objectif de l'Union de 2030 en termes d'énergies renouvelables.
- (156) La Commission conclut dès lors que le régime notifié contribue à un objectif d'intérêt commun.

3.3.2. Nécessité d'une intervention d'état

- (157) 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. En l'absence d'indication contraire, la Commission suppose qu'il subsiste une défaillance du marché résiduelle à laquelle

⁹ V. aussi arrêt de la Cour de Justice du 19 décembre 2013, affaire C-262/12, Vent de Colère c. Ministère de l'Ecologie.

¹⁰ JO L 140, 5.6.2009, p. 16.

les aides aux énergies renouvelables peuvent remédier (cf. point 115 des Lignes directrices).

- (158) En l'espèce, rien n'indique que cette défaillance du marché aurait disparu. Au contraire, les informations fournies par la France confirment que 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 des installations d'énergie solaire visées aux considérants (17), (22) et (26) et des installations éoliennes terrestres visées aux considérants (24) et (26) car le prix de marché de l'électricité est significativement inférieur aux coûts de production et ne permet pas d'assurer la rentabilité du projet (cf. Tableau 12 et considérant (30)). 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*

- (159) Le point 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. Les régimes notifiés remplissent toutes les autres conditions de compatibilité et est dès lors considéré comme approprié (cf. considérants (160) à (236)).

3.3.4. *Effet incitatif*

- (160) 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. Ce n'est en principe pas le cas si le bénéficiaire commence à mettre l'aide en œuvre avant d'introduire sa demande d'aide.
- (161) Comme indiqué au considérant (35), seules les offres relatives aux installations dont les travaux de construction n'ont pas commencé à la date limite de dépôt des offres sont éligibles. En conséquence, la mesure est compatible avec le point (50) des Lignes directrices.
- (162) Les informations transmises par la France (cf. considérant (30)) confirment qu'aux prix actuels du marché de l'électricité, les installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire ou éolienne ne génèreraient pas de revenus suffisants pour couvrir leurs coûts d'investissement et d'exploitation. En effet les coûts de production ainsi que les tarifs de référence attendus (cf. Tableau 12) pour ces trois technologies sont supérieurs au prix de marché de l'énergie. De ce fait, les investissements dans des installations de ce type sont peu probables, et une aide d'État, en suscitant des investissements dans des installations de ce type, a un effet incitatif.
- (163) La Commission conclut que le régime notifié aura un effet incitatif.

3.3.5. *Proportionnalité de l'aide*

- (164) Les aides au fonctionnement octroyées en faveur de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sont considérées comme proportionnées si elles remplissent les conditions établies à la section 3.3.2.1 des Lignes directrices, à savoir:
- Elles sont accordées sous forme de prime (point 124 des Lignes directrices).

- Les bénéficiaires sont responsables d'équilibre (point 124 des Lignes directrices).
 - Le régime ne comporte pas d'incitation à produire en cas de prix négatifs (point 124 des Lignes directrices).
 - L'aide est octroyée à l'issue d'appels d'offres ouvert à tous les producteurs d'énergie renouvelable (point 126 des Lignes directrices).
 - L'aide est octroyée à l'issue d'appels d'offres concurrentiels basés sur des critères transparents, objectifs et non discriminatoires (point 126 des Lignes directrices).
 - L'aide n'est pas accordée au-delà de l'amortissement de l'installation et les aides à l'investissement sont déduites (point 129 des Lignes directrices).
- (165) Ainsi qu'il est exposé ci-dessous aux sections 3.3.5.1 à 3.3.5.7, les régimes d'aides examinés remplissent toutes ces conditions.

