

POMOC PAŃSTWA – FRANCJA**Pomoc państwa SA.39621 (2015/C) (ex 2015/NN)****Mechanizm zdolności energetycznych we Francji****Zaproszenie do zgłaszania uwag zgodnie z art. 108 ust. 2 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej****(Tekst mający znaczenie dla EOG)**

(2016/C 046/04)

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

Zgodnie z obliczeniami RTE – operatora sieci przesyłowej energii elektrycznej we Francji – szczytowe zapotrzebowania na energię elektryczną podczas ostrych zimowych mrozów (czyli raz na dziesięć lat) stanowi prawdziwe zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej we Francji. Ze względu na rzadkość występowania takich mrozów i związanego z tym wzrostem popytu, zdaniem władz francuskich nieopłacalne byłoby inwestowanie w nowe zdolności wytwarzania energii elektrycznej. Niemniej jednak budowa nowych zdolności produkcyjnych oraz zachęty do ograniczania popytu wydają się konieczne do spełnienia francuskiej normy dotyczące niezawodności dostaw energii elektrycznej.

W związku z powyższym Francja postanowiła wprowadzić mechanizm zdolności energetycznych. Ustawą nr 2010-1488 z dnia 7 grudnia 2010 r. dotyczącą nowej organizacji rynków energii elektrycznej (tzw. ustawa NOME) nałożono na dostawców energii elektrycznej obowiązek zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w zależności od zapotrzebowania ich klientów. W celu wypełnienia tego obowiązku, każdego roku dostawcy muszą uzyskać pewną ilość gwarancji zdolności produkcyjnych, uzależnioną od zużycia ich klientów w okresie szczytowego zapotrzebowania.

Gwarancje zdolności uzyskiwane są przez dostawców bezpośrednio dla ich zasobów własnych (zakładów produkcyjnych lub zdolności ograniczania popytu) albo muszą zostać zakupione na zdecentralizowanym rynku (tj. od innych posiadaczy zdolności produkcyjnych lub innych dostawców). Obowiązek ten, uzależniony od parametrów ustalonych na cztery lata przed danym rokiem dostawy, zostanie obliczony w zależności od rzeczywistych danych dotyczących zużycia na obszarze dostawcy.

Operatorzy prowadzący produkcję lub posiadający zdolności ograniczania popytu są zobowiązani do przeprowadzenia certyfikacji ich zdolności przez operatora publicznej sieci przesyłowej energii elektrycznej (RTE). RTE przydzieli operatorom gwarancje zdolności w zależności od szacunkowego wkładu ich instalacji w ograniczanie ryzyka niedoborów dostaw energii elektrycznej w okresach szczytowego zapotrzebowania. Ogłoszona szacunkowa dostępność zostanie następnie porównana z wartością rzeczywistą, po czym zostanie przeprowadzone rozliczenie finansowe w celu uwzględnienia stwierdzonych różnic.

Gwarancje zdolności są wymienne i zbywalne. Zakup przez dostawców energii elektrycznej gwarancji zdolności od operatorów zdolności w celu wypełnienia ich obowiązku prawnego zostanie zorganizowana za pośrednictwem zdecentralizowanego rynku gwarancji zdolności. W ten sposób władze francuskie zamierzają zachęcić operatorów rynku do udostępnienia wolumentu zdolności wymaganego dla spełnienia normy niezawodności, która rocznie wynosi średnio 3 godziny LoLE (oczekiwanego czasu niepokrycia zapotrzebowania).

W wyniku zapoczątkowania procesu certyfikacji dostawców zdolności w dniu 1 kwietnia 2015 r. władze francuskie rozpoczęły przyznawanie beneficjentom wartości niematerialnych. Komisja uznaje zatem, że władze francuskie rozpoczęły realizację przedmiotowego środka pomocy w rozumieniu art. 108 ust. 3 TFUE.

OCENA ŚRODKA

Komisja uważa, iż z orzecznictwa Trybunału Sprawiedliwości wynika, że środek ten może stanowić pomoc państwa w rozumieniu TFUE i że powinien on zostać zgłoszony Komisji. Mechanizm ten jest zasadniczo podobny do systemów przyznawania certyfikatów ekologicznych, które Komisja również uznała w przeszłości za pomoc państwa. Dokładniej rzecz ujmując, władze francuskie przyznają operatorom bezpłatnie certyfikaty zdolności. Jednocześnie tworzą one rynek dla tych certyfikatów poprzez nałożenie na dostawców energii elektrycznej obowiązku posiadania określonych kwot zdolności oraz poprzez powiązanie tych kwot ze szczytowym poziomem zapotrzebowania ich klientów. W związku z tym władze francuskie stwarzają zapotrzebowanie na wymienione certyfikaty oraz nadają odpowiadającą im wartość. Co więcej, zamiast sprzedawać certyfikaty operatorom lub wystawić je na aukcji, państwo przyznaje im je bezpłatnie, a więc, zrzeka się wpływów do budżetu państwa. Dzięki wprowadzeniu mechanizmu zdolności energetycznej operatorzy otrzymują środki finansowe, których by w przeciwnym razie nie uzyskali. Przyznana w ten sposób korzyść jest selektywna, ponieważ mechanizm przewiduje pomoc dla operatorów zdolności, a nie dla innych sektorów gospodarki. Ponadto, ponieważ francuscy operatorzy zdolności otrzymują korzyść, która nie jest dostępna dla ich zagranicznych konkurentów (którzy nie mają prawa uczestniczyć we francuskim mechanizmie), wydaje się, że przedmiotowy środek może zakłócać konkurencję i wpływać na wymianę handlową między państwami członkowskimi.

Biorąc pod uwagę fakt, że głównym celem środka jest odpowiednie dopasowanie zdolności produkcyjnych lub bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, Komisja oceniła zgodność pomocy z rynkiem wewnętrznym na podstawie pkt 3.9 wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014–2020.

Ocena ta daje podstawy by sądzić, że mechanizm w swojej aktualnej formie nie jest zgodny z tymi wytycznymi. W istocie Komisja wątpi, by przedmiotowy środek pomocy był:

(i) obecnie konieczny;

(ii) odpowiedni do osiągnięcia założonego celu, z następujących powodów:

- a. mechanizm ten wprowadza rozróżnienie między wyraźnym i domniemanym ograniczaniem popytu;
- b. zagraniczne połączenia międzysystemowe lub zdolności produkcyjne nie mogą bezpośrednio uczestniczyć w mechanizmie;
- c. mechanizm w obecnym kształcie wydaje się być niezdolny do przyciągania nowych inwestycji;

(iii) proporcjonalny: omawiany środek pomocy grozi zakłóceniem konkurencji, gdyż wykazuje silną tendencję do wzmacniania pozycji dominującej EDF i nie jest otwarty dla wszystkich potencjalnych zdolności.

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

TEKST PISMA

1. «PROCÉDURE

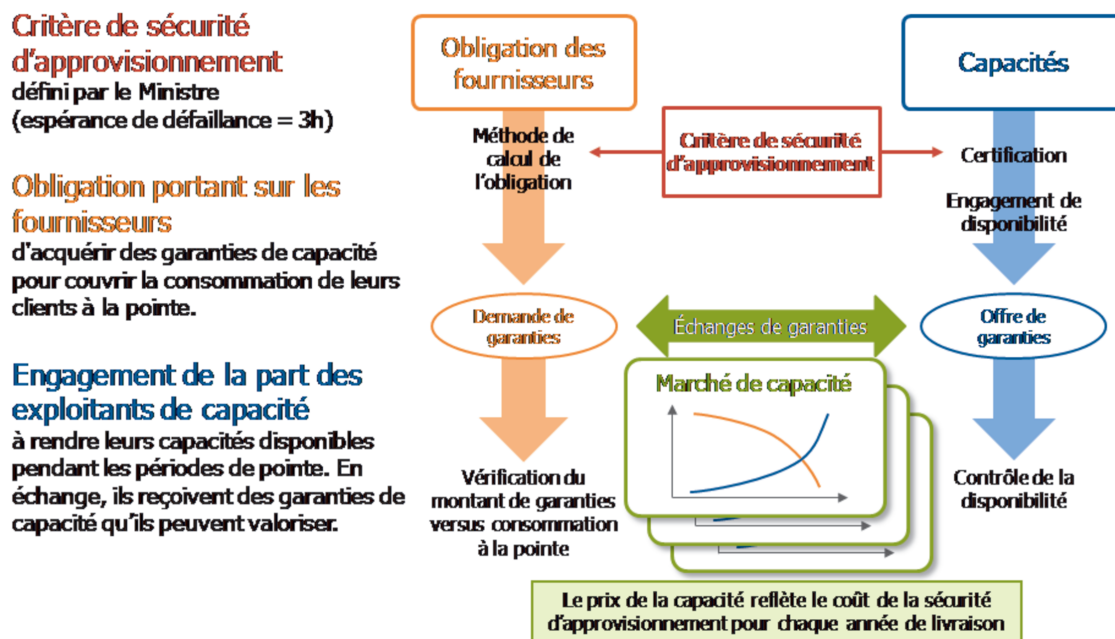
- (1) Le 20 novembre 2014, la Commission a adressé une demande de renseignements aux autorités françaises par rapport à la présente mesure instaurant un mécanisme de capacité en France.
- (2) Le 2 février 2015, les autorités françaises ont transmis leurs réponses aux questions de la Commission du 20 novembre 2014.
- (3) Le 27 avril 2015, les autorités françaises ont notifié la mesure à la direction Générale Énergie (DG ENER) de la Commission au titre d'une Obligation de Service Public en application de l'Article 3(15) de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du conseil⁽¹⁾.
- (4) Le 30 avril 2015, la DG ENER a accusé réception de ladite notification, indiquant qu'elle procèdera à une analyse de cette mesure au titre de l'article 3 de la directive 2009/72/CE, sans préjudice d'une notification et d'une analyse de la mesure au titre des règles applicables en matière d'aides d'État.

2. DESCRIPTION DE LA MESURE

2.1. Fonctionnement général du mécanisme

- (5) La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 relative à la nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite "loi NOME") a introduit l'obligation pour les fournisseurs d'électricité, les gestionnaires de réseau pour les pertes et les consommateurs pour les consommations hors contrat de fourniture ("les fournisseurs") de contribuer à la sécurité d'approvisionnement en électricité en fonction de la consommation en puissance et en énergie de leurs clients ou d'eux-mêmes. Pour répondre à cette obligation, chacun d'entre eux devra justifier chaque année d'un certain volume de garanties de capacité en lien avec la consommation sur la période de pointe de ses consommateurs ou de sa propre consommation.
- (6) Les garanties de capacité sont obtenues par les fournisseurs soit directement pour des moyens détenus en propre (installations de production ou capacités d'effacement), soit doivent être acquises sur un marché décentralisé auprès de ceux qui les détiennent (c'est-à-dire les exploitants de capacité ou d'autres fournisseurs). L'obligation, fonction de paramètres définis 4 années en amont de l'année de livraison visée, sera calculée en fonction des données de consommation effectivement mesurées dans le périmètre du fournisseur.
- (7) Les exploitants de capacité de production ou d'effacement ("les exploitants de capacité" ou "les exploitants"), quant à eux, ont l'obligation de faire certifier leur capacité auprès du gestionnaire de réseau public de transport d'électricité ("RTE"). Les exploitants se verront attribuer par RTE des garanties de capacité en fonction de la contribution prévisionnelle de leurs installations à la réduction du risque de défaillance lors des pointes de consommation. La disponibilité prévisionnelle annoncée sera comparée à celle effectivement observée, à la suite de quoi un règlement financier sera opéré pour tenir compte des écarts constatés.
- (8) Les garanties de capacités sont échangeables et cessibles. L'achat par les fournisseurs d'électricité de garanties de capacité aux exploitants de capacité afin de satisfaire à leur obligation légale sera organisé par le biais d'un marché décentralisé des garanties de capacité.

⁽¹⁾ 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).



Source: lettre des autorités françaises en date du 2 février 2015

- (9) Les autorités françaises ont soumis qu'ils ont retenus trois principes fondamentaux pour l'architecture du mécanisme de capacité:

- Il s'agit en premier lieu d'un mécanisme de marché (*market-based*) basé sur les volumes (*quantity-based*), c'est-à-dire que les certificats représentent une certaine quantité de capacité. Selon les autorités, le mécanisme fournit un signal à l'investissement uniquement si les acteurs de marché perçoivent un risque pour la sécurité d'approvisionnement, c'est-à-dire quand les obligations/certificats sont échangés à un prix positif. Par ailleurs, les certificats étant attribués pour un an, le mécanisme n'implique aucun engagement pluriannuel.
- Deuxièmement, le mécanisme engage la totalité de la capacité (*market-wide*). L'idée est d'inclure dans le mécanisme tous les moyens contribuant à la réduction du risque de défaillance à hauteur de leur contribution pour le système.
- Troisièmement, un système d'obligation individuelle décentralisé (par opposition à un acheteur unique) a pour but de révéler les besoins de capacités par les acteurs de marché mêmes. Ce choix a été fait en partant de l'hypothèse que les acteurs de marché sont les plus capables d'anticiper les besoins en capacité du marché, et de s'adapter à ses évolutions. Selon les autorités, il permettra ainsi de favoriser l'émergence de capacités flexibles (telles que les effacements) capables de répondre à un besoin en capacité identifié tardivement.

2.2. Obligations de capacité

2.2.1. Obligations des fournisseurs

- (10) Le calcul de la puissance de référence d'un fournisseur, c'est-à-dire son obligation de capacité, repose sur les principes suivants:

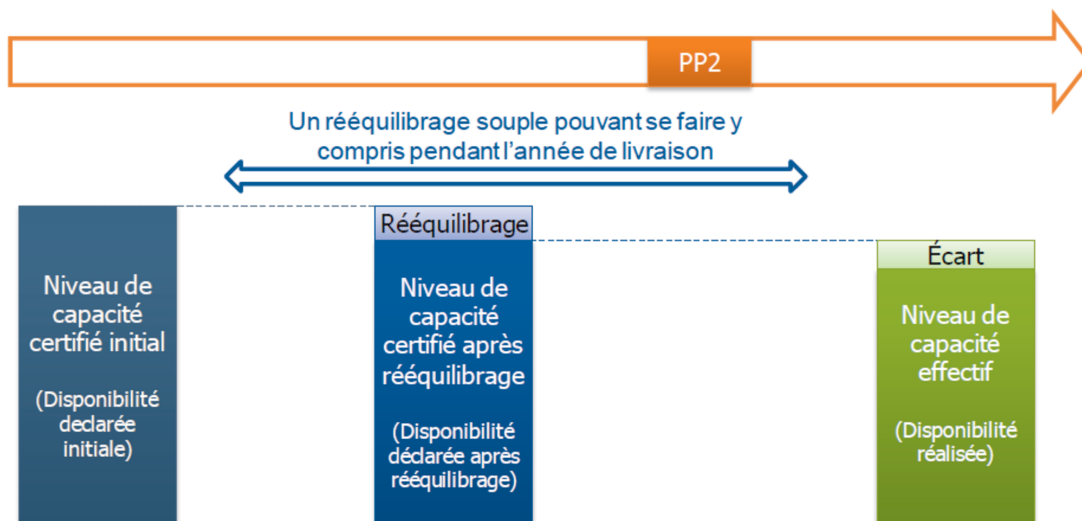
- prise en compte de la consommation constatée durant la période de pointe (dite PP1) pendant l'année de livraison (à chaque fois une année calendrier);
- correction, d'une part, de la sensibilité de la consommation à la température (thermosensibilité); et
- correction, d'autre part, de la puissance effacée des capacités certifiées activées durant la période PP1.

- (11) Le gestionnaire du réseau de transport définit chaque année les jours de PP1 qui conditionnent l'obligation de capacité des fournisseurs du territoire métropolitain national, en se fondant sur des prévisions de la consommation nationale du jour pour le lendemain (en J-1). Le nombre de jours de PP1 doit être compris entre 10 et 15 pour chaque année de livraison et les heures retenues pour le calcul de l'obligation de capacité sont les heures des plages [07h00- 15h00] et [18h00-20h00] des jours de PP1 sélectionnés. Les jours PP1 sont notifiés aux fournisseurs en J-1 avant 10h30.
- (12) Le décret de décembre 2012 dispose que "la puissance de référence est calculée à partir de la consommation constatée de chaque consommateur". Il prévoit ainsi que l'obligation ne soit pas déterminée de manière normative en amont, mais sur la base de données mesurées, afin de renvoyer à chaque consommateur sa contribution réelle au risque de défaillance.
- (13) Afin de traduire la contribution d'un consommateur au risque de défaillance du fait de sa thermosensibilité, le calcul de l'obligation n'est pas basé sur la consommation observée lors de l'année de livraison, mais sur une estimation de cette consommation lors d'une vague de froid dont la sévérité correspond au risque contre lequel le système cherche à se couvrir (vague de froid décennale).
- (14) Pour ce faire, la consommation constatée est corrigée, à l'aide de gradients de température, pour se placer à la température "extrême" traduisant l'aléa dimensionnant. Une température extrême traduisant le critère de défaillance retenu par les pouvoirs publics (correspondant à une vague de froid décennale) est ensuite définie. Sa valeur moyenne est proche de - 2,6 °C. Les gradients affectés à la consommation des clients sont calculés *ex-post*, et à la maille de chaque fournisseur, à partir de la thermosensibilité constatée des clients de ce fournisseur.
- (15) Les paramètres qui détermineront le besoin effectif en certificats dans l'année de livraison seront publiés 4 ans avant l'année de livraison et resteront stabilisés sur toute la durée d'un exercice, afin de permettre des échanges dans un cadre de régulation fixe et d'assurer que la valeur du produit ne sera pas modifiée par une intervention extérieure au marché. L'obligation précise de chaque fournisseur est ensuite calculée après l'année de livraison, en appliquant ces paramètres.
- (16) Les effacements de consommation de clients par leurs fournisseurs sont valorisés sous la forme d'une réduction de l'obligation de capacité. Cette valorisation des effacements de consommation est à distinguer de la certification de capacités d'effacements de consommation décrite au considérant 18.
- (17) Les obligations de tous les fournisseurs sont d'ailleurs corrigées par un coefficient de sécurité. Le coefficient de sécurité "[tient] compte du risque de défaillance" et "l'effet [des interconnexions du marché français de l'électricité avec les autres marchés européens] est [ainsi] intégré dans la détermination du coefficient de sécurité". La contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement est donc prise en compte dans le marché de capacité, mais selon une méthode implicite, en déduisant cette contribution généralement des obligations des fournisseurs. Pour les deux premières années de livraison, le coefficient de sécurité a été fixé à 0,93. En d'autres termes, la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement en France est évaluée à environ 7 GW.

