

POMOC PAŃSTWA – FRANCJA**Pomoc państwa zgłoszona jako SA.40454 (2015/C) (ex 2015/N) – Francja****Zaproszenie do składania ofert na zapewnienie dodatkowych zdolności w Bretanii****Zaproszenie do zgłaszania uwag zgodnie z art. 108 ust. 2 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej****(Tekst mający znaczenie dla EOG)**

(2016/C 046/05)

Pismem z dnia 13 listopada 2015 r., zamieszczonym w autentycznej wersji językowej na stronach następujących po niniejszym streszczeniu, Komisja powiadomiła Republikę Francuską o swojej decyzji w sprawie wszczęcia postępowania określonego w art. 108 ust. 2 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej dotyczącego wyżej wspomnianego środka pomocy.

Zainteresowane strony mogą zgłaszać uwagi na temat środka, w odniesieniu do którego Komisja wszczyna postępowanie, w terminie jednego miesiąca od daty publikacji niniejszego streszczenia i następującego po nim pisma. Uwagi należy kierować do Dyrekcji Generalnej ds. Konkurencji Komisji Europejskiej na następujący adres lub numer faksu:

European Commission
Directorate-General for Competition
Place Madou
1049 Bruxelles/Brussel
BELGIQUE/BELGIË
Faks: + 32 (0)2 29 61 242
Stateaidgreffe@ec.europa.eu

Otrzymane uwagi zostaną przekazane władzom Republiki Francuskiej. Zainteresowane strony zgłaszające uwagi mogą wystąpić z odpowiednio uzasadnionym pisemnym wnioskiem o objęcie ich tożsamości klauzulą poufności.

OPIS ŚRODKA POMOCY

Dnia 7 stycznia 2015 r. władze francuskie zgłosiły zaproszenie do składania ofert w ramach procedury przetargowej na budowę i eksploatację elektrowni gazowej pracującej w cyklu kombinowanym, o mocy około 450MW, zlokalizowanej w północno-zachodniej Bretanii – departamencie Finistère. W specyfikacji przetargowej określono, że instalacja podlegać będzie pewnym wymogom w zakresie dostępności (termin uruchamiania ofert, minimalny okres dla ofert dostosowawczych).

Władze francuskie twierdzą, że podstawowym celem środka jest zapewnienie odpowiedniego zasilania w Bretanii, ponieważ region ten zagrożony jest ze względu na niskie zdolności produkcji energii elektrycznej, ograniczenia sieci, wzrost zużycia i wysoką wrażliwość cieplną. Uważają one, że cel ten odpowiada usłudze świadczonej w ogólnym interesie gospodarczym i że wsparcie, jakie otrzyma zwycięski oferent, stanowi rekompensatę z tytułu wykonywania obowiązków świadczenia usługi publicznej i spełnia wszystkie warunki orzecznictwa w sprawie Altmark⁽¹⁾.

W wyniku procedury przetargowej wybrano projekt konsorcjum Direct Energie – Siemens zlokalizowany w gminie Landivisiau.

Wytwórca może wprowadzić na rynek całość swojej produkcji lub sprzedać jej część obligowanemu nabywcy, Electricité de France S.A („EDF”), w ramach umowy zakupu po cenie równej 95 % stawki godzinowej odnotowanej na rynku EPEX SPOT. Ponadto wytwórca otrzymywać będzie stałą roczną premię, *PT*, będącą iloczynem gwarantowanej mocy czynnej, *P_{gar}*, oraz premii *P*, wyrażonej w EUR/MW/rok. Premia wypłacana będzie przez okres 20 lat i będzie indeksowana w całym okresie realizacji projektu. Specyfikacja przetargowa przewidywała, że stała premia będzie przeznaczona wyłącznie na pokrycie dodatkowych kosztów wynikających z lokalizacji instalacji, przesyłu gazu i planowanej daty uruchomienia.

⁽¹⁾ Orzeczenie w sprawie C-280/00, Altmark trans GmbH, Regierungspräsidium Magdeburg i Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH.

OCENA ŚRODKA

Komisja ma wątpliwości, czy zgłoszony środek spełnia wszystkie kryteria orzecznictwa w sprawie Altmark.

Po pierwsze Komisja wątpi, czy w tym przypadku faktycznie można mówić o usłudze świadczonej w ogólnym interesie gospodarczym ponieważ władze francuskie nie dostarczyły żadnego elementu potwierdzającego, że Bretania doświadczała w przeszłości problemów z niezawodnością, nawet w wyjątkowych warunkach pogodowych i sądzi, że przedmiotowa procedura przetargowa mogłaby rozwiązać ten problem w krótkiej, ale pogorszyć sytuację w dłuższej perspektywie czasowej.

Po drugie Komisja wątpi, czy kryteria udzielenia zamówienia zostały określone w taki sposób, aby umożliwić faktyczną konkurencję, ze względu na fakt, że niektóre kryteria wydają się nie mieć wyraźnego związku z przedmiotem świadczonej usługi oraz fakt, że cykl kombinowany z turbinami gazowymi był jedyną dopuszczalną technologią. W związku z tym Komisja ma wątpliwości, czy zgłoszony środek rzeczywiście pozwolił wyłonić kandydata zdolnego do świadczenia żądanych usług po „najniższym koszcie dla społeczności”.

Ponadto zgłoszony środek nie przewiduje mechanizmu wyrównawczego mimo że trudno jest przewidzieć zmiany cen energii elektrycznej w ciągu kolejnych 20 lat. Z powyższych względów Komisja nie jest w stanie wykluczyć, że środek nie spowodowałby nadmiernych rekompensat.

Jeśli rekompensata z tytułu świadczenia usług publicznych nie spełnia warunków orzecznictwa w sprawie Altmark, oraz jeśli spełnione są ogólne kryteria zastosowania art. 107 ust. 1 Traktatu – jak ma to miejsce w niniejszej sprawie – taka rekompensata stanowi pomoc państwa i podlega postanowieniom art. 106, 107 i 108 Traktatu.

Z podanych wyżej względów przedmiotowy środek nie wydaje się być niezbędny do wykonywania takiej usługi świadczonej w ogólnym interesie gospodarczym i może mieć wpływ na rozwój wymiany handlowej w stopniu sprzecznym z interesem Unii. W związku z tym Komisja wątpi, by środek był zgodny z art. 106 Traktatu i uważa, że powinien być on oceniany na podstawie wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią z 2014 r., w których określono warunki, w jakich pomoc na cele związane z energią i na ochronę środowiska może być uznana za zgodną z rynkiem wewnętrznym na podstawie art. 107 ust. 3 lit. c) Traktatu.

Ocena ta daje podstawy by sądzić, że mechanizm w swojej aktualnej formie nie jest zgodny z wytycznymi w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią z poniżej przedstawionych względów.

- (i) Komisja ma wątpliwości, czy środek faktycznie przyczynia się do realizacji wspólnego celu, a mianowicie zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej;
- (ii) Komisja ma wątpliwości co do skali rzekomego problemu bezpieczeństwa dostaw w Bretanii, i w związku z tym ma wątpliwości, czy środek jest konieczny;
- (iii) Komisja wątpi, by środek był odpowiedni na potrzeby realizacji celu, dla którego został przyjęty, ze względu na fakt, iż bezpieczeństwo dostaw w Bretanii można by zapewnić środkami w mniejszym stopniu zakłócającymi konkurencję niż zgłoszony środek oraz fakt, że środek nie jest otwarty ani dla istniejących wytwórców ani dla operatorów zastępowalnych technologii;
- (iv) Komisja wątpi, by środek był proporcjonalny ze względu na fakt, iż może prowadzić do nadmiernej rekompensaty;
- (v) Komisja obawia się, że środek może mieć negatywny wpływ na konkurencję i wymianę handlową ponieważ może wzmocnić pozycję EDF (operatora zasiedziałego, dominującego na rynku dostaw energii elektrycznej) i ogranicza rodzaje technologii, jakie mogą brać udział w procedurze.

Zgodnie z art. 14 rozporządzenia Rady (WE) nr 659/1999 wszelka pomoc bezprawnie przyznana może podlegać odzyskaniu od beneficjenta.

TEKST PISMA

«Par la présente, la Commission a l'honneur d'informer la République française qu'après avoir examiné les informations fournies par vos autorités sur la mesure citée en objet, elle a décidé d'ouvrir la procédure prévue à l'article 108, paragraphe 2, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne ("traité").

1. PROCÉDURE

- (1) Les autorités françaises ont notifié, le 7 janvier 2015, un appel d'offres portant sur l'installation et l'exploitation d'une centrale de production d'électricité de type cycle combiné à gaz ("CCG") en Bretagne.
- (2) La mesure a été notifiée dans un but de sécurité juridique, étant donné que les autorités françaises considèrent que le soutien qui sera versé au lauréat de l'appel d'offres ne constitue pas une aide d'État au sens de l'article 107 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne.
- (3) Par lettre du 5 mars 2015 la Commission a envoyé aux autorités françaises une liste de questions par rapport à la mesure notifiée, auxquelles les autorités ont répondu le 5 juin 2015. Le 4 août 2015 la Commission a demandé aux autorités françaises de fournir des renseignements supplémentaires sur la mesure notifiée. Les autorités françaises ont répondu les 10 et 17 septembre 2015.

2. DESCRIPTION DU CONTEXTE AYANT MENÉ AU LANCEMENT DE L'APPEL D'OFFRES

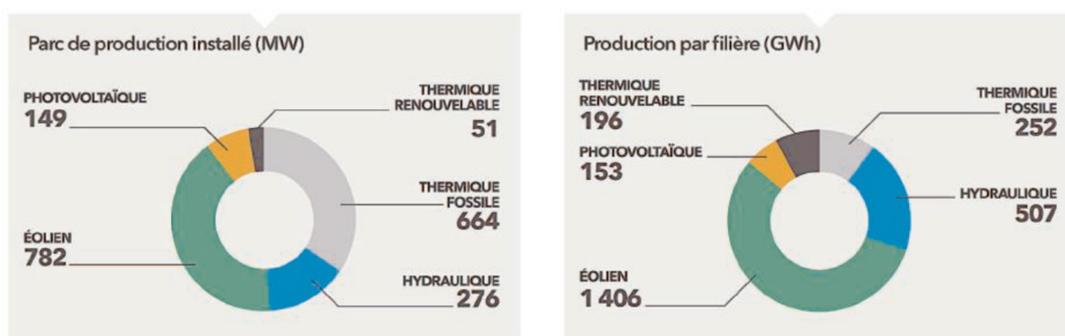
- (4) Les autorités françaises considèrent que la sécurité d'approvisionnement en électricité en Bretagne est menacée à cause de la faible capacité de production d'électricité dans cette région, des contraintes de réseau, de la croissance de la consommation et d'une thermo sensibilité élevée.
- (5) En 2010, plusieurs autorités françaises ⁽¹⁾ ont signé le Pacte Électrique Breton, qui s'appuie sur les trois piliers suivants: la maîtrise de la demande, la production d'énergies renouvelables et la sécurisation de l'alimentation électrique. Le troisième pilier est constitué d'une part du renforcement et du développement du réseau électrique local et d'autre part de l'implantation d'un moyen de production électrique classique.