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

- (166) Afin d'encourager l'intégration dans le marché de l'électricité chacun des régimes d'aides notifiés prévoit que pour les installations avec une puissance supérieure ou égale à 500 kW, les bénéficiaires de contrats de complément de rémunération devraient vendre leur électricité directement sur le marché. Ce principe implique que pour ces installations 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 (point 124 des Lignes directrices).
- (167) Les contrats d'achat sont uniquement accessibles aux installations photovoltaïques sur bâtiment dont la capacité est inférieure à 500 kW (cf. considérant (46)). Or, en vertu du point 125 des Lignes directrices, les exigences énumérées au point 124 des Lignes directrices ne s'appliquent pas à ces installations.
- (168) L'aide aux installations de 500 kW et plus pour toutes les technologies notifiées est par principe octroyée sous forme de prime qui s'ajoute au prix du marché. En effet, le complément de rémunération est calculé selon les formules présentées aux considérants (61), (69), (78) et (83) comme la différence entre le tarif de référence (déterminé par l'offre) et le prix du marché de référence, égal à la moyenne annuelle des prix positifs et nuls constatés sur la plateforme de marché organisé de l'électricité en France pour livraison le lendemain.
- (169) Comme exposé dans la section 2.6.6 la France a prévu que le producteur peut bénéficier d'un tarif d'achat correspondant à 80% du tarif de référence auprès d'un acheteur de dernier recours.
- (170) 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 le versement de 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.

- (171) Dans la mesure où cette disposition ne trouve à s'appliquer que dans des cas extrêmes, pour une très courte période et sur base de la preuve qu'aucun agrégateur n'est disposé à conclure de contrat avec le producteur (preuve difficile à rapporter quand le marché des agrégateurs est fonctionnel) et sur base d'une rémunération qui est inférieure d'au moins 20%, 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 point 124 a) des Lignes directrices.
- (172) En outre le fournisseur d'énergie est responsable des écarts entre les injections et les soutirages d'électricité; les modalités dans lesquels les écarts sont financièrement imputés sont présentées au considérant (55).
- (173) En conclusion la Commission considère que cette disposition est conforme aux points 124 a) et 124 b) des Lignes directrices.

3.3.5.2. Absence d'incitation à produire en cas de prix négatif

- (174) Comme indiqué aux considérants (64), (72), (80) et (84), 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 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.
- (175) Cette disposition est conforme au point 124 c) des Lignes directrices étant donné que les producteurs n'ont pas d'incitation à produire en heures de prix négatifs.

3.3.5.3. Aide accordée par procédure de mise en concurrence

- (176) À partir du 1^{er} janvier 2017, les aides doivent être octroyées à l'issue d'une procédure de mise en concurrence fondée sur des critères clairs, transparents et non discriminatoires, à moins que les États membres ne démontrent: 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).
- (177) Le point 126 des Lignes directrices indique que la Commission supposera que l'aide est proportionnée et ne fausse pas la concurrence dans une mesure contraire au marché intérieur pour les aides octroyées à l'issue d'une procédure de mise en concurrence fondée sur des critères clairs, transparents et non discriminatoires, ouverte à tous les producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables sur une base non discriminatoire.
- (178) 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.

- (179) Dans les considérants (181) à (196) ci-dessous la Commission a dans un premier temps examiné si les régimes d'aide sont fondés sur des appels d'offres incluant toutes les technologies ou seulement certaines.
- (180) Pour les aides accordées à l'issue de procédures d'appel d'offres spécifiques à certaines technologies (absence de concurrence entre technologies) la Commission a évalué:
- si les raisons pour cette limitation sont justifiées au regard du point 126 des Lignes directrices,
 - si les procédures de mise en concurrence constituent des procédures de mise en concurrence au sens du point 19(43) des Lignes directrices fondées sur des critères transparents, objectifs et non discriminatoires.

3.3.5.4. Mise en concurrence entre technologies

- (181) La France prévoit d'organiser des appels d'offres séparés pour les installations photovoltaïques au sol, les installations éoliennes terrestres et les installations photovoltaïques sur bâtiments.
- (182) La Commission a déjà conclu dans la décision du 19 décembre 2016 relative à l'aide SA.46259 (Appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations hydroélectriques nouvelles situées en France métropolitaine) qu'il était justifié pour la France d'organiser des appels d'offres séparés pour les installations hydroélectriques et de ne pas les mettre en concurrence avec les autres technologies.
- (183) La France soutient qu'en cas d'appel d'offres ouverts aux installations photovoltaïques au sol, éoliennes terrestres, photovoltaïques sur bâtiments, de combustion de biomasse et de méthanisation, les installations biomasse, méthanisation et photovoltaïque sur bâtiment ne seraient jamais retenues eu égard à l'importance du gisement des autres technologies et eu égard à leurs coûts de production sensiblement moins élevés. Elle soutient également que des appels d'offres regroupant les installations photovoltaïques au sol et éoliennes terrestres, aux coûts de production relativement proches, risquent de présenter certains désavantages pour l'équilibre du mix énergétique et pour l'équilibre du réseau.