2.2.2. Obligations des exploitants de capacités et principes de certification

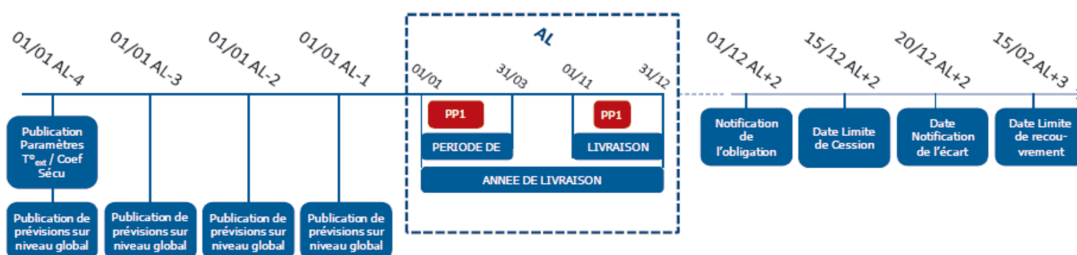
- (18) Toute installation de production ou d'effacement raccordée au réseau public de transport ou au réseau public de distribution doit faire l'objet, par son exploitant, d'une demande de certification auprès de RTE. La participation au mécanisme est ainsi obligatoire pour l'ensemble des capacités.
- (19) Selon les autorités françaises, la méthode de calcul du nombre de certificats alloué à chaque exploitant de capacité repose sur les principes suivants:
 - la non-discrimination entre technologies: chaque capacité de production ou d'effacement se voit attribuer un nombre de certificats égal à sa contribution à la réduction du risque de défaillance;
 - la disponibilité: la quantité de certificats alloués dépend de la disponibilité des moyens de production durant des périodes de pointe de consommation (dite "PP2"), indépendamment de leur activation effective; et

- la vérification *ex-post* de la disponibilité: la quantité de certificats alloués est corrigée en fin de période de livraison en fonction de la disponibilité constatée des moyens de production. Ainsi, l'obtention de certificats de capacité correspond à un véritable engagement de disponibilité, et aucun exploitant de capacité ne se voit attribuer normativement des certificats de capacité s'il ne contribue pas à la réduction du risque de défaillance.
- (20) Dans la pratique, le nombre de jours de PP2 pour une année de livraison est compris entre 10 et 25. Par ailleurs, les jours PP1 sont nécessairement des jours de PP2. Les jours de PP2 qui ne sont pas des jours de PP1 sont sélectionnés du jour pour le lendemain par RTE sur des critères de tension pesant sur le système électrique. Les plages horaires concernées sont les mêmes que pour les jours de PP1 (07h00-15h00 et 18h00-20h00 pour chaque jour sélectionné). Le nombre d'heures de pointe de PP2 est donc compris entre 100 et 250 heures par an.
- (21) La méthode de certification consiste à:
- certifier les capacités sur la base de données déclaratives fournies par les exploitants de capacité;
- mesurer le niveau de capacité effective sur la base de contrôles effectués lors de l'année de livraison; et
- traiter dans le cadre des règlements financiers les différences constatées entre le niveau de capacité certifiée et le niveau de capacité effective.
- (22) Afin de déterminer le niveau certifié de sa capacité, l'exploitant doit déclarer à RTE certains paramètres ainsi que "la disponibilité prévisionnelle de la capacité durant la période de pointe PP2". Le niveau certifié est alors calculé par RTE sur la base des données transmises ainsi que sur base de méthodes de calcul prévues dans la base légale du mécanisme. Ainsi, des corrections sont par exemple appliquées afin de prendre en compte le nombre possible de jours d'activation successifs des capacités certifiées ou la contribution effective à la réduction du risque de défaillance d'une capacité dont la source d'énergie primaire est soumise à un aléa météorologique (de telles réductions s'appliquent par exemple pour l'hydraulique, l'éolien et le solaire).
- (23) Ensuite, l'exploitant peut modifier ses prévisions de disponibilité tout au long du mécanisme, y compris pendant l'année de livraison, grâce à un dispositif de rééquilibrage. La date limite de rééquilibrage d'une année de livraison est le 15 janvier de l'année suivante. Ce mécanisme permet à un exploitant de faire évoluer son niveau de capacité certifiée en fonction des informations de plus en plus précises dont il dispose sur la disponibilité de ses moyens durant la durée de l'exercice. La baisse du niveau de capacité certifiée peut alors susciter l'émergence de nouvelles capacités et d'actions de maîtrise de la demande d'électricité en pointe. L'objectif est d'assurer une cohérence entre le niveau de capacité certifiée et le niveau de capacité effective.
- (24) Le rééquilibrage correspond alors à une "re-certification" de la capacité et permet à l'exploitant d'ajuster ses anticipations au fur et à mesure de la révélation de nouvelles informations sur sa capacité. Le rééquilibrage peut se faire à la hausse et à la baisse. Le coût du rééquilibrage, en sus du coût des garanties éventuellement nécessaires au rééquilibrage, devrait refléter le coût pour la collectivité de la révélation de l'information. Il est nul avant l'année de livraison et renvoie progressivement au coût des écarts pendant l'année de livraison, afin d'inciter les exploitants à procéder à ce rééquilibrage au plus vite lorsqu'ils constatent une divergence entre le niveau de capacité effective et le niveau de capacité certifiée. Une exception est faite pour les demandes de rééquilibrage pour événement fortuit, rendant impossible la mise à disposition de tout ou partie de la capacité sur tout ou partie de la période de pointe PP2. Dans ces cas, le coût du rééquilibrage est nul si les procédures appropriées sont suivies. Les événements fortuits ne sont pas listés de manière exhaustive dans la base juridique.
- (25) Afin d'éviter des rééquilibrages circonstanciels à la dernière minute, les exploitants de capacités dont le niveau de capacité est supérieur à 100 MW sont obligés d'effectuer une déclaration d'évolution des paramètres de certification au gestionnaire du réseau public de distribution ou de transport auquel est raccordée sa capacité lorsque survient une modification majeure des conditions de son exploitation susceptible d'avoir une incidence sur la disponibilité prévisionnelle de celle-ci durant la période de pointe PP2.



Source: lettre des autorités françaises en date du 2 février 2015

- (26) Il est à noter que le rééquilibrage à la baisse est sans effet pour le fournisseur qui aurait éventuellement déjà acheté le certificat lié à la capacité rééquilibrée. C'est l'exploitant de la capacité rééquilibrée (ou son responsable de périmètre de certification: voir considérant 30) qui doit restituer les garanties de capacité correspondant au volume de rééquilibrage retenu. Le certificat existe en propre une fois émis: un acteur détenant un certificat ne supporte aucun risque lié à la capacité sous-jacente qui en est à l'origine. Pour cette raison, les règlements des écarts des fournisseurs et ceux des écarts des exploitants de capacités se font séparément (voir considérant 55).
- (27) Ce système déclaratif est complété par un système de contrôle de capacité. Le principe est que toute capacité certifiée doit être activée au moins une fois par an. Plus précisément:
 - le dispositif de contrôle générique consiste à contrôler l'injecté, pour la production, et l'activé, pour l'effacement. Il s'appuie sur le dispositif de contrôle du réalisé des effacements, et sur les données d'injections de chaque capacité;
 - le dispositif de contrôle par audit permet de contrôler la cohérence entre les déclarations à la certification et lors de la collecte, et les performances réelles de la capacité; et
 - le dispositif de contrôle par test d'activation complète l'activation par le marché et doit garantir que toutes les capacités auront été activées au moins une fois. Il s'agit de tests aléatoires pour chaque capacité sans préavis de l'exploitant. Une capacité ne peut pas être testée plus de trois fois par période de livraison.
- (28) En régime établi, la chronologie du mécanisme de capacité côté certification est la suivante:



Source: lettre des autorités françaises en date du 19 octobre 2015

- (29) Les modalités précises de certification varient selon le type de capacité concerné:
- les capacités de production existantes peuvent commencer à se faire certifier 4 ans avant la période de livraison, et ont l'obligation de demander à se faire certifier 3 ans avant le début de l'année de livraison;
 - les capacités de production en projet peuvent demander à se faire certifier dès la signature du premier règlement de la convention de raccordement signée et jusqu'à deux mois avant le début de la période de livraison; et
 - les capacités d'effacement peuvent se faire certifier jusqu'à deux mois avant le début de la période de livraison.
- (30) Le jalon de 3 ans avant le début de l'année de livraison pour les capacités de production existantes, a été introduit pour que les acteurs disposent d'une anticipation sur l'état prévisionnel du système et que le marché de capacité puisse véhiculer des signaux économiques suffisamment à l'avance pour permettre le développement des capacités de production et d'effacement nécessaires au respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Par contre, les autorités françaises ont laissé la possibilité aux capacités en projet et d'effacement de se faire certifier au plus près de la période de livraison afin de permettre une participation maximale de l'ensemble des capacités au marché.
- (31) Les exploitants ont la possibilité de céder leurs engagements de disponibilité à un tiers, qui se portera alors responsable financièrement en cas de non-respect des prévisions durant la période de pointe (il s'agit du responsable de périmètre de certification ou RPC). Le RPC est la personne morale responsable financièrement des écarts des exploitants des capacités de son périmètre. Les exploitants peuvent être leur propre RPC ou, tel qu'expliqué ci-avant, contractualiser auprès d'un RPC. La qualité de RPC s'acquiert par la signature d'un contrat avec RTE. Un règlement financier par les RPCs est dû, au titre d'une année de livraison, en cas d'écarts entre les niveaux de capacité effectifs et les niveaux de capacité certifiés, tenant compte des volumes de rééquilibrage effectués au sein du périmètre de certification. Il est possible pour les RPC de "foisonner" les capacités au sein de leur périmètre.
- (32) Pour le règlement financier des écarts, RTE notifie à chaque RPC l'écart dans leur périmètre au plus tard le 1^{er} décembre de l'année de livraison + 2.

2.3. Échanges de garanties de capacité

- (33) Les garanties de capacité sont toutes inscrites dans le registre des garanties de capacité, tenu par le gestionnaire de réseau RTE. Ce registre recense les opérations de délivrance, d'échange et de destruction de garanties de capacité, de manière sécurisée et confidentielle. Le registre des garanties de capacité est ouvert dès la délivrance des premières garanties de capacité.
- (34) Chaque fournisseur et chaque exploitant de capacité est tenu d'ouvrir un compte auprès de RTE sur le registre des garanties de capacité.
- (35) Chaque garantie de capacité émise est numérotée afin de permettre sa gestion et la traçabilité des échanges. Elle est valable au titre d'une année de livraison. Le certificat, dont l'unité est de 0,1 MW ⁽²⁾, existe en propre une fois émis: un acteur détenant un certificat ne supporte aucun risque lié à la capacité sous-jacente qui en est à l'origine.
- (36) Les transferts de garanties de capacité entre acteurs (délivrance et cession) se réalisent par le transfert de ces garanties sur le registre des garanties de capacité, après demande des deux parties (la partie cédante et la partie bénéficiaire). Les transferts effectifs de propriété s'effectuent par l'inscription d'une garantie de capacité sur le compte de l'acteur bénéficiaire.
- (37) Les échanges de garanties de capacité peuvent avoir lieu de gré à gré ou sur des marchés organisés non obligatoires. En ce qui concerne l'émergence d'une plateforme d'échange, les autorités françaises ont expliqué qu'au cours de la concertation, l'opérateur de bourse EPEX Spot a manifesté son intérêt pour la mise en place d'une plateforme d'échange des garanties de capacité. De l'avis des autorités, le recours à une plateforme permettant de concentrer la liquidité des échanges présente des avantages en matière de formation et de révélation d'un prix de référence public susceptible de guider les anticipations des acteurs.

⁽²⁾ Le niveau certifié de capacité est arrondi à 0,1 MW près. Les capacités de puissance inférieure à 1 MW peuvent s'agréger pour participer au marché.

- (38) La propriété d'une garantie de capacité résulte de son inscription par RTE au compte détenu par son titulaire dans le registre des garanties de capacité. Le caractère dématérialisé des garanties de capacité implique que leur consignation dans le registre des garanties de capacité constitue une preuve suffisante du droit de propriété conféré.
- (39) Cependant, aucun échange de certificats de capacité ne peut être pris en compte s'il n'est pas retranscrit au sein du registre des garanties de capacité. L'ensemble de ces échanges est suivi par RTE dans un registre confidentiel, sous le contrôle du régulateur de l'électricité français, la Commission de Régulation de l'Énergie ("CRE").
- (40) Les échanges de certificats pourront se faire pendant toute la période depuis la certification jusqu'à la date limite de cession des garanties de capacité. Tel qu'expliqué au considérant 30, RTE notifie à chaque fournisseur le montant de son obligation de capacité au plus tard le 1^{er} décembre de l'année de livraison + 2. La date limite de cession tombe 15 jours après.
- (41) Les fournisseurs qui, à la date limite de notification de l'obligation, ont un excédent de certificats par rapport à leur obligation sont tenus d'effectuer une offre publique de vente avant la date limite de cession des certificats de capacité.
- (42) Cinq jours après la date limite de cession des garanties de capacité, RTE calcule, pour chaque fournisseur, le déséquilibre entre le montant de l'obligation de capacité du fournisseur et le montant de garanties de capacité figurant sur le compte du fournisseur dans le registre des garanties de capacité ainsi que le règlement financier y correspondant.

2.4. Valeur des certificats et montant d'aide

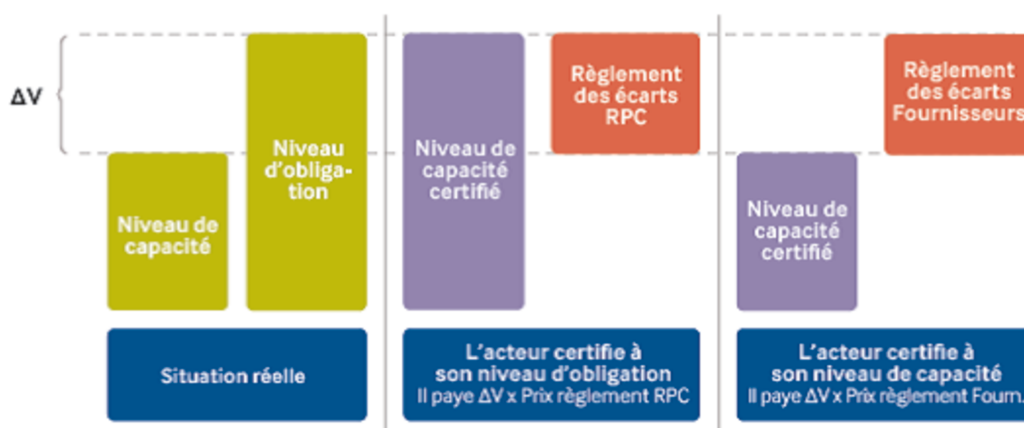
- (43) La valeur des certificats n'est pas fixée administrativement: c'est le marché qui la détermine. Les échanges sont librement établis par les acteurs du mécanisme (fournisseurs, exploitants de capacité mais également parties tierces souhaitant intervenir sur le marché de capacité) sur la base de leurs anticipations, de leur stratégie de couverture et des informations dont ils disposent. Il n'est donc pas possible de déterminer *ex ante* le montant total de l'aide annuellement accordée sous le mécanisme.
- (44) En tant que mécanisme de marché englobant toute la capacité, les autorités françaises l'ont basé sur le principe d'une valorisation systématique, mais potentiellement nulle, des contributions à la sécurité d'approvisionnement. La rencontre d'une demande portant sur le besoin total en capacité et d'une offre portant sur toutes les capacités fait émerger un prix de marché reflétant la rareté de la ressource. Ainsi, dans une situation de surcapacité, la rareté de la ressource devrait être nulle et le prix tendrait vers 0.

2.5. Règlement financier des écarts

- (45) La certification se réalisant en amont (à partir de 3 ou 4 années avant la période de livraison pour les capacités de production existantes) et la mesure du niveau de capacité effective en aval de la période de livraison, des écarts peuvent exister entre le niveau de capacité certifiée et le niveau de capacité effective. Dès lors, les autorités françaises ont conçu une responsabilisation sur les écarts entre le réalisé et les prévisions.
- (46) Les autorités françaises ont expliqué que le règlement financier sur les écarts ne constitue pas une pénalité ou une sanction administrative.

(47) L'architecture globale des règlements financiers correspond à des règlements des écarts de manière très similaire à celle en vigueur sur l'énergie (*rééquilibrage* ou *balancing*):

- le règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs est proportionnel d'une part au déséquilibre du fournisseur — c'est-à-dire à la différence entre le montant de l'obligation de capacité du fournisseur et le montant des garanties de capacité figurant sur le compte du fournisseur — et d'autre part à un prix unitaire dépendant du signe du déséquilibre; et
- le règlement financier relatif à l'écart du RPC est fonction d'une part de l'écart du RPC — c'est-à-dire la différence entre les niveaux de capacité effectifs et les niveaux de capacité certifiés cumulés des capacités rattachées à son périmètre — intégrant les volumes de rééquilibrage effectués au sein du périmètre de certification, et d'autre part à un prix unitaire dépendant du signe de l'écart.