2.1. L'approvisionnement d'électricité en Bretagne

- (6) La capacité et les productions électriques installées fin 2013 dans la région sont décrites dans le schéma ci-dessous.

Schéma 1

Capacité et productions électriques installées fin 2013 en Bretagne



Parc de production et production réalisée en 2013 – Source : Schéma décennal de développement du réseau de transport, 2014, RTE

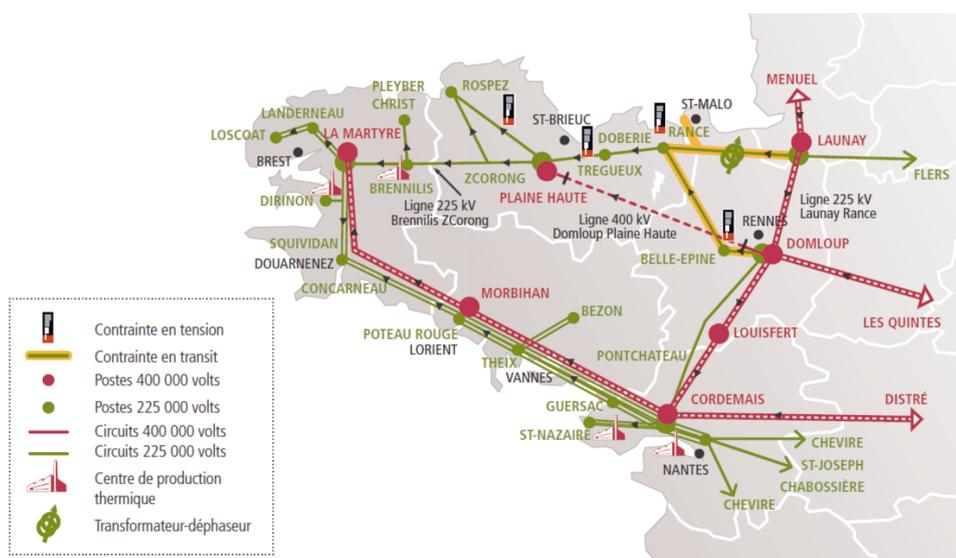
- (7) En 2014, les capacités installées ont augmenté pour l'éolien terrestre (826 MW) et pour le photovoltaïque (167 MW). Les autres filières sont restées relativement stables. Dans la même période la production électrique en Bretagne s'élevait à peu près à 2,7 TWh, couvrant 13,3 % de la consommation bretonne (estimée à 20,8 TWh). Les énergies renouvelables représentaient 11,8 % de la consommation. En ce qui concerne la production thermique fossile, des turbines à combustion ("TAC") sont situées dans la partie Nord-Ouest de la région (à Brennilis et Dirinon — puissance de 474 MW en tout). Les autres moyens de production classique se trouvent en dehors de la région (notamment la CCG de Montoir, la Centrale thermique de Cordemais et les groupes nucléaires de Val de Loire et de Flamanville).

⁽¹⁾ Les signataires du Pacte Électrique Breton sont: l'État, le Conseil régional de Bretagne, l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie ("ADEME"), le Réseau de Transport d'Électricité ("RTE") et l'Agence nationale de l'habitat ("ANAH").

- (8) Les principaux sites de production et lignes du réseau électrique sont illustrés dans le schéma ci-dessous.

Schéma 2

Principaux sites de production et lignes du réseau électrique en Bretagne



- (9) Des incertitudes pèsent sur le devenir à moyen terme des TAC de Brennilis et Dirinon ainsi que des tranches fioul de Cordemais au regard des normes environnementales de la directive IED ⁽²⁾. Si ces centrales ont fait l'objet d'investissements pour fonctionner au-delà de 2015, elles seront dans tous les cas arrêtées en 2023 au plus tard.
- (10) En ce qui concerne la production d'électricité renouvelable, les autorités françaises se sont engagées, dans le cadre du Pacte Electrique Breton, à porter à 3 600 MW la puissance de production d'électricité renouvelable en Bretagne d'ici 2020.

2.2. Contraintes de réseau

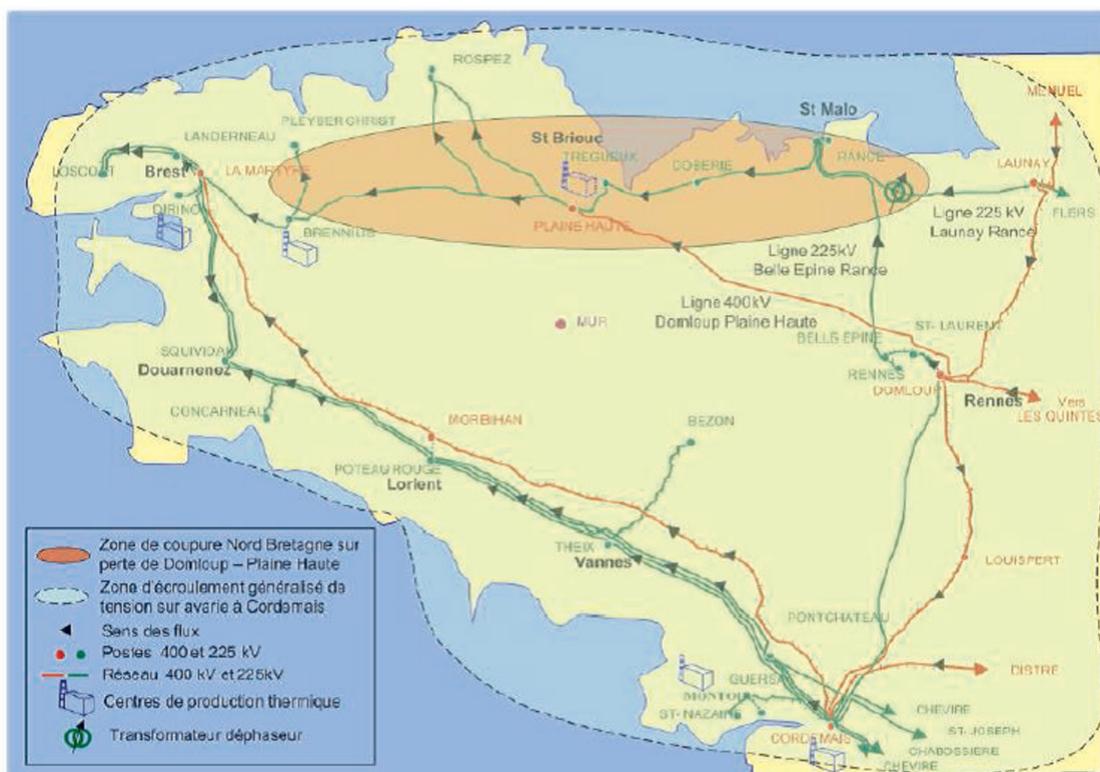
- (11) La zone Nord-Bretagne (recouvrant la plus grande partie du département des Côtes-d'Armor et les agglomérations de Saint-Malo et Dinard) est alimentée par une ligne à un seul circuit 400 000 volts, et deux lignes 225 000 volts convergeant vers la Rance, à l'est. Elle est reliée à la zone Sud-Bretagne par une ligne 225 000 volts à l'ouest depuis le poste de La Martyre.

⁽²⁾ Directive 2010/75/UE du Parlement européen et du Conseil du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (prévention et réduction intégrées de la pollution), JO L 334 du 17.12.2010, p. 17.

- (12) Les autorités françaises considèrent que, en cas d'accidents de réseau, la Bretagne serait exposée à des risques de coupure ciblée de son alimentation électrique dans sa partie nord. En outre, en cas de forte consommation dans l'ensemble de la zone ouest, d'indisponibilités de centrale ou d'incidents réseaux, il y aurait un risque d'écroulement généralisé de tension (blackout) sur toute la région, pouvant éventuellement se transmettre par "effet domino" à l'ouest de la France (centrales nucléaires du Val de Loire). Le schéma ci-dessous représente les zones à risque (zone de coupure en Nord Bretagne et zone d'écroulement généralisé de tension sur l'ensemble de la Bretagne).

Schéma 3

Zones de tension en Bretagne



Zones de tension en Bretagne (source : RTE)

- (13) Pour répondre à cette difficulté, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, RTE, a depuis 2004 engagé un programme de renforcement des moyens de compensation et transformation, qui seront complétés par le raccordement du CCG retenu à la suite de l'appel d'offres. L'ensemble de ces installations devrait redonner la marge de sécurité nécessaire vis-à-vis du risque d'écroulement de tension en Bretagne. Ces renforcements seront accompagnés de la création d'un nouvel axe 225 000 volts (échéance 2017).
- (14) Les investissements du "filet de sécurité" breton sont illustrés dans le schéma ci-dessous.

Schéma 4

Zones de tension en Bretagne

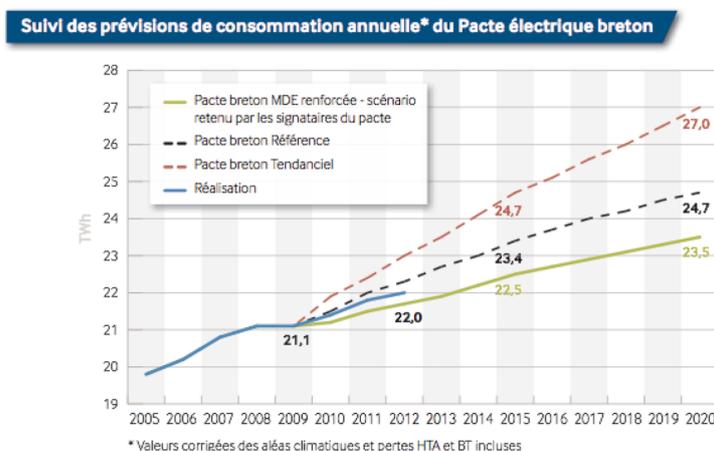


2.3. La demande d'électricité en Bretagne

- (15) La Bretagne fait face à une demande croissante, du fait notamment de sa croissance démographique (+ 25 000 habitants par an, soit environ 0,75 % de la population de la région) et d'une forte thermo sensibilité (due à la forte proportion de chauffage électrique parmi la population et à un ratio particuliers/professionnels plus important qu'au niveau national).
- (16) Entre 2006 et 2014, la consommation bretonne a augmenté de 9,9 %, tandis que dans le reste de la France la consommation n'a augmenté que de 2,9 %. Les projections du niveau de demande annuelle ont été réalisées en 2012 par RTE suivant plusieurs scénarios, présentés dans le schéma ci-après.