a. Appel d'offres photovoltaïque sur bâtiment

- (184) La Commission observe que les tarifs des installations de production d'électricité photovoltaïque sur bâtiment présentent des coûts de production sensiblement plus élevés que les installations de production d'électricité photovoltaïque au sol ou éolienne terrestre (cf. Tableau 12). Ainsi la Commission admet que la mise en concurrence des installations de production d'électricité photovoltaïque sur bâtiment avec les installations de production d'électricité photovoltaïque au sol ou éolienne terrestre ne permettrait pas de retenir les installations de production d'électricité photovoltaïque sur bâtiment, eu égard à la différence de coût mais aussi à l'importance du gisement photovoltaïque au sol et éolien terrestre.

- (185) L'énergie photovoltaïque sur bâtiments présente cependant des avantages d'acceptabilité et environnementaux par rapport aux deux autres technologies: absence (ou peu) de conflits d'usage, pas d'artificialisation des sols et des impacts environnementaux très limités puisque le développement se fait par définition exclusivement sur des bâtiments.
- (186) Les appels d'offres pour les installations de production d'électricité photovoltaïque sur bâtiment permettent donc à la France de maintenir ses ambitions en termes de déploiement du renouvelable tout en adoucissant l'impact sur l'acceptabilité et l'environnement à travers un mix plus diversifié.
- (187) Sur base de ces éléments, la Commission conclut que la procédure de mise en concurrence peut être limitée à la filière solaire sur bâtiment étant donné qu'une procédure ouverte à tous les producteurs ne conduirait pas à la sélection d'installation photovoltaïque sur bâtiment compte tenu de son niveau de coût par rapport au photovoltaïque au sol et à l'éolien terrestre. Il est cependant important pour la France de continuer à développer de telles installations dans son mix énergétique eu égard à leur impact environnemental moindre et à leur acceptabilité. Ainsi un appel d'offres mettant en concurrence la technologie photovoltaïque sur bâtiment avec d'autres technologies donnerait un résultat insuffisant que ne peut améliorer à l'heure actuelle la conception de la procédure compte tenu du besoin de diversification (points (b) du 3ème paragraphe du point (126) des Lignes directrices).

b. Appels d'offres photovoltaïque au sol et éolien terrestre

- (188) La Commission observe que les installations de production d'électricité à partir de biomasse et méthanisation présentent des coûts de production sensiblement plus élevés que les autres technologies (cf. Tableau 12). Ainsi la Commission admet que la mise en concurrence des installations biomasse avec les autres technologies conduirait à ne retenir que ces dernières en raison d'une part du plus faible coût de production actuel mais également de la potentielle diminution des coûts futurs (cf. considérant (121)). En effet la France s'attend à ce que les coûts de l'énergie photovoltaïque poursuivent leur diminution sur les prochaines années mais à ce que les coûts de l'électricité à partir de la biomasse restent stables voir en augmentation en fonction des contraintes sur la ressource que pourraient rencontrer les porteurs de projets. Un appel d'offres mettant en concurrence des installations biomasse avec les autres technologies conduirait à ne retenir que ces dernières au détriment des installations biomasse. Cela priverait ainsi la France de 180 MW d'installations de production d'électricité à partir de biomasse (ou méthanisation).
- (189) Or, contrairement aux installations photovoltaïques et éoliennes terrestres, les installations de production d'électricité à partir de biomasse ou de méthanisation sont des installations commandables dont la production est stable mais aussi flexible qui peut être placée aux heures de pointes du système électrique. Eu égard à l'intermittence des autres sources d'énergie renouvelable le développement des installations de biomasse est particulièrement important pour assurer la stabilité du réseau et un mix énergétique suffisamment diversifié. La mise en concurrence de la biomasse avec les installations photovoltaïques et éoliennes mènerait à exclure les installations de production d'électricité à partir de biomasse ou de méthanisation que la France souhaite continuer à maintenir dans son mix énergétique en raison de leur production commandable et stable et justifie que la France ne mette pas les installations de biomasse en concurrence avec installations photovoltaïques et éoliennes terrestres.