Source: lettre des autorités françaises en date du 2 février 2015

(48) Les règlements financiers des fournisseurs et des responsables de périmètre de certification sont calculés avec le même prix unitaire (il y a un prix unitaire positif pour les écarts positifs et un prix unitaire négatif pour les écarts négatifs), selon une méthode approuvée par la CRE sur proposition de RTE. Les formules de règlement des écarts s'écrivent de la manière suivante:

Règlement des écarts des fournisseurs:

$$\text{Règlement}_{\text{financier}} = - \text{Volume}_{\text{écart}} \times \text{Prix}_{\text{unitaire}}$$

Règlement des écarts des responsables de périmètre de certification:

$$\text{Règlement}_{\text{financier}} = - \text{Volume}_{\text{écart}} \times \text{Prix}_{\text{unitaire}} + \text{Coûtré}_{\text{équilibrage}}$$

(49) Le prix de règlement appliqué pour une année de livraison donnée dépend de certains critères:

- lorsque la sécurité d'approvisionnement n'est pas significativement menacée, le prix de règlement financier se base intégralement sur le prix de marché (Prm). Pour le règlement des écarts négatifs, un coefficient d'incitation (le coefficient k) est ajouté à ce prix pour assurer l'incitation à recourir au marché des garanties plutôt que d'attendre le règlement financier (pour les écarts positifs, il en est déduit). Ce coefficient k a été fixé à 0,1 dans l'arrêté du 22 janvier 2015; et

- lorsque la sécurité d’approvisionnement est significativement menacée, le prix de règlement des écarts renvoie à un prix administré (Padmin). Ce prix administré représente un plafond du prix de la capacité sur le marché en référence au coût de la construction d’une nouvelle capacité, dont les modalités de calcul sont fixées et publiées par la CRE. Ce prix ne peut en aucun cas être supérieur à quarante mille (40 000) euros par mégawatt de capacité certifiée.

Matrice de règlement des écarts en fonction de l’état du système

	Sécurité d’approvisionnement menacée	Sécurité d’approvisionnement non menacée
Prix de règlement des écarts négatifs	Padmin	(1+K) P _{rm}
Prix de règlement des écarts positifs	(1-K) P _{rm}	(1-K) P _{rm}

Source: lettre des autorités françaises en date du 2 février 2015

- (50) Afin de déterminer si la sécurité d’approvisionnement est significativement menacée ou non, à l’issue de la période de livraison, RTE calcule l’écart global réalisé, qui correspond à la différence algébrique entre le niveau global de capacité effective et le niveau global d’obligation effective. Pour chaque année de livraison, un seuil (une valeur en GW) est déterminé pour caractériser une situation d’écart global acceptable. Pour un écart global en deçà du seuil, la sécurité d’approvisionnement est menacée de manière significative. Pour les deux premières années de livraison, le seuil a été fixé à 2 GW en dessous de l’obligation globale.
- (51) Un compte dénommé “fonds pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification” et un compte dénommé “fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs” sont ouverts par RTE et sont dédiés uniquement aux règlements financiers au titre des écarts des responsables de périmètre de certification et des fournisseurs respectivement.
- (52) RTE assure la gestion administrative, comptable et financière des fonds au titre des écarts selon les règles de la comptabilité privée. Il est à ce titre chargé de la facturation et du recouvrement des sommes dues par les RPC et fournisseurs, ainsi que de la constatation des éventuels défauts de paiement.
- (53) La CRE est quant à elle en charge du contrôle du règlement des écarts des fournisseurs (article 7 du décret n° 2012-1405) et peut prévoir une sanction administrative en cas de manquement à l’obligation légale de payer les écarts. La sanction doit être proportionnée et ne peut excéder pour une année de livraison 120 000 EUR par MW de capacité.
- (54) Les flux financiers liés aux écarts des RPC et des fournisseurs se font comme suit:
- (1) les RPC et fournisseurs dont les écarts sont négatifs versent le montant du règlement dont ils sont redevables sur leur fonds respectif;
 - (2) les RPC et fournisseurs dont les écarts sont positifs reçoivent de leur fonds respectif le montant du règlement qui leur est dû. Toutefois, la somme de ces règlements est au plus égale, pour une année de livraison donnée, à la somme des versements effectués au titre des règlements financiers négatifs; et
 - (3) le solde éventuel restant sur les fonds pour le règlement des écarts des RPC et pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs n’est pas la propriété de RTE. Il est intégralement redistribué aux utilisateurs du réseau public de transport d’électricité, c’est-à-dire à l’ensemble des clients finaux.
- (55) Il n’y a pas de flux financier entre le fonds pour le règlement des écarts des RPC et le fonds pour le règlement des écarts des fournisseurs. Il n’existe donc aucun flux financier entre les exploitants de capacités et les fournisseurs concernés dans le cadre du règlement des écarts.

2.6. Participation au mécanisme

- (56) Toutes les capacités en France métropolitaine ont l'obligation de participer au mécanisme de capacité (article L.335-3 du code de l'énergie).
- (57) Chaque technologie de production (renouvelables, nucléaire, gaz, charbon, etc.) se voit attribuer un montant de garanties de capacité en fonction de sa contribution effective à la sécurité d'approvisionnement électrique.
- (58) Les exploitants des capacités intermittentes (éolien, photovoltaïque, hydraulique fil de l'eau), ont la possibilité d'opter pour la participation au marché des certificats par la voie du régime générique (certification sur la base du déclaratif, retraitement *a posteriori* sur la base du contrôle de la disponibilité) ou pour un traitement de risque par la voie d'un régime alternatif (certification sur la base de taux normatifs calculés par filière, conduisant à neutraliser uniquement les aléas affectant la source primaire; pas de contrôle de la disponibilité et pas de règlement des écarts liés).
- (59) En outre, les autorités françaises ont expliqué que le mécanisme de capacité permet la participation de l'ensemble des capacités, celles en projet comme celles existantes. Des différences s'appliquent pourtant en termes de règles de certification (voir considérant 29) et en termes de garanties à remettre pour cette certification. Plus particulièrement, une capacité en projet entraîne la remise d'une garantie bancaire pour chaque année de livraison pour laquelle la capacité a été certifiée, alors qu'une capacité en service n'entraîne pas une telle remise de garantie bancaire. La garantie bancaire est remise par l'exploitant de la capacité à RTE lors de la demande de certification. Elles ne sont levées qu'à la date de mise en service de l'installation.
- (60) Selon les autorités françaises une attention particulière a été apportée pour permettre une pleine participation des capacités d'effacement:
- l'exigence de disponibilité imposée aux exploitants de capacité porte sur un nombre d'heures réduit cohérent avec le risque de défaillance (de 100 à 250 heures par an, les plus stratégiques pour la sécurité du système électrique), ce qui permet de maximiser la valeur de l'effacement, qui correspond souvent à des durées de disponibilité réduite; et
 - le mécanisme permet aux opérateurs d'effacements de faire certifier leur capacité avec un préavis très court: la date limite de demande de certification des effacements est fixée à deux mois avant le début de la période de livraison.
- (61) Les effacements peuvent être pris en compte selon deux méthodes différentes: soit en réduisant le montant de l'obligation de capacité d'un fournisseur par une réduction de la consommation (valorisation "implicite"), soit par une certification de la capacité d'effacement (valorisation "explicite"). Si une capacité d'effacement certifiée est activée, alors elle ne pourra pas être prise en compte une deuxième fois en tant que réduction de la consommation. Ainsi, le choix d'une capacité d'effacement se présente comme suit: soit elle décide de valoriser sa capacité implicitement, auquel cas cette valorisation nécessite que la capacité soit *effectivement* activée durant les heures PP1; soit elle décide de se faire certifier explicitement, auquel cas elle doit s'engager à être disponible durant les heures PP2. La nature de l'engagement est donc plus contraignante dans le cas de la valorisation implicite (engagement à s'activer effectivement, contre un engagement à être disponible). Toutefois, le fait que les heures PP2 sont plus nombreuses que les heures PP1 devrait garantir, selon les autorités françaises, la non-discrimination entre ces deux modes de valorisation.
- (62) Tel qu'expliqué au considérant 17, les autorités françaises ont expliqué que la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement est prise en compte dans le marché de capacité selon une méthode implicite. Ce mode de prise en compte se traduit par l'application d'un coefficient de sécurité réduisant le montant de l'obligation de chacun des fournisseurs.
- (63) Les autorités françaises ont cependant exprimé une volonté de permettre une participation explicite des capacités transfrontalières à terme. À cette fin, la Ministre en charge de l'énergie a mandaté RTE pour engager un processus de concertation visant à étudier l'opportunité d'une ouverture explicite du mécanisme aux capacités situées à l'étranger. Cette consultation, qui sera ouverte aux pays membres frontaliers ainsi qu'à la Commission européenne, a débuté en avril 2015. Les conclusions sont attendues fin 2015 et pourront conduire, le cas échéant, à une adaptation du cadre réglementaire.

- (64) Enfin, les autorités françaises ont prévu que des garanties de capacité seraient associées au produit ARENH⁽³⁾ pour les fournisseurs alternatifs, ce qui, à leur avis, devrait contribuer à la réduction de la concentration du marché des certificats.

2.7. Administration du mécanisme

2.7.1. Rôle général des entités publiques

- (65) RTE assure le fonctionnement opérationnel du mécanisme de capacité:
- élaboration et proposition des règles du mécanisme de capacité;
 - calcul de l'ensemble des paramètres du mécanisme, en vérifiant leur cohérence avec le critère de sécurité d'approvisionnement;
 - certification des capacités et vérification de la disponibilité effective (en collaboration avec les gestionnaires de réseau de distribution);
 - calcul des obligations de capacité des fournisseurs (en collaboration avec les gestionnaires de réseau de distribution); et
 - calcul et notification des écarts des RPC et des fournisseurs, et gestion des fonds pour le règlement de ces écarts.
- (66) Selon les autorités françaises, le rôle confié à RTE sur le mécanisme de capacité est comparable au rôle qui lui est confié sur le marché de l'énergie (proposition de règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre) et s'inspire largement des dispositions existantes pour le marché de l'énergie.
- (67) La CRE encadre et surveille le fonctionnement du marché:
- surveillance de l'ensemble du dispositif — notamment des transactions financières — transparence du dispositif (publication de rapports annuels) et propositions d'amélioration;
 - définition du "prix de référence" des écarts et du "prix administré" en vue du calcul du règlement des écarts, à partir de l'observation des échanges sur le marché;
 - validation des frais exposés par les gestionnaires de réseau au titre de la certification et du contrôle de la disponibilité des capacités;
 - avis sur les règles du mécanisme;
 - proposition de certaines dispositions des règles ou modalités pratiques de mise en œuvre du mécanisme (méthode de calcul de la consommation constatée ...); et
 - approbation des contrats ou conventions entre acteurs relatifs aux échanges de données.
- (68) L'État arrête les règles du mécanisme sur proposition de RTE après avis de la CRE, et décide du critère de sécurité d'approvisionnement (espérance de défaillance de 3 h par an).
- (69) Les autorités françaises ont argué que ni le Gouvernement, ni RTE, ni la CRE ne participent activement au marché de capacité et ne jouent, dès lors, pas un rôle direct dans la détermination des prix sur le marché d'échange des garanties de capacité.

2.7.2. Transparence et surveillance

- (70) Les autorités françaises affirment avoir prévu des dispositions dans le mécanisme de capacité au titre de la transparence et de la surveillance de son bon fonctionnement:
- les publications de RTE sur l'état prévisionnel du système électrique (information sur le besoin global en capacités) associé au caractère public du registre de capacité (état actuel du parc de capacités) afin de contribuer à la bonne transparence sur le besoin du système et à l'efficacité des signaux véhiculés par le mécanisme;

⁽³⁾ L'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) est un droit pour les fournisseurs d'acheter de l'électricité à EDF à un prix régulé et pour des volumes déterminés par la CRE. Plus d'informations sur l'ARENH: https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/dispositif_arenh.jsp

— la surveillance du marché de capacité par la CRE, au titre de ses missions de surveillance des marchés, facilitée par l'obligation pour les acteurs de déclarer les prix de toute transaction sur le registre des garanties. De plus, la CRE publiera des informations sur les prix des échanges de manière à contribuer à la bonne transparence du signal prix.

- (71) Selon les autorités françaises, des dispositions ont été retenues visant tout particulièrement l'acteur historique, notamment l'obligation pour les acteurs intégrés de disposer de deux comptes distincts entre leurs parties "fourniture" et "exploitant". Les acteurs intégrés auront donc l'obligation de déclarer à la CRE leurs coûts de transactions internes.
- (72) Enfin, différents mécanismes sont prévus pour éviter les rétentions de capacités, notamment: les exploitants de capacités existantes ont l'obligation de faire certifier ces capacités et les fournisseurs qui, à la date limite de notification de l'obligation, ont un excédent de certificats par rapport à leur obligation sont tenus d'effectuer une offre publique de vente avant la date limite de cession des certificats de capacité.

2.8. Base légale nationale

- (73) Les textes législatifs et réglementaires encadrant le mécanisme de capacité sont:

— la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 relative à la nouvelle organisation du marché de l'électricité, codifiée notamment aux articles L. 335-1 à L. 335-8 du code de l'énergie;

— le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité, prévu par l'article L. 335-6;

— l'arrêté du 22 janvier 2015 définissant les règles du mécanisme de capacité et pris en application de l'article 2 du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant sur la création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité; et

— l'annexe de l'arrêté du 22 janvier 2015: Règles du mécanisme de capacité.

- (74) Ces textes sont par ailleurs complétés par:

— des éléments contractuels et des registres, disponibles sur le site de RTE; et

— plusieurs délibérations de la CRE.

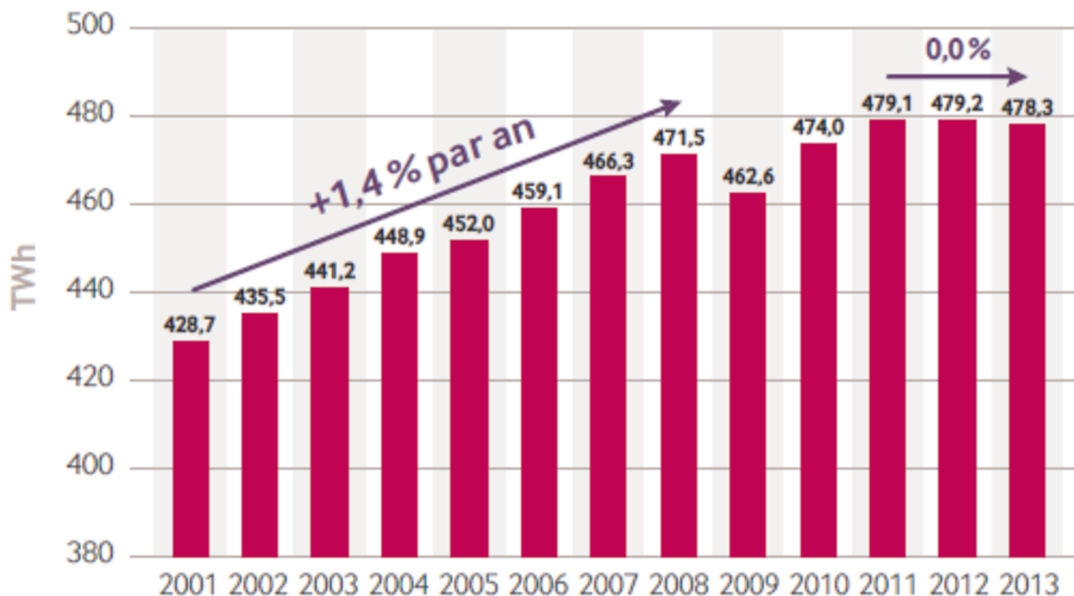
2.9. Bénéficiaires

- (75) Les bénéficiaires du mécanisme sont les détenteurs de capacité, qui reçoivent les certificats de l'État (via RTE) et ont la possibilité de les revendre.