Schéma 5

Prévisions de consommation annuelle en Bretagne



Prévisions de consommation électrique en Bretagne (TWh) (comprenant les pertes réseau)
Source : bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande 2013

- (17) Un des piliers du Pacte Electrique Breton est de mettre en œuvre des actions de maîtrise de la consommation destinées à ramener la croissance annuelle de la consommation d'électricité de 2,6 % en 2011 à un niveau inférieur à 1,4 % sur la période 2011-2015, puis à 1 % sur la période 2015-2025.

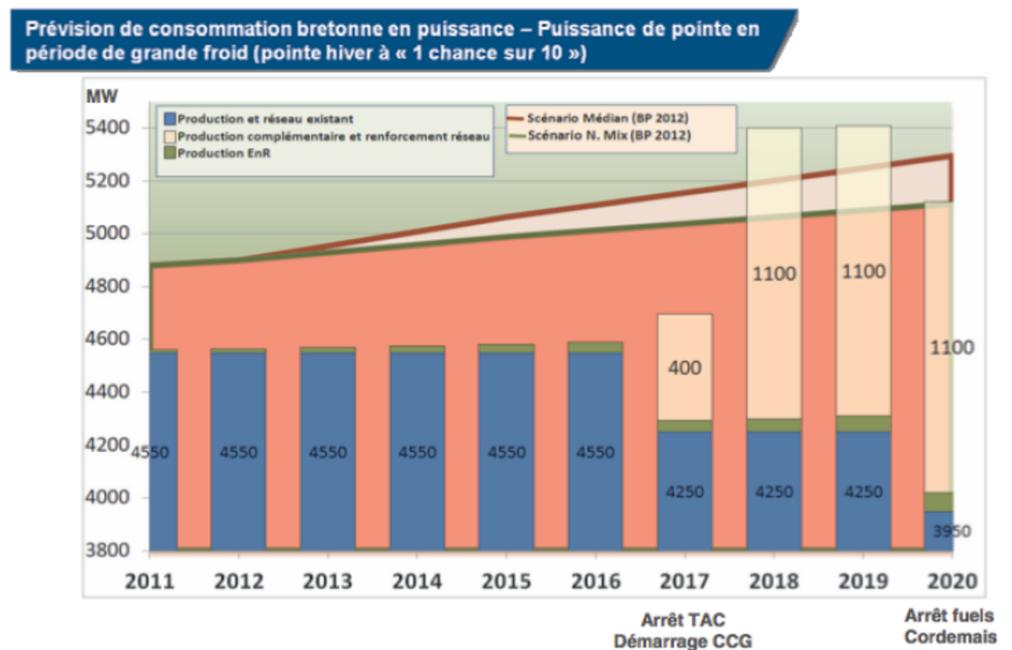
- (18) Les actions du Pacte du côté de la demande devraient atteindre un impact en “puissance garantie” (suffisamment “certaine” pour être utilisée pour dimensionner le réseau et garantir une sécurité du réseau) d’environ 190 MW, auxquels on peut rajouter environ 230 MW de gain de puissance possible mais non “garantie”. Pour calculer l’impact en “puissance garantie” les actions pérennes telles que les travaux d’isolation des logements ou l’installation de variateurs électroniques de vitesse sont prises en compte, tandis que les actions comportementales, qui sont espérées mais non maîtrisables, ne sont pas incluses.
- (19) Les effacements peuvent participer en France à l’ensemble des marchés (énergie, capacité, ajustement...). En tout, le niveau d’effacement au niveau national est estimé à 3 GW entre 2015 et 2020. Une partie pourra être située en Bretagne, mais les dispositifs correspondants ne sont pas ciblés géographiquement. Donc, les autorités françaises ne sont pas en mesure d’estimer quel niveau d’effacement se situera dans la région.
- (20) Par ailleurs, un dispositif supplémentaire appelé “EcoWatt” incite les bretons à modérer leur consommation en électricité, en particulier lors des pics de consommation. En 2012, selon les estimations effectuées par RTE, les effets des gestes des inscrits durant les 7 jours de froid se sont traduits par une réduction de la consommation qui a pu atteindre jusqu’à 2 à 3 % aux heures les plus chargées.
- (21) Enfin, la Bretagne s’est engagée à se positionner comme zone prioritaire pour le déploiement de compteurs communicants (*smart metering*), en fonction du retour d’expérience et des décisions nationales de déploiement.
- (22) Des mécanismes spécifiques ont été mis en place pour permettre la participation des effacements aux dispositifs de marché de court terme hors mécanisme d’ajustement (contrats d’interruptibilité, appels d’offres spécifiques pour les capacités d’effacement activables sur le mécanisme d’ajustement). Pour répondre plus particulièrement à la problématique bretonne, une expérimentation a été menée en Bretagne afin d’étendre la participation au mécanisme d’ajustement de sites de production ou de consommation qui ne sont pas des sites d’injection sur le réseau public de transport, et qui peuvent déposer des offres d’ajustement limitées à 1 MW au lieu de 10 MW. Au total, 70 MW étaient mobilisables pendant l’hiver 2013-2014.

2.4. Estimation de la puissance manquante à la pointe en Bretagne

- (23) L’indicateur utilisé par les autorités françaises pour quantifier l’impact d’un défaut d’adéquation des capacités électriques en Bretagne est le niveau de charge perdue — autrement dit, la capacité manquante à la pointe en Bretagne (mesurée en MW).
- (24) Le déficit de capacité lors des pointes de consommation a été estimé par RTE en 2012, en se fondant sur deux scénarios de consommation issus du bilan prévisionnel 2012 et sur une évaluation de la pointe de puissance à une chance sur dix (température rencontrée lors d’un épisode de froid ayant une chance sur dix de se produire chaque hiver).
- (25) Le déficit résiduel de capacité (après prise en compte du renforcement du réseau, mais sans production supplémentaire) a été chiffré, dans le scénario médian, à environ 900 MW en 2017, 200 MW en 2018 et 2019, puis 600 MW en 2020. Toutefois, en 2020 les efforts de maîtrise de l’énergie devraient permettre le passage de la pointe électrique (voir schéma ci-dessous).

Schéma 6

Prévisions de consommation annuelle en puissance en Bretagne



Marge et déficit de capacité en Bretagne (source : RTE)

2.5. Le mécanisme de capacité

- (26) La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 relative à la nouvelle organisation du marché de l'électricité ("NOME") a introduit un mécanisme de capacité qui devrait contribuer, à partir de l'hiver 2016-2017, à assurer la sécurité de l'alimentation électrique de la France.
- (27) Sous ce mécanisme, chaque fournisseur d'électricité est tenu de disposer d'un certain montant de garanties de capacité dépendant de la consommation électrique de ses clients. Il peut acquérir ces garanties certifiées par RTE auprès d'exploitants de capacité de production ou d'effacement, qui s'engagent sur la disponibilité de leur moyen lors des périodes de pointe. Ce mécanisme de capacité fait l'objet du cas d'aides d'État portant la référence SA.39621.
- (28) Selon les autorités françaises, le mécanisme de capacité ne permettra pas à lui seul de répondre à la problématique bretonne, pour les raisons suivantes:
- Le critère de défaillance électrique français concerne uniquement l'adéquation des capacités électriques avec la consommation au niveau national. Il ne prend pas en compte les tensions régionales comme celles qui existent en Bretagne et ne porte que sur l'adéquation des capacités électriques avec la consommation (et pas sur les phénomènes de saturation ou de congestion du réseau).
 - Le mécanisme de capacité envoie des signaux d'investissement dans de nouvelles capacités sur l'ensemble du territoire français, mais n'envoie aucun signal géographique.
- (29) L'installation sélectionnée à l'issue de la procédure d'appel d'offres en Bretagne aura l'obligation de participer au mécanisme de capacité national.

3. DESCRIPTION DÉTAILLÉE DE LA MESURE

3.1. Base juridique nationale

- (30) L'appel d'offres s'inscrit dans le cadre de l'article L. 311-10 du code de l'énergie et s'appuie sur la Programmation pluriannuelle des Investissements (PPI) de 2009⁽³⁾, qui identifie des risques pour la sécurité d'approvisionnement en Bretagne et souligne la nécessité d'implanter un moyen de production classique dans la région.

⁽³⁾ Cet article du code de l'énergie prévoit que "lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, notamment ceux concernant les techniques de production et la localisation géographique des installations, l'autorité administrative peut recourir à la procédure d'appel d'offres". Or, dans son rapport au Parlement relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, le Gouvernement souligne la nécessité de l'installation d'un nouveau moyen de production d'électricité en Bretagne, ainsi que toute action de maîtrise de la demande en électricité et de développement des énergies renouvelables.

- (31) L'avis d'appel d'offres n° 2011/S 120-198224 a été publié au *Journal officiel de l'Union européenne* le 25 juin 2011 par le ministre en charge de l'énergie. Ce dernier a ensuite sélectionné le projet retenu suivant l'avis de la Commission de Régulation de l'Énergie ("CRE"), qui a mené l'instruction de la procédure conformément aux textes réglementaires français ⁽⁴⁾.

