II

(Atti non legislativi)

DECISIONI

DECISIONE (UE) 2017/1540 DELLA COMMISSIONE

del 15 maggio 2017

relativa alla misura SA.40454 2015/C (ex 2015/N) cui la Francia intende dare esecuzione a favore del consorzio CEB

[notificata con il numero C(2017) 3062]

(Il testo in lingua francese è il solo facente fede)

(Testo rilevante ai fini del SEE)

LA COMMISSIONE EUROPEA,

visto il trattato sul funzionamento dell'Unione europea, in particolare l'articolo 108, paragrafo 2, primo comma,

visto l'accordo sullo Spazio economico europeo, in particolare l'articolo 62, paragrafo 1, lettera a),

dopo aver invitato gli interessati a presentare le loro osservazioni conformemente ai detti articoli ([1]) e viste le osservazioni trasmesse,

considerando quanto segue:

1. **PROCEDIMENTO**

(1) Il 7 gennaio 2015 la Francia ha notificato alla Commissione una gara d'appalto relativa alla creazione e alla gestione in Bretagna di una centrale di produzione di energia elettrica del tipo ciclo combinato a gas («CCG») ([2]). La Francia ha trasmesso ulteriori informazioni alla Commissione con lettere del 5 giugno 2015 e del 10 e 17 settembre 2015.

(2) Il 13 novembre 2015 la Commissione ha informato la Francia della propria decisione di avviare il procedimento di cui all'articolo 108, paragrafo 2, del trattato sul funzionamento dell'Unione europea (in appresso «TFUE») in relazione alla misura in oggetto (la «decisione di avvio»).

(3) La decisione della Commissione di avviare il procedimento è stata pubblicata nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea* ([3]). La Commissione ha invitato gli interessati a presentare osservazioni in merito alla misura in questione.

(4) La Commissione ha ricevuto alcune osservazioni da parte degli interessati e le ha trasmesse alle autorità francesi per dare loro la possibilità di commentarle. La Francia ha fatto pervenire i suoi commenti al riguardo con lettera dell'8 giugno 2016.

(5) Il 12 maggio e il 5 settembre 2016 la Commissione ha inviato un elenco di domande alle autorità francesi che hanno risposto con lettere, rispettivamente, dell'8 giugno e del 5 ottobre 2016. Il 5 settembre la Commissione ha inviato un nuovo elenco di domande alle autorità francesi che hanno risposto il 5 ottobre 2016.

([1]) GU C 46 del 5.2.2016, pag. 69.
([2]) *Combined cycle gas turbine* (turbina a gas a ciclo combinato).
([3]) Cfr. nota a piè di pagina 1.

2. **DESCRIZIONE DETTAGLIATA DELLA MISURA**

(6) La gara d'appalto e il contesto che ha condotto alla sua indizione sono illustrati in dettaglio nella decisione di avvio (punti da (4) a (29)]. Le sezioni che seguono ne costituiscono un estratto.

2.1. **La gara d'appalto**

(7) Le autorità francesi ritengono che la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in Bretagna sia messa a rischio dalla scarsa capacità di produzione di elettricità in questa regione, dai vincoli della rete, dalla crescita dei consumi e da un'elevata sensibilità termica.

(8) Nel 2010 diverse autorità francesi hanno sottoscritto il cosiddetto Patto elettrico bretone (di seguito «PEB») che si fonda sui tre pilastri di seguito riportati: primo, la gestione della domanda; secondo, la produzione di energie rinnovabili e la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico; il terzo pilastro è costituito invece, da un lato, dal potenziamento e dallo sviluppo della rete elettrica locale e, dall'altro, dalla creazione di un mezzo di produzione elettrica di tipo convenzionale. È quest'ultimo a costituire l'oggetto della misura notificata dalla Francia.

(9) La gara d'appalto rientra nell'ambito dell'articolo L. 311-10 del codice dell'energia. Il bando di gara n. 2011/S 120-198224 è stato pubblicato nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea* il 25 giugno 2011 dal ministro dell'Energia. Quest'ultimo ha poi selezionato il progetto, che è stato scelto in base al parere dell'autorità di regolamentazione nazionale del settore dell'energia (*Commission de Régulation de l'Energie*, di seguito «CRE») che ha istruito il procedimento conformemente ai testi normativi francesi ([4]).

(10) Conformemente al capitolato d'oneri, l'impianto di produzione di energia elettrica deve soddisfare le seguenti condizioni:

1) ricorrere alla tecnologia del ciclo combinato;

2) avere una potenza attiva garantita di 450 MW (+ 15/– 10 %) che il produttore s'impegna a poter immettere nella rete;

3) utilizzare esclusivamente gas naturale come fonte di energia primaria;

4) avere un'efficienza elettrica riferita al potere calorifico netto ([5]) (NCV) di almeno il 54 %;

5) essere interamente collocato in un'area ben definita (situata nella zona nord-occidentale della Bretagna, nel dipartimento del Finistère);

6) garantire che il termine per la mobilitazione delle offerte non sia superiore a quindici ore in caso di impianto fermo e a due ore di caso di impianto in funzione;

7) garantire che la durata minima delle offerte di adeguamento sia inferiore o uguale a tre ore per l'impianto in funzione e a otto ore per l'impianto fermo;

8) garantire che non vi siano vincoli di durata massima per l'attivazione delle offerte di adeguamento;

9) essere dotato di un contatore con telerivelamento della curva di carico e di dispositivi per la telemisura dei valori caratteristici della sua produzione di elettricità.

(11) La gara d'appalto notificata prevede che il produttore sia libero di collocare tutta la sua produzione sul mercato o di venderne una parte all'acquirente obbligato, ossia Electricité de France SA («EDF»), nell'ambito di un contratto di acquisto a una tariffa pari al 95 % del prezzo orario riscontrato sul mercato EPEX SPOT.

(12) Il produttore percepirà inoltre un contributo annuo fisso PT, calcolato come il prodotto della potenza attiva garantita ([6]) (Pgar) e di un contributo P espresso in EUR/MW/anno.

([4]) Il decreto n. 2002-1434 del 4 dicembre 2002 relativo alla procedura di gara per gli impianti di produzione di energia elettrica descrive tutte le fasi di tale procedura. Essa è stata applicata nell'ambito della gara d'appalto notificata.

([5]) Il potere calorifico netto indica una proprietà dei combustibili. Si tratta della quantità di calore sprigionato dalla combustione completa di un'unità di combustibile supponendo la non condensazione del vapore acqueo e il mancato recupero del calore.

([6]) MEDIA della potenza istantanea della centrale.

(13) Il versamento del contributo fisso è condizionato al mantenimento di tutte le autorizzazioni di gestione e dei contratti con i gestori di rete, nonché al mantenimento della potenza garantita verificata mediante un coefficiente di disponibilità.

(14) La gara d'appalto prevede inoltre l'applicazione di sanzioni se la costruzione della centrale non dovesse essere ultimata in tempo.

(15) Le offerte dei candidati sono ordinate in base ai tre criteri indicati nel capitolato d'oneri della gara d'appalto e di seguito riportati:

1) il livello del contributo (in EUR/MW/anno) richiesto dal candidato con una ponderazione del 45 %;

2) la data di messa in funzione industriale dell'impianto, con una ponderazione del 25 %; il punteggio massimo di questo criterio è stato attribuito al progetto con la data di messa in funzione più vicina;

3) il criterio «scelta del sito e ambiente», con una ponderazione del 30 %.

2.2. **Obiettivo dell'aiuto**

(16) Le autorità francesi ritengono che l'obiettivo principale della misura sia quello di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in Bretagna. Anche se il bisogno elettrico bretone è fondamentalmente un bisogno di potenza (MW), esiste una necessità anche dal punto di vista energetico (MWh [7]). È quindi necessario costruire un impianto che sia operativo in Bretagna per diverse migliaia di ore all'anno e non solo nelle ore di punta come una turbina a combustione (di seguito «TAC»). Una centrale di tipo CCG, funzionante secondo il principio del motore a reattore, è capace di produrre energia elettrica in pochi minuti. Questa tecnologia è quindi particolarmente idonea a garantire per alcune ore, nei picchi di domanda, l'equilibrio tra produzione e consumo. Questo nuovo impianto garantirebbe non solo la capacità disponibile nei momenti di picco, ma anche la potenza reattiva laddove è più efficace per mantenere il livello di tensione in qualsiasi punto della rete e quindi per facilitare l'integrazione nel sistema delle energie rinnovabili intermittenti (servizi di sistema).

(17) Per questi motivi le autorità francesi hanno ritenuto necessario provvedere a una produzione integrativa, concentrata nella zona nord-occidentale della regione, destinata a essere operativa nei periodi di elevato consumo e non solo nei momenti di picco invernale legati a temperature particolarmente rigide. Questo impianto di produzione dovrebbe permettere di completare il potenziamento della rete e le azioni di gestione dell'energia.