2.10. Objectif du mécanisme

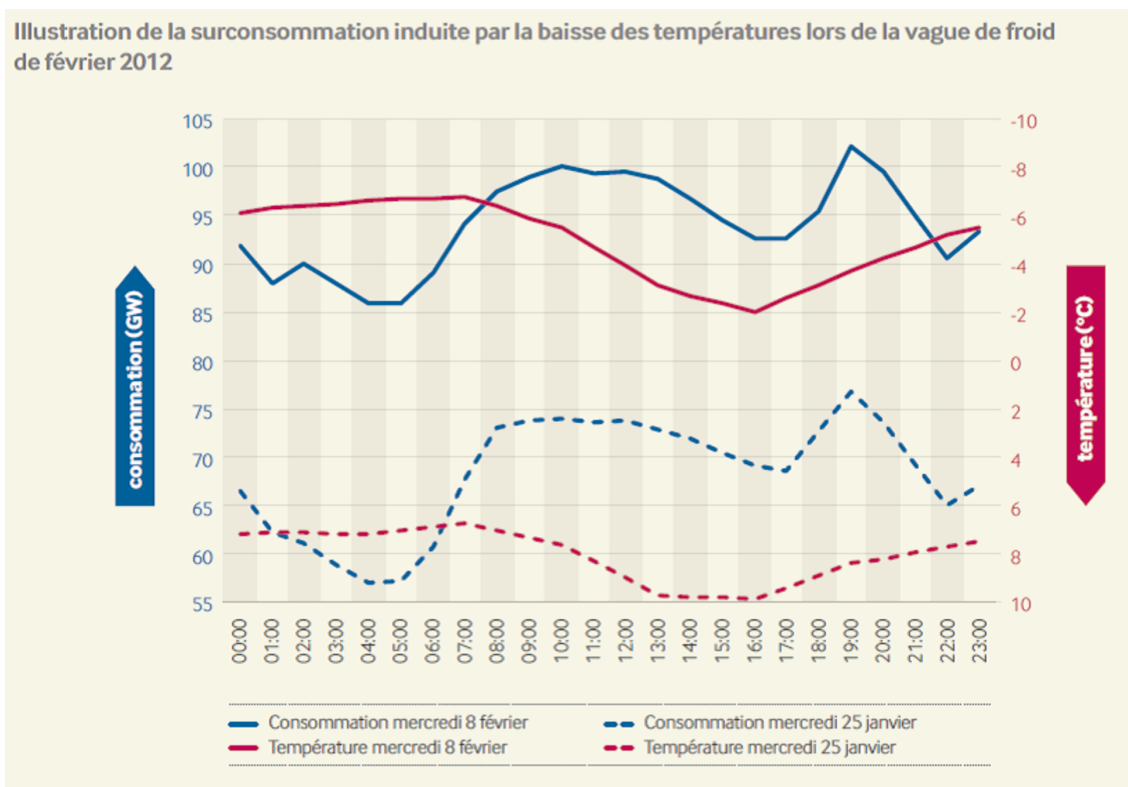
- (76) Les autorités françaises ont expliqué que depuis de nombreuses années, la France connaît un phénomène de pointe de consommation électrique durant l'hiver. Le système électrique français est en effet caractérisé par une importante thermosensibilité de la consommation électrique qui conduit à un pic de consommation électrique lors des vagues de froid hivernales. Cette thermosensibilité n'a cessé de s'amplifier au cours des dernières années, notamment du fait de l'augmentation de la consommation liée au chauffage électrique, mais aussi de nouveaux usages de l'électricité qui coïncident souvent avec la pointe de consommation du soir. Le gradient d'hiver, i.e. la consommation électrique supplémentaire induite par un degré Celsius en moins, a progressé de plus de 30 % entre l'hiver 2001-2002 et l'hiver 2012-2013, à tel point qu'il est porté en 2014 à 2 400 MW/°C. Le bilan prévisionnel 2014 de RTE concluait que la pointe de consommation, due à la thermosensibilité, est passée de 79 590 MW en 2001 à 102 100 MW en 2012.

Consommation corrigée des aléas en France continentale⁷ Hors activité d'enrichissement d'uranium



Source: RTE — Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France 2014, p. 19

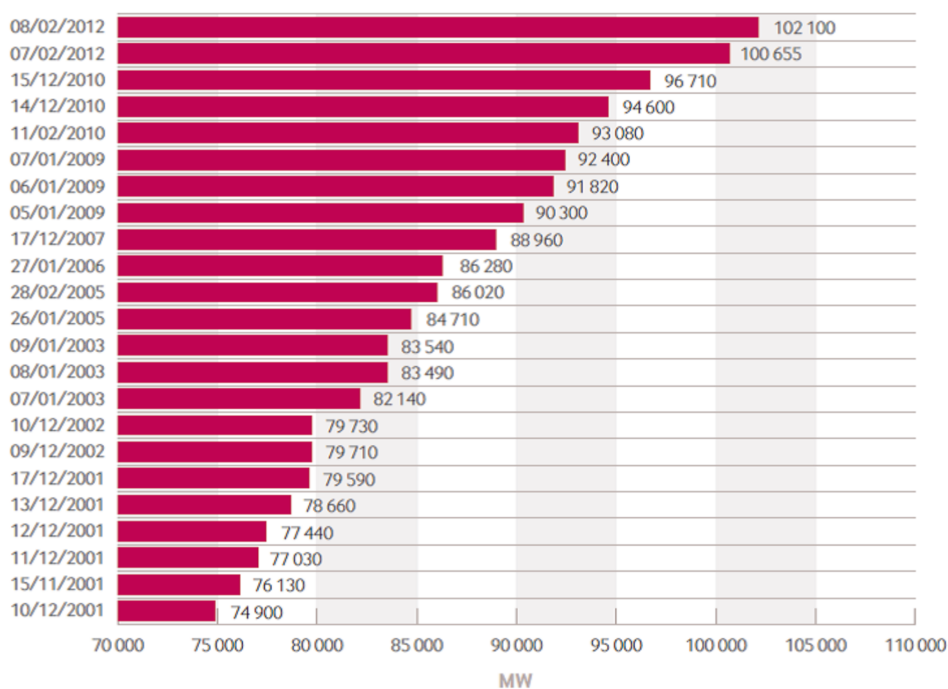
(77) Effectivement, les autorités françaises ont identifié la pointe de consommation lors de vagues de froid en hiver (occurrence une fois tous les dix ans) en tant que phénomène faisant peser un risque sur la sécurité d'approvisionnement en France actuellement. Ceci est illustré par le graphique montrant le comportement de la consommation électrique lors de la vague de froid de février 2012:



Source: RTE — Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France 2014, p. 35

- (78) La croissance de la pointe est plus rapide que celle du niveau général de consommation d'électricité. La maîtrise de la pointe de consommation électrique est donc une préoccupation centrale, notamment dans un contexte de transferts d'usages énergétiques vers l'électricité.

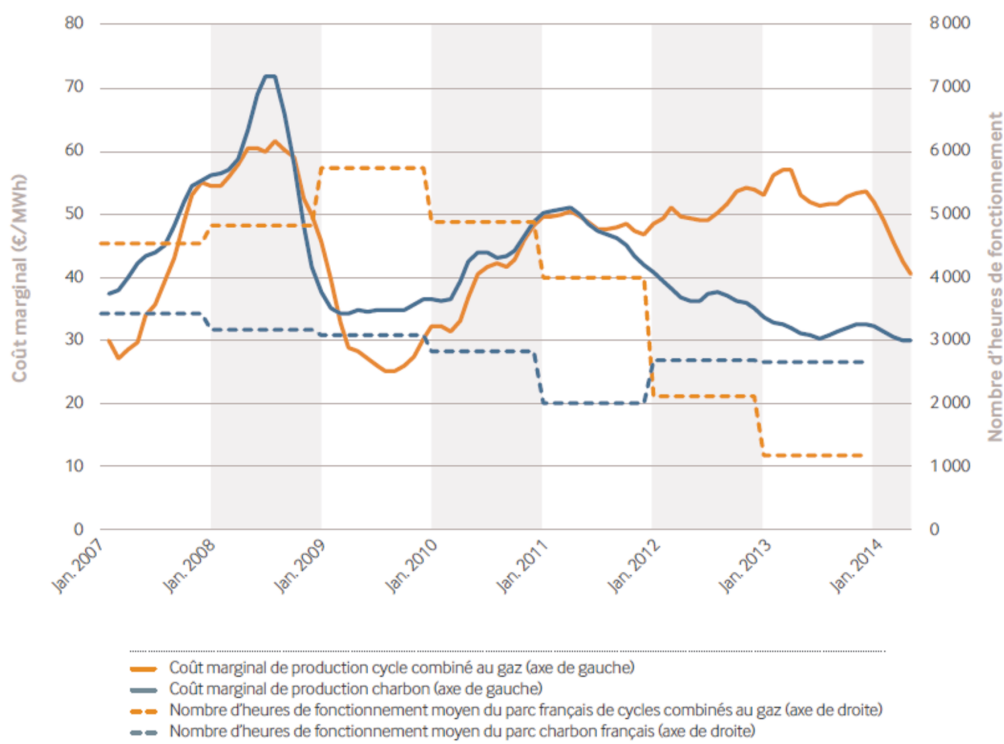
Pics historiques de consommation sur la dernière décennie



Source: RTE — Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France 2014, p. 33

- (79) Au-delà du phénomène d'accroissement tendanciel de la pointe, on constate une très forte variabilité du niveau de celle-ci d'une année à l'autre. Ainsi, la pointe de consommation s'est élevée à 102 GW au cours de l'année 2012 contre seulement 82,5 GW pour l'année 2014. Cela signifie que la variabilité de la pointe de consommation est équivalente en ordre de grandeur à la production d'au moins 40 centrales au gaz CCG de 500 MW.
- (80) Selon RTE, du côté de l'offre, l'Europe est caractérisée par une stagnation de la demande et une surcapacité de production électrique significative, dues à plusieurs facteurs. Depuis 2008, la crise économique a réduit la demande électrique. En même temps, le développement des énergies renouvelables subventionnées "hors marché" et bénéficiant d'un accès prioritaire sur le réseau électrique est rapide. De plus, les centrales à charbon européennes connaissent un fort regain d'activité lié à la chute du prix de ce combustible, due à l'essor du gaz de schiste américain qui a poussé les États-Unis à exporter massivement leur production de charbon désormais excédentaire vers l'Europe. Enfin, les centrales à gaz — devenues moins compétitives que les centrales à charbon — voient leur rentabilité, et donc leur activité, se réduire fortement.

Évolution théorique des coûts marginaux de production pour deux cas types de cycle combiné au gaz et de groupe charbon



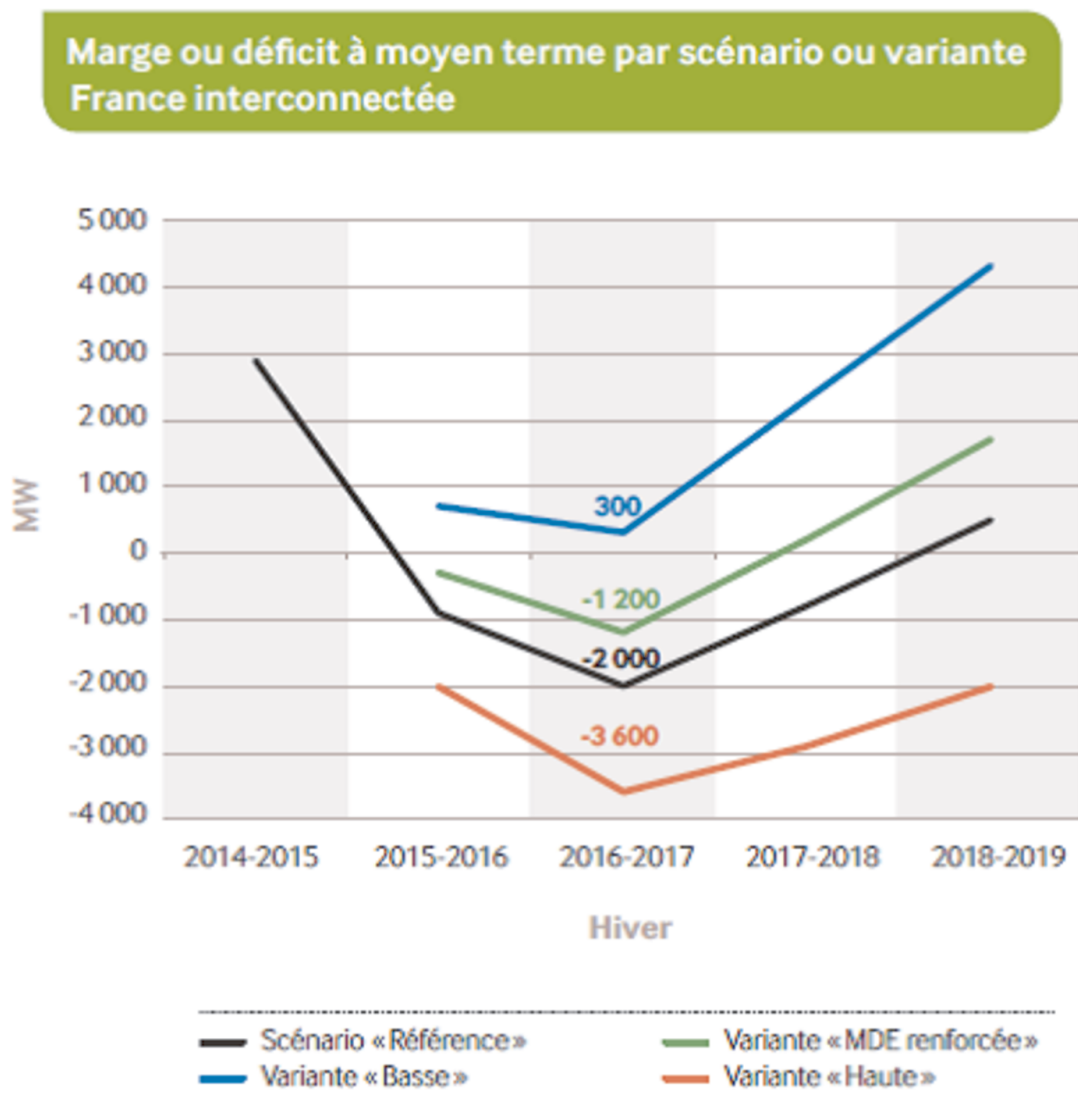
Source: RTE — Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France 2014, p. 37

- (81) Dans ce contexte, les aléas liés aux conditions climatiques font peser une incertitude sur la rémunération des capacités de pointe nécessaires à la couverture de cette pointe de consommation. L'occurrence de pics de consommation est rare, quelques heures sur une année voire pas du tout certaines années si les températures sont douces.
- (82) Le mécanisme de capacité français a été conçu comme un des éléments de réponse à cette problématique, développé en conjonction avec d'autres mesures ayant un impact direct ou indirect sur l'adéquation entre demande et capacité de génération, comme le renforcement des capacités d'interconnexion, la valorisation de l'effacement et le déploiement de compteurs communicants, la promotion de l'efficacité énergétique ou encore la réforme des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables.
- (83) Le mécanisme a pour objectif de garantir le respect du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics. Il essaie de constituer à la fois un moyen de modifier les comportements de consommation à la pointe (approche demande) et de susciter les investissements adéquats en installations de production et en capacités d'effacement (approche offre).
- (84) Le système est également soumis à des contraintes de réseau locales, mais, selon les autorités françaises, celles-ci sont de second ordre et ne sont pas concernées directement par le mécanisme de capacité (voir paragraphes (90) à (93)).

2.11. Critère et analyse de la sécurité d'approvisionnement

- (85) L'indicateur retenu par la France pour évaluer le risque de rupture de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité est l'espérance de la durée de défaillance pour des raisons de déséquilibre offre-demande, avec prise en compte de l'apport des interconnexions. Ce critère se retrouve classiquement dans la littérature académique sous le terme de Loss Of Load Expectation (LOLE). Pour la France, l'État français a choisi de retenir une espérance de défaillance d'une durée moyenne de 3 heures par an.

- (86) L'évaluation du risque de défaillance dans le futur est menée par RTE dans le cadre des bilans prévisionnels de l'équilibre offre-demande. Tous les deux ans, RTE réalise et publie un tel bilan prévisionnel pluriannuel pour anticiper les éventuels déséquilibres entre l'offre et la demande d'électricité en France: il a pour enjeu prioritaire d'estimer sur un horizon de cinq ans les risques de défaillance susceptibles d'apparaître à partir de l'évolution probable de la consommation et de l'offre disponible pour la France, tout en tenant compte des importations de l'étranger et des effacements de consommation. Cette étude est complétée par une analyse de sensibilité aux hypothèses retenues et fait l'objet d'une actualisation chaque année.
- (87) Dans son plus récent bilan de 2014, RTE a identifié, dans son scénario de référence, un risque que le critère de défaillance choisi pour la France ne serait pas atteint en hiver 2015-2016, 2016-2017 et 2017-2018:



Source: RTE — Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France 2014, p. 118

**Analyse du risque de défaillance
France interconnectée – Scénario « Référence »**

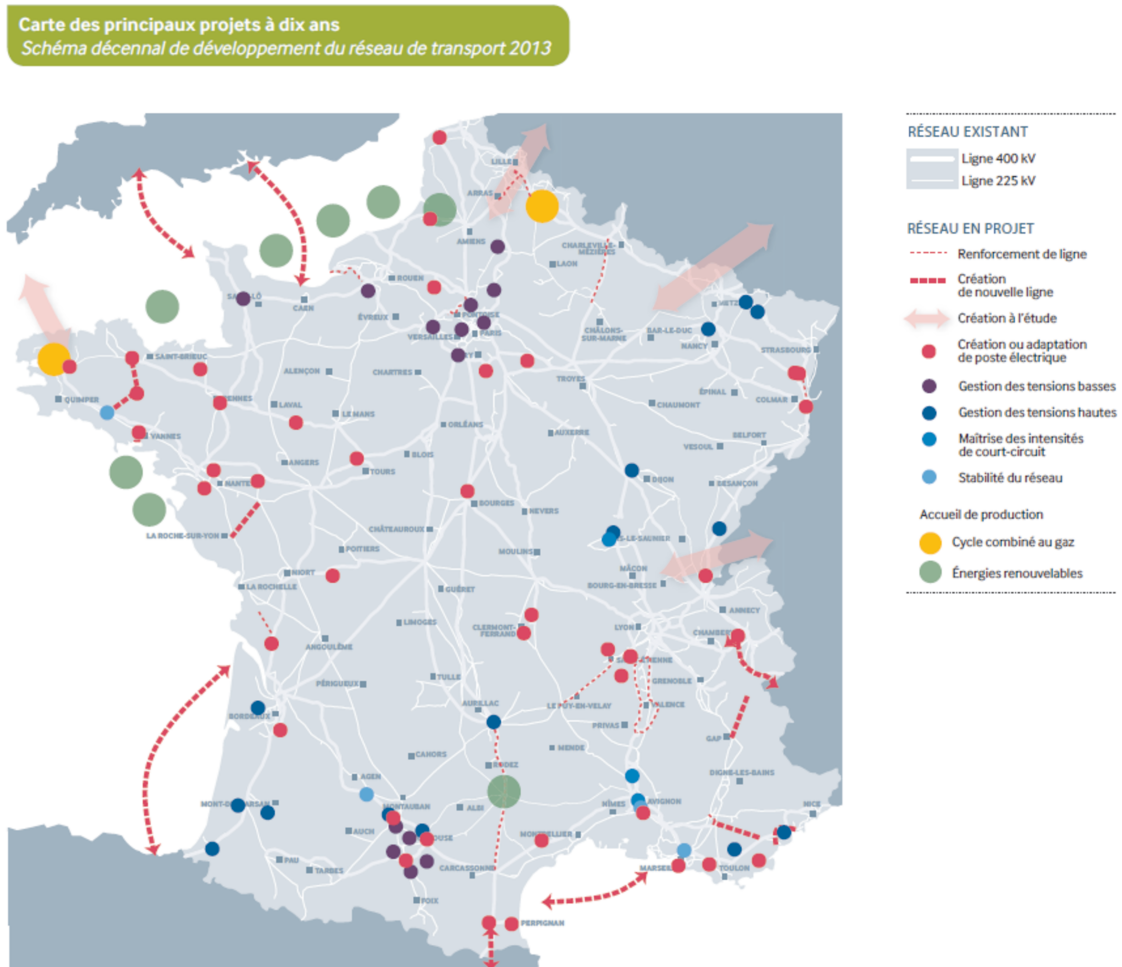
	Hiver 2014-2015	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019
Énergie de défaillance	3,3 GWh	15 GWh	23 GWh	14 GWh	9 GWh
Espérance de durée de défaillance	1 h	4 h	5 h 45	4 h	2 h 30
Marge ou déficit de capacité	2 900 MW	- 900 MW	- 2 000 MW	- 800 MW	500 MW