- (190) La Commission relève que les coûts des installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire au sol et ceux de la filière éolienne terrestre sont proches l'un de l'autre et sont significativement inférieurs aux autres technologies (cf. Tableau 12 ainsi que les considérants (119) et (120)).
- (191) La Commission comprend cependant que même si les coûts de production sont actuellement proches, les dynamiques de coûts observées et attendues sont différentes (cf. considérant (121)) et que par conséquent une mise en concurrence entre les deux technologies risque de se faire à moyen terme au détriment de l'éolien terrestre étant donné que le potentiel du gisement photovoltaïque au sol dans le sud de la France pourrait à lui seul suffire pour couvrir la totalité des objectifs de développement de l'électricité renouvelable en France (v. considérant (126)).
- (192) Or, ainsi que l'a exposé la France au considérant (127), un déploiement massif du photovoltaïque au détriment de l'éolien terrestre comporte à terme des risques de déséquilibres du réseau en cas de développement massif du photovoltaïque au sol dans le sud (surproduction en été, production insuffisante en hiver) et des surcoûts d'intégration au réseau électrique que cela entraînerait (coûts réseaux, stockage, centrales en backup). Par ailleurs, la France a montré que la production d'électricité éolienne terrestre intervient à des moments de plus forte demande que la production d'électricité photovoltaïque au sol (cf. considérants (127) à (130)) et qu'il est dès lors important pour la France de maintenir l'éolien terrestre dans le mix énergétique français afin de réduire la nécessité de développer des moyens de production de pointe additionnels.
- (193) La Commission conclut sur base de ces éléments qu'à l'heure actuelle, une mise en concurrence entre les installations éoliennes terrestres et les centrales photovoltaïques au sol risque d'entraîner un développement massif du photovoltaïque et comporte ainsi des risques pour la stabilité du réseau et la diversification du mix énergétique et pourrait entraîner une augmentation des coûts d'intégration du système.
- (194) A l'heure actuelle, ce risque ne peut être réduit par la conception de la procédure de mise en concurrence. La Commission accueille toutefois favorablement la proposition de la France d'organiser un appel d'offres pilote ouvert aux installations éoliennes terrestres et photovoltaïque au sol. Cet appel d'offres porte sur une capacité de 200 MW (soit 3% de la capacité offerte par les appels d'offres photovoltaïque au sol et éolien terrestre) et sera couvert par le plan d'évaluation mentionné au sous-chapitre 2.9. La Commission note en particulier que la France a veillé à rendre l'appel d'offres attractif pour les deux technologies en évitant un chevauchement avec les autres appels d'offres. Ainsi l'appel d'offres est uniquement fondé sur le critère prix (le bilan carbone est seulement un critère d'éligibilité mais non de sélection), il est ouvert à des installations éoliennes qui en principe ne peuvent participer aux autres appels d'offres et la rémunération n'est pas plafonnée à un nombre d'heures équivalent pleine puissance.
- (195) La Commission s'attend à ce que l'organisation d'un appel d'offres ouvert aux installations éoliennes terrestres et photovoltaïque au sol suivi d'une évaluation permette de vérifier les hypothèses de la France et de mieux comprendre l'interaction entre les deux technologies et d'approfondir les connaissances en termes de conception de la procédure de mise en concurrence.
- (196) Sur base de ces éléments, la Commission conclut que la procédure de mise en concurrence peut être limitée à la filière solaire au sol d'une part et éolienne

terrestre d'autre part étant donné qu'à l'heure actuelle une procédure ouverte à tous les producteurs donnerait un résultat insuffisant que ne peut améliorer la conception de la procédure compte tenu du besoin de diversification, des contraintes et de la stabilité du réseau et des coûts d'intégration du système (points (b), (c) et (d) du 3^{ème} paragraphe du point (126) des Lignes directrices).