3.2. L'appel d'offres

- (32) Conformément au cahier des charges, l'installation de production d'électricité devait:
- a) faire appel à la technologie des cycles combinés;
 - b) avoir une puissance active garantie de 450 MW (+ 15/-10 %) que le producteur s'engage à être en mesure d'injecter sur le réseau;
 - c) utiliser exclusivement le gaz naturel comme source d'énergie primaire;
 - d) avoir un rendement électrique sur PCI de 54 % minimum;
 - e) être intégralement comprise dans un périmètre bien défini (situé dans la partie Nord-ouest de la Bretagne — département du Finistère);
 - f) garantir que le délai de mobilisation des offres ne dépasserait pas quinze heures lorsque la machine est à l'arrêt et deux heures lorsque la machine est en fonctionnement;
 - g) garantir que les durées minimum des offres d'ajustement seraient inférieures ou égales à trois heures pour une machine en fonctionnement, huit heures pour une machine à l'arrêt;
 - h) garantir qu'il n'y aurait pas de contrainte de durée maximum pour l'activation des offres d'ajustement;
 - i) être équipée d'un compteur à courbe de charge télé-relevée ainsi que de dispositifs permettant de réaliser la télémesure des grandeurs caractéristiques de sa production d'électricité.
- (33) L'appel d'offres notifié prévoit que le producteur est libre de placer la totalité de sa production sur le marché ou d'en vendre une partie à l'acheteur obligé, Electricité de France S.A. ("EDF"), dans le cadre d'un contrat d'achat à un tarif égal à 95 % du prix horaire observé sur le marché EPEX SPOT.
- (34) De plus, le producteur touchera une prime fixe annuelle *PT*, calculée comme le produit de la puissance active garantie *P_{gar}* et d'une prime *P* exprimée en EUR/MW/an.
- (35) Le versement de la prime fixe est conditionné au maintien de l'ensemble des autorisations d'exploiter et des contrats avec les gestionnaires de réseau, ainsi qu'au maintien de la puissance garantie, vérifiée par le biais d'un coefficient de disponibilité ⁽⁵⁾.
- (36) L'appel d'offres prévoit aussi l'application de sanctions dans le cas où la construction de la centrale ne serait pas complétée à temps.
- (37) Le classement des offres des candidats repose sur trois critères détaillés dans le cahier des charges de l'appel d'offres:
- a) le niveau de la prime (en EUR/MW/an) demandé par le candidat, avec une pondération de 45 %;
 - b) la date de mise en service industriel de l'installation, avec une pondération de 25 %; et
 - c) le critère "choix du site et environnement", avec une pondération de 30 %.

⁽⁴⁾ Le décret n° 2002-1434 du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité décrit l'ensemble des étapes de la procédure d'appel d'offres. C'est cette procédure qui a été appliquée dans le cadre de l'appel d'offres notifié.

⁽⁵⁾ Ce coefficient est défini comme le ratio entre la moyenne de la puissance maximale disponible et la puissance active garantie lors de l'appel d'offres. Si le coefficient de disponibilité de l'installation constaté sur l'année est supérieur à quatre-vingt-quinze pourcents (95 %), alors la prime fixe *PT* de l'année correspondante sera versée dans son intégralité. Par contre, si le coefficient de disponibilité constaté sur l'année est inférieur à quatre-vingt-quinze pourcents (95 %), la prime fixe *PT* sera imputée, en fonction de ce coefficient de disponibilité. En deçà de soixante-cinq pourcents (65 %), la prime fixe annuelle versée est nulle.

- (38) La note maximale correspondant au critère “date de mise en service industriel” a été attribuée au projet dont la date de mise en service était la plus proche.
- (39) La note correspondant au critère “choix du site et environnement” est déterminée à partir de l’avis rendu par le préfet de région sur une note, fournie par le candidat, d’évaluation des impacts de ses activités sur l’environnement. L’évaluation de ce critère se fonde aussi sur les engagements éventuels que le candidat entend mettre en œuvre dans le cadre des deux autres piliers du Pacte Electrique Breton (maîtrise de la demande, production d’énergies renouvelables) ou de projets énergétiques locaux.

3.3. Objectif de la mesure

- (40) Les autorités françaises considèrent que l’objectif premier de la mesure est de sécuriser l’alimentation électrique en Bretagne. Même si le besoin électrique en Bretagne est essentiellement un besoin en puissance (MW), il existe aussi un besoin en énergie (MWh), dans la mesure où une installation qui tournerait effectivement en Bretagne pendant plusieurs milliers d’heures par an (et pas seulement pendant les heures de pointe comme une TAC) apporterait non seulement de la capacité disponible à la pointe, mais aussi de la puissance réactive là où elle est la plus efficace pour maintenir le niveau de tension en tout point du réseau et ainsi faciliter l’intégration au système des énergies renouvelables intermittentes (services systèmes). Par ailleurs, une installation qui produit effectivement de l’énergie en Bretagne diminue le besoin d’acheminement de l’électricité sur de longues distances et donc les pertes associées.
- (41) Pour ces raisons, les autorités françaises ont estimé nécessaire un complément en production centralisée à court terme dans la partie Nord-Ouest de la région, fonctionnant pendant les périodes de forte consommation et non seulement de pointe hivernale liée à une température extrême. Ce moyen de production devrait compléter le renforcement du réseau et les actions de maîtrise de l’énergie.
- (42) La mesure a aussi pour objectif de minimiser son coût pour la collectivité et son impact environnemental. C’est pourquoi le classement des candidats prend en compte la prime demandée, la pertinence du choix de site au regard de l’environnement, ainsi que la qualité et la pertinence des mesures d’accompagnement (éviter, réduire ou compenser des effets négatifs à l’environnement) du projet et des actions envisagées pour le suivi environnemental.

3.4. Bénéficiaire de l’aide

- (43) La CRE a, le 28 février 2012, transmis au ministre en charge de l’énergie son avis sur le classement des offres des trois candidats. Le 29 février 2012, le ministre chargé de l’énergie, suivant l’avis de la CRE, a sélectionné le projet situé sur la commune de Landivisiau et porté par le consortium Direct Énergie — Siemens.
- (44) Le lauréat est un producteur relativement petit dans le marché de la production française qui ne possède pas d’autre unité de production conventionnelle en Bretagne.
- (45) La puissance garantie de l’installation proposée par Direct Énergie — Siemens est de 422 MW. Les dernières modélisations réalisées par le producteur indiquent un régime de fonctionnement de l’ordre de 3 000 h/an en équivalent pleine charge à partir de la date à laquelle la centrale sera en service (sans tenir compte du fonctionnement de l’installation dans le cadre du mécanisme d’ajustement). Compte tenu de la puissance de l’installation (422 MW), cette durée de fonctionnement conduit à une production électrique annuelle d’environ 1 250 GWh.
- (46) Le lauréat de l’appel d’offres s’était engagé à mettre en service industriel son installation de production d’électricité en octobre 2016 au plus tard. Toutefois, le dernier calendrier du projet fourni par l’opérateur de l’installation prévoit un début du chantier en décembre 2015 et une mise en service industrielle de la centrale en 2018, à cause du ralentissement des procédures de préparation et d’instruction des dossiers d’autorisation.
- (47) Dans son rapport de synthèse sur la procédure d’appel d’offres, la CRE a émis de légères réserves sur la faisabilité de la date de mise en service proposée par Direct Énergie — Siemens car le consortium aurait dû mener certaines actions critiques pour son projet, comme celle des études préalables aux autorisations administratives, dans des délais très contraignants.

- (48) Toutefois, la CRE a considéré que “si la date de mise en service la plus éloignée proposée par les candidats était appliquée à ce projet, son classement ne serait pas modifié. Le cahier des charges prévoit par ailleurs qu’une pénalité sera appliquée si la date de mise en service proposée n’est pas respectée.” Aucune information n’a été fournie à la Commission concernant l’application d’une telle pénalité au lauréat de la procédure d’appel d’offres.
- (49) Étant donné que les primes seront versées à partir de la mise en service de l’installation, aucune prime n’a encore été versée.

3.5. Durée de l’aide

- (50) L’aide est octroyée pour 20 ans à partir de la mise en service de l’installation.

3.6. Budget de l’aide

- (51) Le montant de la prime versée au titre de l’appel d’offres sera au maximum de 94 000 EUR/MW/an en valeur au 31/11/2011. La prime sera versée pour une durée de 20 ans et sera indexée au cours de la vie du projet pour tenir compte de l’évolution des coûts d’exploitation et d’entretien.
- (52) La prime est indexée à hauteur de 20 % sur les prix à la production, 20 % sur le coût du travail, 50 % sur le niveau du tarif de transport sur le réseau régional, 5 % sur le coût du raccordement électrique et 5 % sur le coût du raccordement gaz. La prime peut donc être estimée aujourd’hui à [110 000 - 130 000] ⁽⁶⁾ EUR/MW/an au moment de la mise en service de l’installation prévue pour 2018.
- (53) La rémunération qui serait éventuellement perçue par la centrale sur le futur marché de capacité sera déduite de la prime effectivement versée au titre de l’appel d’offres.

3.7. Coûts admissibles

- (54) L’appel d’offres prévoyait que la prime fixe serait destinée à couvrir uniquement les surcoûts liés à la localisation de l’installation, à l’acheminement du gaz et à la date prévue de mise en service.
- (55) Les autorités françaises ont clarifié dans leur réponse au questionnaire du 4 août 2015 que le montant proposé par le lauréat est le résultat (i) d’un terme de valeur de la capacité égal à [50 000 - 60 000] EUR/MW/an, et de trois termes liés à la localisation géographique du projet, à savoir: (ii) d’un terme de surcoût lié au transport de gaz égal à [20 000 - 40 000] EUR/MW/an, (iii) d’un terme de surcoût lié au raccordement égal à 6 000 EUR/MW/an et (iv) d’un terme de surcoût lié à des mesures environnementales particulières de 2 000 EUR/MW/an (les chiffres ont été arrondis en fonction des chiffres significatifs).
- (56) En tenant compte de l’indexation de la prime, en 2018 la répartition serait la suivante: (i) [60 000 - 70 000] EUR/MW/an pour la capacité; (ii) [40 000 - 50 000] EUR/MW/an pour le surcoût lié au transport de gaz; (iii) 6 000 EUR/MW/an pour le surcoût lié au raccordement; (iv) 2 000 EUR/MW/an pour le surcoût lié à des mesures environnementales (les chiffres ont été arrondis en fonction des chiffres significatifs).
- (57) Le terme de valeur de la capacité correspond au montant couvert au titre du surcoût lié à la date prévue de mise en service de l’installation. Les candidats ont calculé ce surcoût comme la différence entre les revenus procurés par la vente de l’énergie sur le marché et les frais liés à la mise en service rapide de la centrale. La CRE observe que: “étant donné les conditions actuelles de marché et l’état de la demande en électricité, l’exploitation d’une centrale de type CCG n’est pas rentable économiquement. Elle ne le sera vraisemblablement que dans plusieurs années. Il y a donc un manque à gagner pour le candidat, dû à la date de mise en service anticipée de l’installation, réputé couvert par cette composante de la prime”.
- (58) Une nouvelle canalisation de gaz de 111 km est nécessaire pour l’alimentation de la centrale. Le coût estimé de ce projet est d’environ 100 millions EUR, qui sera couvert par le terme de surcoût de la prime lié au transport de gaz.