(18) La misura ha come ulteriore obiettivo quello di minimizzarne i costi per la collettività e l'impatto ambientale. Per questo motivo la classificazione dei candidati tiene conto dei seguenti fattori: il contributo richiesto, la pertinenza della scelta del sito rispetto all'ambiente, la qualità e la rilevanza delle misure di accompagnamento (esclusione, riduzione o compensazione degli effetti negativi sull'ambiente) del progetto e delle azioni previste per il monitoraggio ambientale.

(19) La centrale gestita da *Compagnie Electrique de Bretagne* (di seguito «CEB»), il consorzio beneficiario della misura, garantirà servizi di bilanciamento attraverso tre possibili azioni. La prima riguarda l'attivazione della riserva primaria e secondaria (servizi di sistema con attivazione automatica) e di quella terziaria (adeguamento con attivazione manuale). La seconda riguarda i servizi di sistema e il gestore della centrale — CEB — avrà l'obbligo di essere tecnicamente in grado di fornirli. La terza azione riguarda invece il meccanismo di adeguamento (riserva terziaria) e CEB sarà tenuto a offrire la sua potenza disponibile a RTE (*Réseau de Transport d'Electricité*, società di manutenzione e di sviluppo della rete pubblica francese di trasporto dell'elettricità ad alta e altissima tensione). Questa fornitura effettuata al di fuori dei contratti di riserva darà luogo a remunerazione solo in caso di mobilitazione attraverso il meccanismo di adeguamento. È previsto che l'impianto funzioni per circa 3 000 h/anno in ore equivalenti a pieno carico a decorrere dalla data di entrata in funzione della centrale. Considerata la potenza dell'impianto (422 MW), questa durata di esercizio determina una produzione elettrica annua di circa 1 250 GWh.

2.3. **Importo dell'aiuto**

(20) L'importo del contributo versato nell'ambito della gara d'appalto sarà al massimo di 94 000 EUR/MW/anno in valore al 31.11.2011. Il contributo verrà erogato per vent'anni e sarà indicizzato per l'intera durata del progetto per tenere conto dell'andamento dei costi di esercizio e di manutenzione. L'importo del contributo versato nell'ambito della gara d'appalto sarà al massimo di 40 milioni di EUR all'anno.

[7] Il Watt (MW, corrispondente a un milione di watt) è l'unità di misura della potenza elettrica, mentre il MWh indica la produzione di un MW nell'arco di un'ora.

(21) Il contributo è indicizzato per il 20 % sui prezzi alla produzione, per il 20 % sul costo del lavoro, per il 50 % sul livello della tariffa di trasporto sulla rete regionale, per il 5 % sul costo dell'allacciamento elettrico e per il 5 % sul costo dell'allacciamento del gas.

(22) Le autorità francesi hanno precisato che l'importo proposto dal vincitore è costituito: i) da una quota di valore di capacità pari a *[50 000-60 000]* (*) EUR/MW/anno e da tre quote legate alla localizzazione geografica del progetto; ovvero, ii) il costo aggiuntivo per il trasporto del gas pari a *[20 000-40 000]* EUR/MW/anno; iii) il costo aggiuntivo per l'allacciamento corrispondente a 6 000 EUR/MW/anno; e iv) il costo aggiuntivo per misure ambientali particolari pari a 2 000 EUR/MW/anno.

(23) La quota di valore di capacità corrisponde all'importo coperto a titolo del costo aggiuntivo legato alla data prevista di entrata in funzione dell'impianto. I candidati hanno calcolato questo costo aggiuntivo come la differenza tra le entrate generate della vendita dell'energia sul mercato e le spese dovute alla rapida entrata in funzione della centrale. La CRE osserva che: «*considerando le attuali condizioni di mercato e lo stato della domanda di elettricità, la gestione di una centrale di tipo CCG non è economicamente redditizia e probabilmente non lo sarà ancora per diversi anni. V'è quindi un mancato introito per il candidato dovuto alla data di entrata in funzione anticipata dell'impianto e ritenuto coperto da questa componente del contributo*».

(24) Per l'alimentazione della centrale è necessaria una nuova conduttura di 111 km per il trasporto del gas. Questo progetto ha un costo stimato di circa 100 milioni di EUR, che sarà prefinanziato da GRTgaz (società francese istituita nel 2005, che gestisce la rete di trasporto del gas in Francia). CEB contribuirà a mettere a profitto il progetto grazie al pagamento della tariffa di trasporto del gas.

(25) La legge n. 2010-1488 del 7 dicembre 2010 relativa alla nuova organizzazione del mercato dell'elettricità (la cosiddetta «legge NOME») ha introdotto un meccanismo di capacità con l'obiettivo di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico della Francia ([8]). L'impianto selezionato con la procedura di gara in Bretagna dovrà partecipare al meccanismo di capacità nazionale. La remunerazione percepita dalla centrale su questo meccanismo sarà eventualmente dedotta dal contributo effettivamente erogato nell'ambito della gara d'appalto.

2.4. **Durata**

(26) Il contributo è erogato per una durata ventennale con decorrenza dalla data di entrata in funzione dell'impianto.

2.5. **Beneficiario/beneficiari**

(27) In base al parere della CRE, il ministro dell'Energia ha selezionato il progetto situato nel comune di Landivisiau e sostenuto dal consorzio CEB, formato da Direct Energie e Siemens.

(28) Il vincitore è un operatore di scarsa rilevanza sul mercato della produzione francese che non dispone in Bretagna di altre unità di produzione convenzionale.

(29) La potenza garantita dell'impianto proposto da CEB è di 422 MW. Il vincitore della gara d'appalto si era impegnato a garantire la messa in funzione industriale del proprio impianto di produzione di elettricità entro massimo il *[…]*. Nella nota del 5 ottobre 2016 le autorità francesi descrivono i ritardi subiti dal progetto. La data aggiornata della messa in funzione dell'impianto è quella del *[…]*.

(30) In base ai dati presentati alla CRE dal vincitore della gara d'appalto, quest'ultimo non disponeva di nessun altro aiuto cumulabile con quello concesso nell'ambito della gara d'appalto; tra l'altro ad oggi non ne è ancora in possesso. Occorre inoltre aggiungere che la remunerazione eventualmente percepita dalla centrale sul futuro mercato di capacità sarà dedotta dal contributo erogato a titolo della gara d'appalto.

2.6. **Il *business plan* comunicato da CEB**

(31) A sostegno dell'offerta presentata alle autorità francesi, CEB ha comunicato un *business plan* che mostra un tasso di rendimento interno («TRI») al netto delle imposte dell'ordine del *[5-10]* %. Questa redditività considera come principali ipotesi un quantitativo orario di utilizzo pari a circa *[3 000-6 500]* ore all'anno e un investimento iniziale di *[400-500]* milioni di EUR. Gli introiti provengono, da un lato, da un contributo di *[…]* EUR/MW/anno e, dall'altro, da una remunerazione netta derivante da un contratto di *tolling* corrispondente a una remunerazione media di *[…]* euro all'anno.

(*) Informazione riservata.

([8]) La Commissione europea ha autorizzato il progetto francese di meccanismo di capacità l'8 novembre 2016 con il numero SA.39621.

(32) Il contratto di *tolling* in questione è un contratto di diritto privato stipulato tra CEB e un *toller* (la controparte contrattuale, ad esempio EDF) che prevede l'acquisto, da parte di quest'ultimo, di una quantità fissa di energia elettrica. Gli introiti derivanti da questo contratto di *tolling* sono stati determinati in modo da riflettere nel *business plan* le condizioni che CEB poteva aspettarsi di raggiungere al momento della gara d'appalto. L'importo della *tolling fee* è stato valutato in base a un modello di previsione stocastico. Questo contratto considera come ipotesi che il *toller* venda sul mercato l'energia prodotta dalla centrale per un importo iniziale di *[…]* milioni di EUR/anno tra marzo 2017 e ottobre 2036. La remunerazione di CEB nell'ambito del contratto di *tolling* è stata oggetto di un'analisi di sensibilità, mentre per l'attualizzazione del contributo di capacità è stato utilizzato un indice di sovvenzione forfettario.

(33) La remunerazione a titolo del contratto di *tolling* riflette il costo della conversione del gas in elettricità e dell'utilizzo degli impianti e comprende una componente variabile destinata a coprire i costi di immissione nella rete, di esercizio e di manutenzione. Essa comprende inoltre una componente fissa per coprire i costi fissi di gestione e i costi di finanziamento e di ammortamento. La *tolling fee* è inoltre divisa in una componente non indicizzata e in una componente indicizzata. La componente indicizzata mira a coprire i costi fissi di esercizio, mentre quella non indicizzata è destinata a coprire i costi infrastrutturali, come i costi di finanziamento del progetto o gli ammortamenti degli investimenti effettuati. Tenuto conto dell'esistenza del contratto di *tolling*, l'acquisto di gas non è oggetto di analisi modellistica. Il *business plan* tiene direttamente conto di un margine operativo medio previsto nel corso della durata di vita del progetto.