Source: RTE — Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France 2014, p. 115

- (88) L'intégration du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics dans le mécanisme de capacité se fait au travers des paramètres du mécanisme de capacité, notamment les paramètres de l'obligation (température extrême et coefficient de sécurité). Ces paramètres sont publiés au démarrage d'un exercice du mécanisme de capacité, soit 4 ans avant l'année de livraison, et sont stables durant tout l'exercice.
- (89) Si le critère de sécurité d'approvisionnement n'est pas respecté, il n'existe pas de mécanisme automatique pour remédier à la situation. Néanmoins, les pouvoirs publics ont la possibilité de recourir à la procédure d'appel d'offres lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI), notamment ceux concernant la sécurité d'approvisionnement ("dispositif de bouclage"). La France n'a en pratique jamais activé ce dispositif.
- (90) Au-delà des risques pesant sur la sécurité d'approvisionnement à l'échelle nationale, les autorités peuvent aussi lancer des appels d'offres en cas de tension au niveau local.
- (91) Un unique appel d'offres a ainsi été lancé en Bretagne pour la construction d'une nouvelle CCG, afin de répondre à un besoin local de capacité électrique, résultant du caractère péninsulaire de cette région qui rend le système électrique fragile. Cet appel d'offres fait l'objet du cas d'aides d'État portant la référence SA.40454.
- (92) Les autorités françaises ont expliqué que la stabilité du système électrique breton nécessite l'implantation d'un moyen de production local et ne peut être résolue par la seule création de lignes électriques, qui représentent néanmoins une partie de la solution. À leur avis, le besoin est aussi différent dans sa nature: le moyen de production doit permettre d'éviter un effacement de tension sur l'ensemble de la Bretagne, et non de répondre à une demande à la pointe hivernale de consommation.
- (93) Compte tenu de son caractère national et non localisé, selon les autorités françaises le mécanisme de capacité n'est par construction pas conçu pour répondre à la problématique bretonne, qui devrait être traitée par d'autres moyens afin de garantir que cette problématique spécifique soit traitée de manière proportionnée à l'enjeu.

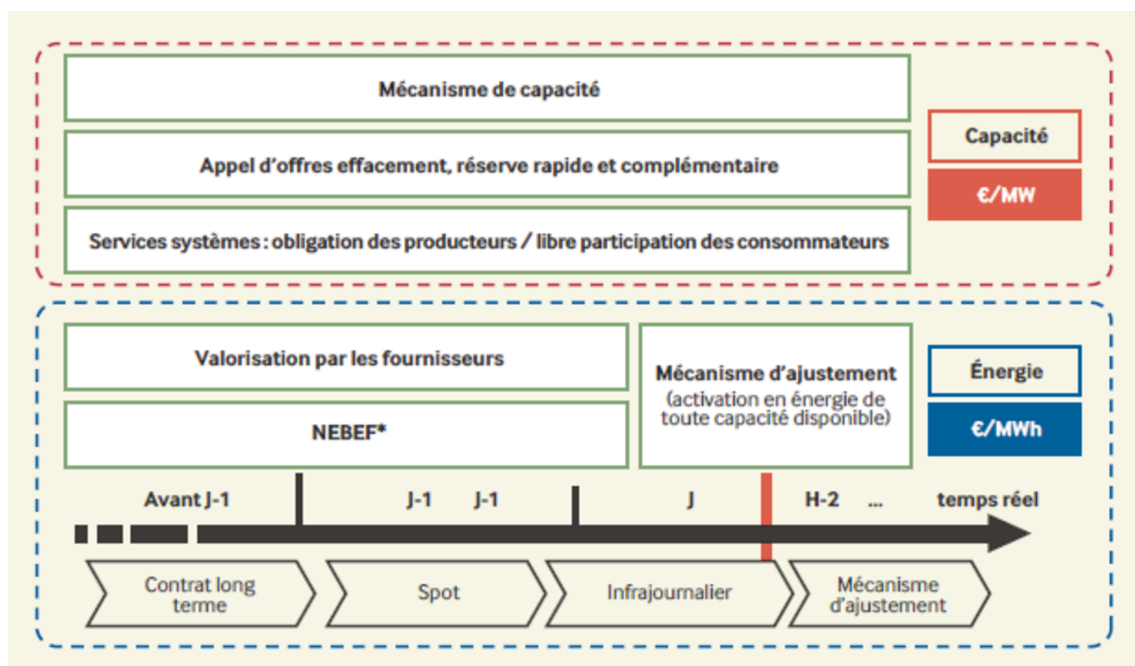
2.12. Mesures alternatives développées par l'État français

- (94) La République française a soutenu que le mécanisme de capacité n'est qu'une des mesures qu'elle met actuellement en œuvre pour améliorer sa situation en matière de sécurité des approvisionnements. Elle affirme entreprendre des renforcements des interconnexions, prendre plusieurs mesures visant à mieux évaluer l'effacement de la demande ainsi qu'à promouvoir l'efficacité énergétique et elle fait un réexamen de ses mesures de soutien aux énergies renouvelables afin d'accroître leur déploiement en France.
- (95) Le graphique ci-dessous donne une vue de l'ensemble des investissements prévus dans le réseau de transport dans les dix prochaines années:



Source: RTE — Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France 2014, p. 67

- (96) Les autorités françaises ont expliqué qu'elles soutiennent le développement de l'effacement de la demande non seulement dans le cadre du mécanisme de capacité, mais également en permettant à l'effacement de la demande de participer directement à des marchés de gros et d'équilibrage. Le graphique suivant donne un aperçu des différentes manières dont l'effacement de la demande peut être rémunéré en France:



Source: RTE — Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France 2014, p. 97

* La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 introduit la possibilité pour les opérateurs d'effacement de valoriser l'énergie des sites indépendamment de l'accord des fournisseurs d'énergie. En contrepartie, les opérateurs d'effacement acquitteront un versement aux fournisseurs. La loi précise également que les opérateurs d'effacement bénéficieront d'une prime financée par la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) au titre de leurs avantages pour la collectivité. Les effacements pourront enfin faire l'objet d'une valorisation sur le mécanisme de capacité, en proportion de leur contribution à la sécurité d'alimentation du territoire.

2.13. Budget

- (97) Comme le mécanisme est un mécanisme décentralisé et que le prix des certificats peut être différent d'une année à l'autre, aucune estimation ne peut être faite du budget de la mesure.

2.14. Durée

- (98) La première année de livraison commence au 1^{er} janvier 2017. A titre dérogatoire à la règle générale que les certifications se font quatre années avant l'année de livraison, la certification pour la première année de livraison (2017) a commencé au 1^{er} avril 2015. Actuellement, les autorités françaises ne prévoient pas de date finale pour le mécanisme.

2.15. Cumul

- (99) En ce qui concerne les installations sous contrat d'obligation d'achat (sources d'électricité d'origine renouvelable), les articles L. 121-24 et L. 335-5 du code de l'énergie prévoient que le bénéfice de la vente des garanties de capacité leur est retiré et vient en déduction des charges de service public globales qui financent le dispositif de soutien par obligation d'achat. Symétriquement, les producteurs ne seront pas soumis à la pénalité dans le cas où la capacité effective est inférieure à celle certifiée.

3. APPRÉCIATION DE LA MESURE

3.1. Aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE

- (100) Les aides d'État sont définies à l'article 107, paragraphe 1, du TFUE comme *"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, dans la mesure où elles affectent les échanges entre États membres"*.
- (101) La qualification d'une mesure en tant qu'aide d'État suppose que les conditions suivantes soient remplies de manière cumulative: a) la mesure doit être imputable à l'État et financée au moyen de ressources d'État; b) la mesure confère un avantage sélectif susceptible de favoriser certaines entreprises ou la production de certaines marchandises; c) la mesure doit fausser ou menacer de fausser la concurrence et être susceptible d'affecter les échanges entre États membres.
- (102) Les autorités françaises estiment qu'aucune de ces conditions n'est remplie dans le cadre du mécanisme de capacité.

3.1.1. Imputabilité et financement par ressources d'État

Position des autorités françaises

- (103) Se référant à la jurisprudence dite *PreussenElektra* ⁽⁴⁾ de la Cour de justice de l'Union européenne, les autorités françaises estiment que dans le cas d'espèce aucune aide n'est accordée par l'État. Tout comme dans l'arrêt *PreussenElektra*, ni l'État ni aucune autre entité publique (telle que la CRE ou RTE) ne jouent de rôle direct sur la détermination des prix sur le marché d'échange des garanties de capacité. La valorisation des capacités des producteurs se fait grâce à la mise en place d'un marché d'échanges des garanties de capacité. Le marché mis en place permettra de révéler un prix de la capacité, qui évoluera en fonction de l'offre de garanties de capacité et de la demande des fournisseurs.
- (104) Plus particulièrement, selon les autorités, l'État français n'est impliqué dans le mécanisme qu'au niveau de la fixation du critère de sécurité d'approvisionnement.
- (105) Quant à RTE, il lui a été confié la mission d'organiser le marché de capacité. Cette mission est censée être équivalente à celle qui existe sur le marché de l'énergie. En outre, des missions techniques lui sont confiées également au niveau du calcul des obligations, de la certification des capacités et la tenue des registres, ainsi que la gestion des écarts.

⁽⁴⁾ Arrêt dans l'affaire *PreussenElektra*, C-379/98, ECLI:EU:C:2001:160.

- (106) En ce qui concerne la gestion des écarts, RTE n'a pas vocation à payer ou à être payé par les fournisseurs ou par les RPC. Si les flux financiers passent par des fonds gérés par lui, il n'a pas la propriété des sommes qui y sont versées, et les surplus, s'ils venaient à exister, devront être reversés aux utilisateurs du réseau de transport d'électricité, c'est-à-dire à l'ensemble des clients finaux. Les flux financiers ainsi existants n'ont pas pour but de financer un projet particulier, mais sont reversés à l'ensemble des utilisateurs du réseau, contribuant ainsi au bien-commun.
- (107) Selon les autorités françaises, RTE n'a donc qu'un rôle organisationnel dans le mécanisme de capacité, n'impliquant aucune ressource propre.
- (108) Les autorités françaises ajoutent que les conclusions de l'arrêt *NO_x*⁽⁵⁾ ne peuvent pas être transposées au cas d'espèce. Dans l'affaire *NO_x*, les États membres étaient tenus, en application d'une directive européenne, de prévoir un dispositif légal faisant peser sur les entreprises un système de quotas d'émission de *NO_x*, assorti d'un système de sanctions pécuniaires. Ce mécanisme a été qualifié par la CJUE d'aide d'État, dans la mesure où il "a pour conséquence la création, sans contrepartie concrète fournie à l'État, de droits d'émission qui, du fait de leur caractère négociable, ont une valeur économique." L'État néerlandais aurait pu vendre ou mettre aux enchères ces droits d'émission au lieu de les attribuer gratuitement: l'État avait donc renoncé à des ressources publiques.
- (109) Par contre, les autorités arguent que l'État français ne renonce à aucune ressource par l'instauration du mécanisme d'obligation de capacité dans la mesure où l'État français n'a aucune obligation légale de mettre en place un mécanisme de capacité, et ne renonce dès lors à aucune ressource potentielle. Deuxièmement, contrairement à la jurisprudence précédente, ils arguent que la certification des capacités ne constitue pas une cession gratuite d'un bien immatériel aux exploitants, que l'État aurait pu valoriser par ailleurs. La certification des capacités, et la valorisation des garanties de capacité par les exploitants, est la contrepartie de l'existence d'une capacité et de sa disponibilité à produire (ou à s'effacer) lors des périodes de tension du système électrique.
- (110) Les autorités françaises ajoutent que ce raisonnement avait été suivi par la Commission dans sa décision du 13 juillet 2011 sur le mécanisme roumain de soutien aux énergies renouvelables avec référence SA 33134⁽⁶⁾.
- (111) Les autorités françaises arguent encore que le prix de la capacité n'est pas fixé par l'État et que les ressources ne transiteront pas par un fonds contrôlé par l'État.

Appréciation par la Commission

- (112) Il découle de la jurisprudence de la Cour qu'il n'est pas nécessaire d'établir, dans tous les cas, qu'il y a eu un transfert d'argent directement du budget ou par une entité publique pour conclure à l'existence d'un transfert de ressources d'État⁽⁷⁾. Cela a été confirmé par la Cour de justice dans l'affaire *Vent de Colère*, dans laquelle la Cour a également jugé qu'un mécanisme visant à compenser entièrement les surcoûts imposés à des entreprises en raison d'une obligation d'achat de l'électricité d'origine éolienne à un prix supérieur à celui du marché, qui est financé par l'ensemble des consommateurs finaux d'électricité sur le territoire national, constitue une intervention au moyen de ressources d'État⁽⁸⁾.
- (113) Dans le passé, la Commission a déjà trouvé l'existence de ressources d'État dans un nombre de cas où les fonds utilisés pour soutenir le mécanisme étaient déduits des fonds propres des entreprises privées. L'exigence d'une telle constatation a été que (i) l'État renonçait à la collection des ressources d'État à percevoir et/ou que (ii) les moyens financiers mis en œuvre pour soutenir les entreprises restaient sous contrôle public, même s'ils n'appartenaient pas de manière permanente au patrimoine du secteur public. La Cour a confirmé les fondements de cette approche dans les arrêts *Commission/Italie*⁽⁹⁾, *Essent*⁽¹⁰⁾ et *Vent de Colère*⁽¹¹⁾.

⁽⁵⁾ Arrêt dans l'affaire *NO_x*, C-279/08 P — *Commission/Pays-Bas*, ECLI:EU:C:2011:551.

⁽⁶⁾ SA33134 (2011/N) — *Système de certificats verts roumains visant à promouvoir l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables*.

⁽⁷⁾ Arrêt dans l'affaire *Doux Élevage*, EU:C:2013:348, point 34; *France/Commission*, EU:T:2012:496, point 36; Arrêt dans l'affaire *Bouygues Telecom/Commission*, C-399/10 P et C-401/10 P, EU:C:2013:175, point 100; Arrêt dans l'affaire *Vent de Colère*, C-262/12, EU:C:2013:851, point 19.

⁽⁸⁾ Arrêt dans l'affaire *Vent de Colère*, EU:C:2013:851.

⁽⁹⁾ *Commission/Italie*, C-565/08.

⁽¹⁰⁾ *Commission/Pays-Bas*, C-206/06.

⁽¹¹⁾ *L'Association Vent de Colère! Fédération nationale et autres c/Ministre de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement, et Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie*, C-262/12.