⁽⁶⁾ Secret d’affaires.

3.8. Cumul

- (59) Selon les données soumises par le lauréat de l'appel d'offres à la CRE, il ne disposait d'aucune autre aide qui se cumulerait avec celle accordée au titre de l'appel d'offres et n'en dispose toujours pas aujourd'hui. En outre, la rémunération qui serait éventuellement perçue par la centrale sur le futur marché de capacité sera déduite de la prime versée au titre de l'appel d'offres.

4. L'APPRÉCIATION DE LA MESURE

- (60) L'interdiction de l'article 107, paragraphe 1 du traité concerne "les aides accordées par les États ou au moyen de ressources d'État qui faussent ou qui menacent de fausser la concurrence en favorisant certaines entreprises ou certaines productions, dans la mesure où elles affectent les échanges entre États membres".

4.1. Évaluation de la présence d'aide au sens de l'article 107, paragraphe 1, du traité

- (61) Le lauréat de l'appel d'offres touchera une prime fixe correspondant à 94 000 EUR/MW/an en valeur 2011, qui sera versée en fonction de la disponibilité constatée de la centrale. La prime sera versée pour la durée entière de la mesure, c'est-à-dire 20 ans. Il s'agit alors de vérifier si cette rémunération peut être qualifiée d'aide d'état.

4.1.1. Aide imputable à l'État membre et accordée au moyen de ressources d'État

- (62) Pour être considérée comme une aide d'État, une mesure financière doit être imputable à l'État membre et accordée, directement ou indirectement, au moyen de ressources d'État.
- (63) Il est prévu que la rémunération versée au lauréat soit répercutée sur les prix de détail de l'électricité via la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE).
- (64) Dans sa décision dans l'affaire "Aide d'État SA.36511 (2014/C)" ⁽⁷⁾, la Commission conclut que la CSPE constitue une ressource d'État, puisqu'il s'agit "d'une cotisation imposée par l'État, laquelle est collectée et gérée par une entité désignée par l'État pour gérer le régime d'aide selon les règles établies par l'État" ⁽⁸⁾.
- (65) Enfin, la mesure est imputable à l'État puisque l'avis d'appel d'offres a été publié par le ministre en charge de l'énergie, qui a aussi sélectionné le projet retenu.

4.1.2. Avantage économique pour des entreprises

- (66) Les autorités françaises considèrent que le soutien qui sera versé au lauréat de l'appel d'offres n'entraîne pas d'avantage économique, du fait qu'il remplit toutes les conditions de la jurisprudence *Altmark* ⁽⁹⁾. Par conséquent, la mesure notifiée ne constitue pas une aide d'État au sens de l'article 107 du traité.
- (67) La Commission rappelle que dans son arrêt *Altmark*, la Cour de justice a indiqué que "dans la mesure où une intervention étatique doit être considérée comme une compensation représentant la contrepartie des prestations effectuées par les entreprises bénéficiaires pour exécuter des obligations de service public, de sorte que ces entreprises ne profitent pas, en réalité, d'un avantage financier et que ladite intervention n'a donc pas pour effet de mettre ces entreprises dans une position concurrentielle plus favorable par rapport aux entreprises qui leur font concurrence, une telle intervention ne tombe pas sous le coup de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE".

⁽⁷⁾ Décision de la Commission C (2014) 1315 final du 27.3.2014, dans l'affaire Aide d'État SA.36511 (2014/C) (ex 2013/NN) — France Mécanisme de soutien aux énergies renouvelables et plafonnement de la CSPE.

⁽⁸⁾ La Commission rappelle sur ce point la jurisprudence de la Cour selon laquelle des fonds alimentés par des contributions obligatoires imposées par la législation de l'État membre, gérés et répartis conformément à cette législation peuvent être considérés comme des ressources d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du traité, même s'ils sont gérés par des entités publiques ou privées distinctes de l'autorité publique (Arrêt du 2 juillet 1974, Italie/Commission, 173/73, Rec. p. 709, point 35).

⁽⁹⁾ Arrêt dans l'affaire C-280/00, *Altmark Trans GmbH* et *Regierungspräsidium Magdeburg/Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH*.

- (68) Cependant, la Cour a également précisé que, dans un cas concret, pour qu'une telle compensation pour un service public puisse échapper à la qualification d'aide d'État, les quatre critères cumulatifs résumés ci-dessous (ci-après les "critères Altmark") doivent être réunis:
- i) l'entreprise bénéficiaire doit effectivement être chargée de l'exécution d'obligations de service public et ces obligations doivent être clairement définies;
 - ii) les paramètres sur la base desquels est calculée la compensation doivent être préalablement établis de façon objective et transparente;
 - iii) la compensation ne saurait dépasser ce qui est nécessaire pour couvrir tout ou partie des coûts occasionnés par l'exécution des obligations de service public en tenant compte des recettes y relatives ainsi que d'un bénéfice raisonnable;
 - iv) lorsque le choix de l'entreprise à charge de l'exécution d'obligations de service public, dans un cas concret, n'est pas effectué dans le cadre d'une procédure de marché public permettant de sélectionner le candidat capable de fournir ces services au moindre coût pour la collectivité, le niveau de la compensation nécessaire doit être déterminé sur la base d'une analyse des coûts qu'une entreprise moyenne, bien gérée et adéquatement équipée en moyens afin de satisfaire aux obligations de service public (ci-après une "entreprise moyenne"), aurait encourus en tenant compte des recettes y relatives ainsi que d'un bénéfice raisonnable relatif à l'exécution de ces obligations.

Critère i) existence d'un Service d'intérêt économique général (SIEG) et mandat clairement défini

- (69) La première condition établie par l'arrêt *Altmark* prévoit la définition de la mission d'un SIEG⁽¹⁰⁾. Alors que le traité n'apporte pas de définition de SIEG, ce dernier répond à la définition de l'article 106, paragraphe 2, du traité. Il est constant que le SIEG doit revêtir un intérêt économique général qui présente des caractéristiques spécifiques par rapport à celui que revêtent d'autres activités de la vie économique⁽¹¹⁾. Il résulte ainsi de l'article 106, paragraphe 2, du traité que les entreprises qui assument la gestion de SIEG sont des entreprises chargées d'une "mission particulière". En règle générale, une "mission de service public particulière" implique la prestation d'un service qu'un opérateur, s'il considérait son propre intérêt commercial, n'assumerait pas ou n'assumerait pas dans la même mesure ou dans les mêmes conditions.
- (70) Bien que les États membres disposent d'un large pouvoir d'appréciation quant à la définition de ce qu'ils considèrent comme un SIEG bénéficiant d'une compensation, la Commission doit vérifier que l'État membre n'ait pas commis d'erreur manifeste d'appréciation dans cette définition.
- (71) Certes, plusieurs arrêts de la Cour et décisions de la Commission ont reconnu que la sécurité de l'approvisionnement en électricité permettait de justifier l'institution d'un SIEG⁽¹²⁾. Toutefois, dans le cas d'espèce, la Commission doute que l'installation et l'exploitation de la centrale de Landivisiau soient susceptibles d'être qualifiées de SIEG.
- (72) Premièrement, les autorités françaises n'ont fourni aucun élément montrant qu'il y a eu un problème de sécurité d'approvisionnement en électricité en Bretagne dans le passé, même pas en cas de températures exceptionnellement basses telles que celles enregistrées en hiver 2012, pour lequel un déficit de capacité d'environ 300 MW était prévu (voir le schéma 6 ci-dessus).
- (73) Deuxièmement, les États membres ne peuvent assortir d'obligations spécifiques de service public à des services qui sont déjà fournis ou peuvent l'être de façon satisfaisante et dans des conditions (prix, caractéristiques de qualité objectives, continuité et accès au service) compatibles avec l'intérêt général, tel que le définit l'État, par des entreprises exerçant leurs activités dans des conditions normales de marché⁽¹³⁾.

⁽¹⁰⁾ Point 47 de la Communication de la Commission relative à l'application des règles de l'Union européenne en matière d'aides d'État aux compensations octroyées pour la prestation de services d'intérêt économique général, JO C 8 du 11.1.2012, p. 4.

⁽¹¹⁾ Voir p.ex. arrêt de la Cour, du 10 décembre 1991, *Port de Gênes*, C-179/90.

⁽¹²⁾ Arrêt du Tribunal du 3 décembre 2014 dans l'affaire T-57/11, *Castelnuovo Energia, SL contre Commission européenne*, REC; Arrêt de la Cour du 21 décembre 2011 dans l'affaire C-242/10, *Enel Produzione SpA contre Autorità per l'energia elettrica e il gas*, REC: 2011 I-13665; décision de la Commission du 16.12.2003 dans l'affaire S.A. State aid N 475/2003 — Ireland, C(2003)4488fin.

⁽¹³⁾ Point 13, Communication de la Commission — Encadrement de l'Union européenne applicable aux aides d'État sous forme de compensations de service public.