(34) Il *business plan* prevede inoltre l'attualizzazione di più ipotesi nell'arco del progetto: l'indice del costo del lavoro, l'indice dei prezzi alla produzione e il costo finale di allacciamento alla rete. Quest'attualizzazione è giustificata dalla durata del *business plan* dell'ordine di *[15-20]* anni. Per consentire all'operatore di mettere a profitto il proprio investimento, viene attribuito all'operatore un contributo di capacità, anch'esso attualizzato, che dipende dalla disponibilità effettiva della centrale, mentre il contributo fisso è determinato da un coefficiente di disponibilità della centrale. Il *business plan* non prevede una partecipazione al meccanismo di capacità che vada oltre il bilanciamento. In caso contrario, la remunerazione derivante da tale partecipazione sarebbe dedotta dall'importo del contributo.

(35) Il costo fisso di trasporto del gas è stimato a *[10-20]* milioni di EUR all'anno.

(36) Il costo variabile di gestione e di manutenzione scaturisce da un costo di gestione variabile e dal numero di ore equivalenti di gestione. Il *toller* verserà a CEB i costi di gestione e di manutenzione.

(37) L'analisi di sensibilità è stata condotta anche su altre ipotesi come l'inflazione o il costo del lavoro.

(38) L'allacciamento alla rete sarà finanziato da CEB, pur essendo realizzato da RTE e da GRTgaz. Questi costi di allacciamento sono stimati, rispettivamente, a *[30-40]* e *[20-30]* milioni di EUR.

(39) In base alle ipotesi considerate, al termine del *business plan* i costi di rivendita delle attrezzature esistenti saranno compensati dai costi di smantellamento, tanto che il valore finale dell'impianto sarà nullo.

(40) Viene preso in considerazione il fatturato derivante dalle attività di adeguamento. Le ipotesi di valutazione sono state descritte dalle autorità francesi ([9]). Quest'entrata costituisce meno dell'1,5 % degli introiti totali attesi.

(41) Nella nota del 5 ottobre 2016 la Francia precisa che l'avvio del cantiere potrebbe essere effettuato *[…]* con una messa in funzione industriale *[…]*.

3. DESCRIZIONE DELLE RAGIONI CHE HANNO CONDOTTO ALL'AVVIO DEL PROCEDIMENTO

3.1. Analisi dell'esistenza dell'aiuto

(42) La Commissione ha ritenuto soddisfatto il criterio dell'imputabilità di cui all'articolo 107 del TFUE. Nella fattispecie, da un lato, la misura è imputabile allo Stato in quanto il bando di gara è stato pubblicato dal ministro dell'Energia che ha anche selezionato il progetto; dall'altro, la remunerazione versata al vincitore si ripercuoterà

([9]) Nota delle autorità francesi del 5 ottobre 2016.

sui prezzi al dettaglio attraverso il contributo al servizio pubblico dell'elettricità (di seguito il «CSPE»). Orbene, nella decisione relativa all'aiuto di Stato SA.36511 (2014/C), la Commissione aveva stabilito che il CSPE è una risorsa statale; si tratta infatti di *un premio imposto dallo Stato, riscosso e gestito da un ente investito dallo Stato per gestire il regime di aiuto in base alle regole stabilite dallo Stato stesso* ([10]).

(43) Per quanto riguarda l'esistenza di un vantaggio a favore di determinate imprese, le autorità francesi hanno ritenuto che questa condizione non sussistesse in quanto la gara d'appalto ha rispettato i criteri enunciati nella giurisprudenza *Altmark* ([11]).

(44) La Commissione ha tuttavia ritenuto che i criteri enunciati nella giurisprudenza *Altmark* non fossero soddisfatti. Affinché un servizio pubblico possa sottrarsi alla qualificazione di aiuto di Stato, devono essere soddisfatti i seguenti quattro criteri cumulativi: i) l'impresa beneficiaria deve essere incaricata dell'adempimento di obblighi di servizio pubblico e questi obblighi devono essere chiaramente definiti; ii) i parametri sulla base dei quali viene calcolata la compensazione devono essere previamente definiti in modo obiettivo e trasparente; iii) la compensazione non eccede quanto necessario per coprire interamente o in parte i costi originati dall'adempimento degli obblighi di servizio pubblico, tenendo conto dei relativi introiti nonché di un margine di utile ragionevole; iv) quando la scelta dell'impresa incaricata dell'adempimento di obblighi di servizio pubblico non è effettuata con una procedura di gara, il livello della compensazione deve essere determinato analizzando i costi che un'impresa media avrebbe sostenuto tenendo conto dei relativi introiti nonché di un margine di utile ragionevole per l'adempimento di detti obblighi. Se la Commissione ha ritenuto che il secondo criterio fosse rispettato, ha invece espresso dubbi sui tre criteri di seguito riportati:

1) per quanto riguarda il primo criterio (esistenza di un servizio di interesse economico generale o «SIEG» e mandato chiaramente definito), la Commissione ha espresso dubbi sul fatto che l'impianto e la gestione della centrale di Landivisiau possano essere qualificati come SIEG, in primo luogo, per la mancata comunicazione di elementi attestanti che dimostrerebbero un problema di sicurezza dell'approvvigionamento elettrico in Bretagna in passato, e, in secondo luogo, per l'impossibilità degli Stati membri di attribuire obblighi specifici di servizio pubblico a servizi che vengono già forniti — o che possono essere forniti — in modo soddisfacente a condizioni coerenti con il pubblico interesse da imprese operanti in normali condizioni di mercato. Nella fattispecie, le imprese operanti in normali condizioni di mercato avrebbero potuto fornire la capacità necessaria per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento in Bretagna se la normativa francese non avesse impedito ai prezzi dell'elettricità di trasmettere i segnali corretti per incentivare gli investimenti di capacità nella regione. In terzo luogo, la misura è discriminatoria nei confronti di altre tecnologie, perché considera solo la tecnologia CCG, e non è quindi neutra dal punto di vista tecnologico ([12]). In quarto luogo, la misura non è proporzionata in quanto la necessità di un impianto di produzione di 450 MW non è stata confermata dalle autorità francesi attraverso un'analisi circostanziata dei bisogni di capacità supplementari della regione ([13]). Infine, sul lungo termine, la gara d'appalto è destinata ad aggravare il problema della sicurezza dell'approvvigionamento: innanzitutto perché chiude il mercato dell'elettricità agli investimenti che non beneficiano di un sostegno dello Stato, poi perché non risolve o addirittura acutizza il problema strutturale di *missing money* ([14]) per il produttore e infine perché riduce le possibilità di sviluppo di altre tecnologie;

2) per quanto riguarda il terzo criterio (compensazione eccessiva), la Commissione ha espresso dubbi sull'assenza di compensazione eccessiva considerando, da un lato, l'assenza del meccanismo di recupero in base alle condizioni di mercato future e, dall'altro, le modalità della gara d'appalto che non tutelano dal rischio di compensazione eccessiva;

3) per quanto riguarda il quarto criterio (selezione del prestatore al costo minore), la Commissione dubita che la gara d'appalto abbia permesso di scegliere il candidato in grado di fornire il servizio al costo minore per la collettività a causa di criteri troppo restrittivi per consentire una vera selezione del prestatore: possibilità della sola tecnologia CCG che non necessariamente è quella al costo minore, importo del contributo ponderato al

([10]) Decisione della Commissione C(2014)1315 final del 27.3.2014, caso SA.36511 (2014/C) (ex 2013/NN) — Francia — Meccanismo di aiuto a favore delle energie rinnovabili e limitazione del contributo al servizio pubblico dell'elettricità (CSPE).

([11]) Sentenza della Corte di giustizia del 24 luglio 2003, causa C-280/00, *Altmark Trans GmbH e Regierungspräsidium Magdeburg/Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH*.

([12]) Come enunciato all'articolo 3, paragrafo 2, della direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE (GU L 211 del 14.8.2009, pag. 55).

([13]) Articolo 3, paragrafo 2, della direttiva 2009/72/CE, sentenza del 21 dicembre 2011, causa C-242/10, *Enel Produzione SpA/Autorità per l'energia elettrica e il gas* (punto 42); sentenza del 20 aprile 2010, causa C-265/08, *Federutility e altri* (punto 33).

([14]) Situazione in cui l'eccesso di domanda rispetto alla capacità disponibile non conduce il mercato a rispondere con un aumento della capacità.

45 %, zona geografica eccessivamente circoscritta, criteri di selezione che contribuiscono ad altre voci del PEB, come i criteri ambientali, che non sono idonei a contribuire a selezionare l'offerta con il costo minore per la collettività.

(45) A causa dei dubbi espressi dalla Commissione sul rispetto, nella misura in questione, delle condizioni della giurisprudenza *Altmark*, nella sua analisi preliminare la Commissione ha ritenuto che la misura potesse conferire un vantaggio al vincitore dalla gara d'appalto, per giunta selettivo perché concesso a una sola impresa, ovvero CEB.

