



Edizzjoni bil-Malti

Informazzjoni u Avviżi

Volum 59

5 ta' Frar 2016

Werrej

II *Komunikazzjonijiet*

KOMUNIKAZZJONIJIET MINN ISTITUZZJONIJIET, KORPI, UFFIĊĠI U AĠENZIJI TAL-UNJONI EWROPEA

Il-Kummissjoni Ewropea

2016/C 046/01	Awtorizzazzjoni għal għajna mill-Istat skont l-Artikoli 107 u 108 tat-Trattat dwar il-Funzjonament tal-Unjoni Ewropea — Fir-rigward ta' dawn il-każijiet il-Kummissjoni ma tqajjimx oġġezzjonijiet ⁽¹⁾ . . .	1
2016/C 046/02	Awtorizzazzjoni għal għajna mill-Istat skont l-Artikoli 107 u 108 tat-Trattat dwar il-Funzjonament tal-Unjoni Ewropea — Fir-rigward ta' dawn il-każijiet il-Kummissjoni ma tqajjimx oġġezzjonijiet ⁽²⁾ . . .	17

V *Avviżi*

PROCĊDURI DWAR L-IMPLIMENTAZZJONI TAL-POLITIKA TAL-KOMPETIZZJONI

Il-Kummissjoni Ewropea

2016/C 046/03	Għajna mill-Istat – Ir-Renju Unit — Għajna mill-Istat SA.38760 (2016/C) (ex 2015/N) — Kuntratt ta' Investiment għall-Konverżjoni tal-Bijomassa tal-ewwel unità tal-impjant tal-enerġija ta' Drax — Stedina biex jitressqu kummenti skont l-Artikolu 108(2) tat-Trattat dwar il-Funzjonament tal-Unjoni Ewropea ⁽¹⁾	19
2016/C 046/04	Għajna mill-Istat – Franza — Għajna mill-Istat SA.39621 (2015/C) (ex 2015/NN) — Mekkaniżmu ta' kapaċità fi Franza — Stedina biex jitressqu kummenti skont l-Artikolu 108(2) tat-Trattat dwar il-Funzjonament tal-Unjoni Ewropea ⁽¹⁾	35
2016/C 046/05	Għajna mill-Istat – Franza — Għajna mill-Istat – Notifika tal-għajna mill-Istat SA.40454 (2015/C) (ex 2015/N) – Franza — Sejha għall-offerti għall-kapaċità addizzjonali għall-Bretanja — Stedina biex jitressqu kummenti skont l-Artikolu 108(2) tat-Trattat dwar il-Funzjonament tal-Unjoni Ewropea ⁽¹⁾ . . .	69

⁽¹⁾ Test b'relevanza għaž-ŻEE
⁽²⁾ Test b'rilevanza għaž-ŻEE, għajr f'dak li għandu x'jaqsam mal-prodotti rilevanti mal-Anness 1 tat-Trattat

II

(Komunikazzjonijiet)

KOMUNIKAZZJONIJIET MINN ISTITUZZJONIJIET, KORPI, UFFIĊĊJI U AĠENZIJI
TAL-UNJONI EWROPEA

IL-KUMMISSJONI EWROPEA

Awtorizzazzjoni ghal għajjnuna mill-Istat skont l-Artikoli 107 u 108 tat-Trattat dwar il-Funzjonament
tal-Unjoni Ewropea

Fir-rigward ta' dawn il-każijiet il-Kummissjoni ma tqajjimx oġġezzjonijiet

(Test b'relevanza għaż-ŻEE)

(2016/C 046/01)

Data ta' l-adozzjoni tad-deċiżjoni	08.01.2016	
Għajjnuna Nru	SA.36019 (2014/NN)	
Stat Membru	Il-Belġju	
Reġjun	VLAAMS BRABANT	—
Titolu (u/jew isem tal-benefiċjarju)	Financiering van de weginfrastructuur in de omgeving van een vastgoedproject – Uplace/Financement d'infrastructures routières à proximité du site d'un projet immobilier-Uplace	
Il-bażi legali	—	
It-tip tal-miżura	Għajjnuna ad hoc	—
L-għan	Żvilupp reġjonali	
Il-forma ta' l-għajjnuna	Ghotja diretta	
L-Estimi	—	
L-intensità	Miżura li mhix għajjnuna	
It-tul ta' żmien	—	
Setturi ekonomiċi		

Isem u indirizz ta' l-awtorità responsabli mill-ġhajnuna	het Vlaams Gewest
Aktar informazzjoni	—

It-test tad-deċiżjoni fil-lingwa jew lingwi awtentika/awtentici, li minnu tnehhew il-partijiet kunfidenzjali kollha, jinsab fuq is-sit:

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

Data ta' l-adozzjoni tad-deċiżjoni	12.05.2014
Għajnuna Nru	SA.37516 (2013/N)
Stat Membru	Spanja
Reġjun	—
Titolu (u/jew isem tal-benefiċjarju)	Deducción por inversiones en producciones cinematográficas y audiovisuales.
Il-bażi legali	Artículo 38.2 del texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, aprobado por el Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 de marzo.
It-tip tal-miżura	Skema
L-għan	Kultura, Żvilupp settorjali
Il-forma ta' l-għajnuna	Vantaġġ fiskali jew eżenzjoni mit-taxxa
L-Estimi	Baġit globali: EUR 480 (f'miljuni) Baġit annwali: EUR 480 (f'miljuni)
L-intensità	18 %
It-tul ta' żmien	01.01.2014 – 01.01.2020
Setturi ekonomiċi	ARTI; DIVERTIMENT U RIKREAZZJONI
Isem u indirizz ta' l-awtorità responsabli mill-ġhajnuna	Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas C/Alcalá 9, 28014 MADRID
Aktar informazzjoni	—

It-test tad-deċiżjoni fil-lingwa jew lingwi awtentika/awtentici, li minnu tnehhew il-partijiet kunfidenzjali kollha, jinsab fuq is-sit:

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

Data ta' l-adozzjoni tad-deċiżjoni	11.06.2014
Għajnuna Nru	SA.38449 (2014/N)

Stat Membru	Il-Ġermanja	
Reġjun	—	—
Titolu (u/jew isem tal-benefiċjarju)	Vergabeordnung der MFG Medien- und Filmgesellschaft Baden-Württemberg mbH	
Il-bazi legali	Vergabeordnung der MFG Medien- und Filmgesellschaft Baden-Württemberg mbH gemäß Beschluss des Aufsichtsrates vom 25.11.2013	
It-tip tal-miżura	Skema	—
L-ghan	Kultura	
Il-forma ta' l-ghajnuna	Ghotja diretta	
L-Estimi	Baġit globali: EUR 96 (f'miljuni) Baġit annwali: EUR 16 (f'miljuni)	
L-intensità	100 %	
It-tul ta' żmien	01.07.2014 – 30.06.2020	
Setturi ekonomiċi	INFORMATIKA U KOMUNIKAZZJONI, Attivitajiet ta' films taċ-ċinema; vidjo u programmi tat-televixin	
Isem u indirizz ta' l-awtorità responsabli mill-ghajnuna	MFG Medien und Filmgesellschaft Baden-Württemberg mbH Breitscheidstraße 4 70174 Stuttgart	
Aktar informazzjoni	—	

It-test tad-deċiżjoni fil-lingwa jew lingwi awtentika/awtentiċi, li minnu tnehhew il-partijiet kunfidenzjali kollha, jinsab fuq is-sit:

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

Data ta' l-adozzjoni tad-deċiżjoni	02.12.2015	
Għajnuna Nru	SA.38863 (2015/N)	
Stat Membru	Ir-Renju Unit	
Reġjun	UNITED KINGDOM	—
Titolu (u/jew isem tal-benefiċjarju)	Emergency Services Mobile Communications Programme	
Il-bazi legali	The Home Office's ambit given under the relevant Supply and Appropriation Act. NB This Act is renewed annually	
It-tip tal-miżura	għajnuna individwali	—
L-ghan	Żvilupp settorjali	

Il-forma ta' l-ghajjnuna	Ghotja diretta, Ohrajn
L-Estimi	Baġit globali: GBP 500 (f'miljuni)
L-intensità	100 %
It-tul ta' żmien	mill-15.04.2015
Setturi ekonomiċi	Attivitajiet ta' telekomunikazzjoni mingħajr fili
Isem u indirizz ta' l-awtorità responsabli mill-ghajjnuna	Home Office 2 Marsham Street, London, SW1P 4DF
Aktar informazzjoni	—

It-test tad-deċiżjoni fil-lingwa jew lingwi awtentika/awtentici, li minnu tnehhew il-partijiet kunfidenzjali kollha, jinsab fuq is-sit:

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

Data ta' l-adozzjoni tad-deċiżjoni	07.04.2015	
Għajjnuna Nru	SA.39089 (2014/N)	
Stat Membru	L-Italja	
Reġjun	BOLZANO-BOZEN	—
Titolu (u/jew isem tal-benefiċjarju)	Telefonia mobile e traffico dati in zone montuose della provincia di Bolzano (Favogna – Mazia – Alpe Guazza)	
Il-bażi legali	Delibera 3226/2007 con cui si prende atto della decisione della Commissione europea n. 3726/2007 recante l'approvazione del programma operativo "Competitività regionale e occupazione FESR 2007-20213" della provincia di Autonoma di Bolzano – Alto Adige e si designano i servizi provinciali e si istituiscono i comitati coinvolti nell'attuazione del programma;	
It-tip tal-miżura	ghajjnuna individwali	Telecom Italia, Wind, H3G, Vodafone Omnitel, RAS – Radiotelevisione Azienda Speciale
L-ghan	Żvilupp regionali	
Il-forma ta' l-ghajjnuna	Ghotja/Sussidju fuq ir-rata tal-imghax	
L-Estimi	Baġit globali: EUR 4,1086 (f'miljuni)	
L-intensità	100 %	

It-tul ta' zmien	sal- 31.08.2024
Setturi ekonomiċi	Attivitajiet ta' telekomunikazzjoni mingħajr fili
Isem u indirizz ta' l-awtorità responsabli mill-ghajjnuna	Provincia Autonoma di Bolzano Ufficio Infrastrutture RAS Ufficio tecnico
Aktar informazzjoni	—

It-test tad-deċiżjoni fil-lingwa jew lingwi awtentika/awtentici, li minnu tnehhew il-partijiet kunfidenzjali kollha, jinsab fuq is-sit:

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

Data ta' l-adozzjoni tad-deċiżjoni	07.04.2015	
Għajjnuna Nru	SA.39090 (2014/N)	
Stat Membru	L-Italja	
Reġjun	BOLZANO-BOZEN	—
Titolu (u/jew isem tal-benefiċjarju)	Telefonia mobile e traffico dati in zone montuose della provincia di Bolzano (Passo Rombo)	
Il-bażi legali	Delibera 3226/2007 con cui si prende atto della decisione della Commissione europea n. 3726/2007 recante l'approvazione del programma operativo "Competitività regionale e occupazione FESR 2007-20213" della provincia di Autonoma di Bolzano – Alto Adige e si designano i servizi provinciali e si istituiscono i comitati coinvolti nell'attuazione del programma;	
It-tip tal-miżura	għajjnuna individwali	RAS – Radiotelevisione Azienda Speciale, Telecom Italia, Wind, H3G, Vodafone Omnitel
L-għan	Żvilupp regionali	
Il-forma ta' l-għajjnuna	Għotja diretta	
L-Estimi	Baġit globali: EUR 1,1761 (f'miljuni)	
L-intensità	100 %	

It-tul ta' zmien	sal- 31.08.2024
Setturi ekonomiċi	Attivitajiet ta' telekomunikazzjoni mingħajr fili
Isem u indirizz ta' l-awtorità responsabli mill-ghajjnuna	RAS Ufficio tecnico Provincia Autonoma di Bolzano Ufficio Infrastrutture
Aktar informazzjoni	—

It-test tad-deċiżjoni fil-lingwa jew lingwi awtentika/awtentiċi, li minnu tnehhew il-partijiet kunfidenzjali kollha, jinsab fuq is-sit:

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

Data ta' l-adozzjoni tad-deċiżjoni	02.12.2015	
Għajjnuna Nru	SA.39232 (2014/NN)	
Stat Membru	Il-Greċja	
Reġjun	NOTIO AIGAIIO	Artikolu 107(3)(c)
Titolu (u/jew isem tal-benefiċjarju)	ΛΙΜΕΝΑΣ ΤΟΥ ΡΑΟΥ ΜΥΚΟΝΟΥ	
Il-bażi legali	<ol style="list-style-type: none"> 1. ΠΔ 129/2001(ΦΕΚ113Α"/6.6.2001) Μεταφορά αρμοδιοτήτων Λιμενικού Ταμείου Μυκόνου στο Δήμο Μυκόνου 2. άρθρο 28 του Ν.2738/1999 "Συλλογικές Διαπραγματεύσεις στη Δημόσια Διοίκηση, μονιμοποιήσεις συμβασιούχων αορίστου χρόνου και άλλες διατάξεις" -Δημοτικά και Νομαρχιακά Λιμενικά Ταμεία και Γραφεία 3. Ν3316/2005 (ΦΕΚ 42Α"/22.2.2005) "Ανάθεση και εκτέλεση συμβάσεων μελετών και παροχής συναφών υπηρεσιών και άλλες διατάξεις. 4. Ν. 3669/2008(ΦΕΚ116Α"/18.6.2008) Κύρωση της κωδικοποίησης της νομοθεσίας κατασκευής δημοσίων έργων 5. Η υπ. αριθ. 12011/25.11.2003(ΦΕΚ1847Β"/11.12.2003) απόφαση της Γενικής Γραμματέως Περιφέρειας Νοτίου Αιγαίου "Ψήφιση Οργανισμού εσωτερικής υπηρεσίας του Δημοτικού Λιμενικού Ταμείου Μυκόνου 6. Η υπ. αριθ. 05/οικ776/6.2.2009 πρόσκληση της ΕΥΔ ΕΠΕΠΠΑ ΥΠΟΒΟΛΗ ΠΡΟΤΑΣΕΩΝ ΣΤΟ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ "ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΗΣ ΠΡΟΣΠΕΛΑΣΙΜΟΤΗΤΑΣ 2007-2013" ΑΞΟΝΑΣ ΠΡΟΤΕΡΑΙΟΤΗΤΑΣ Θ' "ΘΑΛΑΣΣΙΕΣ ΜΕΤΑΦΟΡΕΣ – ΛΙΜΑΝΙΑ ΔΙΕΥΡΩΠΑΪΚΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ" 7. Η με αρ. πρωτ. 5323/10.12.2010 απόφαση έ... 	
It-tip tal-miżura	Għajjnuna ad hoc	Δημοτικό Λιμενικό Ταμείο (Δ.Λ.Τ.) Μυκόνου
L-ghan	Żvilupp settorjali, Żvilupp reġjonali	

Il-forma ta' l-għajnuna	Ghotja diretta
L-Estimi	Baġit globali: EUR 10,2637 (f'miljuni)
L-intensità	%
It-tul ta' żmien	—
Setturi ekonomiċi	Trasport ta' passiġġieri fuq il-baħar u mal-kosta
Isem u indirizz ta' l-awtorità responsabli mill-għajnuna	E.Π. «Ενίσχυση της Προσπελασιμότητας 2007-2013 KONIAPH 15, 114 71 ΑΘΗΝΑ
Aktar informazzjoni	—

It-test tad-deċiżjoni fil-lingwa jew lingwi awtentika/awtentiċi, li minnu tnehhew il-partijiet kunfidenzjali kollha, jinsab fuq is-sit:

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

Data ta' l-adozzjoni tad-deċiżjoni	16.12.2015	
Għajnuna Nru	SA.40441 (2015/N)	
Stat Membru	L-Ungerija	
Reġjun	—	—
Titolu (u/jew isem tal-benefiċjarju)	Restructuring aid or MKB Bank	
Il-bażi legali	Act XXXVII of 2014 on the further development of the system of institutions strengthening the security of the individual players of the financial intermediary system	
It-tip tal-miżura	għajnuna individwali	Magyar Külkereskedelmi Bank Zrt. (MKB)
L-għan	Sunkumus patiriančių įmonių restruktūrizavimas, Rimedju għal tharbit serju fl-ekonomija	
Il-forma ta' l-għajnuna	Oħrajn – Impaired asset measure	
L-Estimi	Baġit globali: HUF 32 044,58 (f'miljuni)	
L-intensità	—	

It-tul ta' żmien	18.12.2015 – 31.12.2019
Setturi ekonomiċi	Attivitajiet ta' servizzi finanzjarji; barra assigurazzjoni u flus mogħtija għal pensjoni
Isem u indirizz ta' l-awtorità responsabli mill-ghajnuna	MSZVK Zrt. – MSZVK Hungarian Resolution Property Management Private Company Limited by Shares H-1134 Budapest, Kassák Lajos utca 18.
Aktar informazzjoni	—

It-test tad-deċiżjoni fil-lingwa jew lingwi awtentika/awtentiċi, li minnu tnehhew il-partijiet kunfidenzjali kollha, jinsab fuq is-sit:

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

Data ta' l-adozzjoni tad-deċiżjoni	05.11.2015	
Għajnuna Nru	SA.41265 (2015/N)	
Stat Membru	Franza	
Reġjun	FRANCE	—
Titolu (u/jew isem tal-benefiċjarju)	Dispositif de réduction de l'impôt de solidarité sur la fortune pour les redevables investissant dans les fonds communs de placement dans l'innovation (FCPI) ou de fonds d'investissement de proximité (FIP), dit dispositif "ISF PME pour les investissements dans des FCPI et FIP"	
Il-bażi legali	Article 885-O V bis du code général des impôts Articles L.214-30 et L.214-31 du code monétaire et financier	
It-tip tal-miżura	Skema	—
L-għan	Għajnuna lill-SMEs, Rizikos kapitalas	
Il-forma ta' l-għajnuna	Forma ohra ta' vantaġġ fiskali	
L-Estimi	Baġit annwali: EUR 145 (f'miljuni)	
L-intensità	50 %	
It-tul ta' żmien	01.01.2016 – 31.12.2025	
Setturi ekonomiċi	Is-setturi kollha ekonomiċi eliġibbli biex jirċievu l-għajnuna	

Isem u indirizz ta' l-awtorità responsabli mill-ghajnuna	Ministère des finances et des comptes publics 139, rue de Bercy 75572 PARIS Cedex 12 France
Aktar informazzjoni	—

It-test tad-deċiżjoni fil-lingwa jew lingwi awtentika/awtentici, li minnu tnehhew il-partijiet kunfidenzjali kollha, jinsab fuq is-sit:

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

Data ta' l-adozzjoni tad-deċiżjoni	14.07.2015	
Għajnuna Nru	SA.41396 (2015/N)	
Stat Membru	Ir-Renju Unit	
Reġjun	—	—
Titolu (u/jew isem tal-benefiċjarju)	Film tax relief modification	
Il-bażi legali	Corporation Tax Act 2009; Finance Act 2015	
It-tip tal-miżura	Skema	—
L-għan	Kultura	
Il-forma ta' l-għajnuna	Forma oħra ta' vantaġġ fiskali	
L-Estimi	Baġit globali: GBP 1 530 (f'miljuni) Baġit annwali: GBP 335 (f'miljuni)	
L-intensità	20 %	
It-tul ta' żmien	sal- 31.03.2020	
Setturi ekonomiċi	INFORMATIKA U KOMUNIKAZZJONI	
Isem u indirizz ta' l-awtorità responsabli mill-ghajnuna	Her Majesty's Revenue and Customs 100 Parliament Street London, SW1A 2BQ United Kingdom	

Aktar informazzjoni	—
---------------------	---

It-test tad-deċiżjoni fil-lingwa jew lingwi awtentika/awtentiċi, li minnu tnehhew il-partijiet kunfidenzjali kollha, jinsab fuq is-sit:

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

Data ta' l-adozzjoni tad-deċiżjoni	22.07.2015	
Għajnuna Nru	SA.41416 (2015/N)	
Stat Membru	Il-Ġermanja	
Reġjun	BADEN-WUERTTEMBERG	—
Titolu (u/jew isem tal-benefiċjarju)	NGA Scheme Baden-Württemberg	
Il-bażi legali	Verwaltungsvorschrift des Ministeriums für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz zur Breitbandförderung (VwV Breitbandförderung) Landesverwaltungsverfahrensgesetzes (LVwVfG), § § 48, 49 und 49a Telekommunikationsgesetzes (TKG)	
It-tip tal-miżura	Skema	—
L-għan	Żvilupp settorjali	
Il-forma ta' l-għajnuna	Għotja diretta	
L-Estimi	Baġit globali: EUR 253,6 (f'miljuni)	
L-intensità	90 %	
It-tul ta' żmien	01.08.2015 – 31.12.2022	
Setturi ekonomiċi	Telekomunikazzjoni	
Isem u indirizz ta' l-awtorità responsabli mill-għajnuna	Regierungspräsidium Freiburg Bissierstr. 7, 79114 Freiburg i. B. Regierungspräsidium Karlsruhe 76247 Karlsruhe Regierungspräsidium Stuttgart Ruppmannstr. 21, 70565 Stuttgart Regierungspräsidium Tübingen Konrad-Adenauer-Str. 20, 72072 Tübingen	

Aktar informazzjoni	—
---------------------	---

It-test tad-deċiżjoni fil-lingwa jew lingwi awtentika/awtentiċi, li minnu tnehhew il-partijiet kunfidenzjali kollha, jinsab fuq is-sit:

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

Data ta' l-adozzjoni tad-deċiżjoni	30.11.2015	
Għajnuna Nru	SA.41734 (2015/NN)	
Stat Membru	Il-Latvja	
Reġjun	Kurzeme	—
Titolu (u/jew isem tal-benefiċjarju)	Dredging of the Port of Liepaja	
Il-bażi legali	Regulation of the Cabinet of Minister of the Republic of Latvia no 857 of 14/10/2008 "Regulation of the activity 3.3.1. Development of Infrastructure of Large Ports within the Framework of the 4 'Motorways of the Sea' under the operational programme Infrastructure and Services"	
It-tip tal-miżura	Għajnuna ad hoc	Liepaja Special Economic Zone Authority
L-għan	Żvilupp settorjali	
Il-forma ta' l-għajnuna	Ghotja diretta	
L-Estimi	Baġit globali: EUR 32,3874 (f'miljuni)	
L-intensità	74,27 %	
It-tul ta' żmien	—	
Setturi ekonomiċi	Trasport ta' merkanzija fuq il-baħar u mal-kosta, Attivitajiet ta' servizz incidentalni għat-trasport fuq l-ilma	
Isem u indirizz ta' l-awtorità responsabli mill-għajnuna	—	
Aktar informazzjoni	—	

It-test tad-deċiżjoni fil-lingwa jew lingwi awtentika/awtentiċi, li minnu tnehhew il-partijiet kunfidenzjali kollha, jinsab fuq is-sit:

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

Data ta' l-adozzjoni tad-deċiżjoni	18.09.2015	
Għajnuna Nru	SA.42405 (2015/N)	

Stat Membru	Id-Danimarka	
Reġjun	—	—
Titolu (u/jew isem tal-benefiċjarju)	Prolongation of the winding-up scheme, compensation scheme, Model I and Model II – H2 2015	
Il-bażi legali	L-Att nru 721 tal-25. ta' Ġunju 2010, Liġi li temenda l-fond tal-Garanzija Daniża għall-Att tad-Depozituri u l-Investituri, l-Att Daniż dwar l-Istabbiltà Finanzjarja u l-Att Daniż dwar il-Valutazzjoni tat-Taxxa (introdotti fil-Parlament fid-29 ta' April 2011), l-Att Nru 1003 tal-10 ta' Ottubru 2008 dwar l-istabbiltà finanzjarja, kif emendat mill-Att Nru 68 tat-3. Frar 2009 li tagħmilha possibbli għal istituzzjonijiet ta' kreditu tad-Danimarka li japplikaw għal garanziji individwali tal-gvern, għal dejn insubordinat u mhux assigurat u għall-forniment ta' garanzija supplimentari minn istituzzjoni li tohroġ bonds koperti	
It-tip tal-miżura	Skema	—
L-għan	Rimedju għal tharbit serju fl-ekonomija	
Il-forma ta' l-għajjnuna	Għotja diretta	
L-Estimi	—	
L-intensità	—	
It-tul ta' żmien	sal- 31.12.2015	
Setturi ekonomiċi	Attivitajiet ta' servizzi finanzjarji; barra assigurazzjoni u flus mogħtija għal pensjoni	
Isem u indirizz ta' l-awtorità responsabli mill-għajjnuna	The Ministry of Business and Growth Slotsholmsgade 10-12, 1216 København K	
Aktar informazzjoni	—	

It-test tad-deċiżjoni fil-lingwa jew lingwi awtentika/awtentici, li minnu tnehhew il-partijiet kunfidenzjali kollha, jinsab fuq is-sit:

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

Data ta' l-adozzjoni tad-deċiżjoni	14.12.2015	
Għajjnuna Nru	SA.43008 (2015/N)	
Stat Membru	Il-Ġermanja	
Reġjun	DEUTSCHLAND	—
Titolu (u/jew isem tal-benefiċjarju)	Förderrichtlinie für Umschlaganlagen für den kombinierten Verkehr	

Il-bażi legali	Haushaltsgesetz der BRD, Bundeshaushaltsordnung, Allgemeine Verwaltungsvorschriften zu § § 23, 44, Richtlinie kombinierter Verkehr	
It-tip tal-miżura	Skema	—
L-għan	Protezzjoni tal-Ambjent	
Il-forma ta' l-għajjnuna	Għotja/Sussidju fuq ir-rata tal-imghax	
L-Estimi	Baġit globali: EUR 92,08 (f'miljuni) Baġit annwali: EUR 92,08 (f'miljuni)	
L-intensità	80 %	
It-tul ta' żmien	01.01.2016 – 31.12.2016	
Setturi ekonomiċi	Trasport ta' merkanzija bil-ferrovija, Trasport ġewwieni ta' merkanzija fuq l-ilma, Trasport ġewwieni ta' merkanzija fuq l-ilma	
Isem u indirizz ta' l-awtorità responsabli mill-għajjnuna	Eisenbahn-Bundesamt Heinemannstr. 6, 53175 Bonn	
Aktar informazzjoni	—	

It-test tad-deċiżjoni fil-lingwa jew lingwi awtentika/awtentici, li minnu tnehhew il-partijiet kunfidenzjali kollha, jinsab fuq is-sit:

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

Data ta' l-adozzjoni tad-deċiżjoni	18.12.2015	
Għajjnuna Nru	SA.43367 (2015/N)	
Stat Membru	Ċipru	
Reġjun	—	—
Titolu (u/jew isem tal-benefiċjarju)	2015 additional restructuring aid to the Cooperative Central Bank	
Il-bażi legali	<ol style="list-style-type: none"> 1. Restructuring Plan of the Cooperative Central Bank 2. Provisional valuation of the Cooperative Central Bank Ltd and its subsidiary Cooperative Credit Institutions 3. Capital Plan of the Cooperative Central Bank 4. List of Commitments 5. Amendment Ministerial Decree with title "The Recapitalisation of the Cooperative Central Bank Ltd./Central Body of 2015" 	
It-tip tal-miżura	għajjnuna individwali	Cooperative Central Bank Ltd.

L-ghan	Sunkumus patirianċju imoniq restrukturizavimas, Rimedju għal tharbit serju fl-ekonomija
Il-forma ta' l-għajjnuna	Oħrajn – Rikapitalizzazzjoni permezz ta' ishma komuni.
L-Estimi	Baġit globali: EUR 175 (f'miljuni)
L-intensità	—
It-tul ta' żmien	—
Setturi ekonomiċi	Attivitajiet ta' servizzi finanzjarji; barra assigurazzjoni u flus mogħtija għal pensjoni
Isem u indirizz ta' l-awtorità responsabli mill-għajjnuna	Ministry of Finance Michael Karaoli and Grigori Afxentiou 1439 Nicosia – Cyprus
Aktar informazzjoni	—

It-test tad-deċiżjoni fil-lingwa jew lingwi awtentika/awtentici, li minnu tnehhew il-partijiet kunfidenzjali kollha, jinsab fuq is-sit:

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

Data ta' l-adozzjoni tad-deċiżjoni	14.12.2015	
Għajjnuna Nru	SA.43404 (2015/N)	
Stat Membru	Il-Finlandja	
Regjun	—	—
Titolu (u/jew isem tal-benefiċjarju)	Modifications in the aid scheme concerning high-speed broadband construction in sparsely populated areas in Finland (modification of State aid cases N 62/2010 and SA.34290)	
Il-bażi legali	The Act on Broadband Construction Aid in Sparsely Populated Areas (1186/2009) https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2009/20091186	
It-tip tal-miżura	Skema	—
L-ghan	Żvilupp settorjali	
Il-forma ta' l-għajjnuna	Għotja diretta, Self/Avvanzi li jithallsu lura, Oħrajn	
L-Estimi	Baġit globali: EUR 69,5 (f'miljuni)	

L-intensità	90 %
It-tul ta' zmien	01.01.2016 – 31.12.2019
Setturi ekonomiċi	Telekomunikazzjoni
Isem u indirizz ta' l-awtorità responsabli mill-ġhajjnuna	Finnish Communications Regulatory Authority (FICORA) P.O. Box 313, FI-00181 HELSINKI
Aktar informazzjoni	—

It-test tad-deċiżjoni fil-lingwa jew lingwi awtentika/awtentiċi, li minnu tnehhew il-partijiet kunfidenzjali kollha, jinsab fuq is-sit:

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

Data ta' l-adozzjoni tad-deċiżjoni	16.11.2015	
Ġhajjnuna Nru	SA.43423 (2015/N)	
Stat Membru	L-Irlanda	
Reġjun	—	—
Titolu (u/jew isem tal-benefiċjarju)	2nd prolongation of the Credit Union restructuring and stabilisation Scheme	
Il-bażi legali	Credit Union and Co-operation with Overseas Regulators Act 2012	
It-tip tal-miżura	Skema	—
L-ghan	Rimedju għal tharbit serju fl-ekonomija	
Il-forma ta' l-ġhajjnuna	<p>Oħrajn – Skont it-Taqsima 57 tal-Att tal-2012 dwar l-Unjoni tal-Kreditu u l-Kooperazzjoni ma' Regolaturi Barranin, l-appoġġ finanzjarju jista' jiehu l-forma ta' pagament, self, garanzija, skambju ta' assi, jew kull tip iehor ta' akkomodazzjoni jew assistenza. Skont it-Taqsima 61 ta' dan l-Att, jista' jinkludi wkoll il-provvista ta' konsulenza teknika jew finanzjarja.</p> <p>F'termini ta' ristutturazzjoni, il-finanzjament rekupabbli huwa provdut mill-Ministru tal-Finanzi minn riżorsi tal-Istat jgħifieri l-Fond Ċentrali. F'termini ta' stabbilizzazzjoni, huwa antiċipat li jkun intaxxat is-settur tal-unjoni kreditu biex jinbena fond ta' stabbilizzazzjoni sa EUR 30 miljun f'sitt snin permezz ta' taxxa tas-settur.</p>	
L-Estimi	Baġit globali: EUR 280 (f'miljuni)	
L-intensità	—	
It-tul ta' zmien	01.11.2015 – 30.04.2016	
Setturi ekonomiċi	ATTIVITAĠET FINANZJARJI U MARBUTA MA' ASSIGURAZZJONI	

Isem u indirizz ta' l-awtorità responsabli mill-ghajjnuna	Minister for Finance Government Buildings, Merrion Street, Dublin 2, Ireland
Aktar informazzjoni	—

It-test tad-deċiżjoni fil-lingwa jew lingwi awtentika/awtentici, li minnu tnehhew il-partijiet kunfidenzjali kollha, jinsab fuq is-sit:

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

Data ta' l-adozzjoni tad-deċiżjoni	17.12.2015
Ghajnuna Nru	SA.43745 (2015/N)
Stat Membru	L-Irlanda
Reġjun	—
Titolu (u/jew isem tal-benefiċjarju)	Eighth prolongation of the Credit Union Resolution Scheme H1 2016
Il-bażi legali	Central Bank and Credit Institutions (Resolution) Act 2011
It-tip tal-miżura	Skema
L-ghan	Rimedju għal tharbit serju fl-ekonomija
Il-forma ta' l-ghajnuna	Ghotja diretta, Garanzija, Ohrajn
L-Estimi	Baġit globali: EUR 500 (f'miljuni)
L-intensità	—
It-tul ta' żmien	01.01.2016 – 30.06.2016
Setturi ekonomiċi	ATTIVITAJET FINANZJARJI U MARBUTA MA' ASSIGURAZZJONI
Isem u indirizz ta' l-awtorità responsabli mill-ghajjnuna	The Minister, acting on behalf of the Government, in accordance with the Central Bank and Credit Institutions (Resolution) Act 2011. Department of Finance, Government Building, Merrion Street, Dublin 2, Ireland
Aktar informazzjoni	—

It-test tad-deċiżjoni fil-lingwa jew lingwi awtentika/awtentici, li minnu tnehhew il-partijiet kunfidenzjali kollha, jinsab fuq is-sit:

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

Awtorizzazzjoni għal għajjnuna mill-Istat skont l-Artikoli 107 u 108 tat-Trattat dwar il-Funzjonament tal-Unjoni Ewropea

Fir-rigward ta' dawn il-każijiet il-Kummissjoni ma tqajjimx oġġezzjonijiet

(Test b'rilevanza għaż-ŻEE, għajr f'dak li għandu x'jaqşam mal-prodotti rilevanti mal-Anness 1 tat-Trattat)

(2016/C 046/02)

Data ta' l-adozzjoni tad-deċiżjoni	14.12.2015	
Għajjnuna Nru	SA.41621 (2015/N)	
Stat Membru	L-Ungerija	
Reġjun	—	—
Titolu (u/jew isem tal-benefiċjarju)	Az étkezési tojást termelő tyúkállományok, valamint tenyészbarmfi fajok állatjóléti támogatása	
Il-bażi legali	az étkezési tojást termelő tyúkállományok, valamint tenyészbarmfi fajok állatjóléti támogatási feltételeiről szóló/2015. (.....) FM rendelet	
It-tip tal-miżura	Skema	—
L-għan	Impenji għall-benesseri tal-bhejjem	
Il-forma ta' l-għajjnuna	Ghotja diretta	
L-Estimi	Baġit globali: HUF 7 509,6 (f'miljuni) Baġit annwali: HUF 1 251,6 (f'miljuni)	
L-intensità	100 %	
It-tul ta' żmien	01.11.2015 – 01.11.2021	
Setturi ekonomiċi	AGRIKOLTURA; FORESTRĪJA U SAJD, Produzzjoni ta' animali	
Isem u indirizz ta' l-awtorità responsabli mill-għajjnuna	Mezőgazdasági és Vidékfejlesztési Hivatal 1095 Budapest, Soroksári út 22-24.	
Aktar informazzjoni	—	

It-test tad-deċiżjoni fil-lingwa jew lingwi awtentika/awtentici, li minnu tnehhew il-partijiet kunfidenzjali kollha, jinsab fuq is-sit:

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

Data ta' l-adozzjoni tad-deċiżjoni	04.12.2015
Għajjnuna Nru	SA.42166 (2015/N)

Stat Membru	L-Italja	
Reġjun	BOLZANO-BOZEN	Oqsma mhux assistiti
Titolu (u/jew isem tal-benefiċjarju)	Criteri per la concessione di un aiuto per compensare gli svantaggi logistici nella consegna di latte di qualità in zone di montagna	
Il-bażi legali	Articolo 4 della legge provinciale 14 dicembre 1999, n. 10, e successive modifiche+ deliberazione Giunta provinciale "Criteri per la concessione di un aiuto per compensare gli svantaggi logistici nella consegna di latte di qualità in zone di montagna"	
It-tip tal-miżura	Skema	—
L-ghan	Għajjnuna għaż-żoni li jiffaċċjaw restrizzjonijiet naturali jew restrizzjonijiet speċifiċi oħrajn	
Il-forma ta' l-għajjnuna	Għotja diretta	
L-Estimi	Baġit globali: EUR 5,5 (f'miljuni) Baġit annwali: EUR 1,1 (f'miljuni)	
L-intensità	80 %	
It-tul ta' żmien	01.01.2016 – 31.12.2020	
Setturi ekonomiċi	AGRIKOLTURA; FORESTRIFA U SAJD	
Isem u indirizz ta' l-awtorità responsabli mill-għajjnuna	Provincia autonoma di Bolzano, Ripartizione provinciale Agricoltura Via Brennero 6, 39100 Bolzano	
Aktar informazzjoni	—	

It-test tad-deċiżjoni fil-lingwa jew lingwi awtentika/awtentici, li minnu tnehhew il-partijiet kunfidenzjali kollha, jinsab fuq is-sit:

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

V

(Avviżi)

PROCĊDURI DWAR L-IMPLIMENTAZZJONI TAL-POLITIKA TAL-KOMPETIZZJONI

IL-KUMMISSJONI EWROPEA

GĦAJNUNA MILL-ISTAT – IR-RENJU UNIT

Għajnuna mill-Istat SA.38760 (2016/C) (ex 2015/N)

Kuntratt ta' Investiment għall-Konverżjoni tal-Bijomassa tal-ewwel unità tal-impjant tal-enerġija ta' Drax**Stedina biex jitressqu kummenti skont l-Artikolu 108(2) tat-Trattat dwar il-Funzjonament tal-Unjoni Ewropea**

(Test b'rilevanza għaž-ŻEE)

(2016/C 046/03)

Permezz tal-ittra tal-5 ta' Jannar 2016 riprodotta fil-lingwa awtentika fil-paġni li jsegwu dan is-sommarju, il-Kummissjoni nnotifikat lir-Renju Unit bid-deċiżjoni tagħha li tibda l-proċedura stipulata fl-Artikolu 108(2) tat-Trattat dwar il-Funzjonament tal-Unjoni Ewropea dwar il-miżura msemmija hawn fuq.

Il-partijiet interessati jistgħu jibagħtu l-kummenti tagħhom dwar il-miżura li dwarha l-Kummissjoni se tibda l-proċedura, fi żmien xahar mid-data tal-pubblikazzjoni ta' dan is-sommarju u tal-ittra li ssegwi, fl-indirizz li ġej:

European Commission
Directorate-General for Competition
Directorate for State Aid
State Aid Greffe
B-1049 Brussels
Nru tal-Faks: (0032) 2-296.12.42

Dawn il-kummenti se jiġu kkomunikati lir-Renju Unit. Il-parti interessata li tippreżenta l-kummenti tista' titlob bil-miktub biex l-identità tagħha tibqa' kunfidenzjali, filwaqt li tagħti r-raġunijiet għat-talba.

SOMMARJU**1. PROCĊDURA**

Wara l-kuntatti ta' qabel in-notifika, fit-2 April 2015 ir-Renju Unit innotifika, skont l-Artikolu 108(3) TFUE, is-sostenn għall-konverżjoni tal-bijomassa tal-ewwel Unità tal-impjant tal-enerġija ta' Drax Il-Kummissjoni talbet informazzjoni addizzjonali fl-20 ta' Mejju 2015, fl-24 ta' Lulju u fit-23 ta' Ottubru 2015 u l-awtoritajiet tar-Renju Unit issottomettew din l-informazzjoni fis-26 ta' Mejju, il-25 ta' Awwissu u l-5 ta' Novembru 2015.