- (114) En ce qui concerne le premier élément, la renonciation par l'État aux revenus potentiels, deux décisions antérieures relatives à des systèmes de certificats sont particulièrement utiles à mentionner: l'affaire NO_x , qui a également été mentionnée par les autorités françaises, et le cas des *certificats verts roumains 2015* ⁽¹²⁾. Dans la première des deux affaires, la Cour a estimé que l'État renonçait à des ressources d'État (i) puisque l'échange des certificats (quotas d'émission ou certificats verts) leur confère une valeur de marché qui les assimile à des actifs incorporels, et (ii) puisque ces quotas/certificats verts ont été attribués à des bénéficiaires à titre gratuit (considérant que l'État aurait pu les vendre ou les mettre aux enchères). Ce jugement a récemment été appliqué par la Commission à un système de certificats verts dans sa décision susmentionnée des *certificats verts roumains 2015*.
- (115) Un raisonnement similaire peut être appliqué au système français des certificats de capacité. Les autorités françaises accordent les certificats de capacité aux exploitants de capacité à titre gratuit. En même temps, elles créent un marché pour ces certificats en imposant une obligation de quota aux fournisseurs d'électricité, en liant ces quotas avec les pics de demande de leurs clients. Dès lors elles créent une demande pour les certificats et une valeur y correspondant. De plus, au lieu de vendre les certificats aux exploitants de capacité ou de les mettre aux enchères, l'État les leur attribue gratuitement et, de ce fait, renonce à des ressources publiques.
- (116) L'État français fait valoir à bon droit que l'affaire NO_x concernait un régime que les autorités néerlandaises avaient mis en œuvre à la suite de l'introduction de quotas d'émission de NO_x au niveau européen. Les autorités néerlandaises auraient toutefois également pu appliquer d'autres mesures pour réaliser l'objectif européen, à savoir une réduction des émissions de NO_x . Il n'y avait, en d'autres termes, aucune obligation de mettre en place un système d'échange de certificats d'émission. En tout état de cause, la Commission ne considère pas que cette distinction soit pertinente pour la constatation de l'existence d'une aide d'État. L'élément objectif est l'octroi de certificats à certains acteurs du marché afin d'attester de certaines caractéristiques ou capacités. Par le biais du développement d'une demande artificielle pour ces certificats, en imposant une obligation à d'autres acteurs du marché, l'État membre crée une valeur pour ces certificats.
- (117) Les autorités françaises se réfèrent aussi à la décision de la Commission de 2011 concernant les certificats verts roumains ⁽¹³⁾. Cette décision est en fait antérieure à l'arrêt de la Cour de justice en l'affaire NO_x ⁽¹⁴⁾. En outre, dans cette décision, la Commission s'est en réalité abstenue de conclure sur l'existence d'aide d'État — dans l'attente de et afin de ne pas préjuger de l'arrêt de la Cour de justice dans l'affaire NO_x — et a simplement décidé de ne pas soulever d'objections à la mesure car elle la jugeait compatible avec le marché intérieur. Compte tenu de l'évolution de la jurisprudence depuis l'adoption de la décision de la Commission de 2011 sur le système roumain de certificats verts, la présence de ressources d'État a été réévaluée dans la décision de 2015 ⁽¹⁵⁾. Dans cette dernière, la Commission a en effet conclu que le régime roumain de certificats verts comportait des éléments d'aide d'État, pour les raisons mentionnées au considérant (114) ci-dessus.
- (118) Le deuxième élément relevé par la jurisprudence pour la constatation de ressources d'État est que des fonds sont alimentés par des contributions obligatoires imposées par la législation de l'État et gérés et répartis conformément aux dispositions de cette législation.
- (119) Dans le cas d'espèce, les fonds sont alimentés par des contributions obligatoires imposées par, et donc imputable à l'État. Les fournisseurs sont tenus d'acquérir des certificats de capacité auprès des exploitants de capacité en vertu de l'article 4-2 de la loi No. 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie. En outre, alors que ni la capacité ni les quantités de certificats ne sont formellement fixées par l'État, elles sont fortement influencées par des paramètres fixés par l'État. L'État détermine par exemple la norme de fiabilité (*reliability standard*) et a fixé, dans la base légale, la méthodologie pour déterminer le prix de référence déterminant le prix de règlement des écarts applicable au moment des pénuries. En outre, la CRE est habilitée à imposer des sanctions administratives aux fournisseurs ne respectant pas leurs obligations de règlement des écarts, tel qu'expliqué au considérant 53, influençant ainsi fortement, par la hauteur desdites sanctions, l'efficacité du mécanisme.

⁽¹²⁾ Voir Arrêt dans l'affaire NO_x (C-279/08 P — Commission/Pays-Bas, ECLI:EU:C:2011:551) et *Certificats verts roumains* (SA.37177 (2015/NN) — Roumanie — modification du régime de soutien des certificats verts visant à promouvoir l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (non encore publiée).

⁽¹³⁾ Voir note en bas de page n° 3 ci-dessus.

⁽¹⁴⁾ Voir note en bas de page n° 2 ci-dessus.

⁽¹⁵⁾ *Certificats verts roumains* (SA. 37177 (2015/NN) — Roumanie — modification du régime de soutien des certificats verts visant à promouvoir l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (non encore publié).

- (120) En ce qui concerne le financement du système des certificats de capacité et les revenus obtenus par les exploitants de capacité lors de la vente des certificats, la Commission constate que les flux financiers sur le marché des certificats de capacité sont constamment sous le contrôle de l'État, même s'ils ont lieu entre des parties privées (exploitants de capacité — fournisseurs d'électricité — consommateurs finaux).
- (121) En effet, la notion "d'aides accordées au moyen de ressources d'État" est destinée à couvrir non seulement les avantages qui sont accordés directement par l'État, mais également ceux accordés "par des organismes publics ou privés qu'il institue ou désigne en vue de gérer l'aide" ⁽¹⁶⁾. En ce sens, l'article 107, paragraphe 1, TFUE couvre tous les moyens financiers par lesquels les pouvoirs publics peuvent effectivement soutenir des entreprises, que ces moyens appartiennent ou non de manière permanente au patrimoine desdites autorités publiques ⁽¹⁷⁾.
- (122) En l'occurrence, RTE a été désigné par l'État pour gérer le fonds de règlement des écarts. La loi l'autorise à collecter ces fonds, si nécessaire au moyen d'une procédure de recouvrement de paiements. En outre, la CRE est habilitée à imposer des sanctions aux fournisseurs ne respectant pas leurs obligations en termes de règlement des écarts.
- (123) Tel que mentionné au considérant (119) ci-dessus, l'État français a établi la méthodologie pour déterminer le prix de référence d'application pour le règlement des écarts ⁽¹⁸⁾. Le prix de règlement des écarts étant la principale incitation pour les exploitants de capacité et les fournisseurs d'électricité à remplir leurs obligations respectives au titre du mécanisme de capacité, son prix de référence aura bien entendu un impact sur le prix des certificats échangés.
- (124) En outre, bien que RTE ne possède, à aucun moment, le montant versé sur les fonds du règlement des écarts, ces sommes restent sous contrôle public et donc à la disposition des autorités nationales. En fin de compte c'est l'État qui a décidé que toute somme restant dans les fonds après que la totalité des écarts constatés ait été réglés, devrait être reversée aux consommateurs finaux par une baisse de leurs contributions pour le mécanisme.
- (125) La Commission note en particulier que, dès lors, l'État peut contrôler, orienter et influencer la gestion des certificats et les fonds pour le règlement des écarts. Cela suffit pour que les fonds pour le financement du mécanisme soient qualifiés de ressources d'État.

3.1.2. *Avantage sélectif*

Position des autorités françaises

- (126) Selon les autorités françaises, la rémunération des capacités ne constitue pas un avantage, mais la contrepartie d'un engagement sur la disponibilité. En effet, selon elles, pour qualifier un avantage, il est nécessaire de démontrer qu'il ne vient pas en contrepartie d'un service rendu par les acteurs (en application de la jurisprudence dite *Altmark* ⁽¹⁹⁾). Or, dans le cadre du mécanisme de capacité la rémunération des capacités est la contrepartie d'un engagement des exploitants de capacité à maintenir la disponibilité de leurs installations, étant donné le critère de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics. Cet engagement se traduit pour l'exploitant par la nécessité de réaliser les opérations de maintenance, de s'assurer de la disponibilité du combustible ainsi que du personnel sur les lieux de production. La remise de certificats est donc une contrepartie à l'engagement de disponibilité. Cet engagement est clairement défini et est contrôlé par RTE.
- (127) Selon les autorités françaises cette contrepartie est nécessairement proportionnée au service rendu, puisque la valeur de cette contrepartie est fixée directement par le marché décentralisé d'échanges de garanties de capacité. Elles arguent que c'est le marché et lui seul qui fixera le prix du service rendu, sans aucune intervention étatique.
- (128) En outre, les autorités françaises argumentent que la mesure ne procure aucun avantage sélectif. Selon eux, toutes les capacités sont traitées sur un pied d'égalité, quelle que soit la technologie, et aucun exploitant ne pourra être avantagé du fait de la spécificité de son parc de production; toute nouvelle capacité de production ou d'effacement sera à même d'être valorisée sur le marché de la capacité.

⁽¹⁶⁾ Arrêt dans l'affaire *Steinike & Weinlig c/République fédérale d'Allemagne*, affaire 76/78, EU:C:1977:52, point 21. Voir aussi Arrêt dans l'affaire *PreussenElektra*, C-379/98, EU:C:2001:160, point 58; Arrêt dans l'affaire *Doux Élevage et Coopérative agricole GBP-ARREE*, C-677/11, EU:C:2013:348, point 26; Arrêt dans l'affaire C-262/12, *Vent de Colère*, EU:C:2013:851, point 20; Arrêt dans l'affaire *Sloman Neptune* (affaires jointes C-72/91, C-73/91), EU:C:1993:97, point 19.

⁽¹⁷⁾ Arrêt dans l'affaire *Doux Élevage*, précitée, EU:C:2013:348, point 34; Arrêt de la Cour du 27 septembre 2012, *France/Commission*, T-139/09, EU:T:2012:496, point 36 et Arrêt dans l'affaire C-262/12, *Vent de Colère*, EU:C:2013:851, point 21.

⁽¹⁸⁾ Voir Délibération de la CRE du 12 mars 2015 portant approbation de la méthode de calcul du prix unitaire du règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs dans le cadre du mécanisme de capacité.

⁽¹⁹⁾ *Altmark Trans GmbH*, C-280/00.

Appréciation par la Commission

- (129) Les autorités françaises faisant référence à l'arrêt *Altmark*, il convient tout d'abord, d'examiner si la présence d'un service d'intérêt général économique peut-être argué dans le cas d'espèce.
- (130) Dans son arrêt *Altmark*, la Cour de justice a indiqué que les compensations de service public ne constituent pas des aides d'État pour autant que quatre critères cumulatifs soient remplis. La première de ces conditions exige que l'entreprise bénéficiaire soit effectivement chargée de l'exécution d'obligations de service public, et que ces obligations soient clairement définies ⁽²⁰⁾.
- (131) Comme tout dispositif juridique, le mécanisme de capacité emporte un certain nombre d'obligations. Ces obligations sont en l'espèce nombreuses et différentes selon les différents participants, bien distincts (exploitants de centrales, opérateurs d'effacement, fournisseurs d'électricité, consommateurs directement raccordés au réseau, etc.), auxquelles elles se rapportent. L'une de ces obligations est celle imposée aux fournisseurs de se procurer des garanties de capacités afin de couvrir la consommation sur la période de pointe de leurs consommateurs ou de leur propre consommation. Or, cette obligation ne semble pas impliquer un avantage pour les fournisseurs. Le mécanisme impose également aux exploitants de capacité de se faire certifier et de rendre disponibles ces capacités certifiées pendant les heures de pointe de consommation. Néanmoins, cette obligation de certification n'est pas stricte dans la mesure où elle ne pèse pas, par définition, sur les capacités d'effacement. En d'autres termes, certains exploitants de capacité interviennent dans le mécanisme de capacité sur une base volontaire, rendant *de facto* leur participation optionnelle, et non obligatoire. Les opérateurs d'installations de production existantes, quant à eux, ont le choix quant au volume de capacité qu'ils certifient, rendant l'obligation de certification dépendante du choix des opérateurs en ce qui concerne le volume à certifier/garantir. Dès lors, la capacité certifiée résulte d'un choix fait par les exploitants de capacité.
- (132) Ainsi, il semble impossible de rapporter le mécanisme à une véritable obligation de service public. Le premier critère de la jurisprudence *Altmark* n'est pas satisfait.
- (133) En ce qui concerne l'argument des autorités françaises que les garanties de capacité sont attribuées en contrepartie d'un service rendu par les exploitants de capacité, la Commission considère que ce service n'est pas autrement rendu ni valorisé par le marché. En effet, les autorités françaises ont dû créer un marché afin que la disponibilité soit valorisée.
- (134) En effet, grâce à l'instauration de ce marché de capacité, les exploitants de capacité obtiendront des fonds qu'ils n'auraient pas reçus autrement, et obtiendront donc un avantage qu'ils n'auraient pas obtenus en l'absence du marché créé par les autorités.
- (135) Cet avantage est sélectif, puisque le mécanisme prévoit une aide aux exploitants de capacité, et non à d'autres secteurs de l'économie. En effet, il découle du libellé même de l'article 107 TFUE qu'une aide favorisant certaines entreprises doit être considérée comme sélective. Il est en outre précisé dans l'arrêt *Adria Wien* par la Cour de justice: "*ni le nombre élevé d'entreprises bénéficiaires ni la diversité et l'importance des secteurs auxquels ces entreprises appartiennent ne permettent de considérer une initiative étatique comme une mesure générale de politique économique*" ⁽²¹⁾.
- (136) Il convient en outre de noter que seuls les exploitants de capacité supérieure à 0,1 MW sont éligibles de recevoir individuellement des certificats de capacité ⁽²²⁾. Ce critère d'éligibilité crée de la sélectivité supplémentaire entre exploitants de capacité.
- (137) La Commission conclut par conséquent que la mesure confère un avantage sélectif aux exploitants de capacité en France.

*3.1.3. Effet sur la concurrence et les échanges entre États membres**Position des autorités françaises*

- (138) Selon les autorités françaises le fonctionnement du marché de capacité n'aura pas d'impact sur le marché de l'énergie pour les raisons suivantes:
- les échanges sur le marché de capacité ne donnent aucun droit sur l'énergie produite à partir de ces capacités;

⁽²⁰⁾ Deuxième condition: les paramètres sur la base desquels est calculée la compensation doivent être préalablement établis, de façon objective et transparente. Troisième condition: la compensation ne peut pas 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 et d'un bénéfice raisonnable. Enfin, quatrième condition, lorsque le choix de l'entreprise à charger 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 des moyens nécessaires, aurait encourus.

⁽²¹⁾ Arrêt dans l'affaire *Adria Wien*, C-143/1999, ECLI:EU:C:2001:598, point 48.

⁽²²⁾ Les exploitants de "petites" capacités (< 0,1 MW) doivent se regrouper afin de participer au mécanisme.

- le mécanisme de capacité ne nécessite pas la réservation de capacités d'interconnexion avec les pays voisins; et
 - le marché de capacité ne modifiera pas le prix de l'électricité sur les marchés spot.
- (139) En effet, les autorités arguent que le prix de l'électricité sur le marché de l'énergie se forme en fonction du coût de production des capacités qui produisent. Or, ce coût marginal de production ne sera pas affecté par l'introduction du mécanisme de capacité, car celui-ci rémunérera les capacités en fonction de leur disponibilité (leur capacité à produire), indépendamment de leur production effective. Le prix de l'électricité ne sera donc pas affecté, et le mécanisme de capacité n'influera pas sur le marché de la vente d'électricité entre États membres.
- (140) Les autorités françaises rajoutent que le mécanisme de capacité prévoit la prise en compte implicite de la contribution des capacités étrangères. Ceci revient à considérer l'apport de ces capacités à la sécurité d'approvisionnement comme une externalité positive.
- (141) Ils ajoutent que ces modalités de prise en compte ne défavorisent en rien le développement des interconnexions, dans la mesure où l'externalité "sécurité d'approvisionnement" est prise en compte par RTE dans les études coûts/bénéfices de développement du réseau.

Appréciation par la Commission

- (142) Grâce à l'introduction du mécanisme de capacité en France, les exploitants de capacité français obtiendront un avantage que leurs concurrents étrangers ne peuvent obtenir, car ils n'ont aucun droit de participer à la capacité du marché français. La production d'électricité ainsi que la vente d'électricité sur les marchés de gros et de détail sont des activités ouvertes à la concurrence dans l'ensemble de l'Union européenne. C'est pourquoi il est considéré qu'un éventuel avantage accordé au moyen de ressources d'État à une entreprise dans ce secteur a le potentiel d'affecter les échanges entre les États membres et de fausser la concurrence.

3.1.4. Conclusion sur l'existence d'une aide d'État

- (143) Pour les raisons exposées ci-dessus, la Commission considère que le mécanisme de capacité constitue une aide au sens de l'article 107 du TFUE.

3.2. Légalité de l'aide

- (144) Par le fait d'entamer la première certification de fournisseurs de capacité à partir du 1^{er} avril 2015, les autorités françaises ont commencé l'attribution des actifs incorporels aux bénéficiaires. Par conséquent, la Commission considère que les autorités françaises ont commencé à mettre en vigueur la mesure d'aide en question, au sens de l'article 108, paragraphe 3, du TFUE.
- (145) Étant donné que les autorités françaises n'ont pas notifié la mesure à la Commission et que la Commission n'avait donc pas pris de décision définitive concernant la mesure avant la date à laquelle les autorités françaises ont commencé à la mettre en vigueur, la France a agi en violation de l'obligation qui lui incombe en vertu de l'article 108, paragraphe 3, du TFUE.