3.3.5.5. Aide octroyée à l'issue d'appels d'offres concurrentiels basés sur des critères transparents, objectifs et non discriminatoires

(197) Conformément au point 126 des Lignes directrices, les aides doivent être octroyées à l'issue d'appels d'offres concurrentiels basés sur des critères transparents, objectifs et non discriminatoires. Aussi, selon le point 19(43) des Lignes directrices, une procédure est concurrentielle quand elle est non discriminatoire permettant la participation d'un nombre suffisant de participants et dont l'aide est fondée sur le prix contenu dans les offres. En complément la limitation du volume demandé doit être une contrainte n'autorisant pas l'octroi d'aide à la totalité des offres reçues.

a. Appel d'offres photovoltaïque sur bâtiments et au sol

(198) Comme indiqué aux Tableau 6 et Tableau 9, le prix est le critère principal de notation des offres. La France souhaite cependant aussi minimiser l'empreinte carbone des installations photovoltaïques et leur impact environnemental.

(199) S'agissant du critère carbone, la France souligne qu'il a permis de réduire les émissions CO₂ liées à la production des panneaux photovoltaïques. Ainsi, alors qu'en 2011 l'impact carbone était de 598 kgCO₂/kWc, il s'établit à 420 kgCO₂/kWc lors des appels d'offres en 2015. En outre, l'impact carbone a été instauré en 2011 et est donc bien connu de la filière.

(200) Pour l'appel d'offres photovoltaïque au sol la France inclut encore d'autres critères de notation (cf. Tableau 9), à savoir: la pertinence environnementale, le non défrichement et la détention d'une autorisation d'urbanisme. Le premier critère vise à valoriser les projets ayant le moins d'impact sur l'environnement, le critère de pertinence environnementale vise à encourager l'usage d'un site dit "dégradé" et le "non défrichement" vise à limiter la déforestation. La détention d'une autorisation d'urbanisme quant à lui vise à accroître le taux de réalisation des projets. Les critères de non défrichement et de détention préalable d'autorisation d'urbanisme deviendront après la période 1 des critères d'éligibilité. Les projets devront donc nécessairement remplir les conditions de non défrichement et de détention préalable d'autorisation d'urbanisme. Les autorités françaises ont choisi de ne pas imposer ces critères d'éligibilités plus stricts dès les premières périodes afin que celles-ci puissent être concurrentielles. En effet, l'obtention de l'autorisation d'urbanisme peut prendre plusieurs mois et tous les projets en cours de développement n'auraient pas pu l'obtenir à la date limite de dépôt des offres des premières périodes. Afin qu'un plus grand nombre de projets puissent concourir, il a été choisi transitoirement que ces critères feraient l'objet de bonus à la notation, avant d'être imposés aux périodes suivantes comme critères d'éligibilité.

(201) Les résultats préliminaires de la première période de l'appel d'offres pour les installations photovoltaïques sur bâtiment, serres et hangars agricoles et ombrières de plus de 500 kWc donnent un coût moyen de l'ordre de 102 €/MWh, le prix plus bas serait de 95 €/MWh et le prix du dernier projet classé sous la puissance cible s'établit à 109 €/MWh. Les tarifs proposés sont proches de la fourchette basse de

prix présentés dans le Tableau 7 confirmant la pression concurrentielle de l'appel d'offres.