2. DESKRIZZJONI TAL-MIŻURA

Il-miżura tal-għajnuna notifikata tikkonċerna l-konverżjoni ta' unità wahda tal-impjant tal-enerġija li jahdem bil-faħam ta' Drax biex topera għal kollox bil-bijomassa. Din l-unità hija impjant tal-enerġija ta' 645 MW li jahdem bil-faħam u li skont din il-proposta, se jiġi mmodifikat biex jahdem esklussivament bil-bijomassa.

L-impjant ikun jahdem esklussivament bil-pelits tal-injam li prinċipalment jiġu minn barra l-pajjiż u b'mod partikolari mix-Xlokk tal-Istati Uniti u mill-Amerika t'Isfel. L-impjant jehtieg li jissodisfa l-kriterji ta' sostenibbiltà tar-Renju Unit, fosthom minimu ta' 60 % ta' tnaqqis tal-gass serra meta mqabbel mal-medja tal-intensità tan-netwerk fossili tal-UE (jiġifieri meta mqabbel mal-medja tal-UE tal-faħam u l-gass, imkejla skont il-metodologija stabbilita fid-Direttiva dwar l-Energija Rinnovabbli). Dawn il-kriterji se jissahhu sa minimu ta' tnaqqis tal-gassijiet serra ta' 72 % minn April 2020, u mbaghad sa minimu ta' tnaqqis ta' 75 % minn April 2025.

Skont l-istimi tar-Renju Unit, il-proġett se jiffranka madwar 28,8 miljun tunnellata ta' CO₂ matul ic-ċiklu ta' hajtu u se jipprovdi madwar 3,6 TWh ta' elettriku kull sena.

L-impjant huwa ddisinjat biex jopera b'enerġija elettrika nominali ta' 645 MW b'fattur medju ta' tagħbija ta' 70,5 %. L-impjant se juza bejn wiehed u iehor 2,4 miljun tunnellata ta' pelits tal-injam niexef fis-sena. Il-konverżjoni tal-impjant mhix se tkun iddisinjata biex tikkonforma mar-regolamenti tal-incinerazzjoni tal-iskart, u għaldaqstant l-impjant mhux ser ikun jista' jahraq skart tal-injam.

It-Tabella 1 turi l-parametri ta' thaddim estimati tal-impjant ta' Drax.

Tabella 1

Parametri ta' thaddim tal-impjant

Kost tal-fjuwil (£/G)	Effiċjenza termali (%)	Fattur medju ta' tagħbija (%)
8,39	38,6	70,5

Skont l-informazzjoni mogħtija mir-Renju Unit, il-kummerċ globali ta' laqx tal-injam kien ta' madwar 22 miljun tunnellata fis-sena fl-2011. Il-konsum globali tal-pelits tal-injam kien stmat għal 22,4 sa 24,5 miljun tunnellata fl-2012, li minnhom madwar 15,1 miljun tunnellata kienu kkunsmati fl-Unjoni. Id-domanda fl-Ewropa hija oghla mill-produzzjoni li tfisser li l-pelits tal-injam jiġu importati fl-Unjoni. L-importazzjonijiet netti tal-pelits tal-injam fl-UE fl-2011 kienu stmati għal 3,2 miljun tunnellata fis-sena u żdiedu għal madwar 4 miljun tunnellata fis-sena fl-2012.

L-ghajnuna mogħtija hija fil-forma ta' primjum varjabbli kalkulat fuq il-pagament tad-differenza bejn prezz stabbilit minn qabel (il-prezz tal-eżercitar) u kejl tal-prezz tas-suq għall-elettriku (il-prezz ta' referenza). Is-suppożizzjonijiet prinċipali użati għall-kalkolu tal-prezzijiet tal-eżercitar, (inklużi daww għall-kostijiet livellati, il-prezzijiet tal-fjuwil fossili, ir-rati tat-taxxa effettivi, eċċ) huma elenkati fir-rapport tal-Gvern tar-Renju Unit dwar il-kost livellat ⁽¹⁾ u fir-rapporti mid-Dipartiment tal-Energija u t-Tibdil fil-Klima ⁽²⁾. Għal dan l-ghan, il-prezz fil-livell ta' operatur tal-elettriku huwa stmat li huwa ta' madwar GBP 55/MWh f'termini reali li għandu jiddied għal GBP 65/MWh fl-2020.

Il-prezz tal-eżercitar applikabbli għal dan il-proġett huwa ta' GBP 100/MWh (Prezzijiet tal-2012 – indiciżzati kull sena mal-Indiċi tal-Prezzijiet għall-Konsumatur). Ir-Rata ta' Redditi Interna (IRR) tal-proġett hija stmata għal 4,7 % fuq bażi reali, qabel it-taxxa. Il-kuntratt tal-investiment propost se jintemm fil-31 ta' Marzu 2027.

Il-baži ġuridika nazzjonali hija l-Att dwar l-Energija tal-2013. Il-bažit totali għal dan il-proġett huwa stmat li huwa GBP 1,3 biljun.

3. VALUTAZZJONI TAL-MIŻURA

Il-benefiċjarju ser jirċievi appoġġ mill-kontroparti, li hi proprjetà tal-Gvern tar-Renju Unit, il-Low Carbon Contracts Company Ltd, għall-elettriku ġġenerat. Il-miżura nnotifikata tiffavorixxi l-ġenerazzjoni tal-elettriku minn sorsi rinnovabbli mill-benefiċjarju magħżul. L-elettriku jiġi nneozjat hafna bejn l-Istati Membri u għalhekk il-miżura x'aktarx li tgħawweġ il-kompetizzjoni fis-suq tal-elettriku u taffettwa l-kummerċ bejn l-Istati Membri. Barra minn hekk, l-impjant se jikkompeti għall-fjuwil mill-bijomassa fis-suq tal-materja prima. Għalhekk il-miżuri notifikati jikkostitwixxu għajjnuna mill-Istat fis-sens tal-Artikolu 107 tat-TFUE.

⁽¹⁾ "Electricity Generation Costs December 2013" DECC (2013), disponibbli f'<https://www.gov.uk/government/publications/electricity-generation-costs>

⁽²⁾ Disponibbli f'<https://www.gov.uk/government/publications/electricity-market-reform-delivery-plan>

Il-Kummissjoni tinnota li l-miżura notifikata għandha l-għan li tippromwovi l-generazzjoni tal-elettriku minn sorsi rinnovabbli, partikolarment mill-bijomassa. Il-miżura notifikata taqa' fil-kamp ta' applikazzjoni tal-Linji Gwida dwar l-għajnuna mill-Istat għall-protezzjoni ambjentali u l-enerġija 2014-2020 (EEAG) ⁽³⁾.

Ir-Renju Unit spjega li l-livell tal-prezz tal-eżerċitar għall-proġetti ta' konverżjoni tal-bijomassa ġie kkalkulat billi tqieset firxa ta' rati hurdle ta' 8,8 %–12,7 % (fuq bażi reali, qabel it-taxxa). Dawn ir-rati jkunu konsistenti ma' dawk li kienu approvati qabel mill-Kummissjoni għal proġetti tal-bijomassa fir-Renju Unit (perez. għar-Renewable Obligation scheme – SA.35565). It-Tabella 2 t'hawn taht tippreżenta l-kostijiet livellati u l-IRR mistennija għall-proġett notifikat, kif ukoll stimi ġenerali tar-Renju Unit għal din it-teknoloġija.

Tabella 2

Sommarju tal-kostijiet livellati u d-dettalji tal-IRR għall-proġett notifikat (Sors: Ir-Renju Unit)

Firxa ġenerika tal-kost livellat tad-DECC	Firxa ġenerika tal-IRR reali qabel it-taxxa tad-DECC	Firxa ġenerika tal-IRR nominali wara t-taxxa tad-DECC
Firxa: GBP105- GBP115/MWh Xenarju ċentrali: GBP109/MWh	Firxa: 8,8- 12,7 % Xenarju ċentrali: 10,9 %	Firxa: 8,7- 11,8 % Xenarju ċentrali: 10,3 %
Kost livellat tal-proġett	IRR reali tal-proġett qabel it-taxxa	IRR reali tal-proġett wara t-taxxa
GBP99/MWh	4,7 %	4 %

Il-kalkoli provduti mir-Renju Unit juru li l-IRR hija affettwata b'mod sinifikanti mis-suppożizzjonijiet inizjali użati fil-kalkoli finanzjarji. Perezempju, skont analiżi tas-sensittività tar-Renju Unit, kieku l-efċjenza termali u l-fattur tat-tagħbija kellhom jizdiedu b'5 % u l-kosts tal-fjuwil jonqsu b'5 %, l-IRR (fuq bażi reali qabel it-taxxa) tiżdied minn 4,7 % għal 15,6 %

Għaldaqstant il-Kummissjoni tinnota li l-inċertezzi fis-suppożizzjonijiet użati fil-kalkolu tal-kostijiet jistgħu jagħtu lok għal bidliet sinifikanti fl-IRR, tant li jwasslu għal kumpens żejjed potenzjali. B'mod partikolari, l-IRR jista' jaqbeż il-firxa tar-rata tal-hurdle ta' 8,8 % - 12,7 % kif previsti mir-Renju Unit u muri fit-Tabella 2.

Għalhekk, il-Kummissjoni għandha dubji dwar jekk l-għajnuna mogħtija għall-proġett notifikat hijiex limitata għall-minimu meħtieġ.

Il-Kummissjoni tinnota wkoll li l-benefiċjarju jirrappreżenta parti żgħira mis-suq tal-elettriku tar-Renju Unit. L-impjant DRAX se jammonta għal 1,1 % tal-kapaċità tal-generazzjoni tal-elettriku stallata fir-Renju Unit. Barra minn hekk, il-proġett se jimmodifika impjant tal-enerġija tal-faham li diġà jeżisti. Għalhekk, il-Kummissjoni tqis li l-proġett notifikat mhu se jkollu l-ebda impatt mhux dovut fuq il-kompetizzjoni fis-suq tal-generazzjoni tal-elettriku tar-Renju Unit (sakemm il-kundizzjonijiet l-oħra kollha jkunu ssodisfati).

Barra minn hekk, il-Kummissjoni tqis li l-ammont ta' materja prima meħtieġa biex Drax jopera fuq il-bijomassa biss – madwar 2,4 miljun tunnellata fis-sena – huwa kbir. Il-pelits tal-injam meħtieġa għall-impjant Drax se jkunu prinċipalment importati mix-Xlokk tal-Istati Uniti.

F'dawn ir-reġjuni l-produzzjoni tal-pelits tal-injam kien qed jikber b'mod rapidu u s-suq tal-pelits tal-injam għandu jitqies bhala suq globali għall-valutazzjoni tad-distorsjonijiet tas-suq. Madankollu, minhabba d-daqs tal-proġett tal-konverżjoni, il-Kummissjoni għandha dubji li s-suq jista' jakkomoda għal kollox iż-żieda fid-domanda li tirriżulta mill-proġett Drax fi hdan il-perjodu ta' żmien mingħajr distorsjonijiet żejda fis-suq.

⁽³⁾ ĠU C 200, 28.6.2014, p. 1.

Skont il-kundizzjonijiet tas-suq lokali, domanda akbar tista' twassal għal distorsjonijiet tas-suq tal-materja prima (fibra tal-injam) li jaffettwaw użi oħra (bħal dawk tal-polpa u l-karta jew il-manifattura tal-bord). Għal raġunijiet ekonomiċi, il-materja prima użata mill-industrija tal-pelits tal-injam tista' normalment tiġi ttrasportata biss fuq distanzi limitati. Il-pelits tal-injam meħtieġa minn Drax se jiġu importati l-aktar mix-Xlokk tal-Istati Uniti fejn il-produzzjoni tal-pelits kibret b'mod rapidu. ⁽⁴⁾ Id-distorsjonijiet tal-kompetizzjoni fis-suq għal materja prima għandhom għalhekk ikunu limitati għax-Xlokk tal-Istati Uniti. Il-volumi meħtieġa għall-proġett ta' Drax huma, skont xi stimi ⁽⁵⁾, madwar nofs l-ammont totali ta' pelits prodotti fix-Xlokk tal-Istati Uniti fl-2014.

Għalhekk, fuq il-bażi tal-informazzjoni disponibbli f'dan l-istadju, il-Kummissjoni ma tistax teskludi b'biżżejjed ċertezza tali distorsjonijiet possibbli.

Minhabba d-dubji dwar il-proporzjonalità u r-riskju ta' distorsjonijiet tal-kompetizzjoni, kif ġie deskritt hawn fuq, f'dan l-istadju, il-Kummissjoni għandha dubji dwar kemm il-benefiċċju ambjentali mistenni tal-miżura se jgħleb l-effetti negattivi potenzjali fuq parteċipanti oħra fis-suq.

⁽⁴⁾ Il-produzzjoni tal-pelits fl-Istati Uniti triplikata matul l-2012-2013.

⁽⁵⁾ Ara pereżempju, Karen Lee ABT, Robert C. Abt, Christopher S. Galik, u Kenneth E. Skogn. 2014 "Effect of Policies on Pellet Production and Forests in the U.S. South".

TEST TAL-ITTRA

The Commission wishes to inform the United Kingdom that, having examined the information supplied by your authorities on the measure referred to above, it has decided to initiate the procedure laid down in Article 108(2) of the Treaty on the Functioning of the European Union.

I. PROCEDURE

1. Following pre-notification contacts, on 2 April 2015 the United Kingdom notified a planned support measure for the conversion to biomass of the 1st Unit of the Drax power plant. The Commission requested additional information on 20 May, 24 July and 23 October 2015 and the United Kingdom submitted such information on 26 May, 25 August and 5 November 2015.

II. DESCRIPTION OF THE MEASURE

Background and objectives of the notified project

2. As a transitory measure in restructuring its support for renewable energy, the United Kingdom organised a tender process and selected eight advanced renewable projects under the Final Investment Decision Enabling for Renewables (FIDeR) process⁽¹⁾. Support for these selected projects will be provided on the basis of Investment Contracts. The conversion to biomass of the 1st Unit of the Drax Power Plant is part of the eight projects selected under FIDeR.
3. The selection process was designed as an open process. The budget for this process was constrained and not all projects that met the minimum threshold evaluation criteria were able to receive Investment Contracts. Of the 57 projects that applied, 26 passed the first phase of the selection process, based on the qualification criteria established by the United Kingdom⁽²⁾.
4. In the second phase of the selection process, 16 applicants from the four technology groups were selected, as they met the required minimum threshold evaluation criteria⁽³⁾. The projects meeting the minimum threshold evaluation criteria were ranked for each technology, and they were further subject to an affordability assessment and down-selection methodology, allowing the United Kingdom to select only the projects for which there was a budget available.
5. The United Kingdom wished to ensure that the selection process would provide support to a variety of technologies. It therefore allocated Investment Contracts to the top quartile of projects which met the minimum threshold evaluation criteria within each of the technology types for which there was at least one project remaining in the process.
6. At the end of the selection process, eight projects were awarded Investment Contracts. According to the United Kingdom, the eight selected projects will contribute over 4,5 GW of low carbon electricity capacity to the United Kingdom's energy mix and reduce CO₂ emissions by 10 Mt CO₂ per year compared to fossil fuel power generation. The proposed projects will generate about 15 TWh of electricity, corresponding to 14 % of the renewable electricity the United Kingdom expects to develop by 2020, helping the United Kingdom to meet its 2020 renewable energy target, reduce CO₂ emissions, and will contribute to meeting the United Kingdom's security of supply and diversity of supply objectives by ensuring that a range of technologies contribute to the United Kingdom energy mix.

⁽¹⁾ The Commission adopted a decision on seven of these eight projects. On 23 July 2014, a no objection decision was adopted for five offshore wind project (cases SA.38758, SA.38759, SA.38761, SA.38763 and SA.38812; C(2014) 5074 final; JOCE C/393/2014) and on 22 January 2015, a no objection decision was adopted for the Teesside CHP biomass project (SA.38796, decision not yet published). On 01 December 2015, the Commission adopted a final positive decision on the Lynemouth project (SA.38762), after having opened the formal investigation procedure on 02 February 2015.

⁽²⁾ Only projects eligible for support under the Renewable Obligation scheme that however had not actually been accredited under that regime, could participate. Furthermore the applicants needed to demonstrate that their projects would start generating electricity by 31 March 2019 and would not be carried out or would be significantly delayed without an Investment Contract. They had to be located in the United Kingdom (although the process was open to developers from other Member States) and needed to have a capacity of 50 MW or greater (or in the case of offshore projects, 100 MW or greater). See the decision on case SA.35565 (OJ C 167, 13.6.2013, p. 5).

⁽³⁾ The evaluation criteria related to the project deliverability and its impact on industry development, with particular focus on whether a project was likely to support industries associated with the generation of electricity from renewable sources and whether it contributed to the development of the supply chain and the reduction of the cost of renewable generation over the long term.

Beneficiary

7. The notified aid measure concerns the conversion of one of the six coal fired units of the Drax power station (Unit #1) to operate entirely on biomass. The power plant is situated in Selby in the North Yorkshire. The power plant is 100 % owned by Drax Holdings Limited. The ultimate parent company in the Drax corporate group is Drax Group plc, a company listed on the Main Market of the London Stock Exchange.
8. Drax is a coal and biomass fired power station consisting of six units with total generating capacity of 3 960 MW. The plant started commercial operation in 1974, firing only coal. Under the current proposal, one of the six generation units will be retrofitted to operate exclusively on biomass. Due to the characteristics of the combustion process, the plant will be able to burn only industrial grade wood pellets. The commissioning of the Unit #1 was originally foreseen by February 2016. The plant will provide electricity to the national power grid.
9. The beneficiary successfully converted a first unit (Unit #2) to operate on biomass and commissioned it in April 2013. A second unit (Unit #3) was also converted to biomass and was commissioned in October 2014. For both Units support is received under the Renewable Obligation Scheme ⁽⁴⁾ and will continue to be received aid until 31 March 2027.
10. According to the United Kingdom, the Unit #1 is designed to operate at 645 MW nominal electrical power output with a mean net load factor of 70,5 %. The unit will use approximately 2,4 million dry tonnes of wood pellets a year. The plant conversion will not be designed to be compliant with the waste incineration regulations, and therefore will not be able to burn waste wood.
11. Overall, the unit's generation is estimated to account for approximately 1,1 % of the average annual future electricity generation in the United Kingdom ⁽⁵⁾.
12. Wood pellets used in the Drax plant will have to satisfy the United Kingdom sustainability criteria including a minimum of 60 % greenhouse gas savings against the average fossil grid intensity in the Union (i.e. against the Union coal and gas average, measured using the methodology set out in the Renewable Energy Directive ⁽⁶⁾). These criteria will be reinforced to a minimum of 72 % greenhouse gas savings from April 2020, and then to a minimum of 75 % savings from April 2025. The United Kingdom sustainability criteria also contain provisions to protect biodiversity and avoid unsustainable practices ⁽⁷⁾.
13. According to the United Kingdom estimates, the project will save approximately 28,8 million tons of CO₂ over the lifetime of the investment contract and supply an average of about 3,6 TWh of electricity per year. The plant will operate at base-load thus providing schedulable low-carbon energy in an increasingly intermittent non-fossil energy mix.
14. The beneficiary plans to procure the required amount of wood pellets mainly via long term offtake contracts. The biomass feedstock required by Unit #1 would predominantly come from new pellet plant developments.
15. Approximately 60 % to 80 % of the wood pellets required by Drax will be imported from the US South East. Approximately 16 % will be imported from South America. The remaining part will come from other geographical areas (Canada and Europe). In order to hedge supply risk, the beneficiary plans to source 100 000 tonnes per year (or slightly more than 4 % of the wood pellets required) on the spot market.
16. Table 1 shows the expected operating parameters of the Drax Unit #1. According to the United Kingdom, the net load factor is the product of the amount of time the plant is technically available to generate electricity (subtracting, for example, the time required for maintenance or repair) and the time the plant is actually scheduled to generate based on the wholesale electricity price (this is sometimes referred to as the gross load factor or simply the load factor). The net load factor shown in Table 1 is the product of a mean technical availability of 83,7 % and a mean gross load factor of 84,1 %.