- (74) La Commission considère que des entreprises exerçant leurs activités dans des conditions normales de marché auraient pu fournir la capacité nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement en Bretagne, si la France n'avait pas mis en œuvre des mesures réglementaires, notamment la définition d'une zone tarifaire unique pour l'ensemble du territoire français, qui empêchent les prix de l'électricité d'envoyer les bons signaux pour inciter des investissements en capacité dans la région.
- (75) Les autorités françaises elles-mêmes reconnaissent qu'une des raisons pour lesquelles le marché est défaillant pour atteindre le niveau de sécurité d'approvisionnement souhaité est que les rémunérations apportées par les différents marchés (énergie, capacité, etc) ne sont pas déclinées géographiquement à l'échelle de la Bretagne et ne peuvent donc pas traduire la demande existante pour une capacité en Bretagne en une incitation au développement d'une capacité en Bretagne. En résumé, il n'y a pas de "marché breton de l'électricité", qui envoie les bons signaux d'investissement.
- (76) Troisièmement, la mesure en question ne semble pas satisfaire les dispositions de l'article 3, paragraphe 2, de la directive 2009/72/CE concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité ("la directive Electricité")⁽¹⁴⁾, qui prévoit que les obligations de service public qui portent sur la sécurité d'approvisionnement doivent être non discriminatoires. Ces exigences supplémentaires résultant de la législation sectorielle de l'Union, tel que la directive Electricité, doivent être prises en compte par la Commission dans son appréciation des obligations de service public établies par un État membre⁽¹⁵⁾.
- (77) Or, la mesure en espèce est discriminatoire à l'égard d'autres technologies que le CCG. Les autorités françaises reconnaissent elles-mêmes que la mesure n'est pas neutre du point de vue technologique et que d'autres technologies, comme les TAC au gaz ou au fioul auraient aussi été en mesure de résoudre le problème allégué en termes de sécurité d'approvisionnement.
- (78) Il résulte ainsi des termes mêmes de l'article 106 du traité que les obligations de service public que l'article 3, paragraphe 2, de la directive Electricité permet d'imposer aux entreprises doivent respecter le principe de proportionnalité⁽¹⁶⁾. En vue de répondre à ce critère, la mesure qui impose de telles obligations doit être susceptible de garantir la réalisation de l'objectif qu'elle poursuit et ne pas aller au-delà de ce qui est nécessaire pour qu'il soit atteint.
- (79) Il convient dès lors d'examiner si une mesure telle que celle mise en œuvre par la République française est appropriée pour garantir la réalisation de l'objectif invoqué, à savoir la sécurité d'approvisionnement en électricité en Bretagne sans aller au-delà de ce qui est nécessaire.
- (80) En effet, la Commission a des doutes sur la proportionnalité de la mesure. Premièrement, la Commission a des doutes sur la nécessité d'installer en Bretagne un moyen de production d'environ 450 MW, étant donné que les autorités françaises n'ont pas fourni des données précises sur la quantité de capacité manquant en Bretagne (voir aussi le considérant 72 ci-dessus) et que, en tout cas, cette capacité aurait pu être apportée par exemple par des effacements combinés avec d'autres moyens de production d'une puissance inférieure à celle requise dans le cadre de l'appel d'offres.
- (81) Deuxièmement, en supposant qu'il y ait effectivement un problème en termes de sécurité d'approvisionnement en Bretagne, ce qui n'a toutefois pas été suffisamment démontré par les autorités françaises (comme expliqué au considérant 72 ci-dessus), l'appel d'offres pourrait y remédier à court terme, mais est de nature à aggraver le problème à long terme.
- (82) Cela peut se produire pour trois raisons principales. Tout d'abord, l'appel d'offres est de nature à fermer le marché de l'électricité aux investissements qui ne bénéficient pas d'un soutien de l'État. En effet, il pourrait réduire la confiance des investisseurs, qui pourraient différer des investissements futurs afin de bénéficier d'appels d'offres additionnels. La mesure en question pourrait donc rendre tous les futurs investissements en Bretagne dépendants de futurs appels d'offres.
- (83) Il apparaît ensuite que le manque allégué de capacité est également le résultat de mesures réglementaires, par exemple celle d'empêcher l'augmentation des prix de l'électricité au niveau nécessaire pour attirer des investissements suffisants (*missing money problem*, voir considérants 74 à 75 ci-dessus). L'appel d'offres ne corrige le *missing money problem* que pour le producteur, et non pour les fournisseurs actuels ou futurs de capacité. En outre, l'appel d'offres pourrait conduire à la fermeture de capacités existantes, étant donné que la nouvelle CCG est susceptible d'être plus efficace. Il s'ensuit que la mesure pourrait aggraver le *missing money problem* pour les capacités existantes.

⁽¹⁴⁾ Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE, JO L 211 du 14.8.2009, p. 55.

⁽¹⁵⁾ Point 10(d) de la Communication de la Commission — Encadrement de l'Union européenne applicable aux aides d'État sous forme de compensations de service public, JO C 8 du 11.1.2012, p. 15.

⁽¹⁶⁾ Arrêt de la Cour du 21 décembre 2011 dans l'affaire C-242/10, *Enel Produzione SpA contre Autorità per l'energia elettrica e il gas*, point 42; Arrêt de la Cour du 20 avril 2010 dans l'affaire C-265/08, *Federutility e.a.*, Rec. p. I-3377, point 33.

- (84) Finalement, le caractère sélectif de l'appel d'offres réduit les possibilités pour le développement d'autres technologies qui pourraient contribuer à atténuer le manque allégué de capacité en Bretagne (par exemple, effacement, interconnexion et stockage).
- (85) Par conséquent, la mesure ne semble pas être susceptible de garantir la réalisation de l'objectif qu'elle poursuit et, donc, d'être qualifiée de SIEG/d'obligation de service public. Au contraire, elle risque d'aggraver la situation dans la région et de donner lieu à une intervention réglementaire permanente. Pour ces raisons, la mesure ne semble pas être conforme au principe de proportionnalité.

Critère ii) Paramètres de la compensation

- (86) Les paramètres de calcul de la compensation sont établis de façon transparente et objective dans le cahier de charge, ainsi que les modalités de versement de la prime en fonction de la disponibilité de l'installation et les conditions d'indexation.
- (87) Par conséquent, la Commission considère que la mesure remplit le deuxième critère de la jurisprudence Altmark.

Critère iii): Nécessité d'éviter toute surcompensation

- (88) Selon la troisième condition établie par l'arrêt Altmark, la compensation ne doit pas excéder ce qui est nécessaire pour couvrir tout ou une partie des coûts occasionnés par l'accomplissement des obligations de service public, compte tenu des recettes ainsi que d'un bénéfice raisonnable. Tout mécanisme portant sur la sélection du prestataire de service doit dès lors être choisi de manière que le niveau de compensation soit déterminé sur la base de ces éléments ⁽¹⁷⁾.
- (89) Étant donné que la mesure notifiée ne prévoit pas de mécanisme de rattrapage et que la Commission doute que les critères d'attribution de l'appel d'offre aient été définis de manière à permettre une concurrence effective (voir considérants (92) à (101) ci-dessous), la Commission ne peut pas exclure que la compensation qui sera retirée par le lauréat de l'appel d'offres n'excède pas ce qui est nécessaire pour couvrir tout ou une partie des coûts occasionnés par l'accomplissement des obligations de service public.

Critère iv): sélection du prestataire de services

- (90) Sur la base de la jurisprudence de la Cour de justice, une procédure de marché public n'exclut l'existence d'une aide d'État que si elle permet de sélectionner le candidat capable de fournir ces services au "*moindre coût pour la collectivité*" ⁽¹⁸⁾.
- (91) En ce qui concerne les critères d'attribution, "l'offre économiquement la plus avantageuse" est jugée suffisante, pour autant que les critères d'attribution, y compris les critères environnementaux ou sociaux, soient en rapport avec l'objet de la prestation de service et permettent à l'offre économiquement la plus avantageuse de correspondre à la valeur du marché. En d'autres termes, les critères devront être définis de manière à permettre une concurrence effective qui minimisera l'avantage dont jouit l'adjudicataire.
- (92) Dans le cas d'espèce, l'offre qui a été retenue était la moins chère. Toutefois, les critères de sélection (dont celui concernant la prime, pondéré à hauteur de 45 %) ne semblent pas avoir permis une véritable concurrence.
- (93) Tout d'abord, le cahier des charges prévoit que l'installation de production doit être intégralement comprise dans un périmètre défini comme l'union de trois aires comprises dans le département du Finistère. Cependant, le nombre de sites réellement aptes à la construction d'une telle installation de production dans ce périmètre est limité, comme il est démontré par le fait que le site choisi par l'un des candidats (GasNatural Fenosa) n'a pas reçu l'avis favorable du préfet. Si l'un des autres candidats avait déjà commencé la prospection des droits fonciers pour un site approprié, il aurait eu un avantage substantiel par rapport aux autres candidats qui pourraient avoir été dissuadés de soumettre une offre.
- (94) Deuxièmement, sous le critère "choix du site et environnement" les autorités françaises ont pris en compte non seulement l'impact de la nouvelle installation sur l'environnement mais aussi sa contribution aux autres volets du Pacte Électrique Breton, c'est-à-dire la maîtrise de la demande et le développement des énergies renouvelables. À cet égard, les autorités françaises ont évalué favorablement le fait que:
- a) Neoen, une filiale de Direct Énergie, participera activement au développement des énergies renouvelables en Bretagne, notamment grâce à l'installation de sa première centrale solaire à Lannion;

⁽¹⁷⁾ Section 3.5 de la Communication de la Commission relative à l'application des règles de l'Union européenne en matière d'aides d'État aux compensations octroyées pour la prestation de services d'intérêt économique général.

⁽¹⁸⁾ Point 65 de la Communication de la Commission relative à l'application des règles de l'Union européenne en matière d'aides d'État aux compensations octroyées pour la prestation de services d'intérêt économique général.