(46) Per quanto riguarda l'incidenza sulla concorrenza e sugli scambi, secondo la Commissione, la misura potrebbe compromettere gli scambi e la concorrenza, perché beneficiando di una misura vantaggiosa, il vincitore della gara d'appalto si troverà a competere con altri impianti di produzione elettrica e con altri fornitori di capacità su mercati aperti alla concorrenza (mercato di vendita di elettricità, meccanismo di adeguamento).

3.2. **Analisi di compatibilità**

3.2.1. *Sintesi del quadro giuridico*

(47) Nella decisione di avvio la Commissione ha ritenuto che, qualora fossero confermati i suoi dubbi sul rispetto di tutti i criteri della giurisprudenza *Altmark*, la misura dovrebbe essere valutata a norma dell'articolo 107 del TFUE. La misura dovrebbe quindi essere analizzata alla luce della disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014 (di seguito «la disciplina») ([15]), che enuncia le condizioni in cui gli aiuti a favore dell'energia possono essere considerati compatibili con il mercato interno a norma dell'articolo 107 del TFUE.

(48) In subordine, la Commissione ha considerato che qualora i suoi dubbi sulla definizione dell'obbligo di servizio pubblico non fossero confermati, si dovrebbe applicare l'esame della compatibilità alla luce della comunicazione della Commissione sulla disciplina dell'Unione europea relativa agli aiuti di Stato concessi sotto forma di compensazione degli obblighi di servizio pubblico (2011).

3.2.2. *Valutazione della compatibilità*

(49) Per quanto riguarda l'obiettivo di interesse comune, la Commissione ha espresso dubbi sul fatto che la misura possa contribuire al conseguimento dell'obiettivo comune, ossia garantire la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico. Da un lato, la definizione dell'obiettivo della misura non è apparsa sufficientemente chiara (mancanza generale di capacità, picchi di domanda) e, dall'altro, la misura potrebbe non correggere a medio termine le incongruenze della normativa e del mercato che attualmente impediscono in Bretagna un livello di investimento sufficiente.

(50) La necessità della misura non era stata sufficientemente dimostrata, non essendo stata fornita una quantificazione soddisfacente della mancanza di capacità nei momenti di punta stagionali o nei periodi di picco. La necessità della misura poteva peraltro essere messa in discussione dalla possibilità di introdurre prezzi locali adeguati che potessero inviare segnali di prezzo tali da incentivare gli investimenti senza ricorrere all'aiuto.

(51) La Commissione aveva dubbi sull'adeguatezza della misura. Da un lato, le autorità francesi sembravano non aver valutato a sufficienza misure alternative (frazionamento della zona tariffaria, contatori comunicanti, potenziamento della rete di distribuzione dell'elettricità). Dall'altro, i dubbi riguardavano anche il carattere restrittivo della misura, incentrata sui tipi di fornitori di capacità aventi la possibilità di partecipare alla gara d'appalto (gara d'appalto limitata a un solo tipo di teologia: le turbine a gas a ciclo combinato). Infine, la misura non rappresentava un incentivo a ricorrere alle rimodulazioni della domanda.

(52) La Commissione ha espresso dubbi anche in ordine alla proporzionalità: il carattere restrittivo della gara d'appalto avrebbe potuto impedire la partecipazione di concorrenti e ciò avrebbe permesso di minimizzare l'importo dell'aiuto. Per giunta, la misura non prevedeva nessun meccanismo di recupero in caso di profitti accidentali.

(53) La Commissione ha infine espresso dubbi sulla capacità della misura di prevenire gli effetti negativi indebiti sulla concorrenza e sugli scambi tra Stati membri. In primo luogo, la misura non era neutra dal punto di vista tecnologico: infatti, essa non consentiva la partecipazione di misure ugualmente idonee a risolvere i problemi di adeguatezza della capacità come le rimodulazioni, le interconnessioni, le soluzioni di stoccaggio, ma anche di

([15]) Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020 (GU C 200 del 28.6.2014, pag. 1).

altre tecnologie (turbine a combustione). In secondo luogo, la Commissione nutriva dubbi su un rischio di rafforzamento della posizione di EDF sul mercato dell'approvvigionamento energetico, dal momento che Direct Energie aveva la possibilità di vendere l'energia prodotta a EDF a un tasso di sconto del 5 % invece di collocarla essa stessa sul mercato.

4. **OSSERVAZIONI DELLE PARTI INTERESSATE**

(54) Nel periodo di consultazione sulla decisione di avvio, la Commissione ha ricevuto 58 risposte da interessati diversi dallo Stato francese. Queste varie risposte, raggruppate di seguito per tema, saranno riprese al momento della valutazione della misura.

4.1. **Analisi di compatibilità**

4.1.1. *Interesse comune*

(55) Trentanove interessati ritengono che il rischio di interruzione delle forniture elettriche sia sopravvalutato dalle autorità francesi, sostenendo che nemmeno durante l'ondata di freddo eccezionale del 2012 si sono registrate interruzioni di corrente elettrica. Le uniche interruzioni che si sono verificate sul territorio bretone sono state causate da elementi esterni al funzionamento della rete (come la caduta di alberi). L'ultimo serio guasto che ha privato i tre quarti della Francia di elettricità per alcune ore è avvenuto nel 1978, ma questa situazione non si è più verificata, perché RTE ha adottato le misure necessarie per evitare che situazioni di questo tipo si ripetessero.

(56) Altre osservazioni di parti interessate sottolineano invece la compatibilità della misura con l'obiettivo di interesse comune. Secondo una ventina di loro, l'approvvigionamento bretone non è in condizioni di effettiva sicurezza. La peculiare posizione geografica della Bretagna a fine linea si scontra peraltro con una scarsa produzione elettrica locale, che copre solo il 13,3 % dei consumi ([16]). Il suo parco produttivo è inoltre caratterizzato dall'assenza di centrali di base in grado di soddisfare la domanda in maniera autonoma e questo giustificherebbe la creazione della centrale CCG. Infatti, benché la regione registri un aumento della produzione energetica a partire da fonti rinnovabili, il loro carattere intermittente rende necessario creare una centrale di produzione di base per sopperire a un'eventuale incapacità di queste fonti energetiche di affrontare picchi di domanda.

4.1.2. *Necessità della misura*

4.1.2.1. Potenziamento della rete

(57) Alcuni interessati giustificano l'assenza di necessità della misura con il cattivo dimensionamento della rete nella regione. La parte settentrionale della Bretagna è caratterizzata da forti congestioni sulle linee a 225 kV. Diversi interessati ritengono pertanto che la futura costruzione di una linea elettrica sotterranea a 225 kV, che colleghi le stazioni elettriche di Calan (Morbihan), Mûr-de-Bretagne e Plaine-Haute (Côtes d'Armor), metterebbe in sicurezza l'approvvigionamento elettrico della Bretagna consentendo l'importazione nella regione di ulteriori 700 MW e agevolando il corretto trasporto dell'elettricità prodotta da impianti di energie rinnovabili della regione (su terra e off-shore). La messa in funzione di questa linea, prevista per novembre 2017, consentirà di completare la copertura elettrica regionale e di mettere a lungo in sicurezza l'approvvigionamento della parte settentrionale e centrale della Bretagna.

(58) Gli stessi interessati osservano che anche altre regioni francesi importano energia elettrica, come l'Ile de France, la Borgogna-Franca Contea e, in misura minore, la regione dei Paesi della Loira e quella della Provenza-Alpi-Costa Azzurra («PACA»). In queste regioni sono stati privilegiati gli investimenti per il potenziamento della rete piuttosto che la creazione di una nuova centrale di produzione. Ad esempio, la regione PACA ha scelto di dotarsi di una rete di sicurezza costituita da tre linee elettriche sotterranee a 225 kV, che oggi le permette di disporre di una copertura elettrica efficace e affidabile come quella del resto della Francia ([17]).

(59) Diversi interessati propongono quindi una soluzione di «rete» ritenendo che un raddoppiamento della linea a 400 kV Plaine Haute-Domloup o un potenziamento della linea a 225 kV consentirebbe di aumentare la capacità di trasporto e quindi di importare elettricità in quantità sufficiente per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento. Su quest'ultima opzione ENGIE osserva che il raddoppiamento della linea a 400 kV fornirebbe una capacità di trasporto supplementare ampiamente superiore alle necessità, anche nel lungo termine, rendendo l'investimento poco giustificato. Il potenziamento della linea a 225 kV sarebbe quindi più rispondente ai bisogni reali, ma sarebbe necessario rafforzare una parte consistente della rete.

([16]) RTE, Bilancio elettrico della Bretagna 2014.
([17]) Cfr.: http://www.rte-france.com/fr/projet/filet-de-securite-paca-pour-une-securisation-electrique-durable-de-la-region

4.1.2.2. Evoluzione della domanda

(60) Diversi interessati ritengono che, vista l'evoluzione della domanda, la misura non sia necessaria al conseguimento dell'obiettivo della sicurezza dell'approvvigionamento.