⁽⁴⁾ The scheme was originally approved by the Commission Decision of 28 February 2001 in case N-504/2000 and subsequently amended several times. In its current form, the scheme was approved by the Commission in its Decision of 2 April 2013 in case SA.35565 (OJ C 167, 13.6.2013, p. 5). Some specific elements were afterwards approved for Northern Ireland (case SA.36084) and Scotland (case SA.37453).

⁽⁵⁾ Calculated as the proportion of electricity generated by the project as a percentage of the total amount of electricity generated in the United Kingdom.

⁽⁶⁾ 2009/28/EC (OJ L 140 of 5.6.2009)

⁽⁷⁾ On 29 August 2014, the UK Government published the CFD Standard Terms and Conditions (available at <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference-standard-terms-and-conditions>), which included the CFD sustainability provisions that have been incorporated into all biomass Investment Contracts.

Table 1

Plant operating parameters

<i>Fuel cost (£/GJ)</i>	<i>Thermal efficiency (%)</i>	<i>Mean net load factor (%)</i>
8,39	38,6	70,5

Source: United Kingdom.

National legal basis

17. The national legal basis is the Energy Act 2013.

Financing: budget, aid intensity and duration

18. The total budget for this project is estimated at £ 1,3 billion.
19. The final investment decision will be taken only after the Commission adopts a decision on the compatibility of the aid. No aid will be paid to the beneficiary before the commissioning date.
20. Regardless of the commissioning date, payments through the Investment Contract will end on 31 March 2027.
21. The aid will be funded through a statutory levy imposed on all licensed electricity suppliers, based on the suppliers' market share, defined by metered electricity use. Suppliers will have to meet their obligations from their own resources but will be free to pass the costs on to consumers as part of their overall pricing strategies.

Form of aid level of support and return on investment

22. The notified aid is granted based on Contract for Difference ("CfD") and takes the form of a variable premium calculated as the difference payment between a pre-fixed price (the strike price) and a measure of the market price for electricity (the reference price). The beneficiary will earn money from selling its electricity into the market, but when the average wholesale price of electricity is below the strike price, the beneficiary will receive a top-up payment from a UK Government-owned counterparty (Low Carbon Contracts Company Ltd — the "CfD Counterparty") for the difference. The beneficiary will however retain the risks of not achieving the reference price and a volume risk of not achieving the forecasted sales volumes.
23. When the reference price exceeds the strike price, the CfD mechanism requires the beneficiary to pay the difference between the reference price and the strike price to the CfD Counterparty. According to the United Kingdom, this ensures that the beneficiary is not overcompensated.
24. The reference price is a price based on forward wholesale market electricity prices in a given period. The generator is however not obliged to sell in the forward market but can for example sell in the day-ahead market. This ensures that the generator participates actively in the electricity market by seeking to obtain the best price for the electricity it generated.
25. The support to the biomass project is therefore determined on the basis of an administratively set strike price. Strike prices were set at such levels that the support under the FIDeR is broadly equivalent to that provided under the current Renewable Obligation scheme, in order to smoothen the transition between the support schemes.
26. For the calculation of strike prices for dedicated biomass conversion plants (applicable to the Drax plant), the United Kingdom in particular considered the ranges of levelised costs presented in table 2 below. The United Kingdom explained that the level of the strike price for biomass conversion projects was calculated considering a range of 8,8 % — 12,7 % ⁽⁸⁾ for hurdle rates, on a pre-tax real basis.

⁽⁸⁾ All these elements have been published by the United Kingdom in the document "Electricity Generation Costs", available on: <https://www.gov.uk/government/publications/electricity-generation-costs>

Table 2

**Levelised costs estimates for projects commissioning in 2014 and 2016 in £/MWh
(2012 prices)**

<i>Technology</i>	2014	2016
Biomass conversion	106-116	105-115

Source: United Kingdom.

27. The “levelised costs” are the average costs over the lifetime of a power plant per MWh of electricity generated (a standardised measure of the net present value of lifetime costs divided by generation for a generic plant under each technology). They reflect the costs of building a generic plant for each technology, while potential revenue streams are not considered. Levelised costs estimates are highly sensitive to the underlying data and assumptions used, including those on capital costs, fuel and carbon costs, operating costs, conversion efficiency, operating profile, load factor and discount rates. Some of these uncertainties are captured through the use of ranges around key estimates (e.g. for capex and fuel costs).
28. The levelised costs include the financing costs of new power plants based on a 10 % discount rate for all technologies.
29. The calculation of the strike price is based on a range of factors, including technology specific factors (such as capital and operating costs, financing costs as well as any building constraints), market conditions (such as wholesale prices and the discount which generators face when signing a power purchase agreement) and policy considerations (such as the specific contract design, choices about technology mix and meeting the ambition for renewable electricity).
30. The strike price for a particular technology is different from the levelised costs of the respective technology, due to the factors indicated above, but also for a number of other reasons:
- some costs are not included in the levelised costs (e.g. those related to the generator’s share of transmission losses);
 - contract length: the levelised costs are defined over the operating life of a project. If the CfD contract length is shorter than the operating life and wholesale prices and capacity market revenue post-contract are lower than the levelised costs then, all other things being equal, the strike price must be increased above the levelised costs to compensate for this; and
 - other revenues that generators may receive.
31. The key assumptions used for the calculation of strike prices — including for levelised costs, fossil fuel prices, effective tax rates, Power Purchase Agreement discounts and maximum build assumptions — are listed in the United Kingdom Government’s levelised costs report⁽⁹⁾ and the reports from the Department of Energy and Climate Change⁽¹⁰⁾. In particular, the wholesale price of electricity is assumed to be approximately £ 55 £/MWh in real terms increasing to 65 £/MWh in 2020.
32. The applicable strike price for this project is 100 £/MWh (2012 Prices — indexed annually to Consumer Price Index).
33. The Internal Rate of Return (IRR) for the project is estimated at 4,7 % on a real, pre-tax basis. As explained in recital 20 above, the proposed investment contract will end on 31 March 2027. After this date, the United Kingdom expects the plant to close as it is expected not to be economically viable thereafter. Based on a financial analysis, the United Kingdom argues that the levelised costs of the electricity produced by the biomass plant will be higher than the wholesale price of electricity.
34. The United Kingdom carried out a sensitivity analysis of the IRR with respect to key input parameters: fuel costs, thermal efficiency and load factor. The results are summarized in Table 3. Table 3 shows the ranges of fuel costs and load factor corresponding to a variation of plus or minus 5 % from the central value as well as the resultant IRR (the central values are the ones shown in Table 1).

⁽⁹⁾ “Electricity Generation Costs December 2013” DECC (2013), available at: <https://www.gov.uk/government/publications/electricity-generation-costs>

⁽¹⁰⁾ Available at <https://www.gov.uk/government/publications/electricity-market-reform-delivery-plan>

35. The data in Table 3 give an indication of the IRR sensitivity to input parameters, but are not necessarily indicative of the likely values for these parameters.

Table 3

Real pre-tax IRR as a function of input parameters.

BIOMASS FUEL COSTS	+5 %	Central (+0 %)	-5 %
Fuel Cost (£/GJ, 2012mv)	8,57	8,40	8,23
IRR (<i>pre-tax real</i>)	1,3 %	4,7 %	7,8 %
THERMAL EFFICIENCY	-5 %	Central (+0 %)	+5 %
Mean Net Input Efficiency (LHV)	36,7 %	38,6 %	40,5 %
IRR (<i>pre-tax real</i>)	0 %	4,7 %	11,5 %
LOAD FACTOR	-5 %	Central (+0 %)	+5 %
Mean Net Load Factor	67 %	71 %	74 %
IRR (<i>pre-tax real</i>)	2,7 %	4,7 %	6,6 %
All parameters	+(-) 5 %	Central (+0 %)	+(-) 5 %
Fuel Cost (£/GJ, 2012mv)	8,57	8,40	8,23
Mean Net Input Efficiency (LHV)	36,7 %	38,6 %	40,5 %
Mean Net Load Factor	67 %	71 %	74 %
IRR (<i>pre-tax, real</i>)	0 %	4,7 %	15,6 %

Transparency

36. With regard to reporting and transparency, the United Kingdom indicated that all the Investment Contracts awarded through the FIDeR process have been published online in the form in which they were signed ⁽¹⁾.

Cumulation

37. The United Kingdom clarified that the projects that have been awarded Investment Contracts will be unable to receive a CfD for the same electricity generation under the new support scheme. Moreover, no project receiving payments under Investment Contracts will be able to receive Renewable Obligation Certificates for the same electricity generation. Finally, renewable generation that receives support through an Investment Contract will not be able to participate in the Capacity Market or receive investment aid during the term of the Investment Contract.

⁽¹⁾ Available on the website: <https://www.gov.uk/government/publications/final-investment-decision-fid-enabling-for-renewables-investment-contracts>

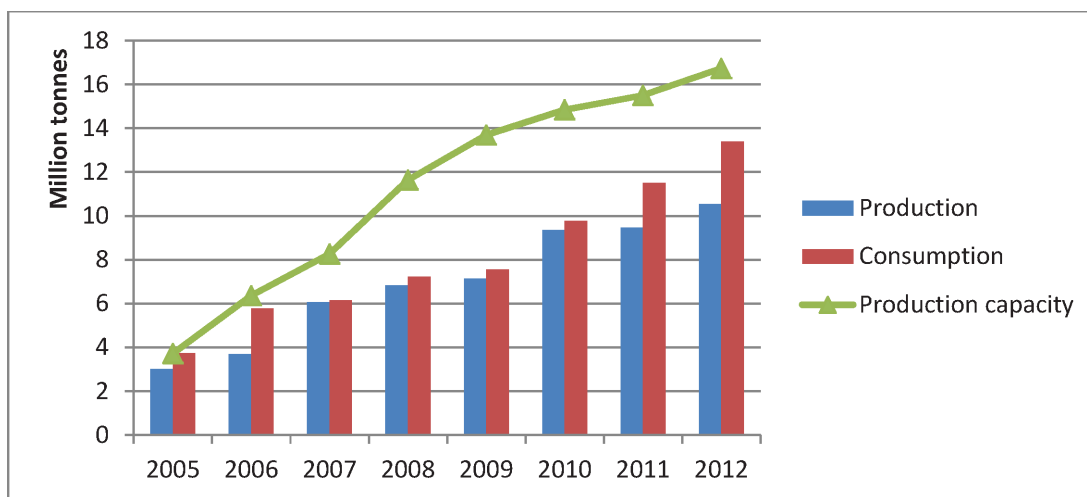
38. The beneficiary will receive a £ 50 million loan and a guarantee from the UK Green Investment Bank PLC to finance this project⁽¹²⁾. The United Kingdom confirmed that both the loan and the guarantee were made on commercial terms and at commercial market rates prevalent in the market at the time, and they have not affected the beneficiary's IRR or equity returns.
39. Based on the above principles, the United Kingdom confirmed that neither the beneficiary nor any of its direct or indirect stakeholders has received, been granted or applied for any other support from the United Kingdom or from any other Member State for this project.

Use and availability of biomass

40. According to the information provided by the United Kingdom, globally there is an estimated annual surplus of total wood raw materials of approximately 100 million oven dry tonnes and the estimates predict that there will be about 50 million oven dry tonnes surplus until 2025⁽¹³⁾. Demand in Europe is higher than production which means wood pellets are imported into the Union. Net imports of wood pellets into the Union in 2011 was estimated at 3,2 million tonnes per year and increased to about 4 million tonnes per year in 2012.
41. The global trade of wood chips was estimated at 22 million tonnes per year in 2011. The global wood pellet consumption was estimated at 22,4 to 24,5 million tonnes⁽¹⁴⁾ in 2012, of which approximately 15,1 million tonnes were consumed in the Union. The Member States consuming most wood pellets in power plants are the United Kingdom (1,3 million tonnes, in 2013)⁽¹⁵⁾, Belgium (1,3 million tonnes), Netherlands (1,2 million tonnes), Denmark (1 million tonnes) and Sweden (1 million tonnes).
42. Figure 1 gives indications of the production, consumption and production capacity of wood pellets in EU27 from 2005 to 2012.

Figure 1

Production, consumption and production capacity of wood pellets in EU27



Source: AEBIOM European Bioenergy Outlook 2013.

Complaints

43. The Commission received complaints regarding the proposed project from 3 companies situated in the US: a client represented by the law firm Steptoe and Johnson and two US based pulpwood users. These companies, except one US pulpwood user, claim that although the manufacturing sites concerned are located in the United States, semi-finished materials are exported to Europe. Therefore, potential market distortion might affect operations in Europe. The third complainant does not provide information on this issue.

⁽¹²⁾ The UK confirmed that the Guarantee Scheme is designed to be consistent with the Commission's Guarantee Notice to ensure the absence of State aid.

⁽¹³⁾ Pöyry, "Drax Biomass Sourcing Strategy — Due Diligence Report", 30 October 2012.

⁽¹⁴⁾ AEBIOM European Bioenergy Outlook 2013.

⁽¹⁵⁾ AEBIOM European Bioenergy Outlook 2013.

44. The three complainants argue that the Drax project will distort competition in the local raw material market (the pulpwood market in the US South East). More in detail, one complainant claims that the raw materials required by the project are used as inputs in its own industrial process. Due to the large size of the project and the fact that most pellets will be imported from the US South East, the subsidy would risk distorting competition for raw materials.
45. To substantiate their claims, the company represented by Steptoe and Johnson submitted data on wood pellet exports and raw material prices in the US South East, both showing an increase in recent years. According to the data submitted, the price of pine pulpwood in the US South East increased by 25 % between 2011 and 2014 and the price of hardwood pulpwood by 53 %. According to the complaint, the increase in wood pellet production caused the price increase.
46. Moreover, the same company submitted that the conversion project would lead to unsustainable environmental practices noting that planting commercial trees in the US South East has been declining for 3 decades. Combined with increased pellet production, this might lead to negative forest growth rates in the region, unsustainable environmental practices and loss of biodiversity. The greenhouse gases (GHG) emissions reductions obtained by burning imported wood pellets and the soundness of the United Kingdom sustainability criteria for biomass were also disputed.
47. In their submissions, the two biomass users provided similar arguments. One complainant claims that subsidies are diverting US forest fibre stock from traditional consumers; that the primary fibre stock utilized for pellets is pulpwood and not residual fibres and that subsidies risk compromising the regional sustainability of the US forest. Similarly, the other complainant claims that the bioenergy policies are impacting the US forest system, creating economically and environmentally unsustainable business models.

III. ASSESSMENT OF THE MEASURE

Existence of State aid

48. A measure constitutes State aid within the meaning of Article 107 (1) TFEU if it is “granted by a Member State or through State resources in any form whatsoever which distorts or threatens to distort competition by favouring certain undertakings or the production of certain goods [...] in so far as it affects trade between Member States”.
49. The beneficiary will receive the variable premium from the CfD Counterparty, which is Government owned, for each MWh of the electricity generated by the notified project. The notified measure favours the generation of electricity from renewable sources by the selected beneficiary. Electricity is widely traded between Member States. The notified measure is therefore assumed to affect competition on the electricity market and affect trade between the Member States. Moreover, the plant will compete for biomass fuel in the raw material market.
50. The Commission concludes that the notified measure constitutes State aid in the meaning of Article 107(1) of the Treaty ⁽¹⁶⁾.

Legality of the aid

51. Based on the information provided by the UK, the Commission notes that no final investment decision has been taken. No payments will be made before State aid approval is obtained. Therefore the United Kingdom has fulfilled its obligations under Article 108(3) TFEU.

Compatibility of the aid

52. The Commission notes that the notified measure aims at promoting the generation of electricity from renewable sources, namely from solid biomass. The notified measure falls within the scope of the Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (EEAG) ⁽¹⁷⁾. The Commission has therefore assessed the notified measure based on the general compatibility provisions of the EEAG (set out in its section 3.2) and based on the specific compatibility criteria for operating aid granted for electricity from renewable energy sources (section 3.3.2.1 EEAG).

⁽¹⁶⁾ See also the decisions for cases SA.38758, SA.38759, SA.38761, SA.38763 and SA.38812; C(2014)5074 final; JOCE C/393/2014 and cases SA.38796 and SA.38762 (decisions not yet published) which benefit from a similar CfD aid.

⁽¹⁷⁾ OJ C 200 of 28.06.2014.

Objective of common interest

53. The notified aid measure aims to help the United Kingdom to reach the renewable energy targets and the CO₂ reduction objectives set by the EU as part of its EU 2020 strategy⁽¹⁸⁾. As described in recital 13 above, according to estimates from the United Kingdom, the plant is expected to generate yearly about 3,6 TWh of renewable electricity saving 28,8 million tons of CO₂ during the lifetime of the project. Therefore, in line with paragraphs 30, 31 and 33 (a) EEAG, the United Kingdom explicitly provided the expected CO₂ savings and renewable electricity expected from the project. The Commission is of the view that the notified aid measure is aimed at an objective of common interest in accordance with Article 107(3)(c) of the Treaty.

Need for state aid and appropriate instrument

54. In paragraph 107 EEAG the Commission acknowledges that “under certain conditions State aid can be an appropriate instrument to contribute to the achievement of the EU objectives and related national targets”. In paragraphs 38, 107 and 115 EEAG, the Commission notes that the market failures (i.e. the failure to include externalities generated by the use of fossil fuels in the price of energy) may not be sufficiently addressed by the existing policy framework.
55. The UK provided a detailed financial analysis illustrating the costs of the project. Based on this analysis, the Commission notes that without the aid the notified project would not be financially viable (see table 2 and recital 33 above), as the costs for generating electricity would be higher than the income from the sale of the electricity thus generated.
56. According to paragraph 116 EEAG, in order to allow Member States to achieve their targets in line with the EU 2020 objectives, the Commission presumes the appropriateness of aid to energy from renewable sources provided all other conditions are met. The Commission in its decision on cases SA.36196⁽¹⁹⁾ and SA.38762⁽²⁰⁾ concluded that the CfD is an appropriate instrument for reaching the objective of common interest.
57. Consequently, the Commission considers that the aid for the notified project is necessary and that it is granted by means of an appropriate instrument to address the objective of common interest.

Incentive effect

58. With reference to paragraphs 49 and 58 EEAG, the Commission notes that the levelised costs of electricity from biomass plants illustrated in table 2 are well above the expected electricity market price⁽²¹⁾. The UK authorities have provided a financial analysis to demonstrate that, without aid, the IRR of the notified project would be negative because, as stated in recital 33 above, the operating costs are expected to be higher than the forecasted revenues from the sale of electricity. In such a situation, market players would not want to invest in the biomass project. The aid therefore changes the beneficiary's behaviour. The United Kingdom confirmed that the beneficiary was required to submit applications and that this was submitted before work on the project has started (in line with paragraph 51 EEAG).
59. Therefore, the Commission is of the preliminary view that the aid for the notified project has an incentive effect.

Proportionality

60. According to paragraph 69 EEAG, environmental aid is considered to be proportionate if the aid amount per beneficiary is limited to the minimum needed to achieve the environmental protection objective aimed for.
61. As laid down in paragraph 124 EEAG, the aid is provided in the form of a variable premium on top of the reference price for electricity. This premium consists in the difference between the strike price (the level of revenues calculated as necessary for biomass conversion projects to reach an acceptable rate of return) and the reference price of electricity.
62. The Commission notes that the project was selected by means of a bidding process. However, the aid amount (strike price) was set administratively. In the bidding process, the project was therefore not evaluated on the basis of price.