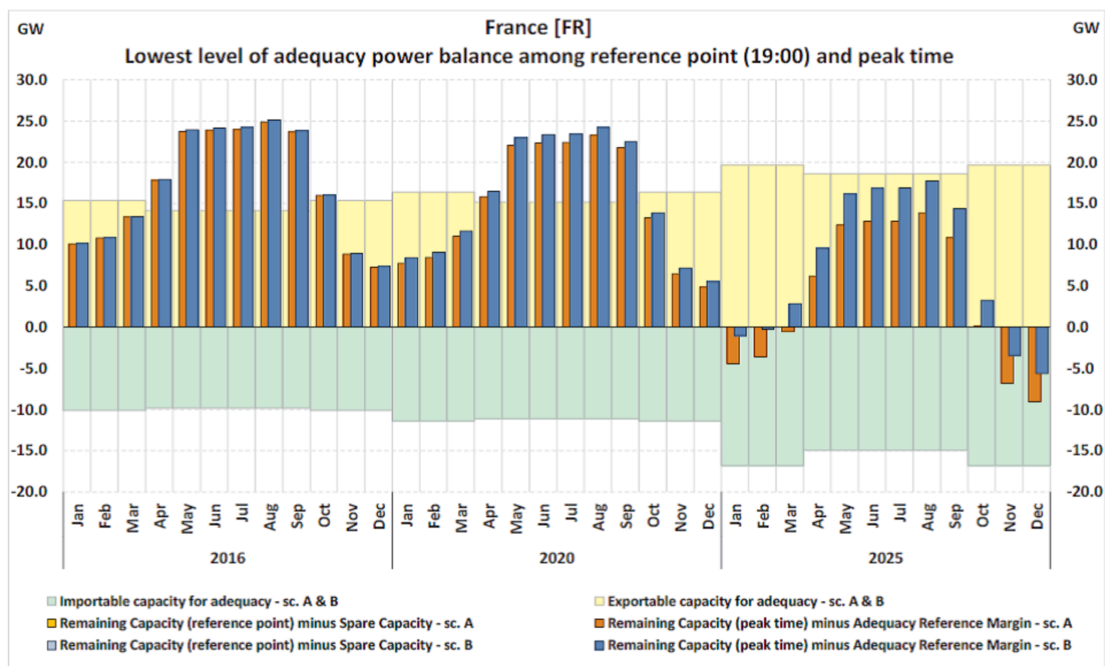
3.3. Compatibilité avec le marché intérieur

- (146) Pour évaluer si une mesure d'aide peut être considérée comme compatible avec le marché intérieur, la Commission analyse généralement si l'aide est conçue pour 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.
- (147) L'objectif principal de la mesure, comme indiqué par les autorités françaises, est l'adéquation des capacités de production ou la sécurité d'approvisionnement en électricité. Les aides avec un tel but peuvent éventuellement être considérées comme des obligations de service public conformément à l'Article 3(15) de la directive 2009/72/CE, comme évoqué par les autorités françaises auprès de la DG ENER (voir le considérant 3). Comme expliqué aux considérants (131) *seq.*, la Commission considère que le mécanisme ne constitue pas une obligation de service public. La compatibilité de la mesure avec le marché intérieur devrait dès lors être appréciée sur la base des lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 ("LDAEE"), et plus spécifiquement sur la base de la section 3.9 desdites lignes directrices⁽²³⁾.

⁽²³⁾ Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 ("LDAEE"), (JO C 200 du 28.6.2014, p. 1).

3.3.1. Objectif d'intérêt commun et nécessité

- (148) La Commission estime que la mesure contribue à la réalisation d'un objectif d'intérêt commun et est nécessaire, conformément aux sections 3.9.1 et 3.9.2 des LDAEE si elle remplit les conditions suivantes: i) le problème de l'adéquation des capacités de production doit être identifié au moyen d'un indicateur quantifiable et les résultats doivent être cohérents avec l'analyse réalisée par le Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (REGRT-E); ii) la mesure doit poursuivre un objectif bien défini; iii) la mesure doit adresser la nature et les causes du problème et en particulier la défaillance du marché qui empêche le marché de fournir le niveau de capacité requis; et iv) l'État membre doit avoir envisagé d'autres options visant à traiter le problème.
- (149) La France a expliqué que, depuis quelques années, le pic de demande d'électricité français est en augmentation (passant de 79 590 MW en 2001 à 102 100 MW en 2012), alors que sa demande d'électricité moyenne est restée stable. En particulier pendant l'hiver, chaque degré Celsius en négatif supplémentaire requiert en moyenne 2 400 MW de capacité supplémentaire. Les autorités françaises ont expliqué que, selon les calculs de RTE, la consommation de pointe pendant une vague de froid (une fois tous les 10 ans en France) représenterait une grave menace pour la sécurité de l'approvisionnement français compte tenu de l'utilisation très répandue de chauffage électrique. En particulier, la France craint que la demande de pointe pendant une telle vague de froid ne sera pas satisfaite par la capacité disponible (qu'il s'agisse de la fourniture d'électricité ou de l'effacement de la demande).
- (150) La forte thermosensibilité du système électrique français, d'après les analyses de RTE, est due à l'utilisation du chauffage électrique dans les bâtiments résidentiels et tertiaires. Cependant, aucune analyse ne semble avoir été faite sur les manières de réduire cette forte thermosensibilité, en particulier celles liées aux potentielles défaillances réglementaires. La section 3.9.2 des LDAEE nécessite une analyse des éléments contribuant à ce manque de capacité à la pointe, notamment les interventions publiques dans le marché, telles que les tarifs réglementés. Il s'en suit qu'avant d'introduire un mécanisme de capacité, les causes sous-jacentes du problème de thermosensibilité et des moyens mis en œuvre pour inciter les utilisateurs à moins dépendre de ce mode de chauffage, nécessitent une analyse approfondie.
- (151) Selon la France, les installations de production de pointe (normalement les centrales à gaz), qu'elle considère comme nécessaires pour atteindre la norme de fiabilité choisie, sont devenues moins compétitives au cours des dernières années pour un certain nombre de motifs (voir le considérant 79). En particulier, la France fait valoir que l'occurrence rare et imprévisible des pics de consommation extrêmes décrits au considérant (148) fait que les acteurs du marché s'abstiennent d'investir dans de nouvelles capacités de production. La France cherche à remédier à cette défaillance du marché par le biais de la mise en place d'un mécanisme de capacité.
- (152) Les autorités françaises ont développé une méthodologie permettant d'identifier le problème d'adéquation des capacités de production. Les travaux de modélisation entrepris par RTE dans le cadre de son bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France 2014, montrent que la norme de fiabilité persistante — de 3 h de LOLE par an en moyenne, tel que fixé par les administrations françaises — peut atteindre des niveaux critiques à compter de l'hiver prochain (2015/2016).
- (153) La Commission relève que la contribution à la sécurité d'approvisionnement des énergies renouvelables intermittentes est reconnue par la France dans l'évaluation de l'adéquation des capacités de production, car leurs producteurs reçoivent également des certificats de capacité. Il n'est toutefois pas clair comment les facteurs de *dérating* ont été déterminés dans le régime alternatif (voir le considérant 58).
- (154) RTE semble en outre avoir pris en considération la contribution des capacités étrangères à la situation française d'adéquation des capacités de production par la modélisation complexe de 12 marchés voisins.
- (155) Les conclusions de RTE ne semblent toutefois pas totalement cohérentes avec celles qui sont publiées par le REGRT-E dans son dernier rapport sur l'adéquation des capacités de production. En particulier, l'analyse du REGRT-E révèle la tendance suivante:



Source: REGRT-E (2015) "SCENARIO OUTLOOK AND ADEQUACY FORECAST 2015", 30 juin 2015

- (156) Le graphique montre la capacité restante après déduction des capacités inutilisées dans deux scénarios pour les douze mois de trois années différentes. Sur la base de ces données, le REGRT-E conclut: "au vu des résultats des deux scénarios, la sécurité d'approvisionnement devrait être garantie au cours des années 2016 et 2020, bien qu'elle puisse être plus fragile entre ces deux dates en raison de fluctuations dans les capacités thermiques et nucléaires. Il convient également de noter que les marges des capacités seraient assez réduites par la prise en compte de la sensibilité à la température. D'ici à 2025, il apparaît que des importations en provenance d'autres pays pourraient être nécessaires pour maintenir la sécurité de l'approvisionnement au cours de l'hiver. Des analyses additionnelles, prenant en compte le risque de températures basses, pourraient entraîner la nécessité de créer de nouvelles capacités en France⁽²⁴⁾."
- (157) Le rapport REGRT-E n'identifie donc pas nécessairement un problème de sécurité d'approvisionnement avant 2025. De plus, les graphiques de REGRT-E reprises sous considérant (155) ci-dessus confirment que, dans les deux scénarios examinés par REGRT-E pour les années 2016, 2020 et 2025, la marge de capacité (capacité restant moins marge d'adéquation de référence) ne descendra pas sous 5 % qu'en 2025.
- (158) RTE a en effet confirmé que, à l'heure actuelle, il existe une importante surcapacité en France⁽²⁵⁾. En outre, il ressort de l'avis de 2012 de l'Autorité de la concurrence française que RTE considère "qu'il n'existait pas de 'missing money' pour les centrales, de base comme de pointe, en France"⁽²⁶⁾.
- (159) L'Autorité de la concurrence conclut, quant à elle, dans ce même avis: "En l'absence d'étude d'impact [par rapport à l'introduction du mécanisme de capacité en France], l'Autorité de la concurrence est réservée quant à la mise en place d'un mécanisme de capacité, car ce dispositif va accroître la complexité du cadre réglementaire applicable et constituer une source de coûts supplémentaires pour les fournisseurs alternatifs et pour les consommateurs, sans pour autant que sa nécessité pour assurer un bon fonctionnement des marchés de l'électricité soit démontrée"⁽²⁷⁾ (soulignement ajouté).
- (160) Les analyses en matière de sécurité d'approvisionnement semblent donc pour partie contradictoires quant à la nécessité de nouvelles capacités pour sécuriser les périodes de pointe hivernale et surtout quant à l'échéance pour la mise en place de ces capacités. Une plus grande période d'adaptation augmenterait la probabilité que les investissements nécessaires aient lieu sans qu'un mécanisme supplémentaire soit nécessaire.
- (161) En raison de ces incohérences, la Commission a des doutes quant à la nécessité actuelle du mécanisme. En effet, la première année de livraison de ce mécanisme sera 2017, bien que les données de REGRT-E suggèrent que l'adéquation ne serait sous pression qu'à partir de 2025. Il s'avère que le marché aurait encore suffisamment de temps pour remédier aux éventuels problèmes futurs en matière de sécurité d'approvisionnement. La France prend d'ailleurs des mesures alternatives et/ou complémentaires visant à réduire ce risque de sécurité d'approvisionnement.

⁽²⁴⁾ REGRT-E (2015), "SCENARIO OUTLOOK AND ADEQUACY FORECAST 2015", 30 juin 2015.

⁽²⁵⁾ RTE — Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France 2014, p. 7, p. 37 et p. 115.

⁽²⁶⁾ Autorité de la concurrence, Avis n° 12-A-09 du 12 avril 2012 concernant un projet de décret relatif à l'instauration d'un mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité, p. 8, paragraphes 59-60.

⁽²⁷⁾ *Ibid.*, p. 21, paragraphe 175.

- (162) En effet, la République française a soutenu que le mécanisme de capacité n'est qu'une des mesures qu'elle met actuellement en œuvre pour améliorer la problématique perçue en matière de sécurité des approvisionnements. Elle prévoit de renforcer les interconnexions, de prendre plusieurs mesures visant à mieux évaluer l'effacement de la demande, de promouvoir l'efficacité énergétique et elle effectue un réexamen de ses mesures de soutien aux énergies renouvelables afin d'accroître leur déploiement en France (voir chapitre 2.12 ci-dessus).
- (163) La Commission prend note de ces mesures prises par la France et reconnaît notamment que la France s'efforce actuellement de donner accès au marché de gros aux opérateurs de l'effacement de la demande. Dans ce contexte, il semble contradictoire que RTE ne s'attende pas à une augmentation (significative) des capacités françaises de l'effacement de la demande au cours de la période 2014-2019 ⁽²⁸⁾.
- (164) En outre, plusieurs solutions alternatives — potentiellement moins onéreuses — pourraient également être envisagées avant d'introduire un tel mécanisme de capacité englobant l'intégralité du marché. A titre d'exemple, l'Autorité de la concurrence indique la possibilité de mettre en place un tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE) horosaisonnalisé, avec une distinction entre heures pleines et heures creuses, afin d'inciter à la réduction de la demande des consommateurs industriels en période de pointe ⁽²⁹⁾.
- (165) Dès lors, bien que la Commission reconnaisse la sécurité d'approvisionnement comme un objectif d'intérêt commun, la Commission n'est pas convaincue, sur base des informations reçues de la part des autorités françaises, que la France fait actuellement face à un problème d'adéquation des capacités de production. Plus particulièrement, la Commission a des doutes quant au fait de savoir si les prévisions sur l'adéquation des capacités faites par RTE ne sont pas fondées sur des hypothèses trop prudentes et, au regard des données du REGRT-E, elle met en doute que ce mécanisme soit nécessaire à l'heure actuelle.

3.3.2. Caractère approprié de l'aide

- (166) La section 3.9.3 des LDAEE exige que la mesure soit un instrument d'intervention approprié pour atteindre l'objectif d'intérêt commun. En particulier, elle doit remplir les conditions suivantes pour être considérée comme appropriée: i) le choix de l'instrument doit être compatible avec d'autres mesures visant la même défaillance du marché; ii) l'aide doit uniquement compenser le service de disponibilité de capacité; iii) les mesures d'aide devraient être ouvertes à tous les exploitants de capacité pertinents, y compris des exploitants de capacité étrangers, et iv) elle doit laisser suffisamment de temps de devancement pour permettre de nouveaux investissements.
- (167) Tel qu'il est expliqué au considérant (162), la France a en effet démontré que le mécanisme de capacité ne constitue qu'un élément d'une série de mesures qu'elle compte prendre pour réduire les contraintes de l'adéquation des capacités de production auxquelles elle pourrait être confrontée à l'avenir. Toutefois, faisant suite au raisonnement fait au considérant (160), il n'est pas clair que le mécanisme de capacité soit nécessaire pour susciter de nouveaux investissements en France avant 2025.
- (168) La France a confirmé que les certificats seraient attribués pour attester de la capacité et non de la production effective d'électricité. L'obligation pour les exploitants de capacité est une obligation de disponibilité pendant les heures de pointe, et des paiements de règlement des écarts sont liés à cette disponibilité. Par conséquent, l'aide compense seulement le service de disponibilité et non pas la production d'énergie même.
- (169) Les autorités françaises ont expliqué que la mesure est ouverte aux producteurs existants et nouveaux, utilisant différents combustibles pour produire de l'électricité (voir le considérant 57). Plus particulièrement, même les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables (intermittentes) sont certifiées.
- (170) Les autorités françaises arguent que la mesure est également ouverte aux capacités d'effacement de la demande. Tel qu'expliqué au considérant 61, l'effacement de la demande peut participer au mécanisme soit de façon implicite (réduction de l'obligation des fournisseurs) ou de façon explicite (certification de la capacité). En limitant leurs obligations de disponibilité à certaines heures de pointe et en leur permettant de se certifier jusque très peu de temps avant l'année de livraison (voir considérant 29), la mesure est conçue de manière à permettre à l'effacement de la demande de participer pleinement au marché des capacités.

⁽²⁸⁾ RTE — Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France 2014, p. 98.

⁽²⁹⁾ Autorité de la concurrence, Avis n° 12-A-09 du 12 avril 2012 concernant un projet de décret relatif à l'instauration d'un mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité, p. 12, paragraphe 94.

- (171) Néanmoins, le mécanisme établit une distinction entre l'effacement de la demande implicite et explicite, en ce qui concerne les obligations de disponibilité des deux. Bien que l'effacement de la demande implicite ne doive être disponible que pendant les heures PP1, c'est-à-dire entre 10 et 15 jours par an, alors que l'effacement de la demande explicite doit pouvoir être disponible pendant les heures PP2, c'est-à-dire entre 10 et 25 jours par an, l'effacement de la demande implicite doit être effectivement activé pendant les heures PP1, contrairement à l'effacement de la demande explicite. Cette différenciation pourrait avoir tendance à favoriser l'approvisionnement de services d'effacement de la demande par des fournisseurs plutôt que par des agrégateurs indépendants. En effet, les premiers peuvent réduire leurs obligations en certificats à concurrence du volume de capacité obtenu par délestage de clients au cours des heures PP1, tandis que les seconds peuvent certifier la capacité d'effacement pouvant être mise à disposition pendant les heures PP2. Cette charge supplémentaire imposée aux agrégateurs indépendants risque de réduire la concurrence sur le marché des capacités. En effet, compte tenu de l'impact des délestages électriques, les consommateurs finaux intéressés par la fourniture de services d'effacement sont susceptibles de favoriser les obligations de disponibilité les plus restreintes.
- (172) Tel qu'il est expliqué au considérant 62, les interconnexions et/ou capacités étrangères ne sont actuellement prises en compte que dans la mesure où les obligations de capacité des fournisseurs sont diminuées par l'application d'un coefficient de sécurité qui reflète la contribution des interconnexions à la sécurité de l'approvisionnement. Une telle prise en compte des interconnexions et/ou capacités étrangères dans le mécanisme de capacité ne satisfait pourtant pas aux exigences des LDAEE à cet égard. Bien que la France ait indiqué qu'elle étudie la possibilité de participation directe des interconnexions et/ou capacités étrangères au mécanisme, la Commission ne saurait fonder son appréciation de la mesure sur des événements incertains.
- (173) En conséquence, la Commission note que le mécanisme n'est pas ouvert à toutes les technologies susceptibles de contribuer à la sécurité de l'approvisionnement française.
- (174) En ce qui concerne la capacité du mécanisme de susciter de nouveaux investissements dans des technologies de production, la Commission doute par ailleurs que le mécanisme, tel qu'il est actuellement conçu, soit en mesure d'attirer de nouveaux investissements. Ce risque semble tout au moins avoir été reconnu par les autorités françaises, étant donné qu'elles ont intégré dans le mécanisme une option de repli pour organiser des appels d'offres pour la fourniture de nouvelles capacités (le dispositif de bouclage, décrit au considérant 89] et, plus généralement, ont permis des appels d'offres pour des raisons de contraintes territoriales spécifiques, tel que celui lancé en Bretagne (voir les considérants 90 à 93]. La nécessité de telles mesures supplémentaires soulève des doutes sur le caractère approprié du mécanisme englobant le marché dans sa totalité, et plus particulièrement sa capacité à envoyer les signaux adéquats pour des investissements dans de nouvelles capacités.
- (175) La Commission s'inquiète, à l'instar d'un certain nombre d'acteurs du marché, que le signal de prix découlant des échanges de certificats ne sera pas fiable. Cette préoccupation est elle-même causée par un certain nombre de raisons.
- (176) Tout d'abord, il y a la durée de validité relativement courte des certificats (un an). En effet, le fait que les prix des capacités puissent évoluer d'une année à l'autre ne crée pas la stabilité de prix requise pour des investissements à long terme. Cela peut être particulièrement problématique pour les nouveaux entrants potentiels nécessitant un financement tiers (banque).
- (177) Deuxièmement, dans le mécanisme français ce sont les fournisseurs qui sont les moteurs des nouveaux investissements. Ils doivent effectuer des estimations sur base de l'évolution de leurs portefeuilles de clients, afin d'acquérir le bon nombre de certificats de capacité pour couvrir entièrement les pointes de demande de leurs clients. Si les prix des certificats augmentent jusqu'au niveau du CoNE (*cost of new entry* — le coût de nouvelle entrée), il y aura une incitation à investir dans de nouvelles capacités. Une excellente visibilité sur le nombre de certificats dans le marché (besoin de capacité) et le prix desdits certificats sont donc de la plus haute importance.
- (178) La France a argumenté qu'à cette fin, RTE publiera régulièrement des données provisoires sur les besoins en capacité, y compris des données sur les évolutions dans la flotte de génération existante (voir le premier point sur la liste au considérant 70]. En outre, le régulateur français, la CRE, qui aura un accès illimité à un registre confidentiel contenant toutes les transactions de certificats, publiera régulièrement des données sur les prix d'échange des certificats (voir considérant 70, deuxième point).