1) Essi si basano innanzitutto su una relazione di RTE del 2014, secondo cui la sensibilità termica tende a diminuire: nel 2014, quando la temperatura è diminuita di un grado, i consumi sono aumentati in Bretagna di 150 MW, mentre in passato, per ogni grado in meno, l'aumento era di 200 MW.

2) Sedici interessati prevedono poi una diminuzione della domanda, favorita dall'introduzione dei contatori intelligenti e dall'attuazione dell'iniziativa Ecowatt: un'iniziativa che consente a cittadini volontari di essere informati di un'eventuale tensione sulla rete per diminuire di conseguenza i propri consumi elettrici.

3) Gli interessati ritengono che il miglioramento della prestazione energetica degli edifici, destinata a orientare l'evoluzione verso una maggiore gestione della domanda, dimostri l'assenza di necessità della misura.

(61) Per giustificare la necessità della misura nel rispondere all'aumento previsto della domanda, alcuni interessati favorevoli al progetto fanno invece leva sulle previsioni di aumento demografico della Bretagna, cui si aggiunge una forte sensibilità termica.

4.1.2.3. Evoluzione della produzione

(62) Alcuni interessati ritengono che l'evoluzione della produzione non renda la misura necessaria:

1) gli oppositori al progetto puntano innanzitutto il dito sugli investimenti già effettuati per estendere la durata di vita dei siti di Brennilis e di Dirinon, con una data di chiusura slittata dal 2017 al 2023. In tal senso, cinque parti interessate ritengono che il livello di produzione delle TAC esistenti consenta di sopperire ai picchi di consumo e di evitare il rischio di un collasso generalizzato di tensione (*blackout*). Dieci interessati osservano inoltre il sottoutilizzo cronico di questi siti, tanto da rendere superfluo l'aiuto alla costruzione di una nuova unità produttiva. Ad esempio, l'associazione *Consommation, Logement et Cadre de Vie* afferma che le TAC di Brennilis e di Dirinon funzionano solo per qualche decina (circa 70 ore nel 2012) o centinaio di ore (circa 265 ore nel 2010);

2) ENGIE considera in secondo luogo che la turbina a gas di SPEM Pointe, che stipula contratti di riserva rapida e complementare con RTE mediante gara d'appalto al costo di 25 000 EUR/MW/anno, offrirebbe numerosi vantaggi rispetto a un impianto nuovo, come il basso prezzo di acquisto della turbina a gas e i costi già ammortizzati di allacciamento alla rete elettrica. A tale proposito, l'impresa osserva che il contributo stabilito da RTE nell'ambito di queste gare d'appalto è minore rispetto al contributo annuo di 40 000 000 di euro richiesto per il progetto di CCG, pari a 94 000 EUR/MW/anno;

3) le parti interessate ricordano infine che la regione ha la possibilità di «importare» energia elettrica. Gli oppositori al progetto ritengono infatti che la Bretagna possa ottenere l'elettricità di cui ha bisogno dalle regioni limitrofe, soprattutto dalla centrale di produzione TAC di Cordemais.

(63) Venti interessati ritengono al contrario che l'evoluzione della produzione giustifichi l'attuazione della misura. Cinque interessati a favore del progetto ricordano, infatti, che le uniche centrali di produzione attualmente presenti in Bretagna sono le TAC di Brennilis e di Dirinon. Essi ritengono che la misura sia resa ancora più necessaria dal fatto che queste TAC sono a fine ciclo e che rimarranno in funzione al massimo fino al 2023. Considerata la chiusura programmata di queste turbine, è pertanto necessario prevedere un'alternativa con sufficiente anticipo. Tre interessati favorevoli alla costruzione della centrale CCG ricordano infatti che queste turbine a combustibile dovrebbero chiudere al massimo nel 2023 per motivi ambientali e che esse rappresentano quindi solo una soluzione a breve termine, insufficiente a conseguire l'obiettivo della sicurezza dell'approvvigionamento della regione.

4.1.3. *Adeguatezza della misura*

(64) Diverse parti interessate contestano l'adeguatezza della misura:

1) come illustrato al considerando 61, gli oppositori ritengono che il progetto sia eccessivo rispetto alle reali necessità di consumo della Bretagna. Il picco dei consumi è stimato a 200 MW per un periodo compreso tra 200 e 400 ore/anno per la punta del Finistère. Il progetto previsto dallo Stato e dal consiglio regionale — 450 MW per oltre 3 000 ore all'anno — sarebbe quindi sovradimensionato;

2) inoltre, secondo le analisi di RTE ([18]) utilizzate da alcuni oppositori al progetto, il calo dell'aumento della domanda energetica è giustificato da cause strutturali (rallentamento dell'incremento demografico, impatto della crisi economica e delle misure di efficienza energetica). A loro parere, il PEB dovrebbe essere modificato per tenere conto di questi elementi. Il livello del picco della domanda è abbastanza stabile da 2009 ed è addirittura sceso nel 2014. Inoltre la sensibilità termica tende a diminuire (come illustrato nella sezione 4.1.2.2) e questo dovrebbe automaticamente ridurre i picchi di consumo. Quest'argomentazione è stata già sviluppata al considerando 60, paragrafo 1);

3) essi fanno infine notare che altri progetti potrebbero costituire una migliore risposta ai problemi della sicurezza dell'approvvigionamento bretone nel lungo periodo, come il progetto di interconnessione con l'Irlanda o la costruzione di una stazione di turbinaggio e di pompaggio («STEP»). Il primo progetto consentirebbe un approvvigionamento elettrico della regione nel lungo periodo e corrisponderebbe agli obiettivi del mercato interno dell'energia. Anche il progetto di STEP di Guerdélan è considerato da due interessati tale da risolvere il deficit energetico in caso di picchi di consumo.

(65) Le parti favorevoli al progetto adducono invece le seguenti motivazioni:

1) diversi interessati ribadiscono innanzitutto il vantaggio di scegliere un'unità produttiva di tipo CCG. A loro giudizio, essa offre un migliore rendimento e una produzione più stabile rispetto a siti che sfruttano fonti energetiche rinnovabili. Secondo diversi contributori, questa soluzione costituisce il migliore compromesso in termini di efficienza e di impatto ambientale;

2) anche se alcuni interessati ricordano il vantaggio di sviluppare la cogenerazione, il potenziale di questi siti resta limitato (dell'ordine di 150 MW) e renderebbe necessario incrementare la costruzione di centrali di produzione, così come le procedure di allacciamento alla rete. Al contrario, la creazione di una nuova unità produttiva di tipo CCG consentirà di ridurre fortemente la necessità di lavori di potenziamento della rete (motivi esposti anche al considerando 78);

3) inoltre la presenza in Francia di numerosi terminal per il gas metano e soprattutto la creazione del nuovo sito di Dunkerque, favorita dall'esenzione al principio dell'accesso dei terzi alla rete che gli investitori hanno la possibilità di ottenere, garantiscono la sicurezza dell'approvvigionamento di gas, necessario al corretto funzionamento della centrale. Vi sarebbe quindi adeguatezza tra gli investimenti attuali e quelli futuri.

4.1.4. *Effetto di incentivazione*

(66) Conformemente alla sezione 3.2.4 della disciplina, la misura ha un effetto di incentivazione se induce il beneficiario a cambiare comportamento per migliorare il funzionamento del mercato dell'energia, un cambiamento di comportamento che non si verificherebbe senza l'aiuto.

(67) ENGIE ritiene che l'effetto di incentivazione della misura sia negativo, nel senso che il contributo crea un segnale economico negativo sul mercato francese dell'elettricità in quanto induce la centrale a una produzione superiore rispetto ai reali bisogni del mercato, escludendo in tal modo altri operatori.