- b) Siemens s'était positionné pour répondre à l'appel d'offres "national Eolien offshore" pour le site de Saint-Brieuc;
 - c) le lauréat s'est engagé à installer — à tarif préférentiel pour les collectivités — un outil permettant de maîtriser la consommation de l'éclairage public sans perte d'efficacité;
 - d) le lauréat a proposé également le déploiement en Bretagne du boîtier Modélec, qui permet d'adapter les possibilités d'effacement des usages électriques lors des périodes de pointe de consommation par rapport aux comportements des clients, avec l'objectif de réduire de manière globale leur consommation annuelle;
 - e) localement, sur les 10 hectares destinés à accueillir l'unité de production thermique des panneaux solaires et des micro éoliennes seront installés également;
 - f) la centrale valorisera son surplus de chaleur en le diffusant au travers d'un réseau de chaleur destiné à alimenter différents bâtiments publics de la commune de Landivisiau.
- (95) Il apparaît que ces critères ne sont pas strictement en rapport avec l'objet de la prestation de service. Ils auraient donc pu empêcher d'autres compagnies — qui n'ont pas investi ou n'ont pas l'intention d'investir dans le développement des énergies renouvelables ou de l'efficacité énergétique en Bretagne — de participer à l'appel d'offres. En l'absence de ces critères, plus d'entreprises auraient pris part à la procédure d'appel d'offres, ce qui aurait augmenté la concurrence et abouti à une réduction des coûts pour la collectivité.
- (96) En troisième lieu, les limitations par rapport aux technologies admissibles, c'est-à-dire uniquement des projets de CCG d'une puissance d'environ 450 MW se traduisent dans des limitations de la concurrence. En effet, les effacements ainsi que d'autres types de production (par exemple, la cogénération ou des TAC) ou une combinaison des deux, auraient également pu contribuer à la sécurité d'approvisionnement en Bretagne.
- (97) Par conséquent, la Commission doute que les critères d'attribution de l'appel d'offres aient été définis de manière à permettre une concurrence effective lors de la participation à l'appel d'offres et que la procédure ait effectivement permis de sélectionner le candidat capable de fournir les services souhaités au "moindre coût pour la collectivité".
- (98) En outre, si le contrat est attribué selon le critère de "l'offre économiquement la plus avantageuse", il peut être utile de recourir à un mécanisme de rattrapage pour minimiser le risque de surcompensation a priori.
- (99) Dans ce contexte, il faut souligner que le producteur tirera des recettes non seulement de la prime fixe mais aussi de la vente de l'électricité sur les marchés de l'électricité et des ajustements. Ces recettes sont totalement imprévisibles sur le long terme. En dépit de cela, aucun mécanisme de rattrapage n'est prévu afin d'éviter que l'unité de production ne bénéficie d'aide excessive alors que la prime sera octroyée pendant 20 ans. Selon les autorités françaises, l'introduction d'un mécanisme de rattrapage aurait diminué les prévisions de recettes attendues par les candidats (dont le lauréat) et les auraient mécaniquement amenés à demander une prime plus élevée, de sorte que le coût pour la collectivité aurait été finalement le même.
- (100) Toutefois, les candidats à un appel d'offres tel que celui publié par les autorités françaises font normalement des prévisions relativement prudentes concernant le prix de l'électricité, compte tenu de la grande incertitude de ces prévisions à long terme. Il ne peut être exclu que, dans les 20 prochaines années, les prix de l'électricité augmenteraient à un niveau permettant de couvrir les surcoûts engendrés par le projet du lauréat de l'appel d'offres aux conditions imposées par les autorités françaises. Compte tenu de la difficulté d'estimer l'évolution des prix de l'électricité sur une aussi longue période, un mécanisme de rattrapage semble utile dans le cas d'espèce.
- (101) Enfin, ainsi que l'expliquent les considérants 47 et 48 ci-dessus, la CRE a émis des réserves sur la faisabilité de la date de mise en service proposée par Direct Énergie — Siemens. En tout état de cause, dans son avis sur le choix du candidat, la CRE a retenu le projet proposé par Direct Énergie — Siemens au motif que le cahier des charges prévoit par ailleurs qu'une pénalité sera appliquée si la date de mise en service proposée n'est pas respectée. Aucune information n'a été fournie à la Commission concernant l'application d'une telle pénalité au lauréat de la procédure d'appel d'offres. Ceci pourrait remettre en cause l'attribution du contrat.

- (102) Étant donné que les premier, troisième et quatrième critères *Altmark* ne semblent pas être remplis, la mesure confère un avantage. En outre, l'avantage a un caractère sélectif, car l'aide est accordée à une seule entreprise.

4.1.3. Impact sur la concurrence et affectation des échanges

- (103) Lorsqu'une aide accordée par un État membre renforce la position d'une entreprise par rapport à d'autres entreprises concurrentes sur le marché intérieur, ce dernier doit être considéré comme influencé par l'aide. Il suffit que le bénéficiaire de l'aide rivalise avec d'autres entreprises sur des marchés ouverts à la concurrence⁽¹⁹⁾.
- (104) Le lauréat de l'appel d'offres rivalise avec d'autres moyens de production électrique et d'autres fournisseurs de capacité sur des marchés ouverts à la concurrence, comme par exemple le marché de la vente d'électricité et le mécanisme d'ajustement. Par conséquent, l'aide pourrait impacter la concurrence dans ces marchés et affecter les échanges.

4.2. Compatibilité de l'aide

- (105) Lorsque les compensations de service public ne respectent pas les conditions de la jurisprudence *Altmark*, et dans la mesure où les conditions générales d'applicabilité de l'article 107, paragraphe 1, du traité sont remplies, ces compensations constituent des aides d'État soumises aux dispositions des articles 106, 107 et 108 du traité.
- (106) Au stade actuel de développement du marché intérieur, les aides d'État n'entrant pas dans le champ d'application de la décision 2012/21/UE peuvent être déclarées compatibles avec l'article 106, paragraphe 2, du traité si elles sont nécessaires au fonctionnement des SIEG concernés.
- (107) Pour les raisons exposées aux considérants 72 à 85 ci-dessus, la Commission doute que la mesure en espèce soit susceptible d'être qualifiée de SIEG/d'obligation de service public. Par conséquent, elle ne semble pas rentrer dans le champ d'application de l'article 106 du traité, et doit donc être appréciée au regard de l'article 107 du traité.
- (108) Étant donné que la mesure notifiée est destinée à l'adéquation des capacités de production, elle est soumise aux lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie⁽²⁰⁾ (ci-après "LDAEE") de 2014, qui énoncent les conditions auxquelles les aides à l'énergie et à l'environnement peuvent être considérées comme compatibles avec le marché intérieur sur base de l'article 107, paragraphe 3, point c), du traité.

4.2.1. Appréciation au regard des LDAEE

- (109) Pour évaluer si une mesure d'aide notifiée peut être considérée comme compatible avec le marché intérieur, la Commission analyse généralement si l'aide est conçue de manière que ses effets positifs liés à la réalisation d'un objectif d'intérêt commun l'emportent sur ses effets négatifs potentiels pour les échanges et la concurrence.
- (110) À cet effet, la Commission considérera qu'une mesure d'aide d'État est compatible avec le marché intérieur uniquement si elle remplit les critères des LDAEE.

4.2.2. Objectif d'intérêt commun (section 3.9.1 LDAEE)

- (111) La Commission reconnaît que, en principe, l'adéquation des capacités de production peut constituer un objectif d'intérêt commun et qu'une intervention de l'État peut, dans certaines conditions, corriger des défaillances du marché et ainsi contribuer à la réalisation de l'objectif commun.
- (112) Les LDAEE prévoient que les aides en faveur de l'adéquation des capacités de production peuvent aller à l'encontre de l'objectif d'élimination progressive des subventions préjudiciables à l'environnement, notamment pour les combustibles fossiles. Partant, les États membres devraient avant tout envisager d'autres manières de parvenir à l'adéquation des capacités de production qui ne portent pas atteinte à l'objectif d'élimination progressive des subventions préjudiciables à l'environnement ou à l'économie, par exemple, en facilitant la gestion de la demande et en augmentant les capacités d'interconnexion⁽²¹⁾. Comme exposé au considérant (136) ci-dessus, il y a des indications que les effacements auraient pu contribuer au moins partiellement à la résolution du problème d'adéquation des capacités de production en Bretagne.

⁽¹⁹⁾ Arrêt du 17 septembre 1980 dans l'affaire 730/79, *Philip Morris/Commission*, Rec. 1980, p. 2671, points 11 et 12; Arrêt du 30 avril 1998 dans l'affaire T-214/95, *Het Vlaamse Gewest/Commission*, Rec. 1998, p. II- 717, points 48 à 50.

⁽²⁰⁾ Communication de la Commission — Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, JO C 200 du 28.6.2014, p. 1.

⁽²¹⁾ Les LDAEE prévoient ainsi, au paragraphe 232(a) que les mesures d'aide devraient être conçues de manière que toutes les capacités pouvant contribuer de manière effective à remédier à un problème d'adéquation des capacités de production (comme la gestion de la demande, des interconnexions et des solutions de stockage) participent auxdites mesures, à condition qu'elles aient des qualités techniques équivalentes. En outre, cette participation peut être restreinte si les qualités techniques nécessaires pour remédier au problème d'adéquation des capacités de production sont insuffisantes.

- (113) En outre, l'État membre doit définir clairement l'objectif précis que poursuivent les mesures et indiquer, notamment, quand et où le problème d'adéquation des capacités de production devrait se poser.
- (114) Les autorités françaises n'ont fourni aucun élément prouvant qu'il y a eu un problème de fiabilité en Bretagne dans le passé. Par exemple, le graphique au schéma 6 ci-dessus montre que RTE prévoit un déficit de 350 MW en Bretagne en 2012. Toutefois, aucune information sur des problèmes effectifs de fiabilité n'a été fournie pour cette année, bien que la France ait connu un hiver exceptionnellement froid. Ce schéma prévoit également la fermeture des installations de Brennilis et Dirinon en 2017 et de la centrale de Cordemais en 2020, alors que les autorités françaises indiquent que ces installations pourraient rester actives jusqu'en 2023.
- (115) En outre, pour les raisons exposées aux considérants 81 à 84 ci-dessus, l'appel d'offres peut résoudre le problème allégué de sécurité d'approvisionnement à court terme, mais — dans la mesure où il ne permet pas de corriger les dysfonctionnements de la réglementation et du marché en empêchant un niveau d'investissement suffisant en Bretagne — il est susceptible de l'exacerber à plus long terme. Par conséquent, la Commission doute que la mesure contribue effectivement à l'objectif commun qui consiste à garantir la sécurité de l'approvisionnement.

4.2.2.1. Nécessité de l'intervention de l'État (section 3.9.2 LDAEE)

- (116) La nature et les causes du problème d'adéquation des capacités de production et, partant, de la nécessité d'une intervention de l'État pour garantir l'adéquation de la production, doivent être analysées et quantifiées comme il se doit, par exemple en termes de manque de capacité de pointe saisonnière ou en période de pointe ou en cas de défaillance du marché de gros à court terme pour faire coïncider l'offre et la demande. Il conviendrait de décrire l'unité de mesure de la quantification et de prévoir sa méthode de calcul.
- (117) Ainsi qu'il est expliqué au considérant (114) ci-dessus, la Commission a des doutes concernant l'analyse soumise par les autorités françaises.
- (118) En outre, selon les LDAEE, les États membres concernés devraient clairement démontrer les raisons pour lesquelles le marché n'est pas en mesure de fournir les capacités adéquates en l'absence d'intervention, en tenant compte de l'évolution en cours du marché et des technologies.
- (119) Les LDAEE prévoient que, dans son appréciation, la Commission tiendra compte, notamment et le cas échéant, de tout autre élément qui pourrait causer ou aggraver le problème d'adéquation des capacités de production, tels que les défaillances du marché ou de la réglementation, y compris, par exemple, le plafonnement des prix de gros.
- (120) Si des prix locaux appropriés étaient introduits, les prix augmenteraient dans les régions telles que la Bretagne, à capacité de production modérée et à congestion des réseaux élevée. Des prix en ligne avec la rareté de la ressource locale donneraient au marché les signaux et les incitations à investir dans ces régions.
- (121) Pour les raisons exposées ci-dessus, la Commission doute que la mesure soit nécessaire.