⁽¹⁸⁾ See Directives: 2009/28/EC (OJ L 140 of 5.6.2009) and 2003/87/EC (OJ L 275 of 25.10.2003) and Communication COM/2011/0885 final.

⁽¹⁹⁾ OJ C 393 of 7.11.2014.

⁽²⁰⁾ Still to be published.

⁽²¹⁾ The market price is assumed to be approximately £ 55MWh in real terms as described in recital 31 above.

63. The Commission verified the compliance of the notified measure specifically taking into account section 3.3.2.1 EEAG (Operating aid for electricity from renewable energy sources). The Commission notes that the beneficiary will sell the electricity produced directly in the market, as required by paragraph 124 EEAG. The Commission further notes that the Investment Contract is already signed and will become binding on the UK once the measure is approved by the Commission. The aid is granted as a variable premium until 2027 and not exceeding the depreciation period of the investment. The United Kingdom confirmed that the plant will be subject to the same conditions as approved by the Commission in case SA.36196 for balancing responsibilities and the absence of incentives to generate at negative prices.
64. The aid granted to the notified project will not be cumulated with any other aid. Moreover, the United Kingdom confirmed that neither the beneficiary nor any of its direct or indirect stakeholders has received any other support from the United Kingdom or from any other Member State in relation to the notified project.
65. The United Kingdom provided levelised costs calculations for typical biomass conversion projects on the basis of a 10 % discount rate. The United Kingdom showed that for a typical biomass conversion project the levelised costs (LCOE) are above 105 £/MWh. For the notified project the strike price is 100 £/MWh. The United Kingdom explained that the level of the strike price for biomass conversion projects was calculated considering a range in hurdle rates of 8,8 % — 12,7 % on a pre-tax real basis. Such rates would be consistent with the ones previously approved by the Commission for biomass projects in the UK ⁽²²⁾. Furthermore, the United Kingdom confirmed that aid will only be granted until the investment is depreciated according to normal accounting rule.
66. Table 4 below presents the levelised costs and the expected IRR for the notified project, as well as the general estimates of the United Kingdom for this technology.

Table 4

Summary of the levelised costs and IRR details for the notified project

DECC generic levelised costs range	DECC generic pre-tax real IRR range	DECC generic post-tax nominal IRR range
Range: 105-115 £/MWh Central scenario: 109 £/MWh	Range: 8,8-12,7 % Central scenario: 10,9 %	Range: 8,7-11,8 % Central scenario: 10,3 %
Project levelised cost	Project pre-tax real IRR	Project post-tax nominal IRR
99 £/MWh	4,7 %	4 %

Source: United Kingdom.

67. The Commission considers the LCOE calculation appropriate as was already confirmed in previous decisions ⁽²³⁾ to demonstrate that the aid per unit of energy does not exceed the difference between the LCOE and the expected market price of electricity, as the strike price (reflecting the market price plus the premium) does not exceed the LCOE (see paragraph 131 EEAG). In line with paragraphs 84 and 85 EEAG, the Commission will verify whether the aid amount exceeds the minimum necessary to make the aided project sufficiently profitable.
68. Calculations show that the IRR is significantly affected by the initial assumptions used in the financial calculations. Based on the sensitivity analysis provided by the United Kingdom and shown in recital 34 and Table 3 above, if the thermal efficiency and the net load factor were to increase by 5 % and fuel costs to decrease by 5 %, the IRR would increase from 4,7 % to over 15,6 % on pre-tax real basis. The Commission notes that uncertainties in the assumptions used in the costs calculation might result in changes to the IRR, so as to lead to potential overcompensation.
69. The United Kingdom acknowledges that the strike price would make it profitable for the plant to operate almost irrespective of the actual electricity wholesale price as the strike price is very likely to almost always exceed the operating costs ⁽²⁴⁾. In these conditions, the plant should operate whenever technically available. However, in the central scenario (see recital 16 above), the plant is scheduled to run only 84,1 % of the time it is technically available. According to the data submitted by the United Kingdom, the gross load factor is expected to be less than 65 % during 5 years of operation while availability is expected to be lower than 73 % during 3 years.

⁽²²⁾ See for instance the Renewable Obligation scheme — SA.35565, OJ C 167, 13.6.2013, p. 5.

⁽²³⁾ See for example the decision for cases SA.38758, SA.38759, SA.38761, SA.38763 and SA.38812; C(2014) 5074 final; JOCE C/393/2014 and the decisions for cases SA.38796 and SA.38762 (decisions not yet published).

⁽²⁴⁾ This would be expected at times of positive electricity market prices.

70. According to the United Kingdom, the 83,7 % availability is due to planned maintenance while the 84,1 % gross load factor is due to problems related to procuring the required volumes of wood pellets. For example, the beneficiary cites the risk that unplanned outages in the last 2 years of operation could result in large quantities of unused supplies at the moment the unit ceases operation.
71. The price assumed for wood pellets in Table 1 (8,39 £/GJ or approximately 229 \$/over dry tonne) is higher than the current spot price and higher than the price for other biomass projects in the UK⁽²⁵⁾. The 90 day cif ARA Index for industrial wood pellets is currently approximately 160 \$/tonne or 5,8 £/GJ. As described in recital 14 above, the amount of pellets required by Drax cannot be procured on the spot market. Rather, due to the quantities involved, the pellet supply will be largely secured by long term contracts. Therefore, the price for pellets procured via long term contracts might be higher than the price on the spot market due to tight supply markets.
72. The United Kingdom submitted pellet supply contracts justifying the prices reported in the notification. The Commission notes that the supply contracts so far in place do not cover the entire supply required for the whole duration of the project. If the market surplus as assumed by the United Kingdom persists (as described in recital 40 above), future market prices might be lower than the fuel price assumed in the central scenario presented in Table 1⁽²⁶⁾.
73. Based on the foregoing considerations, the Commission has doubts that the amount of operating aid for the notified project will be limited to what would be necessary to allow the project to reach a reasonable rate of return.

Undue distortion of competition and trade, balancing test

Electricity market

74. According to paragraph 90 EEAG, the Commission considers that aid for environmental purposes will by its very nature tend to favour environmentally friendly products (solid biomass meeting UK sustainability criteria, see recital 12 above) and technologies at the expense of other, more polluting ones. Furthermore, the effect of the aid will in principle not be viewed as an undue distortion of competition since it is inherently linked to its very objective.
75. The Commission notes that the project will convert a coal power plant into a biomass plant that depends on actual production for receiving its support. The converted plant therefore has an incentive to operate as a base-load plant as the plant's operation will take into account the support it receives instead of a plant that can be dispatched.
76. In this respect, the Commission notes that the share of electricity generated from renewable energy sources in 2013 amounted to 5,1 % (the target for the UK is set at 15 % for 2020). The Commission further notes that the beneficiary represents a small fraction of the United Kingdom electricity market. As mentioned in recital 11 above, the Drax unit will amount to 1,1 % of the installed electricity generation capacity in the United Kingdom. Moreover, the project consists of retrofitting an already existing coal power plant.
77. Therefore, with reference to paragraphs 94 — 96 EEAG, the Commission considers that the notified project does not involve a relocation of the activity, and it would also not have a significant impact on competition in the United Kingdom electricity generation market (provided all other conditions are met).

Wood pellets and raw material market

78. However⁽²⁷⁾, the Commission considers that the amount of wood pellets required to operate Unit #1 of Drax entirely on biomass — approximately 2,4 million tonnes/year, as explained in recital 10 above — is large and comes in addition to the existing demand. Also, the plant will require wood pellets complying with well-defined specifications and cannot be fired by waste wood or wood chips. The market for such pellets is considerably smaller than for other types of bioenergy.
79. The Drax conversion project would consume a quantity of pellets representing approximately 16 % of the European consumption of wood pellets in 2012 and approximately 9 % of the world production in 2014. To accommodate for Drax supply, imports into the EU would have to increase by approximately 50 % compared to 2012 levels. This additional demand for the Drax conversion project will add to the existing demand and also to the demand for wood pellets expected from the Lynemouth conversion project⁽²⁸⁾.

⁽²⁵⁾ See for example the price of the wood pellets assumed for the Teesside (SA.38796) and Lynemouth (SA.38762) projects.

⁽²⁶⁾ Conversely, in case of scarcity, Drax would be able to command higher prices than competitors for the required raw materials.

⁽²⁷⁾ The Commission also carried out an additional assessment for State aid to the Lynemouth (SA.38762).

⁽²⁸⁾ The Commission approved State aid to the Lynemouth biomass conversion project on 1 December 2015 (SA.38762), for which the amount of wood pellets required were estimated at 5,5 % of the 2014 global wood pellet market.

80. The Commission acknowledges that the production capacity of wood pellets is growing rapidly and that the wood pellet market should be considered a global market for assessing the market distortions. However, in view of the size of the conversion project, and the already approved Lynemouth project (see footnote 28), the Commission has doubts that the global wood pellets market can fully accommodate the required demand increase resulting from the Drax project in the timeframe without undue market and trade distortions in the EU.
81. Wood biomass is used by a wide variety of companies in the EU for different uses. However, only certain wood species and assortments are suitable for producing industrial grade wood pellets.
82. Depending on conditions in the local market, the increased demand for wood pellets may lead to distortions in the raw material market (wood fibre) affecting other uses (such as pulp and paper or board manufacturing). For economic reasons, raw materials used by the wood pellet industry can normally be only transported over limited distances. Manufacturing plants of semi-finished pulpwood products source wood supply from within an average distance of approximately 100 km to 150 km (called the catchment radius of the plant).
83. The wood pellets required by Drax are expected to be imported mainly (60-80 %) from the US South East and approximately 16 % from South America where pellet production has been growing rapidly⁽²⁹⁾. Competition distortions in the market for raw materials could therefore result, in particular in the US South East. The volumes required for the Drax project are still significant as according to some estimates⁽³⁰⁾ the Drax conversion project would require approximately half of the total amount of pellets produced in the US South East in 2014.
84. Therefore, based on the information available at this stage, the Commission cannot exclude with sufficient certainty the existence of undue distortions on the raw material markets and trade.
85. The measure will favour the generation of electricity from renewable sources to replace electricity generated from coal. Therefore, the measure will contribute to the EU's renewable energy targets.
86. However, when assessing the overall effect of the aid, the Commission has to take into account the potential negative effects of the measure, including the proportionality of the aid and the potential distortive effect on competition and trade.
87. In view of the doubts on proportionality and the risk of competition and trade distortions, as described above, at this stage, the Commission has doubts as to whether the expected environmental benefit of the measure will outweigh the potential negative effects on other market participants.

Transparency

88. According to paragraph 104 EEAG, Member States have the obligation to ensure the transparency of the aid granted, by publishing certain information on a comprehensive State aid website. In line with paragraph 106 EEAG, Member States are requested to comply with this obligation as of 1 July 2016.
89. The Commission notes that the United Kingdom is committed to ensure the transparency of the aid granted to the notified project and indicated that all the Investment Contracts awarded through the FIDeR process have been published online in the form in which they were signed.

Other aspects — Compliance with Articles 30 and 110 TFEU

90. In the context of the decision on CfD for Renewables (SA.36196) and the decision regarding FIDeR aid to the five offshore wind projects (SA.38758, SA.38759, SA.38761, SA.38763 and SA.38812), the Teesside CHP biomass plant (SA.38796) and the Lynemouth biomass conversion project (SA.38762), the United Kingdom has committed that it will adjust the way in which electricity suppliers' liabilities for CfD payments are calculated so that eligible renewable electricity generated in EU Member States outside Great Britain and supplied to customers in Great Britain is not counted towards suppliers' markets shares.
91. The United Kingdom will ensure that no CfD payments are made before this exemption is in place, or if this is not possible the United Kingdom will put in place a mechanism to reimburse suppliers for any imported eligible renewable electricity supplied before the exemption comes into effect but after CfD payments have started to be made.

⁽²⁹⁾ US pellet production tripled during 2012-2013.

⁽³⁰⁾ See for example, Karen Lee Abt, Robert C. Abt, Christopher S. Galik, and Kenneth E. Skogn. 2014 "Effect of Policies on Pellet Production and Forests in the U.S. South".

92. The above commitment will also apply to the notified measure.
93. In the light of the above commitment, the Commission considers that the financing mechanism of the notified aid measure should not introduce any restrictions contrary to Article 30 or Article 110 TFEU.

Conclusion with regard to the compatibility of the notified measure

94. In light of the concerns regarding proportionality of the aid and distortions of competition and trade on the secondary upstream markets (wood pellets and raw material), the Commission has, at this stage, doubts about the compatibility of the measure with the internal market.

IV. CONCLUSION

The Commission has at this stage doubts as to the compatibility of the aid for the conversion to biomass of the first Unit of the Drax power plant with the internal market. In particular, the Commission doubts that the aid is limited to the minimum necessary and that the distortions of competition on upstream biomass market are not too significant. In accordance with Article 4(4) of Regulation (EC) No 659/1999 the Commission has decided to open the formal investigation procedure, thereby inviting the United Kingdom to submit its comments.

In the light of the foregoing considerations, the Commission, acting under the procedure laid down in Article 108(2) of the Treaty on the Functioning of the European Union, requests the United Kingdom to submit its comments and to provide all such information as may help to assess the measure, within one month of the date of receipt of this letter. It requests your authorities to forward a copy of this letter to the potential recipient of the aid immediately.

The Commission wishes to remind the United Kingdom that Article 108(3) of the Treaty on the Functioning of the European Union has suspensory effect, and would draw your attention to Article 14 of Council Regulation (EC) No 659/1999, which provides that all unlawful aid may be recovered from the recipient.

The Commission warns the United Kingdom that it will inform interested parties by publishing this letter and a meaningful summary of it in the Official Journal of the European Union. It will also inform interested parties in the EFTA countries which are signatories to the EEA Agreement, by publication of a notice in the EEA Supplement to the Official Journal of the European Union and will inform the EFTA Surveillance Authority by sending a copy of this letter. All such interested parties will be invited to submit their comments within one month of the date of such publication.'

GHAJNUNA MILL-ISTAT – FRANZA**Għajjnuna mill-Istat SA.39621 (2015/C) (ex 2015/NN)****Mekkaniżmu ta' kapaċità fi Franza****Stedina biex jittressqu kummenti skont l-Artikolu 108(2) tat-Trattat dwar il-Funzjonament tal-Unjoni Ewropea****(Test b'rilevanza għaż-ŻEE)**

(2016/C 046/04)

Permezz tal-ittra tat-13 ta' Novembru 2015, riprodotta bil-lingwa awtentika fil-paġni ta' wara dan is-sommarju, il-Kummissjoni nnotifikat lir-Repubblika Franciża bid-deċiżjoni tagħha li tagħti bidu għall-proċedura prevista fl-Artikolu 108(2) tat-Trattat dwar il-Funzjonament tal-Unjoni Ewropea rigward il-miżura msemmija hawn fuq.

Il-partijiet interessati jistgħu jressqu l-kummenti tagħhom dwar il-miżura li fir-rigward tagħha l-Kummissjoni qed tibda l-proċedura, fi żmien xahar mid-data tal-pubblikazzjoni ta' din it-taqsis u tal-ittra li ssegwi, lil:

Il-Kummissjoni Ewropea
Direttorat Ġenerali għall-Kompetizzjoni
Place Madou
1049 BRUSSELL
Il-Belġju
Faks: + 32 22961242
Stateaidgreffe@ec.europa.eu

Dawn il-kummenti se jkunu mgħarrfa lir-Repubblika Franciża. Il-parti interessata li tissottometti l-kummenti tista' titlob bil-miktub biex l-identità tagħha tinghata trattament kunfidenzjali, filwaqt li jinghataw ir-raġunijiet għat-talba.

DEFINIZZJONI TAL-MIŻURA

L-operatur ta' distribuzzjoni tal-elettriku ta' Franza, RTE, ikkalkula li l-ghola punt ta' konsum ta' enerġija fix-xitwa jekk taqa' kasha straordinarja (isehħ darba kull għaxar snin) jista' jkun ta' riskju reali għas-sigurtà tal-provvista fi Franza. L-okkorrenza rari fil-każ ta' perjodi partikolarment keshin u konsum għoli hafna marbut magħha, tisser, skont Franza, li mhwiex ekonomikament vijabbli li tinvesti f'kapaċità ġdida ta' generazzjoni tal-elettriku. Minkejja dan, il-bini ta' kapaċità ġdida ta' produzzjoni u inċentivi biex jiżviluppaw dan it-thassir tat-talba ikunu mehtieġa biex jintlaħaq l-istandard Franciż ta' affidabbiltà tal-provvista tal-elettriku.

Għal dawn ir-raġunijiet, Franza ddeċidiet li tintroduci mekkaniżmu ta' kapaċità. Fil-fatt, il-liġi nru 2010-1488 tas-7 ta' Diċembru 2010 dwar l-Organizzazzjoni l-Ġdida tas-Swieq tal-Elettriku (il-liġi "NOME") introduci et obbligu fuq il-fornituri tal-elettriku li jikkontribwixxu għas-sigurtà tal-provvista tal-elettriku għall-klijenti tagħhom. Sabiex jissodisfaw dan l-obbligu, kull sena għandhom jiksbu ċertu volum ta' garanziji ta' kapaċità marbuta mal-konsum tal-klijenti tagħhom matul il-perjodu massimu.

Il-garanziji ta' kapaċità jiġu miksuba mill-fornituri jew direttament permezz ta' mezzi proprji (facilitajiet ta' produzzjoni jew kapaċitajiet ta' thassir), jew għandhom jinxtaw f'suq decentralizzat f'negozji li jistokkjawhom (jiġifieri l-operaturi tal-kapaċità jew fornituri oħra). L-obbligu, il-parametri ta' funzjoni definiti erba' snin qabel il-forniment tassena msemmija, għandhom jiġu kkalkulati fuq il-bażi ta' dejta tal-konsum li attwalment jiġu miżurati fi hdan il-perimetru tal-fornitur.

L-operaturi tal-kapaċità ta' produzzjoni jew thassir, għandhom l-obbligu li jiċcertifikaw il-kapaċità tagħhom mal-operatur tan-netwerk ta' trażmissjoni tal-elettriku pubbliku (TEN). L-operaturi ser jinghataw minn TEN garanziji ta' kapaċità skont il-kontribut smat tal-facilitajiet tagħhom għat-tnaqqis tar-riskju ta' inadempjenza fi żminijiet ta' domanda għolja. L-istima tad-disponibbiltà mhabbra tiġi mqabbli ma' dik attwalment osservata, imbagħad regolamentazzjoni finanzjarja tithaddem biex jittiehed kont ta' xi differenzi li jiġu nnutati.

Il-garanziji tal-kapaċità huma negozjabbli u trasferibbli. Ix-xiri minn fornituri tal-elettriku ta' garanziji ta' kapaċità għall-operaturi ta' kapaċità biex jiġu ssodisfati l-obbligi legali tagħhom se jiġi organizzat permezz ta' suq decentralizzat tal-garanziji ta' kapaċità. B'dan il-mod, l-awtoritajiet franċiżi jipprovaw jistimolaw is-suq biex jagħmel disponibbli l-ammont ta' kapaċità meħtieġa biex jintlaħaq l-istandard ta' affidabbiltà determinata ta' 3 siegħat LoLe (Telf ta' Tagħbija Mistennija) għal kull sena bhala medja.

Billi l-ewwel ċertifikazzjoni ta' fornituri ta' kapaċità tibda mill-1 ta' April 2015, l-awtoritajiet Franċiżi bdew iċ-ċessjoni ta' assi intanġibbli lill-benefiċjarji. Għaldaqstant, il-Kummissjoni tqis li l-awtoritajiet Franċiżi bdew jimplementaw il-miżura ta' għajjnuna inkwistjoni fis-sens tal-Artikolu 108(3) TFUE.