- (202) Les résultats de la première tranche de l'appel d'offres pour les installations photovoltaïques au sol donnent un coût moyen de entre 62 €/MWh pour les installations de plus de 5 MWc et 68 €/MWh pour les installations de moins de 5 MWc Les tarifs proposé sont proches de la fourchette basse de prix présentés dans le Tableau 10 confirmant la pression concurrentielle de l'appel d'offres.
- (203) Enfin, la France continuera d'évaluer l'impact des critères de notation autres que le prix sur la compétitivité des appels d'offres (v. considérants (135) et (136)).
- (204) Sur base de ces éléments, la Commission conclut que les procédures de mise en concurrence s'appuient sur critères transparents, objectifs et non discriminatoires en respect du point 126 des Lignes directrices et que les critères de notation et leur pondération ne limiteront pas la compétitivité au sein de l'appel d'offres conformément au point 19(43) des Lignes directrices.

b. Appel offres éolien terrestre et appel d'offres combiné éolien/solaire

- (205) Comme indiqué aux considérants (113) et (115), le prix est le seul critère de pondération des offres.
- (206) La fourchette de prix ainsi que les critères d'éligibilité (puissance, distance) définis pour l'appel d'offre éolien terrestre sont complémentaires à ceux définis pour l'obtention du complément de rémunération pour la même technologie. Ainsi il n'est pas possible pour une installation donnée de prétendre à un appel d'offres et au tarif en même temps.
- (207) Le cahier des charges limite l'évaluation carbone à 750 kgCO₂/kWc pour les installations photovoltaïques (cf. considérant (43)(b)). Cette limite est significativement supérieure aux coefficients carbones observés à l'issue de précédents appels d'offres photovoltaïques (cf considérant (199)). Ainsi le niveau de l'évaluation carbone imposé aux installations photovoltaïques participantes à l'appel d'offres combiné ne présente pas de risque de discrimination par rapport à la technologie éolienne étant donné que les panneaux photovoltaïques modernes atteignent des valeurs largement inférieures.
- (208) La fourchette de prix acceptable pour l'appel d'offres combiné éolien/solaire reflète les prix observés pour les deux technologies. Même si le prix plafond est supérieur à celui défini dans l'appel d'offres éolien terrestre, l'absence de contrainte concernant la taille unitaire des turbines permet la sélection de sites présentant des profils différents de ceux de l'appel d'offres éolien terrestre. Ainsi les critères sont complémentaires.
- (209) Sur base de ces éléments, la Commission conclut que la procédure de mise en concurrence est concurrentielle au sens du point 19(43) des Lignes directrices et s'appuie sur critères transparents, objectifs et non discriminatoires en respect du point 126 des Lignes directrices.

3.3.5.6. Compensation en cas de prix négatifs et financement participatif

- (210) Comme indiqué ci-dessus (cf. considérants (64), (72), (80) et (84)), les régimes de soutien prévoient une compensation en cas de récurrence importante de prix négatifs. Etant donné que le versement est connu à l'avance et accessible à tous les candidats, ces derniers intégreront le mécanisme de compensation en cas de nombre important de prix négatifs dans le prix proposé à l'issue des procédures

d'appel d'offres. Par ailleurs le plafonnement du versement au nombre d'heures de charge de la filière permet de s'assurer de l'absence de situation de surcompensation en cas de période de prix négatifs prolongée.