4.1.5. *Proporzionalità*

(68) Diverse parti interessate sottolineano l'assenza di proporzionalità:

1) esse contestano innanzitutto il livello dell'aiuto che ritengono sproporzionato e tale da rischiare di determinare una remunerazione eccessiva della centrale. Infatti, in primo luogo, il progetto sarebbe redditizio dopo cinque anni, mentre il contributo è versato per una durata ventennale. In secondo luogo, Direct Energie sarà autorizzata a vendere energia elettrica sul mercato, mentre quest'entrata complementare non era stata considerata al momento della stesura del bando di gara. In terzo luogo, lo studio fornito da ENGIE evidenzia che il contributo fisso richiesto da CEB è assolutamente sproporzionato. Per garantire la redditività di una CCG in Francia, sarebbe infatti stata sufficiente una sovvenzione di 20 milioni di EUR all'anno per 20 anni. In realtà, il contributo di capacità (escluso l'allacciamento alle reti del gas e dell'elettricità) percepito da Landivisiau sarebbe di 73 000 EUR/MW/anno al lordo dell'inflazione, tanto che Landivisiau beneficia di una sovvenzione di 31 milioni di EUR all'anno per 20 anni, ben superiore ai 20 milioni di EUR all'anno necessari;

2) diversi interessati mettono inoltre in discussione la modalità di finanziamento attraverso il contributo al servizio pubblico dell'elettricità (di seguito «CSPE»), modalità che essi ritengono illegittima. Le autorità francesi prevedono infatti che la remunerazione versata al vincitore della gara d'appalto si ripercuota sui prezzi al

([18]) RTE, Bilancio elettrico della Bretagna 2014.

dettaglio dell'elettricità attraverso il CSPE. Questo finanziamento attraverso il CSPE è considerato illegittimo da diverse parti interessate. Esse sostengono che il finanziamento di una centrale di produzione di tipo CCG non rientri nell'elenco degli obiettivi del CSPE stabilito dalla legge n. 2003-8 del 3 gennaio 2003 e soprattutto che il CSPE miri fondamentalmente a promuovere le energie rinnovabili, cosa che invece esclude la centrale oggetto della misura.

(69) ENGIE sottolinea inoltre che il progetto di Landivisiau beneficia di un contributo per l'allacciamento al gas tra 40 000 e 50 000 EUR2018/MW/anno destinato a compensare l'investimento per il potenziamento della condotta del gas a monte per 100 milioni di EUR. Questa remunerazione comporterebbe un tasso di rendimento interno (TRI del progetto) compreso tra il 9,8 % (ipotesi di 40 000 EUR/MW/anno senza inflazione della tariffa) e il 16,5 % (ipotesi di 50 000 EUR/MW/anno con inflazione della tariffa). Secondo ENGIE, questo livello di remunerazione sarebbe molto alto rispetto al bassissimo rischio assunto da CEB, in quanto il contributo per l'allacciamento del gas costituisce un'entrata garantita dallo Stato francese senza altri rischi se non quello di disponibilità della CCG di Landivisiau. Per fare un confronto, nella gara d'appalto relativa a impianti eolici off-shore nella Francia metropolitana, la redditività del collegamento RTE non deve superare al lordo delle tasse un livello del 7,25 % (pari al 5,5 % al netto delle tasse). Di conseguenza, la redditività al netto delle tasse del progetto di Landivisiau, compresa tra il 9,8 e il 16,5 %, supera ampiamente questi livelli ([19]). Secondo ENGIE, un contributo per l'allacciamento al gas di 23 000 EUR/MW/anno senza inflazione sarebbe sufficiente a garantire un tasso di redditività al lordo delle tasse del 7,25 %.

4.1.6. *Effetti sulla concorrenza e sugli scambi tra Stati membri*

(70) Gli effetti sulla concorrenza sono analizzati dagli interessati da due punti di vista: da un lato, quello dell'effetto dell'aiuto sulla concorrenza esistente tra i produttori e, dall'altro, quello dell'effetto sulla concorrenza tra le tecnologie utilizzate a scapito delle fonti energetiche meno inquinanti.

(71) Per quanto riguarda l'effetto potenzialmente distorsivo della concorrenza, ENGIE ritiene che l'aiuto contribuirà al rafforzamento della posizione dominante di EDF.

(72) Nella decisione di avvio la Commissione ha ricordato che la disciplina impone che la misura di aiuto prevista non rafforzi indebitamente la posizione dominante dell'operatore storico sul mercato. A tale proposito, la Commissione ha ricordato che in Francia *«i mercati della produzione e della fornitura di elettricità sono fortemente concentrati e dominati dall'operatore storico EDF, che controlla attualmente circa l'85 % del mercato al dettaglio e oltre il 90 % del mercato della produzione di energia elettrica»* ([19]). In tal senso, il versamento di una compensazione aggiuntiva destinata a coprire la mancanza di redditività di una centrale di tipo a ciclo combinato in Francia causerà una distorsione di concorrenza nei confronti del parco a ciclo combinato esistente che non beneficia di alcuna sovvenzione. Inoltre tale compensazione costituirà una barriera all'ingresso di nuovi produttori sul mercato, che non potranno da soli anticipare i costi necessari al funzionamento degli impianti elettrici. Distogliendo da eventuali decisioni di investimento sul mercato dell'elettricità, la gara d'appalto prevista non consentirà di rimediare in modo efficace al fallimento constatato, ma avrà soprattutto l'effetto di rafforzare la posizione dominante di EDF, unico produttore capace di sottrarsi alla sospensione temporanea dei propri impianti, nonostante la perdita inevitabile della loro redditività futura. Inoltre, secondo ENGIE, il meccanismo dell'opzione di acquisto di elettricità imposto non farà che rafforzare la posizione dominante di EDF. Il consorzio CEB sarà pertanto incentivato a vendere l'elettricità prodotta all'operatore storico piuttosto che agli altri operatori sul mercato.

(73) Al contrario, secondo diversi interessati, il fatto che la misura vada a beneficio di Direct Energie, fornitore alternativo con una ridotta quota di mercato in Francia, limiterebbe l'incidenza della misura sulla concorrenza.

(74) Per quanto riguarda l'effetto potenzialmente distorsivo della misura sul tipo di tecnologia utilizzata, diversi interessati criticano la scelta tecnologica operata nell'ambito della gara d'appalto, che ha l'effetto di sovvenzionare una centrale di produzione inquinante, con il rischio di compromettere lo sviluppo delle energie rinnovabili.

5. **COMMENTI DELLA FRANCIA**

5.1. **Risposta alla decisione di avvio**

(75) Le risposte delle autorità francesi alla decisione di avvio del 17 dicembre 2016 riguardano, da un lato, la qualifica della misura come servizio di interesse economico generale (SIEG) e, dall'altro, la compatibilità della misura rispetto alla disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia.

([19]) Decisione di avvio della Commissione europea del 13 novembre 2015, SA.40454 (2015/C) (ex 2015/N), punto 137).

5.1.1. *Qualifica come SIEG*

5.1.1.1. Primo criterio: compito del SIEG

(76) La Francia osserva che le relazioni di controllo dell'equilibrio tra l'offerta e la domanda e i bilanci di previsione dell'equilibrio offerta-domanda del gestore ([20]) di rete hanno chiaramente identificato una minaccia per la sicurezza dell'approvvigionamento in Bretagna. Questi rischi sono confermati nonostante i fallimenti passati tra gli studi di adeguatezza e la realtà.

(77) Secondo le autorità francesi la Bretagna registra, da un lato, un consistente deficit di capacità che conduce all'importazione della maggior parte della sua elettricità da altre regioni. Dall'altro, la Bretagna vede aumentare i suoi consumi elettrici in modo significativamente più veloce rispetto a quelli della Francia a causa dello suo sviluppo demografico, con una conseguente maggiore sensibilità dei consumi regionali alle ondate di freddo.

(78) Per giunta, la configurazione geografica peninsulare della Bretagna limita le possibilità di trasporto dell'elettricità e mette a rischio, secondo le autorità francesi, la tenuta della tensione della rete. La tensione è uno dei principali parametri della sicurezza del sistema elettrico. A causa del trasporto dell'elettricità verso la Bretagna su lunghe distanze (dalla valle e dell'estuario della Loira), la circolazione della corrente sulla linea provoca un abbassamento di tensione, che risulta più bassa a fine che a inizio linea, con una serie di conseguenze tra cui l'aumento delle perdite di trasmissione e il deterioramento della qualità dell'onda locale.

(79) Le autorità francesi sottolineano poi le carenze che incidono sulle decisioni di gestione e di investimento e sul mercato dell'elettricità in Francia e in Bretagna: assenza di un sistema di rilevamento tale da garantire una gestione dei consumi in tempo reale; assenza di zone tariffarie differenziate per riflettere i vincoli della rete; segnali di prezzo insufficienti per incentivare gli investitori privati a diversificare l'approvvigionamento elettrico; rischi per le condizioni di finanziamento degli investimenti privati. Inoltre, secondo le autorità francesi, l'introduzione di una zona di mercato in Bretagna non rispetterebbe le normali condizioni di mercato, perché non indurrebbe i segnali di prezzo specifici agli investitori privati nelle zone in cui si riscontrano le maggiori necessità di tensione.

(80) La Francia osserva che l'obbligo di non discriminazione è rispettato in quanto, secondo le autorità francesi, esso non riguarderebbe le tecnologie, ma le imprese.

(81) Per quanto riguarda il dimensionamento della capacità, le autorità francesi osservano che il deficit di capacità sarà aggravato dalla chiusura anticipata delle TAC di Brennilis e di Dirinon (320 MW), oltre che dalla limitazione della capacità nel sito di Cordemais (1 400 MW per le due unità) per motivi ambientali. Il deficit del periodo 2017-2020 è stato stimato tra 200 e 600 MW. Il loro arresto avverrà sicuramente entro il 2023.