VALUTAZZJONI TAL-MIŻURA

Il-Kummissjoni tikkunsidra li l-ġurisprudenza tal-Qorti tal-Ġustizzja tissuggerixxi li l-miżura tikkostitwixxi għajjnuna mill-Istat fi hdan it-tifsira tat-TFUE, li kien imissha giet innotifikata lill-Kummissjoni. Fil-fatt, dan il-mekkanizmu huwa simili għal sistemi ta' allokkazzjoni ta' ċertifikati hodur, li l-Kummissjoni kkunsidrat ukoll bhala għajjnuna mill-Istat fil-passat. B'mod aktar speċifiku, l-awtoritajiet Franċiżi jagħtu ċ-ċertifikati ta' kapaċità għall-operaturi ta' kapaċità b'xejn. Fl-istess hin, huma johlqu suq għal dawn iċ-ċertifikati, bl-impożizzjoni ta' obbligu ta' kwota minn fornituri tal-elettriku, billi jorbtu l-kwoti mal-perjodi ta' domanda għolja tal-klijenti tagħhom. Għalhekk, huma johlqu talba għaċ-ċertifikati u valur korrispondenti. Barra minn hekk, minflok ma jbigħu ċ-ċertifikati lill-operaturi ta' kapaċità jew jirkantawhom, l-Istat jagħtihomlom mingħajr hlas u, bhala riżultat, jirrinunzja għal riżorsi tal-Istat. Permezz tal-introduzzjoni ta' mekkaniżmu ta' kapaċità, l-operaturi ta' kapaċità se jirċievu fondi li ma kinux jirċievu mod iehor. Il-vantaġġ huwa selettiv, peress li l-iskema tippredvi għajjnuna lill-operaturi ta' kapaċità, u mhux għal setturi oħra tal-ekonomija. Barra minn hekk, billi l-operaturi ta' kapaċità Franċiża se jirċievu vantaġġ li l-kompetituri barranin tagħhom ma jistgħux jiksbu (ma għandhom l-ebda dritt jipparteċipaw fil-mekkanizmu ta' kapaċità Franċiż), jidher li huwa probabbli li l-miżura tfixkel il-kompetizzjoni u taffettwa l-kummerċ bejn l-Istati Membri.

Peress li l-għan ewlieni tal-miżura huwa l-adegwatezza tal-kapaċità ta' produzzjoni jew is-sigurtà tal-provvista tal-elettriku, il-Kummissjoni evalwat il-kompatibbiltà ta' skema ta' għajjnuna mas-suq intern fuq il-bażi tal-punt 3.9 tal-linji gwida dwar l-għajjnuna mill-Istat għall-protezzjoni ambjentali u l-enerġija 2014-2020 (l-EEAG).

Din il-valutazzjoni indikat li l-iskema fil-forma attwali tagħha mhijiex kompatibbli mal-EEAG. Fil-fatt, il-Kummissjoni Ewropea tidubita li din il-miżura hija:

- i. neċessarja bhalissa;
- ii. adattata biex tilhaq l-għan tagħha, għar-raġunijiet li ġejjin:
 - a. il-mekkanizmu jstabilixxi distinzjoni bejn it-thassir tat-talba impliċita u espliċita,
 - b. l-interkonnessjonijiet u/jew il-kapaċitajiet barranin ma jistgħu jipparteċipaw direttament fil-mekkanizmu,
 - c. il-mekkanizmu, kif inhu maħsub bhalissa, ma jidherx li jista jattira investimenti godda;
- iii. proporzjonali: il-miżura tirriskja li tfixkel il-kompetizzjoni minhabba li għandha tendenza qawwija li ssaħħah il-pożizzjoni dominanti ta' EDF u li mhijiex miftuħa għall-kapaċitajiet potenzjali kollha.

F'konformità mal-Artikolu 14 tar-Regolament tal-Kunsill (KE) Nru 659/1999, kull għajjnuna illegali tista' tkun soġġetta għal irkupru mingħand il-benefiċjarju tagħha.

TEST TAL-ITTRA

1. «PROCÉDURE

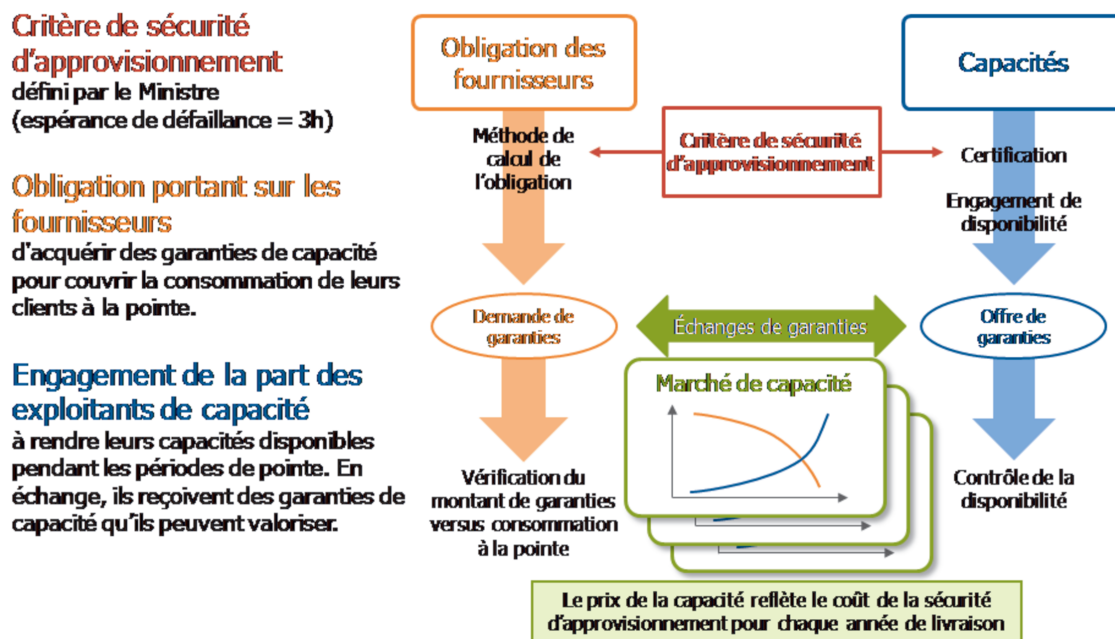
- (1) Le 20 novembre 2014, la Commission a adressé une demande de renseignements aux autorités françaises par rapport à la présente mesure instaurant un mécanisme de capacité en France.
- (2) Le 2 février 2015, les autorités françaises ont transmis leurs réponses aux questions de la Commission du 20 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:

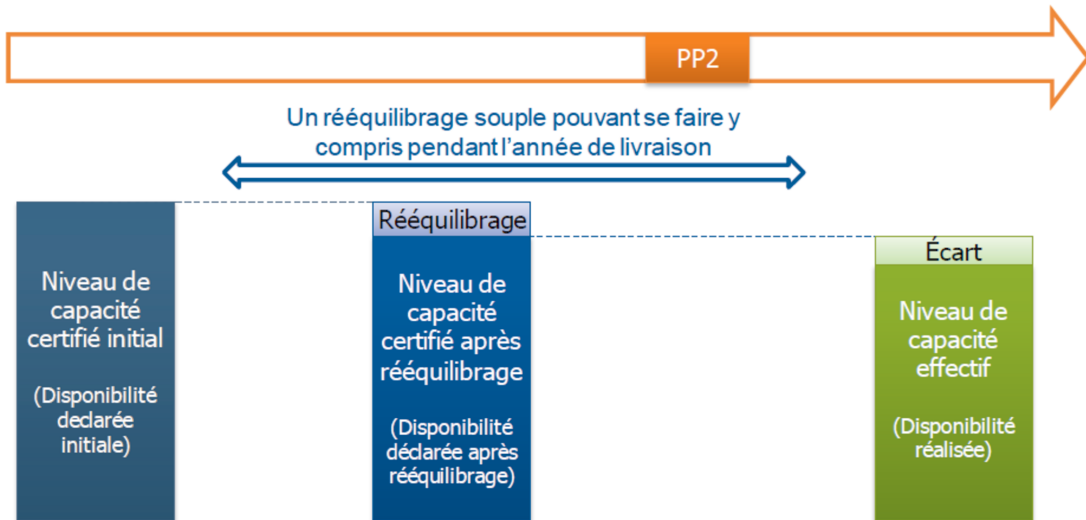
- prise en compte de la consommation constatée durant la période de pointe (dite PP1) pendant l'année de livraison (à chaque fois une année calendrier);
- correction, d'une part, de la sensibilité de la consommation à la température (thermosensibilité); et
- correction, d'autre part, de la puissance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

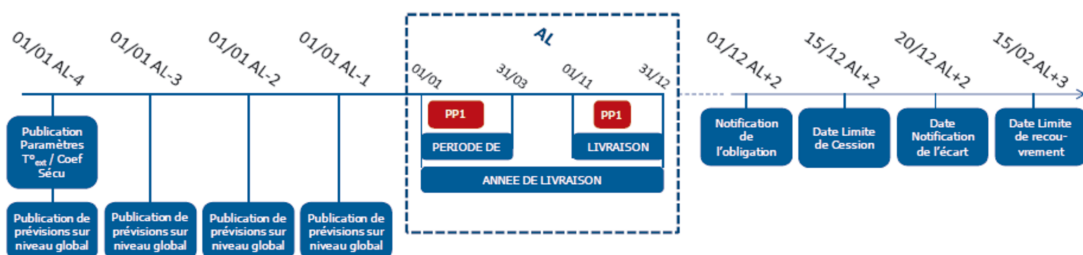
- (18) Toute installation de production ou d'effacement raccordée au réseau public de transport ou au réseau public de distribution doit faire l'objet, par son exploitant, d'une demande de certification auprès de RTE. La participation au mécanisme est ainsi obligatoire pour l'ensemble des capacités.
- (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

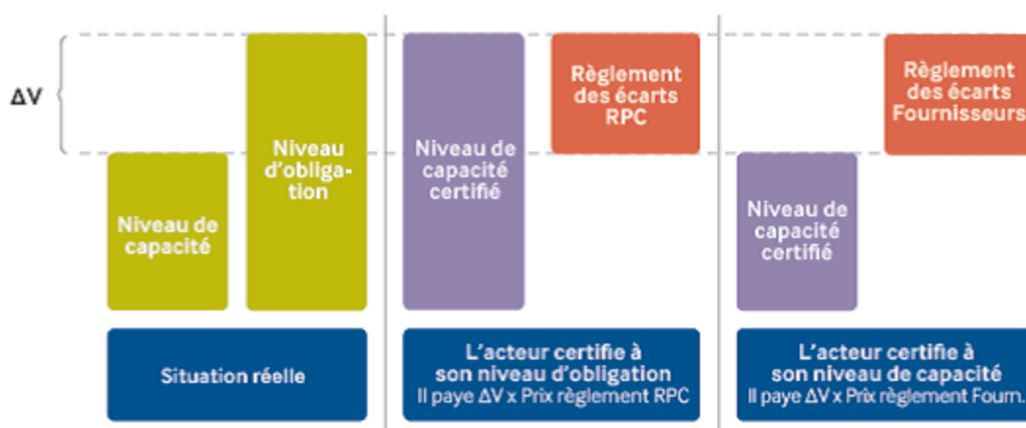
- (43) La valeur des certificats n'est pas fixée administrativement: c'est le marché qui la détermine. Les échanges sont librement établis par les acteurs du mécanisme (fournisseurs, exploitants de capacité mais également parties tierces souhaitant intervenir sur le marché de capacité) sur la base de 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.

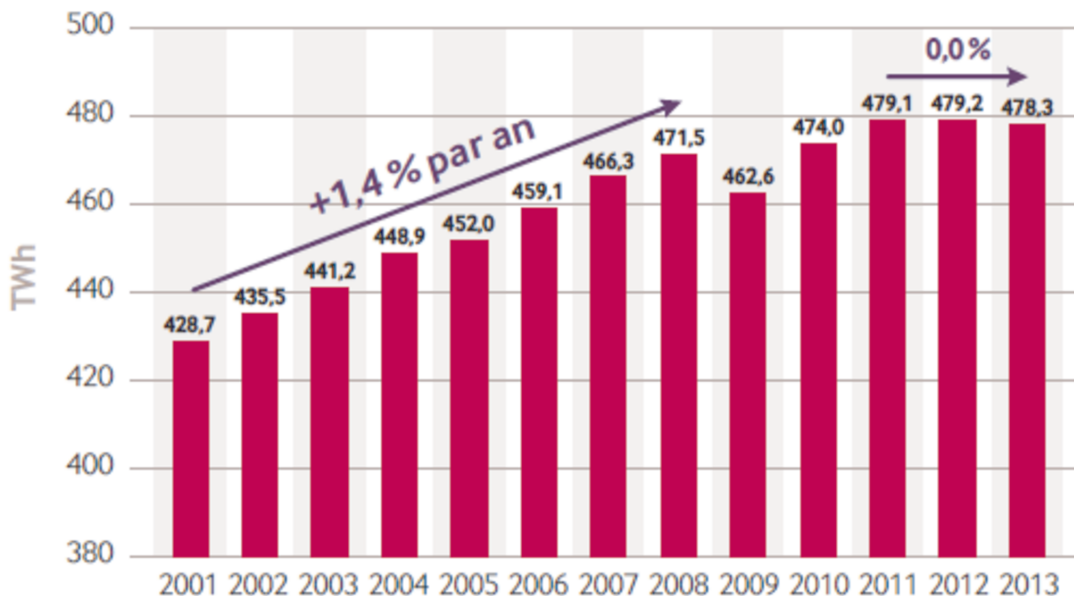
2.9. Bénéficiaires

- (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

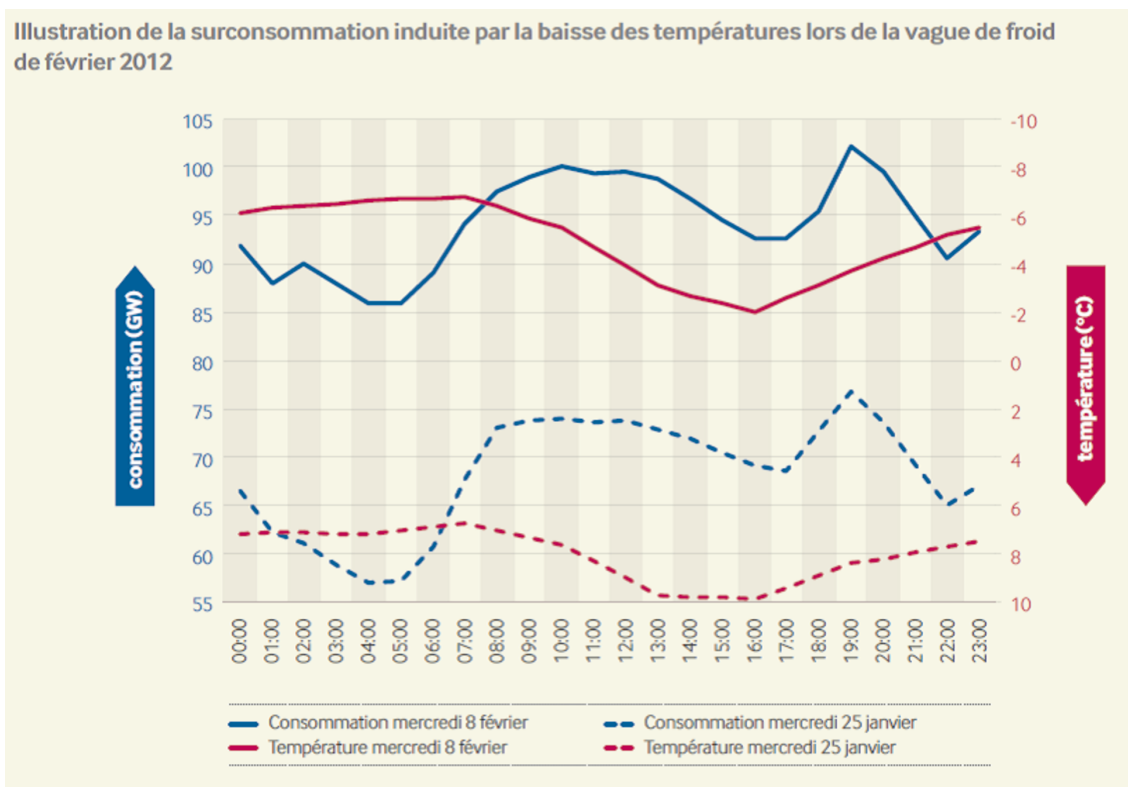
- (76) Les autorités françaises ont expliqué que depuis de nombreuses années, la France connaît un phénomène de pointe de consommation électrique durant l'hiver. Le système électrique français est en effet caractérisé par une importante thermosensibilité de la consommation électrique qui conduit à un 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

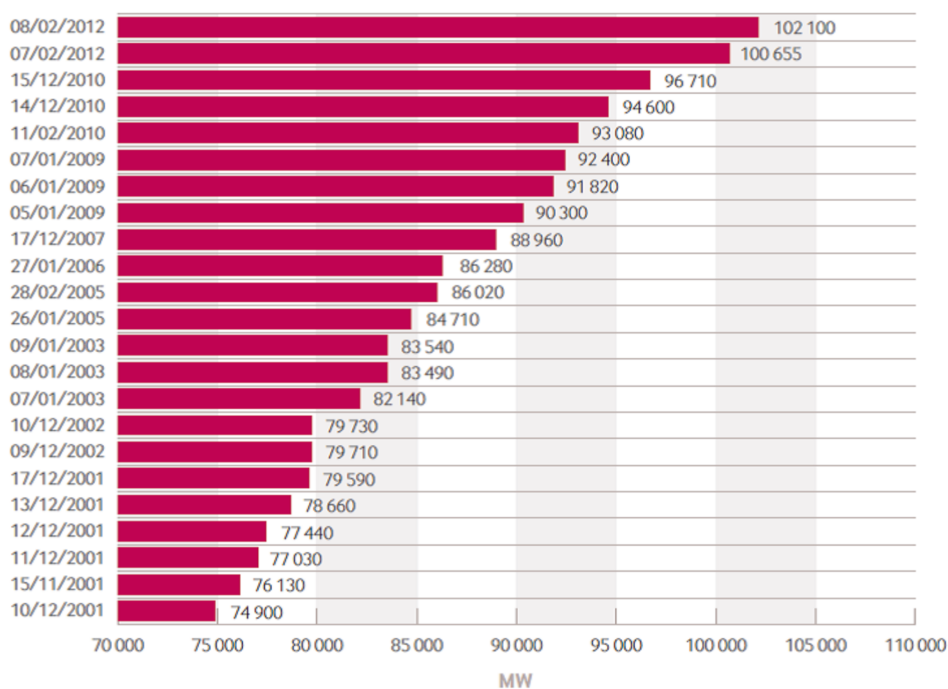
(77) Effectivement, les autorités françaises ont identifié la pointe de consommation lors de vagues de froid en hiver (occurrence une fois tous les dix ans) en tant que phénomène faisant peser un risque sur la sécurité d'approvisionnement en France actuellement. Ceci est illustré par le graphique montrant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