- (211) Comme indiqué dans la sous-section 2.6.5 la France a ajouté une prime aux investissements participatifs de 2 à 3 €/MWh qui s'ajoute au prix proposé par les candidats dans leur offre. Cette prime a pour objet de donner une incitation aux projets partiellement financés par collectivités territoriales ou sociétés par actions ou coopératives dont au moins 20% du capital est détenu, distinctement ou conjointement, par vingt personnes physiques. Comme indiqué au considérant (90), la France considère que des projets à financement participatif nécessitent de mobiliser des ressources plus importantes que dans les cas de financements classiques, en raison d'un montage financier plus complexe. Les autorités françaises ont estimé que le chiffre de 2 à 3 €/MWh reste faible au regard du coût complet de production final, de l'ordre de 5% mais néanmoins suffisant pour stimuler les projets avec un financement participatif.
- (212) La Commission note que la prime aux investissements participatifs vise à renforcer l'acceptabilité locale des projets et que la France a montré que les projets de production d'électricité renouvelable en France faisaient face à des problèmes d'acceptabilité. L'ancrage territorial des projets est un facteur structurant de leur acceptabilité et in fine des chances de succès des projets et un élément important de l'atteinte des objectifs de développement de production d'énergie renouvelable.
- (213) La France a confirmé que l'article L. 2224-32 du code général des collectivités territoriales précise les conditions dans lesquelles les collectivités peuvent investir dans des projets d'énergie renouvelable. L'article précise que les communes peuvent investir sur leur territoire, et les établissements publics de coopération, sur le territoire des communes qui en sont membres. L'article 88 de la loi n°2010-788 du 12 juillet 2010 comporte des dispositions similaires pour les départements et les régions. L'article L. 314-28 du code de l'énergie relatif à l'investissement participatif dans les projets d'énergie renouvelable dispose que les sociétés par actions ou les sociétés coopératives constituées pour porter un projet de production d'énergie renouvelable peuvent, lors de la constitution ou de l'évolution de leur capital, en proposer une part aux personnes physiques, notamment aux habitants dont la résidence est à proximité du lieu d'implantation du projet. En outre, la France s'est engagée à préciser dans les prochains cahiers de charges que les personnes physiques "doivent s'acquitter de taxe d'habitation dans le département d'implantation du projet ou dans les départements limitrophes". En conséquence, la Commission considère que le bonus cible des acteurs, personnes physiques et collectivités du territoire d'implantation des projets.
- (214) Les autorités françaises considèrent que la prime conduira, compte tenu du caractère concurrentiel de l'appel d'offres, à ce que les candidats internalisent le bonus lié à la prime dans le prix qu'ils proposeront, ce qui prévient tout risque de sur-rémunération.
- (215) En conséquence, la Commission conclut que la mesure de soutien remplit les critères énoncés au point 126 des LDEE et note en particulier que la France s'est engagée à ce que le dispositif actuel de soutien aux investissements participatifs fasse l'objet d'une évaluation avant la fin de 2018.

3.3.5.7. Durée du soutien et cumul

- (216) Comme indiqué aux considérants (56) et (57), l'aide sera versée pendant 20 ans, ce qui est en dessous de la période normale de dépréciation des installations photovoltaïques et éoliennes, typiquement de l'ordre de 20 à 25 ans.
- (217) Enfin, la Commission note que la France a prévu un mécanisme d'indemnisation en cas de résiliation anticipée (v considérant (58)) permettant également d'éviter qu'en cas de résiliation anticipée du contrat dans le cas où le prix de marché de l'électricité excède durablement le tarif de référence, le montant d'aide perçu jusque-là ne dépasse en réalité la différence entre les coûts de production et le prix du marché.
- (218) Comme exposé au considérant (142), l'aide notifiée n'est pas cumulable avec le soutien provenant d'autres régimes locaux, régionaux, nationaux ou de l'Union.
- (219) En conséquence, la Commission conclut que la mesure de soutien remplit les critères énoncés au point 129 des Lignes directrices.

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

- (220) Le point 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, les régimes notifiés remplissent 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.
- (221) 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 et du paiement du complément de rémunération n'était pas susceptible d'avoir un impact négatif sur la concurrence.
- (222) La Commission note à cet égard que s'agissant de l'obligation d'achat, les acheteurs obligés sont tenus à des obligations de confidentialité et que la CRE a obligé EDF à effectuer ses obligations d'achat au travers d'une entité dédiée (EDF OA). L'électricité sous obligation d'achat fait partie d'un périmètre d'équilibre distinct et les informations 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 pas accès aux informations dont dispose EDF OA. Cette confidentialité est assurée par une séparation informatique stricte (v. considérant (50) ci-dessus). Ces dispositifs assurent ainsi un accès égal à l'information entre le reste du Groupe EDF et les autres fournisseurs d'électricité.
- (223) 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 bénéficiaire de l'aide en fait la demande, son contrat peut être géré par un organisme agréé différent d'EDF.
- (224) 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.

- (225) 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, et la mesure est, en conséquence, conforme au point 116 des Lignes directrices.