4.2.2.2. Caractère approprié de l'aide (section 3.9.3 LDAEE)

- (122) La mesure d'aide proposée doit constituer un instrument approprié pour atteindre l'objectif visé. Une mesure d'aide ne sera pas considérée comme compatible avec le marché intérieur s'il est possible d'obtenir la même contribution positive à l'objectif d'intérêt commun au moyen d'autres instruments d'intervention ou d'autres types d'aide entraînant moins de distorsions.
- (123) Les LDAEE notent que de tels objectifs pourraient être atteints dans le cadre d'instruments autres que les aides d'État, tels que la réglementation et des instruments fondés sur le marché.
- (124) Comme cela a déjà été expliqué au considérant (120) ci-dessus, il apparaît que la sécurité de l'approvisionnement en Bretagne pourrait être atteinte par des mesures ayant un effet de distorsion moins important que l'appel d'offres pour la fourniture de nouvelles capacités, telles que le fractionnement de la zone tarifaire de façon à refléter correctement la pénurie régionale au niveau des prix (c'est à dire l'établissement de prix locaux tenant compte des contraintes de réseau), la mise en place de compteurs communicants afin de poursuivre le développement de la maîtrise de la demande et/ou le renforcement du réseau de distribution d'électricité.
- (125) En outre, selon ces lignes directrices, les mesures d'aide devraient être ouvertes et fournir des incitations adéquates aussi bien aux producteurs existants qu'aux producteurs futurs, ainsi qu'aux opérateurs utilisant des technologies substituables, telles que la réaction du côté de la demande et des solutions de stockage.
- (126) L'appel d'offres pour la fourniture de nouvelles capacités en Bretagne restreint les types de fournisseurs de capacité qui pourraient participer à l'appel d'offres. La mesure n'incite pas à l'utilisation des effacements de la demande afin de lutter contre le problème d'adéquation des capacités. En outre, la mesure est discriminatoire entre les différents types de centrales électriques au gaz, étant donné qu'il est ouvert uniquement aux turbines à gaz à cycle combiné, mais pas aux turbines à gaz à cycle ouvert, ne permettant donc même pas la concurrence entre ces deux technologies de production.

(127) En outre, la mesure notifiée n'est pas ouverte aux producteurs existants conformément au considérant (226) des LDAEE. En effet, même en admettant que la capacité existante est insuffisante pour faire face aux problèmes d'adéquation de capacité, le fait de l'exclure de mesures dans ce domaine pourrait encore aggraver le problème. En effet, l'installation bénéficiant de l'aide pourrait réduire les heures de fonctionnement et la rentabilité des installations existantes plus anciennes et moins performantes, augmentant ainsi la probabilité qu'elles ferment. L'augmentation potentielle des capacités de production au moyen de la mesure en cause pourrait par conséquent être rapidement compensée par le retrait d'autres capacités de production devenues moins rentables. Ceci pourrait rapidement conduire à des appels d'offres supplémentaires ou d'autres mesures visant à garantir l'adéquation continue des capacités de production.

(128) Cela jette le doute sur l'opportunité et l'efficacité de la mesure.

4.2.2.3. Proportionnalité (section 3.9.5 LDAEE)

(129) Une aide à l'environnement ou à l'énergie est considérée comme proportionnée si son montant par bénéficiaire se limite au minimum nécessaire pour atteindre l'objectif fixé en matière de protection de l'environnement ou d'énergie.

(130) En règle générale, l'aide sera considérée comme limitée au minimum nécessaire si son montant correspond au surcoût net nécessaire pour atteindre l'objectif, par comparaison avec le scénario contrefactuel, c'est-à-dire en l'absence d'aide.

(131) Le calcul du montant total des aides devrait engendrer un taux de rendement pour les bénéficiaires pouvant être considéré comme raisonnable. Les LDAEE prévoient également qu'une procédure de mise en concurrence sur la base de critères clairs, transparents et non discriminatoires, ciblant effectivement l'objectif défini, sera considérée comme engendrant des taux de rendement raisonnables dans des circonstances normales.

(132) Comme cela a déjà été expliqué aux considérants 93 à 96, il apparaît que certains des critères d'attribution dans le cahier des charges pourraient avoir empêché des candidats potentiels de participer à l'appel d'offres. En l'absence de ces critères, un plus grand nombre d'entreprises auraient pris part à la procédure d'appel d'offres, augmentant la concurrence et, éventuellement, minimisant les coûts pour la collectivité. Par conséquent, la Commission a des doutes quant au fait que l'appel d'offres n'ait pas conduit à une surcompensation.

(133) En outre, les LDAEE exigent que la mesure ait des mécanismes intégrés pour empêcher la survenue de profits inattendus. Toutefois, en l'absence d'un mécanisme de rattrapage et compte tenu de l'incertitude sur le niveau des prix de l'électricité au cours des 20 prochaines années, on ne peut pas exclure que des bénéfices excessifs puissent être dégagés (voir considérants (99) à (100) ci-dessus).

4.2.2.4. Prévention des effets négatifs non désirés sur la concurrence et les échanges (section 3.9.6 LDAEE)

(134) Conformément aux LDAEE, les mesures d'aide devraient être conçues de manière que toutes les capacités qui peuvent contribuer de manière effective à résoudre un problème d'adéquation des capacités de production participent aux dites mesures, notamment en tenant compte de la participation de producteurs utilisant différentes technologies et d'opérateurs proposant des solutions aux qualités techniques équivalentes, comme les effacements, les interconnexions et les solutions de stockage. Une restriction à la participation ne peut normalement être justifiée que sur la base de l'insuffisance de qualités techniques nécessaires pour remédier au problème d'adéquation des capacités de production. En outre, la mesure de l'adéquation des capacités de production devrait être ouverte à des agrégations potentielles de l'offre et de la demande.

(135) Comme la République française le reconnaît elle-même, la mesure notifiée n'est pas neutre du point de vue technologique. Plusieurs moyens de production thermique classique étaient a priori capables de répondre au besoin identifié, comme les TAC au gaz ou au fioul ou les centrales à CCG.

(136) Par ailleurs, en ce qui concerne la réponse du côté de la demande, les autorités françaises affirment que le volume du besoin de capacité identifié (400 MW) était trop important pour être assuré par un dispositif d'effacement. Cela semble indiquer que la demande aurait pu contribuer au moins partiellement à la résolution du problème d'adéquation des capacités de production.

(137) Les LDAEE exigent également que la mesure ne renforce pas indûment la position dominante sur le marché. En France, les marchés de production et de fourniture d'électricité sont fortement concentrés et dominés par l'opérateur historique EDF, qui contrôle actuellement environ 85 % du marché de détail et plus de 90 % du marché de la production d'électricité.

(138) Le consortium formé par Direct Énergie et Siemens apporterait un peu plus de concurrence sur le marché des capacités de production. Toutefois, dans le même temps, Direct Énergie est contractuellement en droit de vendre l'électricité à EDF à un taux d'escompte de 5 % plutôt que de le commercialiser elle-même. Cela pourrait conduire à un renforcement de la position d'EDF sur le marché de la fourniture d'électricité.

4.2.3. *Appréciation au regard de l'encadrement SIEG*

(139) Ainsi qu'il est expliqué aux considérants 72 à 85 ci-dessus, la Commission doute que la mesure en espèce soit susceptible d'être qualifiée de SIEG/d'obligation de service public.

(140) Ce n'est donc qu'à titre superfétatoire que la Commission vérifie si la mesure remplit les conditions de l'article 106, paragraphe 2, du traité, à savoir, si elle n'affecte pas le développement des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt de l'Union. Un tel équilibre n'est possible que lorsque les conditions énoncées aux sections 2.2 à 2.10 de l'encadrement sur le SIEG sont satisfaites.

(141) Tout d'abord, l'aide pourrait être en violation de la section 2.8 de l'encadrement sur les SIEG⁽²²⁾ concernant le montant de la compensation, dans la mesure où elle peut entraîner une surcompensation (voir considérant 89 ci-dessus).

(142) Enfin, l'aide semble susceptible d'entraîner de graves distorsions de la concurrence sur le marché intérieur et d'affecter les échanges dans une mesure contraire à l'intérêt de l'Union. Cela est dû au fait que la nouvelle installation pourrait amener des installations qui ne bénéficient pas de subventions à quitter le marché, entraver le développement d'autres technologies qui n'ont pas été autorisées à participer à l'appel d'offres, conduire à une intervention réglementaire permanente, et renforcer la position d'EDF sur le marché de la fourniture d'électricité (voir considérants 80 à 85 et (134) à (138) de la présente lettre).

(143) Par conséquent, la mesure ne semble pas conforme à l'article 106, paragraphe 2, du traité.

Compte tenu des considérations qui précèdent, la Commission invite la République française, dans le cadre de la procédure de l'article 108, paragraphe 2, du traité à présenter ses observations et à fournir toute information utile pour l'évaluation de l'aide/la mesure dans un délai d'un mois à compter de la date de réception de la présente. Elle invite vos autorités à transmettre immédiatement une copie de cette lettre au bénéficiaire potentiel de l'aide.

La Commission rappelle à la République française l'effet suspensif de l'article 108, paragraphe 3, du traité et se réfère à l'article 14 du règlement (CE) n° 659/1999 du Conseil qui prévoit que toute aide illégale pourra faire l'objet d'une récupération auprès de son bénéficiaire.

Par la présente, la Commission avise la République française qu'elle informera les intéressés par la publication de la présente lettre et d'un résumé de celle-ci au *Journal officiel de l'Union européenne*. Elle informera également les intéressés dans les pays de l'AELE signataires de l'accord EEE par la publication d'une communication dans le supplément EEE du Journal officiel, ainsi que l'autorité de surveillance de l'AELE en leur envoyant une copie de la présente. Tous les intéressés susmentionnés seront invités à présenter leurs observations dans un délai d'un mois à compter de la date de cette publication.»

⁽²²⁾ Communication de la Commission — Encadrement de l'Union européenne applicable aux aides d'État sous forme de compensations de service public, JO C 8 du 11.1.2012, p. 15.