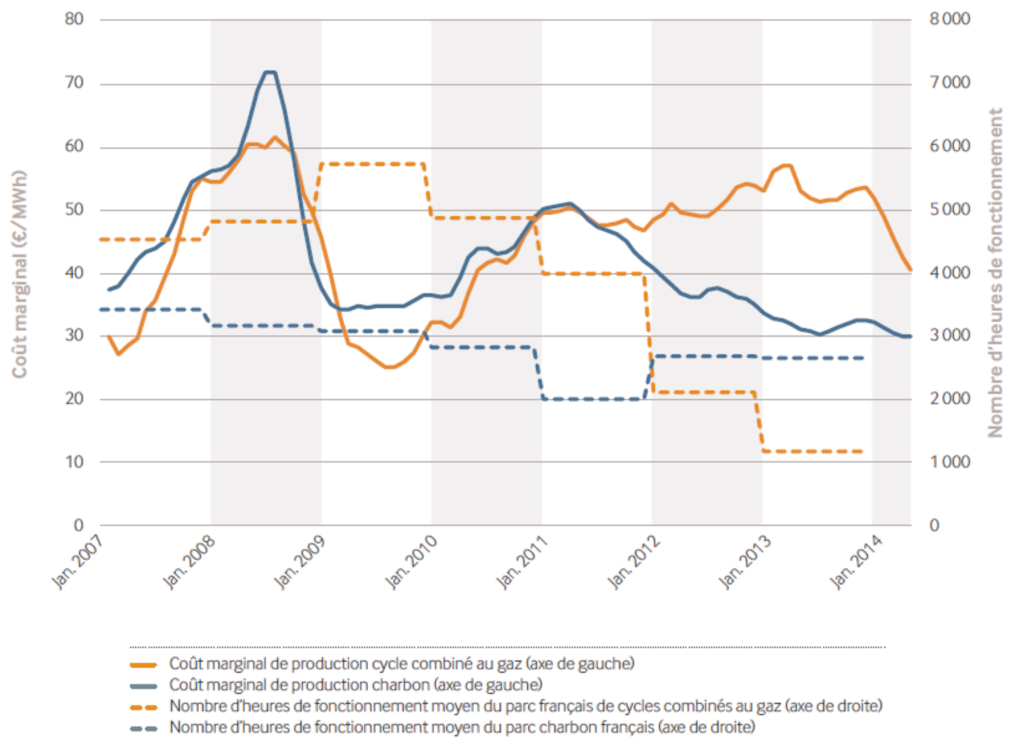
Pics historiques de consommation sur la dernière décennie



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



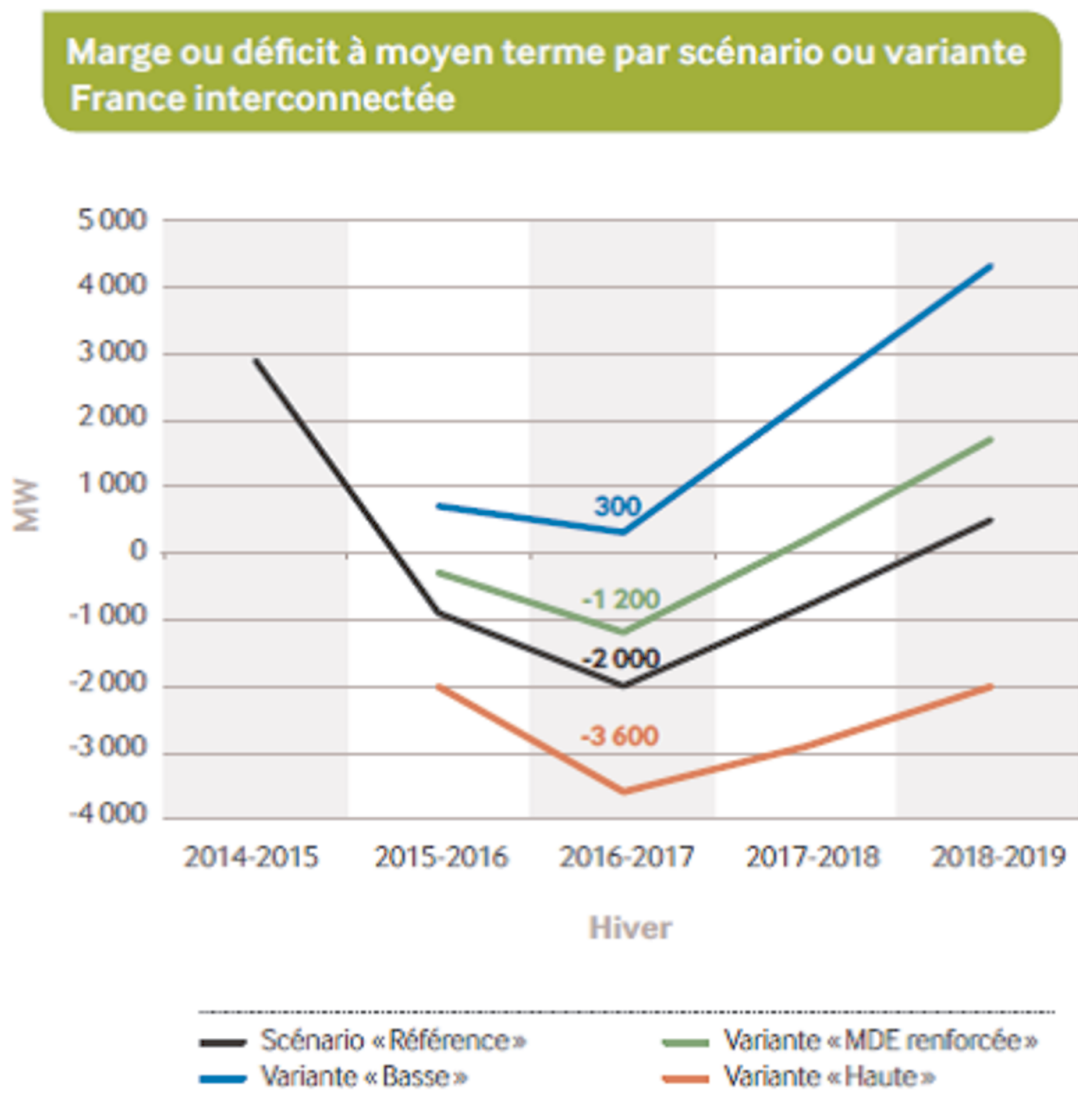
Source: RTE — Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France 2014, p. 37

- (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:



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

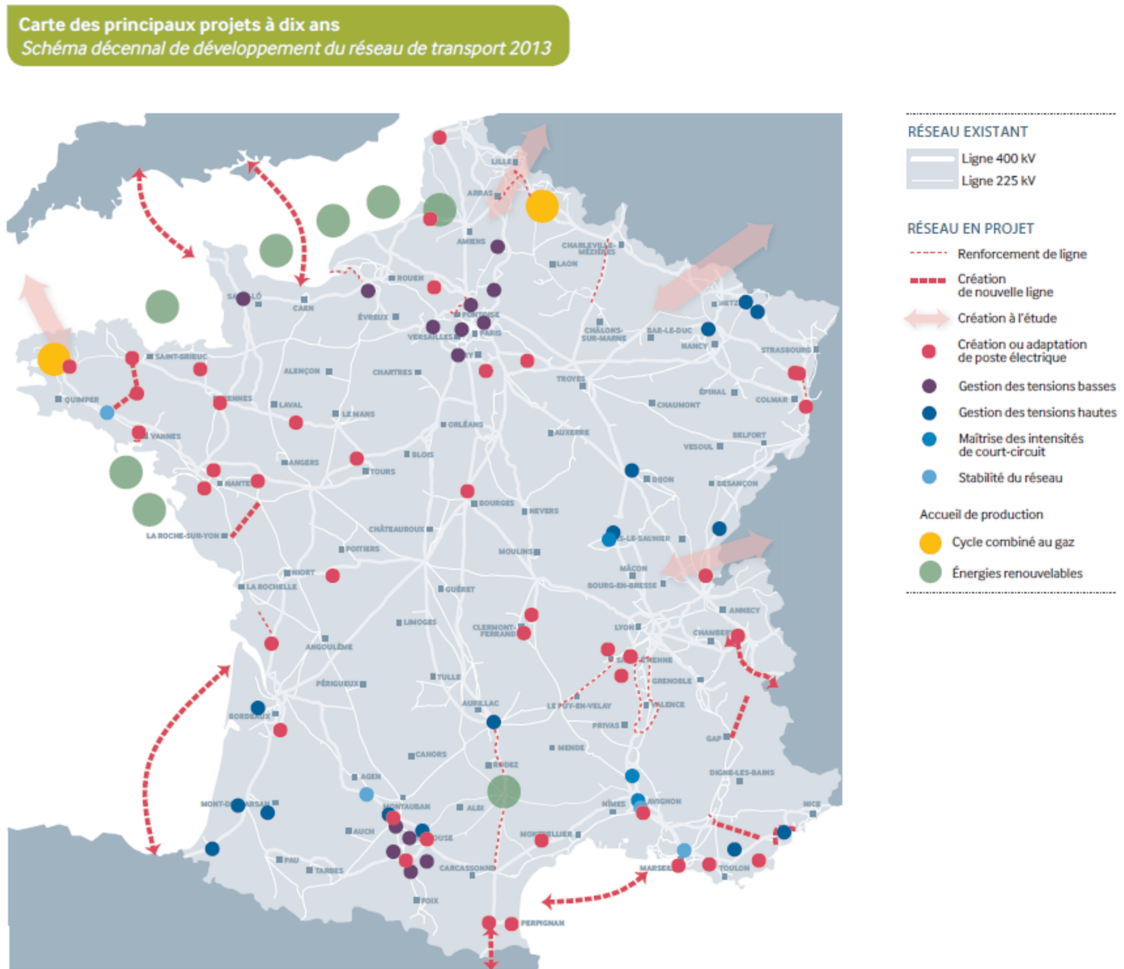
	Hiver 2014-2015	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019
Énergie de défaillance	3,3 GWh	15 GWh	23 GWh	14 GWh	9 GWh
Espérance de durée de défaillance	1 h	4 h	5 h 45	4 h	2 h 30
Marge ou déficit de capacité	2 900 MW	- 900 MW	- 2 000 MW	- 800 MW	500 MW

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.

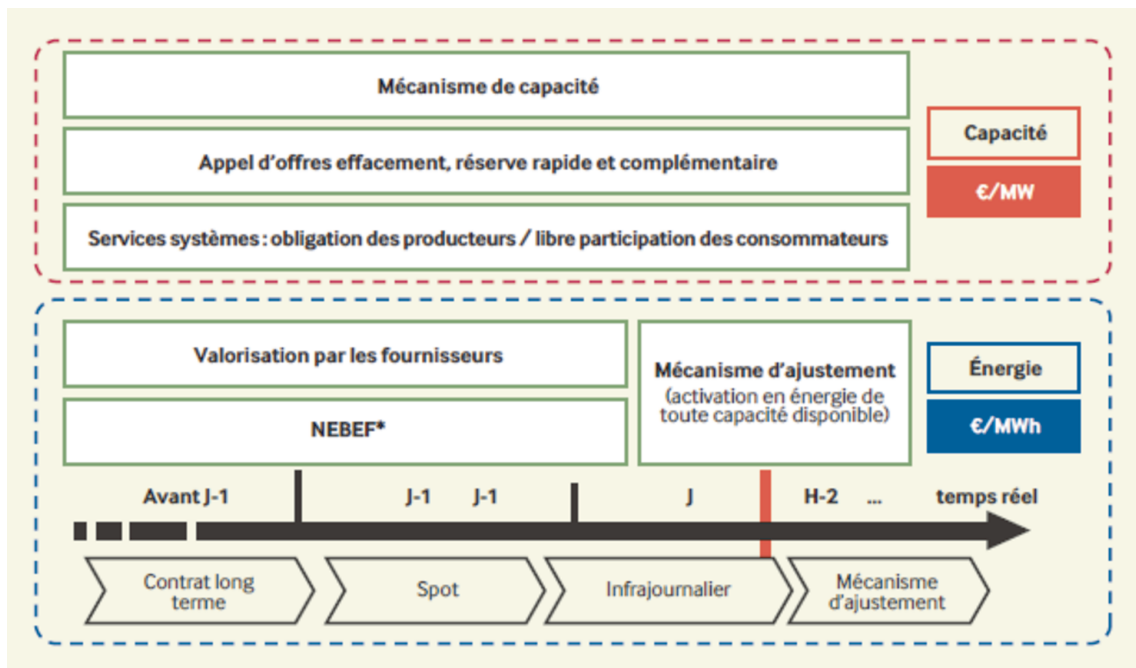
2.12. Mesures alternatives développées par l'État français

- (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 obtenu 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 rémunèrera 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.

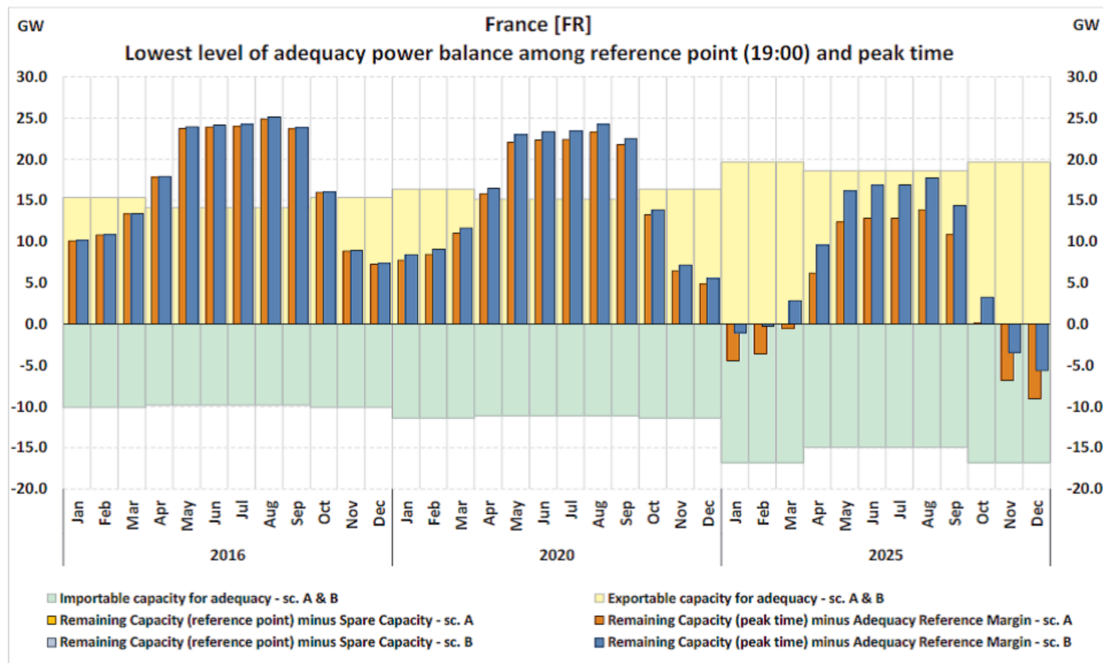
3.3. Compatibilité avec le marché intérieur

- (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 *derating* 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.»
-

GHAJNUNA MILL-ISTAT – FRANZA**Ghajnuna mill-Istat – Notifika tal-ghajnuna mill-Istat SA.40454 (2015/C) (ex 2015/N) – Franza****Sejha għall-offerti għall-kapaċità addizzjonali għall-Bretanja****Stedina biex jittressqu kummenti skont l-Artikolu 108(2) tat-Trattat dwar il-Funzjonament tal-Unjoni Ewropea****(Test b'rilevanza għaż-ŻEE)**

(2016/C 046/05)

Permezz tal-ittra tat-13 ta' Novembru 2015, riprodotta bil-lingwa awtentika fil-paġni ta' wara dan is-sommarju, il-Kummissjoni nnotifikat lir-Repubblika Franciża bid-deċiżjoni tagħha li tagħti bidu għall-proċedura prevista fl-Artikolu 108(2) tat-Trattat dwar il-Funzjonament tal-Unjoni Ewropea rigward il-miżura msemmija hawn fuq.

Il-partijiet interessati jistgħu jressqu l-kummenti tagħhom dwar il-miżura li fil-konfront tagħhom il-Kummissjoni tidda l-proċedimenti, fi żmien xahar mid-data tal-pubblikazzjoni ta' din it-taqsira u tal-ittra li ssegwi, lil:

Commission européenne
 Direction générale de la Concurrence
 Place Madou
 1049 BRUXELLES
 Belgique
 Faks: + 32 (0)2 29 61 242
 Stateaidgreffe@ec.europa.eu

Dawn il-kummenti jiġu mgħarrfa lir-Repubblika Franciża. Il-parti interessata li tissottometti l-kummenti tista' titlob bil-miktub biex l-identità tagħha tinghata trattament kunfidenzjali, filwaqt li jinghataw ir-raġunijiet għat-talba.

DEFINIZZJONI TAL-MIŻURA

L-awtoritajiet Franciżi innotifikaw, fis-7 ta' Jannar 2015, sejha għall-offerti dwar l-installazzjoni u l-użu ta' impjant tal-generazzjoni tal-elettriku tat-tip ċikliku kkombinat mal-gass ("CCG") ta' potenza ta' madwar 450MW li jinsab fil-parti tal-majjistral tal-Bretanja – fid-Dipartiment ta' Finistère. Is-sejha għall-offerti tipprevedi li l-installazzjoni tkun suġġetta għal xi obbligi ta' disponibiltà (skadenzi għall-hruġ tal-offerti, skadenzi minimi għall-offerti ta' aġġustament).

L-awtoritajiet Franciżi jikkunsidraw li l-għan principali tal-miżura huwa li tiġi mharsal-provvista tal-elettriku fil-Bretanja, li hija mhedda minhabba l-kapaċità dgħajfa tal-generazzjoni tal-elettriku f'dan ir-reġjun, il-limitazzjonijiet tan-netwerk, iż-żieda fil-konsum u sensitività termali għolja. Huma jikkunsidraw li dan l-oġġettiv jikkostitwixxi Servizz ta' Interess Ekonomiku Generali (SIEG) u li l-ghajnuna li tinghata lir-rebbieh tas-sejha għall-offerti tikkostitwixxi kumpens għall-eżekuzzjoni tal-obbligi ta' servizz pubbliku li jissodisfa l-kundizzjonijiet kollha tal-gurisprudenza *Altmark* ⁽¹⁾.

Il-proġett li ġie aċċettat wara s-sejha għall-offerti huwa dak li jinsab fil-Commune de Landivisiau u li qiegħed jiġi attwat mill-konsorzju ta' Direct Energie – Siemens.

Il-produttur huwa liberu li jqiegħed għall-bejgħ it-totalità tal-produzzjoni tiegħu fuq is-suq jew li jbigħ parti lix-xerrej obbligat, Electricité de France S.A. ("EDF"), fil-kuntest ta' kuntratt ta' xiri b'tariffa ugwali għall-95 % tal-prezz onorarju osservat fuq is-suq EPEX SPOT. Barra minn hekk, il-produttur jithallas primjum fiss annwali *PT*, ikkalkolat fi proporzjon tal-prodott tal-potenza attiva garantita *P_{gar}* u tal-primjum espress f' EUR/MW/an. Il-primjum jithallas għal terminu ta' 20 sena u jiġi marbut mal-indiċi matul il-perjodu tal-proġett. Is-sejha għall-offerti tipprevedi li l-primjum stabbilit ikun intiz sabiex ikopri biss l-ispejjeż żejda marbuta mal-lokalizzazzjoni tal-installazzjoni, it-trasportazzjoni tal-gass u d-data prevista tal-operat.

⁽¹⁾ Is-sentenza fil-kawża C-280/00 *Altmark Trans GmbH u Regierungspräsidium Magdeburg vs Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH*.

IL-VALUTAZZJONI TAL-MIŻURA

Il-Kummissjoni tiddubita jekk il-miżura nnotifikata tissodisfax il-kriterji kollha tal-ġurisprudenza *Altmark*.

L-ewwel nett, il-Kummissjoni tiddubita mill-eżistenza ta' SIEG fil-veru sens tal-kelma billi l-awtoritajiet Franciżi ma pprovdew ebda evidenza li kien hemm problema ta' affidabilità fil-Bretanja fil-passat anki fil-każ ta' sitwazzjonijiet klimatiċi eċċezzjonali, u li s-sejha għall-offerti tkun tista' sservi bhala rimedju fuq perjodu qasir, iżda din hija ta' natura li taggrava l-problema fuq perjodu twil.