3.3.7. *Transparence des aides*

- (226) La France s'est engagée à respecter les exigences de transparence définies aux points 104 à 106 des Lignes directrices (v. considérant (145) ci-dessus).

3.3.8. *Plan d'évaluation*

- (227) Le point 28 des Lignes directrices indique que la Commission peut demander que certains régimes d'aides fassent l'objet d'une évaluation, tout particulièrement ceux impliquant des montants d'aides élevés, présentant des caractéristiques innovantes ou ayant des effets significatifs sur le marché et les technologies.
- (228) Les appels d'offres notifiés répondent aux critères impliquant la nécessité d'un plan d'évaluation de par l'importance du montant de l'aide, de l'effet des appels d'offres sur le marché de l'énergie et des critères de sélection innovants.
- (229) Le champ d'application et les modalités de l'évaluation ont été définies, en tenant compte du document de travail de la Commission sur une méthodologie commune pour l'évaluation des aides d'État¹¹, dans le cadre d'un plan d'évaluation que la France a notifié conjointement avec le régime d'aides et dont les principaux éléments sont décrits aux considérants (135) à (137).
- (230) La Commission estime que le plan d'évaluation présenté par la France comporte les éléments requis: les objectifs du régime d'aides à évaluer, les questions d'évaluation, les indicateurs de résultat, la méthode envisagée pour réaliser l'évaluation, les exigences en matière de collecte des données, le calendrier proposé pour l'évaluation, y compris la date de présentation du rapport d'évaluation final, la description de l'organisme indépendant réalisant l'évaluation ou les critères qui seront utilisés pour sa sélection et les modalités prévues pour garantir la publicité de l'évaluation.
- (231) La Commission observe que le champ d'application de l'évaluation est défini de manière appropriée. Celle-ci comprend une liste de questions d'évaluation assorties de correspondre des indicateurs de résultat. Les sources de données sont définies individuellement pour chaque question. En outre, le plan d'évaluation définit et explique les principales méthodes qui seront utilisées dans le but de recenser les incidences du système, et examine les raisons pour lesquelles ces méthodes sont susceptibles d'être appropriées pour le programme en question.
- (232) La Commission note que la France s'engage à ce qu'un organisme indépendant suive le plan d'évaluation notifié. Les procédures envisagées pour la sélection de cet organisme d'évaluation permettent de s'assurer de l'indépendance et de la compétence de l'évaluateur. En outre, les modalités proposées pour la publication des résultats de l'évaluation répondent au principe de transparence.

¹¹ http://ec.europa.eu/competition/state_aid/modernisation/state_aid_evaluation_methodology_fr.pdf

- (233) La Commission note l'engagement pris par la France de présenter le rapport d'évaluation final au plus tard fin 2022 et l'engagement de fournir un rapport intermédiaire en 2018 et une mise à jour des données du rapport intermédiaire lors de la notification d'éventuelles prolongations des régimes d'aides notifiés.

3.3.9. Conformité avec d'autres dispositions du traité

- (234) Conformément au point (29) des LDEE, le mode de financement d'une aide d'État fait partie intégrante de l'aide. La Commission a examiné la compatibilité du régime, et son mode de financement, avec les articles 30 et 110 du TFUE.
- (235) Comme indiqué dans le considérant (29), la mesure sera financée par le budget de l'État, les dépenses liées au régime de soutien étant financés à partir du compte CAS Transition Énergétique, qui est alimenté depuis le 1^{er} janvier 2017 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'état (dans la limite de 10%).
- (236) Le financement de l'aide d'État n'entraîne donc pas un risque de discrimination de l'électricité importée puisque le financement repose sur une taxe sans lien avec l'électricité¹².

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>.

¹² V. aussi décision de la Commission du 12 décembre 2016, SA. Aide d'État SA.46898 (2016/N) – France Mécanisme de soutien aux installations de production d'électricité utilisant le biogaz produit par la méthanisation et aux installations de production d'électricité utilisant l'énergie extraite de gîtes géothermiques, considérant 191.

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

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

Par la Commission

Margrethe VESTAGER
Membre de la Commission