(82) Le autorità francesi ritengono che la gara d'appalto non inciderà sulle decisioni di investimento relative alle altre tecnologie, in quanto la misura ha il semplice scopo di compensare i costi aggiuntivi specifici della tecnologia utilizzata (segnatamente il potenziamento delle reti di gas) e i vincoli dei tempi di costruzione, non sostenuti dalle altre tecnologie.

(83) Per gli stessi motivi la Francia sottolinea che la gara d'appalto non accresce il «*missing money*» delle altre capacità, dal momento che essa mira semplicemente a compensare i costi aggiuntivi tipici della tecnologia utilizzata (CCG). Inoltre, considerata la chiusura di quattro centrali di tipo TAC entro il 2023, l'effetto della messa in funzione della nuova centrale CCG a Landivisiau limiterà l'incidenza sul «*missing money*».

(84) Contrariamente al punto (76) della decisione di avvio, la Francia ritiene che la misura non sia discriminatoria. Sebbene le autorità francesi abbiano riconosciuto che la misura non sia tecnologicamente neutra, in quanto la gara d'appalto impone il ricorso alla tecnologia CCG, esse ritengono che il rispetto dell'obbligo di non discriminazione della direttiva 2009/72/CE non implichi il divieto di scegliere una tecnologia in particolare nell'ambito di una gara d'appalto relativa a una capacità di produzione, dal momento che tutte le imprese possono accedere a quella tecnologia.

(85) Infine, gli investimenti a favore del potenziamento della rete del gas favoriranno la creazione di impianti complementari funzionanti a gas naturale.

([20]) Bilancio di previsione 2013 di RTE.

5.1.1.2. Terzo e quarto criterio: proporzionalità e scelta del candidato al costo minore

(86) In primo luogo, secondo le autorità francesi, l'introduzione di un meccanismo di recupero avrebbe ridotto le aspettative di introiti previsti dai candidati per la vendita dell'elettricità sul mercato e li avrebbe automaticamente spinti a chiedere un contributo più elevato. In secondo luogo, le autorità sottolineano che, considerata la forte correlazione nel caso della tecnologia CCG tra i ricavi e i costi del gas, il TRI del progetto era relativamente indipendente dalle fluttuazioni del fatturato. Le autorità francesi evocano infine motivi pratici: questo meccanismo sarebbe difficile da introdurre a posteriori e la sua introduzione potrebbe determinare un'incertezza giuridica.

(87) In aggiunta, le autorità francesi ritengono che il numero dei siti ammissibili capaci di accogliere un candidato fosse sufficientemente elevato da non escludere nessun candidato. La zona ammissibile può essere stimata tra 2 000 e 4 000 km² di terreno libero contro i 15 ettari necessari alla costruzione del cantiere di una centrale CCG. I candidati avrebbero potuto scegliere anche altri siti chiedendo modifiche al piano urbanistico locale entro tempi compatibili con quelli della gara d'appalto. Quindi, secondo le autorità francesi, nessun candidato alla gara d'appalto era nella condizione di non potersi candidare per mancanza di siti.

(88) La Francia relativizza il ruolo dei criteri ambientali nella selezione del vincitore sottolineando che il candidato poteva attuare diverse possibili azioni per ottenere un punteggio soddisfacente nel criterio ambientale. Le autorità francesi fanno inoltre notare che le tre candidature presentate alla CRE hanno ottenuto punteggi equivalenti sul criterio ambientale.

(89) In merito al carattere potenzialmente discriminatorio della scelta della tecnologia, le autorità fanno innanzitutto notare l'accessibilità e la diffusione in Europa della tecnologia in questione. Le autorità francesi sottolineano altresì che, alla luce della similitudine tra le tecnologie considerate (OCG ([21]), CCG, TAC), nessun candidato era specializzato esclusivamente in una tecnologia a gas, tanto da ritenersi discriminato dalla misura. Il rispetto della neutralità tecnologica non è pertanto messo in discussione.

5.1.2. *Compatibilità con la disciplina*

5.1.2.1. Interesse comune

(90) Le autorità francesi ricordano che l'obiettivo della misura è quello di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico della Bretagna attraverso due azioni: assicurando l'equilibrio tra offerta e domanda e garantendo la tenuta di tensione sulla rete elettrica.

(91) Le autorità francesi precisano che l'equilibrio tra l'offerta e la domanda sarà garantito dalla misura che contribuirà ad aumentare la capacità di produzione, la quale dovrà essere mobilitata nei picchi di consumo e segnatamente nella zona occidentale della regione (adeguamento dell'offerta alla domanda di potenza reattiva).

(92) La Francia osserva infine che il fatto che in passato non si siano verificate interruzioni dell'approvvigionamento elettrico non giustifica l'assenza di misure contro minacce potenziali e identificate.

5.1.2.2. Necessità

(93) In primo luogo, le autorità francesi giustificano la necessità della misura attraverso elementi quantificati. Nella fattispecie, in caso di chiusura di quattro TAC di Brennilis e Dirinon e delle unità a combustibile nel sito di Cordemais, il deficit di capacità residuo sarà stimato tra 200 e 600 MW all'anno nel periodo 2017-2020. L'arresto di queste centrali è previsto al massimo nel 2023.

(94) In secondo luogo, le autorità francesi giustificano la necessità della misura con i fallimenti del mercato, dimostrati in particolare dall'assenza di investimenti in Bretagna nonostante l'esistenza di un reale bisogno per la collettività.

(95) In terzo luogo, le autorità francesi ritengono che la necessità non riguardi la creazione di una zona tariffaria bretone. Innanzitutto, questa zona che comprende tutta la Bretagna non consentirebbe di rispondere all'obiettivo della tenuta di tensione all'interno della zona in questione. Poi una tale zona, limitata alla parte occidentale della Bretagna, considerata l'assenza di congestione sui transiti con il resto della Bretagna, non indurrebbe i segnali di

([21]) *Open cycle gas turbine*: turbina a gas a ciclo aperto.

prezzo sufficienti a far scattare l'investimento. Questa zona presenta, infatti, secondo le autorità francesi, una scarsa capacità di attrazione per via delle dimensioni troppo ridotte da richiamare i piccoli fornitori. Non v'è alcuna certezza che la zona tariffaria riveli il valore reale di un impianto di produzione in Bretagna e che induca a investirvi, visti i ridotti casi di congestione della rete. Non è nemmeno certo che l'investimento sia effettuato al costo minore per la collettività rispetto a una gara d'appalto puntuale. Le autorità sottolineano inoltre i costi generati dalla creazione di una specifica zona tariffaria per la Bretagna: interventi necessari nei mercati all'ingrosso, attribuzione dei diritti di trasporto e perequazioni tariffarie ([22]) per non penalizzare i consumatori della Bretagna. Infine, i tempi di attivazione potrebbero non corrispondere alle necessità più a breve termine di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico del sistema bretone.

(96) In quarto luogo, le autorità francesi osservano che la produzione bretone è per lo più una produzione rinnovabile grazie all'incidenza dell'eolico. La gestione dell'intermittenza costituisce pertanto una sfida crescente in Bretagna, che richiede sempre più la disponibilità di impianti flessibili come la centrale CCG di Landivisiau.

(97) In quinto luogo, la costruzione di un impianto di produzione in Bretagna potrebbe essere un vantaggio per tutti i consumatori francesi al di fuori dei periodi di congestione della rete, in quanto limiterebbe il rischio di collasso di tensione, contribuirebbe alla riduzione delle perdite di linea e migliorerebbe in generale il livello di adeguatezza di capacità.

(98) In sesto luogo, la Francia ritiene che la necessità della misura sia giustificata dal bisogno di evitare un collasso di tensione in tutta la Bretagna, cui non potrebbe sopperire la sola creazione di linee elettriche.

(99) Le autorità francesi sottolineano infine che, considerata la chiusura delle TAC di Brennilis e Dirinon, la variazione della capacità termica nella regione sarà limitata (dell'ordine di 100 MW). In tale contesto l'incidenza sul «*missing money*» sarà molto ridotta.

5.1.2.3. Adeguatezza

(100) Per quanto riguarda la remunerazione, le autorità francesi la ritengono adeguata: si tratta di una remunerazione della capacità e non offre quindi nessun incentivo alla produzione.

(101) Il frazionamento della zona tariffaria non è adeguato, soprattutto per garantire il mantenimento della tensione, come illustrato al considerando 95.

(102) Se le autorità francesi non contestano la selettività della misura notificata, esse ritengono comunque, da un lato, che la tecnologia selezionata sia quella più idonea a rispondere al bisogno identificato e sia stata quindi selezionata nell'ambito di una gara d'appalto tecnologicamente neutra e, dall'altro, che la misura non sostituisca lo sviluppo equo ed equilibrato di tutte le tecnologie necessarie alla sicurezza dell'approvvigionamento, tra cui le rimodulazioni, le interconnessioni e lo stoccaggio.