It-tieni nett, il-Kummissjoni tiddubita li l-kriterji ta' attribuzzjoni tas-sejha tal-offerti kienu ġew stabbiliti b'mod li jippermetti kompetizzjoni effettiva, billi xi kriterji ma jidhrux li kienu strettament relatati mas-sugġett tal-prestazzjoni tas-servizz u li s-CCG kienet l-unika teknoloġija ammissibbli. Għaldaqstant, il-Kummissjoni tiddubita li l-miżura nnotifikata ippermettiet effettivament li jintgħażel il-kandidat kapaci jforni s-servizzi mixtieqa bl-inqas kost għall-kollektività.

Barra minn hekk, il-miżura nnotifikata ma tippredix mekkanizmu ta' rkupru minkejja d-diffikultà li tiġi stmata l-evoluzzjoni tal-prezzijiet tal-elettriku fuq perjodu ta' 20 sena. Għal dawn ir-raġunijiet, il-Kummissjoni mhijiex f'pożizzjoni li teskludi li l-miżura twassal għal kumpen żejjed.

Meta l-kumpens tas-servizz pubbliku ma jirrispettax il-kundizzjonijiet tal-ġurisprudenza *Altmark*, u safejn il-kundizzjonijiet generali ta' applikabbiltà tal-Artikolu 107(1) tat-Trattat huma sodisfatti – li huwa l-każ hawnhekk – dan il-kumpens jikkostitwixxi għajna mill-Istat sugġetta għad-dispożizzjonijiet tal-Artikoli 106, 107 u 108 tat-Trattat.

Għar-raġunijiet esposti aktar 'il fuq, il-miżura ma tidhirx mehtieġa għall-funzjonament tal-allegat SIEG ikkonċernat u tista' taffettwa l-iżvilupp tal-iskambji f'miżura kuntrarja għall-interess tal-Unjoni. Għaldaqstant, il-Kummissjoni mhijiex ċerta li l-miżura hija konformi mal-Artikolu 106 tat-Trattat u tikkunsidra li din għandha tiġi evalwata fid-dawl tal-linji gwida dwar l-għajna mill-Istat għall-harsien ambjentali u l-enerġija (iktar 'il quddiem l-“EEAG”) tal-2014, li jistipula l-kundizzjonijiet li għalihom l-għajna għall-enerġija u l-ambjent jistgħu jitqiesu bhala kompatibbli mas-suq intern abbażi tal-Artikolu 107(3) (c) tat-Trattat.

Din l-evalwazzjoni twassal għal biżgħat li l-mekkanizmu fil-forma attwali tiegħu mhuiwix kompatibbli mal-EEAG għar-raġunijiet imsemmija aktar 'il isfel.

- i. Il-Kummissjoni mhijiex ċerta li l-miżura tikkontribwixxi effettivament għall-oġettiv komuni segwit, b'mod partikolari dak li tiġi ggarantita s-sigurtà fil-provvista tal-elettriku.
- ii. Il-Kummissjoni tiddubita mill-kobor tal-problema allegata ta' sigurtà fil-provvista tal-elettriku fil-Bretanja, u ma tahsibx għalhekk li l-miżura hija mehtieġa.
- iii. Il-Kummissjoni ma tahsibx li l-miżura hija xierqa sabiex tilhaq l-għan tagħha billi s-sigurtà fil-provvista tal-elettriku fil-Bretanja tista' tintlaħaq permezz ta' miżuri li għandhom effett ta' distorsjoni anqas sinifikanti mill-miżura nnotifikata u li din mhijiex miftuha għall-produtturi eżistenti u kif ukoll għall-operaturi li jużaw it-teknoloġiji sostitwibbli.
- iv. Il-Kummissjoni mhijiex ċerta li l-miżura hija proporzjonali billi din tista' twassal għal kumpen żejjed.
- v. Il-Kummissjoni tibza li l-miżura tista' jkollha impatt negattiv fuq il-konkurrenza u l-kummerċ billi din tista' ssaħħa l-pożizzjoni tal-EDF (l-operatur storiku li huwa dominanti sew fuq is-suq tal-provvista tal-elettriku) u billi din tillimita t-tipi ta' teknoloġiji ammissibbli sabiex tipparteċipa fis-sejha tal-offerti.

F'konformità mal-Artikolu 14 tar-Regolament tal-Kunsill (KE) Nru 659/1999, kull għajna illegali tista' tkun sugġetta għal irkupru mingħand il-benefiċjarju tagħha.

TEST TAL-ITTRA

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

1. PROCÉDURE

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

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

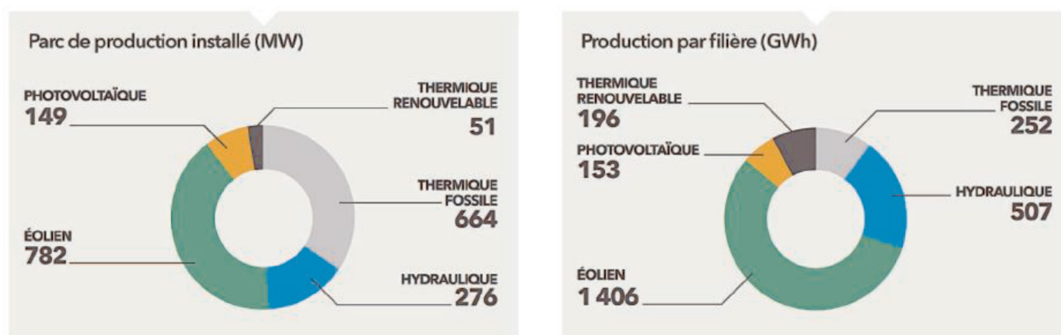
- (4) Les autorités françaises considèrent que la sécurité d'approvisionnement en électricité en Bretagne est menacée à cause de la faible capacité de production d'électricité dans cette région, des contraintes de réseau, de la croissance de la consommation et d'une thermo sensibilité élevée.
- (5) En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

2.1. L'approvisionnement d'électricité en Bretagne

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

Schéma 1

Capacité et productions électriques installées fin 2013 en Bretagne



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

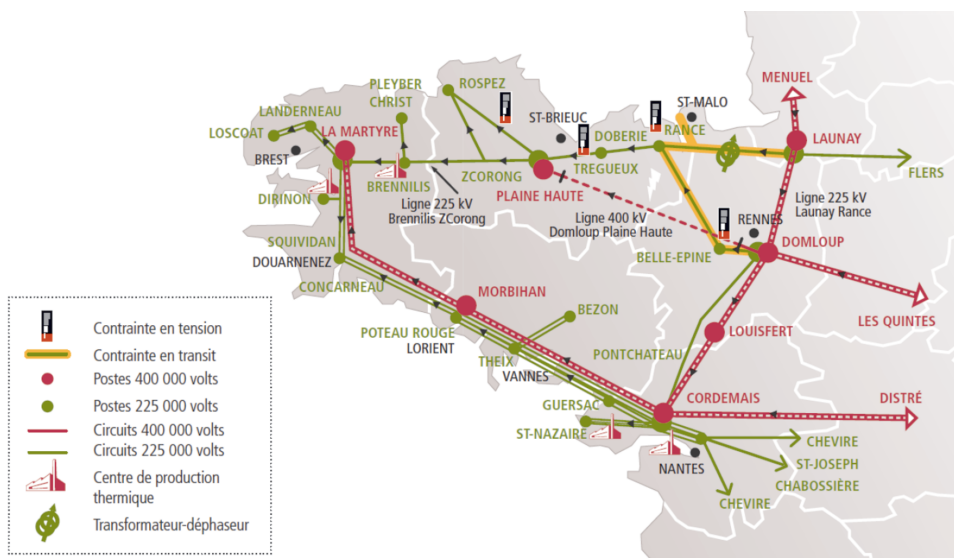
- (7) En 2014, les capacités installées ont augmenté pour l'éolien terrestre (826 MW) et pour le photovoltaïque (167 MW). Les autres filières sont restées relativement stables. Dans la même période la production électrique en Bretagne s'élevait à peu près à 2,7 TWh, couvrant 13,3 % de la consommation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

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

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

Schéma 2

Principaux sites de production et lignes du réseau électrique en Bretagne



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

2.2. Contraintes de réseau

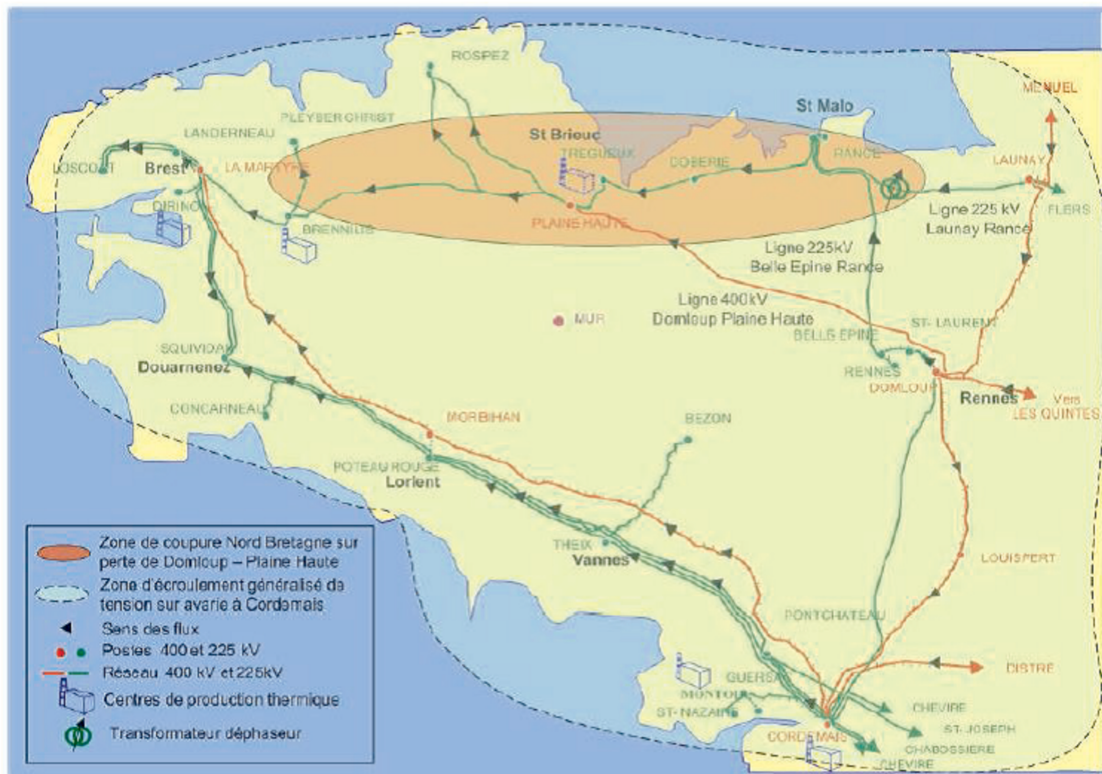
- (11) La zone Nord-Bretagne (recouvrant la plus grande partie du département des Côtes-d'Armor et les agglomérations de Saint-Malo et Dinard) est alimentée par une ligne à un seul circuit 400 000 volts, et deux lignes 225 000 volts convergeant vers la Rance, à l'est. Elle est reliée à la zone Sud-Bretagne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

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

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

Schéma 3

Zones de tension en Bretagne



Zones de tension en Bretagne (source : RTE)

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

- (14) Les investissements du "filet de sécurité" breton sont illustrés dans le schéma ci-dessous.

Schéma 4

Zones de tension en Bretagne

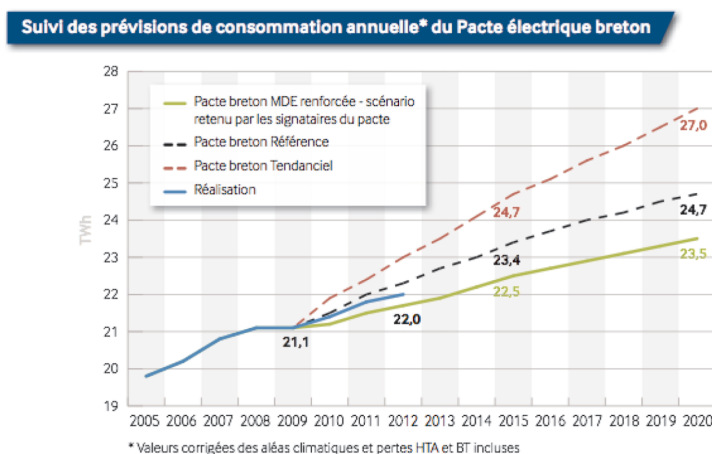


2.3. La demande d'électricité en Bretagne

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

Schéma 5

Prévisions de consommation annuelle en Bretagne



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

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

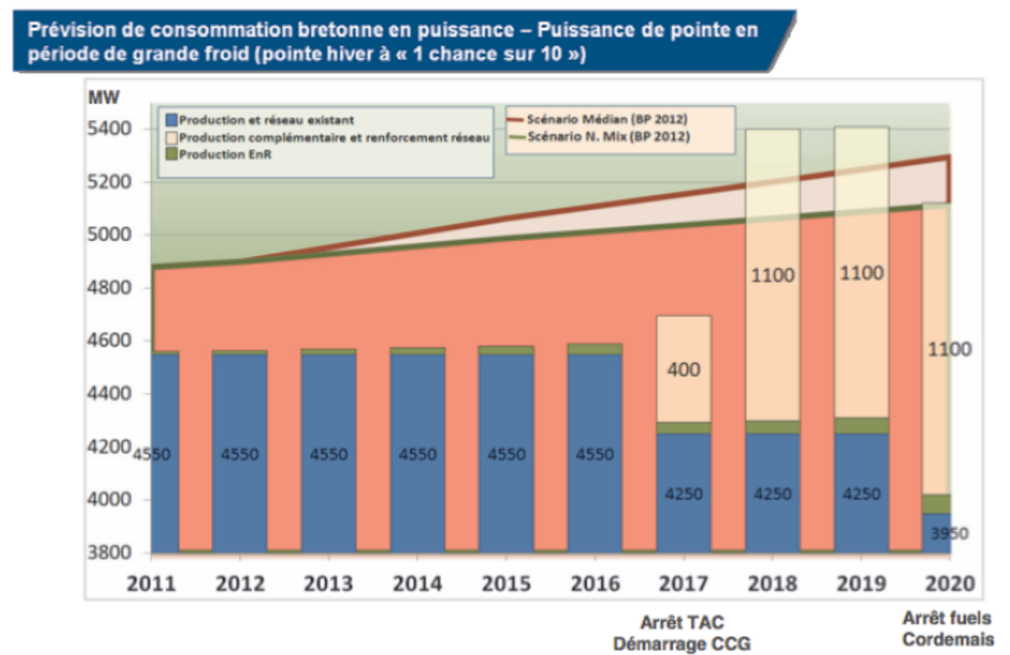
- (18) Les actions du Pacte du côté de la demande devraient atteindre un impact en “puissance garantie” (suffisamment “certaine” pour être utilisée pour dimensionner le réseau et garantir une sécurité du réseau) d’environ 190 MW, auxquels on peut rajouter environ 230 MW de gain de puissance possible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

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

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

Schéma 6

Prévisions de consommation annuelle en puissance en Bretagne



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

2.5. Le mécanisme de capacité

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

3. DESCRIPTION DÉTAILLÉE DE LA MESURE

3.1. Base juridique nationale

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

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

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

3.2. L'appel d'offres

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

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

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

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

3.3. Objectif de la mesure

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

3.4. Bénéficiaire de l’aide

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

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

(49) Étant donné que les primes seront versées à partir de la mise en service de l’installation, aucune prime n’a encore été versée.

3.5. Durée de l’aide

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

3.6. Budget de l’aide

(51) Le montant de la prime versée au titre de l’appel d’offres sera au maximum de 94 000 EUR/MW/an en valeur au 31/11/2011. La prime sera versée pour une durée de 20 ans et sera indexée au cours de la vie du projet pour tenir compte de l’évolution des coûts d’exploitation et d’entretien.

(52) La prime est indexée à hauteur de 20 % sur les prix à la production, 20 % sur le coût du travail, 50 % sur le niveau du tarif de transport sur le réseau régional, 5 % sur le coût du raccordement électrique et 5 % sur le coût du raccordement gaz. La prime peut donc être estimée aujourd’hui à [110 000 - 130 000] ⁽⁶⁾ EUR/MW/an au moment de la mise en service de l’installation prévue pour 2018.

(53) La rémunération qui serait éventuellement perçue par la centrale sur le futur marché de capacité sera déduite de la prime effectivement versée au titre de l’appel d’offres.

3.7. Coûts admissibles

(54) L’appel d’offres prévoyait que la prime fixe serait destinée à couvrir uniquement les surcoûts liés à la localisation de l’installation, à l’acheminement du gaz et à la date prévue de mise en service.

(55) Les autorités françaises ont clarifié dans leur réponse au questionnaire du 4 août 2015 que le montant proposé par le lauréat est le résultat (i) d’un terme de valeur de la capacité égal à [50 000 - 60 000] EUR/MW/an, et de trois termes liés à la localisation géographique du projet, à savoir: (ii) d’un terme de surcoût lié au transport de gaz égal à [20 000 - 40 000] EUR/MW/an, (iii) d’un terme de surcoût lié au raccordement égal à 6 000 EUR/MW/an et (iv) d’un terme de surcoût lié à des mesures environnementales particulières de 2 000 EUR/MW/an (les chiffres ont été arrondis en fonction des chiffres significatifs).

(56) En tenant compte de l’indexation de la prime, en 2018 la répartition serait la suivante: (i) [60 000 - 70 000] EUR/MW/an pour la capacité; (ii) [40 000 - 50 000] EUR/MW/an pour le surcoût lié au transport de gaz; (iii) 6 000 EUR/MW/an pour le surcoût lié au raccordement; (iv) 2 000 EUR/MW/an pour le surcoût lié à des mesures environnementales (les chiffres ont été arrondis en fonction des chiffres significatifs).

(57) Le terme de valeur de la capacité correspond au montant couvert au titre du surcoût lié à la date prévue de mise en service de l’installation. Les candidats ont calculé ce surcoût comme la différence entre les revenus procurés par la vente de l’énergie sur le marché et les frais liés à la mise en service rapide de la centrale. La CRE observe que: *“étant donné les conditions actuelles de marché et l’état de la demande en électricité, l’exploitation d’une centrale de type CCG n’est pas rentable économiquement. Elle ne le sera vraisemblablement que dans plusieurs années. Il y a donc un manque à gagner pour le candidat, dû à la date de mise en service anticipée de l’installation, réputé couvert par cette composante de la prime”*.

(58) Une nouvelle canalisation de gaz de 111 km est nécessaire pour l’alimentation de la centrale. Le coût estimé de ce projet est d’environ 100 millions EUR, qui sera couvert par le terme de surcoût de la prime lié au transport de gaz.

⁽⁶⁾ Secret d’affaires.

3.8. Cumul

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

4. L'APPRÉCIATION DE LA MESURE

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

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

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

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

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

4.1.2. Avantage économique pour des entreprises

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Critère ii) Paramètres de la compensation

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

Critère iii): Nécessité d'éviter toute surcompensation

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

Critère iv): sélection du prestataire de services

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

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

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

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

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

4.1.3. Impact sur la concurrence et affectation des échanges

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

4.2. Compatibilité de l'aide

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

4.2.1. Appréciation au regard des LDAEE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4.2.2.3. Proportionnalité (section 3.9.5 LDAEE)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ISSN 1977-0987 (edizzjoni elettronika)
ISSN 1725-5198 (edizzjoni stampata)



L-Uffiċċju tal-Pubblikazzjonijiet tal-Unjoni Ewropea
2985 Il-Lussemburgu
IL-LUSSEMBURGU

MT