- (179) La Commission estime toutefois que les fournisseurs, et plus particulièrement les nouveaux entrants, ne peuvent pas prévoir avec exactitude, longtemps à l'avance, l'évolution de leurs portefeuilles de clients. Cela peut s'avérer particulièrement difficile en France, en raison de la lenteur de la libéralisation du marché (la majorité des consommateurs continue de bénéficier de tarifs réglementés⁽³⁰⁾). L'incertitude quant à leurs besoins de couverture en capacité risque fort d'inciter les fournisseurs à sous- ou surestimer leurs obligations de certificats, faussant ainsi le signal réel de capacité.
- (180) En outre, le fait que la mesure comporte un mécanisme intégré pour régler les déséquilibres de capacités *ex post*, c'est-à-dire après l'année de livraison, peut conduire certains fournisseurs à ne pas couvrir la totalité de leurs portefeuilles. Ce risque est particulièrement réel si les obligations et sanctions dans le cadre du mécanisme ne donnent pas suffisamment d'incitations pour que les fournisseurs soient en équilibre avant l'année de livraison. En ce qui concerne l'aspect des obligations, d'une part, la possibilité offerte aux exploitants de capacité de rééquilibrer leur position sans frais en cas d'indisponibilité causée par force majeure (notion qui n'est pas définie ni délimitée dans la base juridique) pourrait constituer une incertitude supplémentaire par rapport aux signaux de prix et d'exigence de capacités. En ce qui concerne l'aspect de la sanction, d'autre part, il n'est pas évident de déterminer dans quelle mesure le plafond (implicite) sur les prix de règlement des écarts (c'est-à-dire le prix administré décrit au considérant 0) reflète réellement le coût de nouvelle entrée (CoNE) et soit, par conséquent, suffisamment élevé pour inciter les fournisseurs à s'acquitter de leurs obligations en capacité.
- (181) Comme cela a déjà été indiqué au considérant (179), les difficultés pour les nouveaux fournisseurs entrants d'estimer avec précision la taille de leurs futurs portefeuilles de clients — l'une des causes sous-jacentes au signal prix non fiable — peut constituer un obstacle à leur entrée dans le marché. De plus, le signal de prix non fiable dans le mécanisme peut également constituer un obstacle important à l'entrée de nouveaux producteurs. En effet, ils devraient fonder leurs décisions d'investissement exclusivement sur leurs propres projections ou les projections provisoires faites par RTE, sans avoir la certitude qu'il y aura un besoin réel pour leur capacité dans l'année de livraison.
- (182) En outre, l'Autorité de la concurrence française avait proposé des éléments d'amélioration du mécanisme de capacité. Les autorités françaises devraient clarifier pourquoi certains d'entre eux ont été retenus tandis que d'autres ne l'ont pas été⁽³¹⁾.
- (183) La Commission doute donc que le mécanisme soit le plus approprié pour réaliser la norme de fiabilité fixée par les autorités françaises.

3.3.3. Effet incitatif

- (184) L'effet incitatif de l'aide sera évalué sur base des conditions définies à la section 3.2.4 des LDAEE. Un tel effet existe si l'aide incite le bénéficiaire à changer son comportement afin d'améliorer le fonctionnement du marché de l'énergie; un changement de comportement qu'il n'entreprendrait pas en l'absence d'aide.
- (185) La Commission note que le mécanisme vise à inciter (i) les exploitants de capacité à maintenir disponible cette capacité pendant les heures de forte demande (heures PP2) et (ii) les fournisseurs d'obtenir un nombre de certificats correspondant à la demande de pointe de leurs portefeuilles de clients respectifs. L'inclusion d'un mécanisme qui pénalise les exploitants de capacité et les fournisseurs qui manquent à leurs obligations sous le mécanisme (c'est-à-dire qui sont en déséquilibre), a pour objectif de garantir que le mécanisme puisse effectivement atteindre cet objectif.
- (186) La Commission accepte que le mécanisme est en effet susceptible d'inciter les exploitants de capacité à être disponibles pendant les périodes de forte demande et les fournisseurs à couvrir leurs portefeuilles de clients contre la disponibilité en capacité réelle. La question reste de savoir si ces mesures sont adéquates, comme expliqué à la section 3.5.2 et, plus particulièrement, au considérant (180).
- (187) En outre, les énergies renouvelables intermittentes peuvent opter pour l'attribution de certificats non-risqués dans le régime alternatif (c'est-à-dire sans risquer des pénalités en cas de non-disponibilité; voir le considérant 58]. Ceci peut cependant être justifié dans la mesure où leur impossibilité d'être disponible pendant les heures PP2 est liée aux conditions climatiques, auquel cas les incitants à être techniquement disponible seraient conservés.
- (188) Par conséquent, la Commission considère *a priori* que le mécanisme peut en quelque sorte modifier le comportement des bénéficiaires, et qu'il est donc susceptible d'avoir l'effet incitatif requis.

⁽³⁰⁾ Voir site web de la CRE (http://www.cre.fr/marches/marche-de-detail/marche-de-l-electricite#section2_2), premiers deux graphiques au chapitre "Bilan du marché au 31 mars 2015".

⁽³¹⁾ Autorité de la concurrence, Avis n° 12-A-09 du 12 avril 2012 concernant un projet de décret relatif à l'instauration d'un mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité, p. 21-22, paragraphe 181.

3.3.4. Proportionnalité

- (189) La Commission apprécie la proportionnalité de la mesure conformément à la section 3.9.5 des LDAEE. Une mesure est proportionnée lorsqu'elle remplit les conditions suivantes: i) la compensation permet aux bénéficiaires d'obtenir un taux de rendement raisonnable (supposé en cas d'une procédure de mise en concurrence sur base de critères clairs, transparents et non discriminatoires), et ii) elle a des mécanismes intégrés pour empêcher la survenue de bénéfices exceptionnels.
- (190) En outre, les LDAEE exigent que les régimes d'aides qui comportent des allocations d'aide renouvelées dans le temps soient conçus de manière à garantir que le prix payé pour la disponibilité tende automatiquement vers zéro lorsque le niveau de capacité fournie est suffisant pour répondre au niveau de capacité demandée.
- (191) Les mécanismes de capacité basés sur le modèle de l'obligation décentralisée — tel que le mécanisme français — peuvent, en principe, être appropriés pour éviter la surcompensation. L'obligation faite aux fournisseurs de contracter la capacité suffisante bilatéralement reflète les modalités de la commercialisation d'électricité sur les marchés libéralisés de l'énergie et le prix des certificats devrait répondre à la quantité de capacité disponible dans le système. Toutefois, le mécanisme pourrait entraîner une surcompensation (payée par les consommateurs) (i) si les obligations de capacité et les accords commerciaux sont peu transparents, (ii) si certains exploitants de capacité potentiels sont exclus du marché et (iii) si certains exploitants de capacité ou fournisseurs ont un pouvoir de marché et peuvent ainsi influencer sur les prix des certificats.
- (192) En ce qui concerne le premier point et comme expliqué au considérant (179) ci-dessus, l'incertitude pour les fournisseurs sur leurs besoins réels en capacité, peut entraîner une sur- ou sous-estimation de leurs besoins en certificats. Dans ces cas, une surcompensation ne peut pas être exclue.
- (193) En second lieu, le traitement différencié des capacités d'effacement de la demande [voir considérant (171)], l'exclusion des capacités étrangères [voir considérant (172)] et l'exclusion *de facto* de nouvelles capacités de production éventuelles [voir considérant (181)], empêchent la pleine concurrence à déterminer le prix le plus précis de la capacité.
- (194) En troisième lieu, il est probable que la grande majorité des échanges de certificats impliquera le même opérateur, c'est-à-dire l'opérateur historique (EDF). EDF contrôle actuellement environ 85 % du marché de détail et plus de 90 % du marché de la production d'électricité. Il aura donc probablement un excédent de certificats qui seront disponibles pour l'échange sur un marché autrement très serré. En tant que producteur, EDF sera donc en mesure d'augmenter artificiellement le prix des certificats, tandis qu'en tant que fournisseur, il sera en mesure de répercuter toute augmentation de coût résultant du mécanisme de capacité aux consommateurs (par exemple, en l'incluant dans les tarifs réglementés qui à l'heure actuelle représentent la grande majorité des fournitures d'électricité en France⁽³²⁾), tout en faisant face à une pression concurrentielle limitée. La surcompensation de l'opérateur historique est donc tout à fait concevable.
- (195) La République française a soutenu que ce risque est limité, étant donné que les entreprises d'énergie intégrées doivent avoir des comptes de capacité séparés pour leurs activités de production et leurs activités de détail, offrant ainsi une transparence sur leurs coûts de transaction interne (voir le considérant 70). En effet, la CRE a libre accès à un registre confidentiel contenant toutes les transactions en certificats et publiera des données sur le volume des échanges de certificats afin d'améliorer la transparence pour les investisseurs. Toutefois il n'est pas prévu de publier les prix des transactions de gré à gré.
- (196) En outre, la France fait valoir que la liquidité est créée sur le marché des certificats de deux manières. Tout d'abord, des certificats de capacité seront liés à l'électricité vendue sous l'ARENH (voir considérant 64), ce qui signifie que toute personne achetant de l'électricité auprès d'EDF au prix ARENH obtiendra un nombre de certificats y correspondant. D'autre part, comme expliqué au considérant 70, plusieurs mécanismes de sauvegarde ont été mis en place pour éviter la rétention de capacité: les exploitants de capacité sont tenus de certifier leur capacité et les fournisseurs qui disposent de certificats excédentaires pour les heures PP2 ont l'obligation de les mettre aux enchères avant la fin de la période d'échange de certificats.
- (197) Bien que ces garanties soient destinées à accroître la liquidité des certificats dans le marché, la Commission doute qu'elles puissent empêcher l'exercice d'un pouvoir de marché.

⁽³²⁾ Voir site web de la CRE (http://www.cre.fr/marches/marche-de-detail/marche-de-l-electricite#section2_2), premiers deux graphiques au chapitre "Bilan du marché au 31 mars 2015".

- (198) En particulier, depuis l'été 2014, le produit calendrier dans le marché de gros a été inférieur au prix ARENH (42 EUR/MWh)⁽³³⁾. Le prix des certificats devrait donc compenser cette différence afin que le produit ARENH puisse contribuer effectivement à la création de liquidité sur le marché des certificats. Ceci est incertain en raison de l'incertitude sur les prix réels des certificats (qui fluctueront en fonction de la demande et devraient être bas, en tout état de cause, au moins au cours des premières années, en raison d'une surcapacité sur le marché français). De plus, le volume d'énergie (et le volume de certificats de capacité y correspondant) vendu sous le régime ARENH est limité à 100 TWh (soit environ 25 % de la production nucléaire française).
- (199) L'obligation de certifier toutes les capacités ne semble pas garantir une plus grande liquidité non plus. Comme les exploitants de capacité devront certifier leurs capacités eux-mêmes, y compris formuler des suppositions sur la disponibilité en période de pics de la demande, le risque de sous-certification demeure.
- (200) La plus-value en termes de liquidité de la clause de sauvegarde obligeant les fournisseurs à mettre aux enchères leurs certificats excédentaires est également discutable. Elle ne crée la liquidité qu'après l'année de livraison et, par conséquent, ne saurait empêcher la pénurie artificielle de certificats, conduisant à des prix plus élevés au cours de la période précédant l'année de livraison. Il est difficile de déterminer si ces prix élevés seraient corrigés par une baisse des prix grâce aux enchères des certificats après l'année de livraison.
- (201) Compte tenu de ce qui précède, la Commission doute que la mesure soit proportionnée pour atteindre l'objectif de sécurité d'approvisionnement déterminé par les autorités françaises.

3.3.5. Prévention des effets négatifs sur la concurrence et les échanges

- (202) Conformément au point 3.9.6 des LDAEE, pour être considérées comme compatibles, les aides doivent satisfaire aux conditions suivantes: i) être ouvertes à tous les fournisseurs de capacité utiles lorsque cela est techniquement et physiquement possible; ii) ne pas réduire les incitations à investir dans les interconnexions et ne pas compromettre le couplage des marchés; iii) ne pas nuire aux décisions d'investissement précédant l'introduction de la mesure; iv) ne pas renforcer indûment les positions dominantes et v) accorder la préférence aux producteurs émettant peu de carbone, à paramètres techniques et économiques équivalents.
- (203) Le mécanisme de capacité français est susceptible de créer des distorsions substantielles aussi bien de la concurrence sur les marchés de l'électricité que des échanges d'électricité entre les États membres.
- (204) En premier lieu, comme il est indiqué dans les considérants (175) *seq.* ci-dessus, l'absence de signaux de prix de capacité à long terme risque de créer/renforcer les barrières à l'entrée pour les nouveaux producteurs. Le mécanisme crée en outre une distinction entre l'effacement de la demande explicite et l'effacement de la demande implicite, comme expliqué au considérant (171). Enfin, à l'heure actuelle, les capacités étrangères ne peuvent participer au mécanisme. Tous les fournisseurs de capacité potentiels ne sont de ce fait pas en mesure de participer au mécanisme.
- (205) Deuxièmement, comme cela a déjà été indiqué au considérant (172), les difficultés d'estimer avec précision leurs portefeuilles de clients futurs peuvent constituer une barrière à l'entrée de nouveaux fournisseurs. Il semblerait que les risques liés à la couverture de portefeuille seront mieux gérés par les grandes entreprises verticalement intégrées, qui, connaissant bien le marché français, peuvent tirer profit de l'asymétrie des informations. La conception du régime pourrait donc avoir tendance à discriminer les petites entreprises non-françaises et constitue une barrière supplémentaire à l'entrée sur un marché déjà très concentré. La mesure risquerait alors de renforcer la position de marché d'EDF.
- (206) En ce qui concerne les échanges entre les États membres, il est probable que la mise en place d'un mécanisme de capacité aura un effet à la baisse sur les prix de l'énergie dans le territoire couvert par le mécanisme de capacité, en particulier grâce à l'écrêtement de la demande de pointe par le mécanisme. La réduction de l'occurrence des pics de prix en raison de la rareté implique par exemple une réduction des revenus pour les interconnexions. Alors que les interconnexions françaises sont régulées et, dès lors, moins dépendantes des revenus de congestion, des projets pour l'expansion ou la construction de nouvelles interconnexions ne pourraient pas être réalisés en raison d'attentes réduites à l'égard du revenu, que les gestionnaires de réseau de transport prennent généralement en compte lorsqu'ils décident d'investir dans de nouvelles interconnexions. En outre, étant donné que les capacités étrangères ne peuvent pas participer directement au mécanisme, la mesure risque de verrouiller le marché français, ce qui compromettrait le couplage des marchés. En effet, les exploitants de capacité auront un avantage dans la concurrence pour les clients français en ce qu'ils auront accès à des fonds supplémentaires provenant de l'échange des certificats.

⁽³³⁾ Source: CRE, voir le tableau au bas de la page (http://www.cre.fr/marches/marche-de-gros/marche-de-l-electricite#section5_2).

- (207) Enfin, le régime ne semble pas violer le principe qu'un mécanisme de capacité devrait accorder la préférence aux producteurs émettant peu de carbone, à paramètres techniques et économiques équivalents. En effet, le mécanisme semble faciliter la participation des énergies renouvelables en leur accordant la possibilité d'opter pour un traitement non-risqué [voir considérant (187)]. En outre, le mécanisme facilite aussi la participation des capacités d'effacement de la demande, tel qu'expliqué au considérant (170).
- (208) Compte tenu de ce qui précède, la Commission doute que la mesure n'affecte pas la concurrence et les échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun.

3.3.6. *Cumul*

- (209) Les autorités françaises ont signalé que les capacités qui bénéficient d'un soutien public (énergies renouvelables, cogénération, ...) verront leur subvention diminuée des éventuelles recettes tirées de la valorisation des certificats attachés au moyen de production, bien que ces recettes soient ajoutées au budget général consacré au financement de ces installations.

3.3.7. *L'évaluation et le compte rendu annuel*

- (210) La France n'a fourni aucune information sur la manière dont elle entend s'acquitter de ses obligations en matière de transparence qui découlent de la section 3.2.7 des LDAEE.

4. DÉCISION

- (211) 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 sur le fonctionnement de l'Union européenne, 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 les autorités françaises à transmettre immédiatement une copie de cette lettre aux bénéficiaires potentiels de l'aide.
- (212) La Commission rappelle aux autorités françaises l'effet suspensif de l'article 108, paragraphe 3, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne et se réfère à l'article 14 du règlement (CE) n° 659/1999 du Conseil qui prévoit que toute aide illégale pourrait faire l'objet d'une récupération auprès de son bénéficiaire.
- (213) 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.»
-