(103) Inoltre, secondo le autorità francesi, la potenza di 450 MW è giustificata dal criterio della mancanza di capacità nei momenti di picco dei consumi (ad esempio previsioni RTE 2012).

(104) L'adeguatezza della tecnologia è inoltre dimostrata dai requisiti tecnici necessari per rispondere a bisogni specifici: tempi di mobilitazione di massimo quindici ore (impianto fermo) o di due ore (impianto in funzione); durata minima delle offerte di adeguamento inferiore o uguale a tre ore (impianto in funzione) o a otto ore (impianto fermo). Non esiste nessun vincolo di durata massima per l'attivazione delle offerte di adeguamento. Secondo le autorità francesi, le altre tecnologie (ciclo aperto, TAC) e le rimodulazioni non possono rispondere a questi requisiti tecnici in modo soddisfacente.

(105) Secondo le autorità francesi, non può essere contestato alla Francia il fatto di non aver previsto nella gara d'appalto tecnologie diverse da quella della centrale CCG ([23]). Esse invocano l'articolo 194 del TFUE che prevede che le misure adottate dall'Unione europea non possano compromettere il diritto di uno Stato membro di determinare la struttura generale del proprio approvvigionamento energetico: la scelta di ricorrere a una centrale a gas è di competenza nazionale e non può costituire un motivo di incompatibilità della misura.

([22]) Lo strumento delle perequazioni tariffarie garantisce l'applicazione di tariffe identiche su tutto il territorio.
([23]) Punto (6) della risposta delle autorità francesi del 17 dicembre 2015.

(106) Per quanto riguarda le rimodulazioni, le autorità francesi ritengono che uno degli obiettivi della misura sia il mantenimento della tensione locale, obiettivo che può essere assicurato solo con un'immissione di elettricità locale che la capacità di rimodulazione non può garantire.

(107) Le altre tecnologie non avrebbero potuto essere selezionate senza chiedere un contributo più elevato.

(108) La tecnologia CCG è giustificata dall'elevato numero di ore di utilizzo per mantenere il livello di tensione, mentre le TAC sono competitive solo per un centinaio di ore. L'utilizzo di questa tecnologia è inoltre giustificato dalle necessità di approvvigionamento di gas in quanto una TAC avrebbe richiesto il 50 % di gas in più. L'OCG costa certamente meno di una centrale CCG, ma gli elevati costi di approvvigionamento del gas giustificano l'utilizzo di un impianto con un migliore rendimento.

(109) Quanto alla tecnologia delle rimodulazioni, essa non è compatibile con una necessità di funzionamento di alcune migliaia di ore, oltre a non rispondere a un bisogno di produzione. La stessa osservazione si applica alle unità di produzione rinnovabili proprio per la natura intermittente di questa produzione che non può essere «ordinata». Le tecnologie di stoccaggio decentrate presentano, dal canto loro, costi di investimento troppo elevati per competere con quella di una centrale CCG, mentre una nuova interconnessione non sarebbe bastata a competere con la tecnologia CCG a causa della problematica della tenuta di tensione.

(110) Inoltre le capacità eoliche e fotovoltaiche sarebbero troppo intermittenti per proporre un impegno di disponibilità a prezzi competitivi, così come intermittenti sono le capacità idrauliche esistenti, mentre le capacità esistenti di produzione termica rinnovabile beneficiano già di un sostegno pubblico e non avrebbero potuto partecipare alla gara d'appalto. Infine, nel caso delle capacità termiche fossili, sarebbero stati necessari ingenti investimenti entro il 2023. Secondo le autorità francesi, queste argomentazioni sottolineano l'adeguatezza della tecnologia scelta.

5.1.2.4. Proporzionalità

(111) La Francia sottolinea che la redditività del progetto, misurata dal TRI del *[5-10]* %, si colloca nella zona bassa della forbice rispetto alla redditività richiesta dagli investitori per questo tipo di progetto.

(112) A tale proposito, le autorità francesi hanno precisato che l'introduzione di un meccanismo di recupero appare eccessivamente tardiva e che la sua introduzione, accompagnata da una conseguente riduzione degli introiti, comporterebbe la richiesta di un contributo più elevato, tanto che la sua incidenza sulla redditività del progetto sarebbe neutralizzata.

(113) Per questi motivi le autorità francesi ritengono la misura proporzionata.

5.1.2.5. Distorsione della concorrenza

(114) Secondo le autorità francesi, la misura non riduce gli incentivi a investire nella capacità di interconnessione, soprattutto tra la Francia e l'Irlanda.

(115) Essa non rischia nemmeno di rafforzare la posizione dominante di EDF: il vincitore avrà infatti un interesse ancora maggiore a vendere lui stesso l'elettricità sul mercato. La vendita di elettricità a EDF con un tasso di sconto del 5 %, come indicato al considerando 53, è infatti meno vantaggiosa di una vendita effettuata al 100 % del prezzo di mercato. Si tratta pertanto di un'opzione giuridicamente possibile, ma poco giustificata dal punto di vista economico.

5.2. **Risposta alle osservazioni degli interessati**

5.2.1. *Necessità della misura*

(116) Secondo le autorità francesi, non trova fondamento il fatto che diversi interessati mettano in discussione il progetto a causa di una minore crescita dei consumi. Esse sottolineano infatti che tra il 2006 e il 2014 i consumi elettrici in Bretagna sono aumentati del 9,9 % contro un incremento medio in Francia di solo il 2,9 %. A tale proposito, le autorità francesi citano anche uno studio secondo cui la Bretagna sarebbe la terza regione più dinamica della Francia per aumento dei consumi elettrici ([24]).

(117) Le autorità francesi ricordano inoltre che la particolare struttura dei consumi elettrici nella regione, costituita perlopiù dai settori residenziale e terziario, determina una maggiore sensibilità dei consumi regionali alle ondate di freddo. In tal senso, la Bretagna rappresenta il 6,3 % della crescita del picco dei consumi mentre costituisce solo il 4,4 % del consumo annuo di elettricità.

([24]) Sintesi dei bilanci elettrici regionali 2014-RTE, cfr. allegato 1.

(118) Fattori come il rallentamento della congiuntura economica e il miglioramento dell'efficienza energetica, favorito dall'evoluzione del contesto normativo, limitano la crescita della domanda, che si è stabilizzata per la prima volta nel 2014. Per contro, la domanda è stimolata da fattori quali: la crescita del numero dei nuclei familiari determinata da una demografia dinamica, il cambiamento degli stili di vita con lo sviluppo delle tecnologie dell'informazione e della comunicazione, l'inizio della diffusione dei veicoli elettrici e lo sviluppo del parco costituito dalle pompe di calore. Tra l'altro, secondo le autorità francesi, le ultime previsioni di aumento dei consumi elettrici della Bretagna continuano a essere superiori a quelle della media del paese.

(119) Le autorità francesi sottolineano infine la necessità di effettuare confronti tra le previsioni del PEB e i consumi reali a perimetro identico. In tal senso, le previsioni del PEB comprendevano i consumi legati alle perdite sulle reti, mentre le associazioni che hanno effettuato confronti e che hanno risposto alla Commissione non sempre hanno tenuto conto di questo aspetto. Le autorità francesi ritengono che questo errore induca a una lettura ingannevole dei dati. Esse sono inoltre del parere che diverse associazioni si basino su valutazioni errate, soprattutto per quanto riguarda la disponibilità delle energie intermittenti, e che tali valutazioni non possano sostituirsi a quelle condotte da RTE.

5.2.2. *Legittimità del finanziamento della misura*

(120) Come illustrato al considerando 68, paragrafo 2), alcuni interessati ritengono che la modalità di finanziamento della misura sia illegittima sostenendo in particolare che il CSPE sarebbe esclusivamente riservato al finanziamento delle energie rinnovabili.

(121) Le autorità francesi contestano quest'affermazione. Infatti:

a) la base giuridica della gara d'appalto è costituita dalla programmazione pluriennale degli investimenti del 2009, che individua i rischi per la sicurezza dell'approvvigionamento in Bretagna e sottolinea la necessità di realizzare nella regione un impianto di produzione convenzionale;

b) in tal senso, l'articolo L. 311-10 del codice dell'energia stabilisce la possibilità di indire gare d'appalto «quando la capacità di produzione non soddisfa gli obiettivi della programmazione pluriennale degli investimenti, in particolare quelli riguardanti le tecnologie di produzione e la localizzazione geografica degli impianti». La presente lettera d'appalto rientra perfettamente in questa casistica;

c) il punto 1 dell'articolo L. 121-7 del codice dell'energia stabilisce infine che gli oneri imputabili ai compiti di servizio pubblico comprendono *«i costi aggiuntivi derivanti dall'eventuale attuazione degli articoli da 311-10 a L. 311-13-5»*.

I testi succitati mostrano che le gare d'appalto indette in applicazione dell'articolo L. 311-10 del codice dell'energia potevano effettivamente essere finanziate nel quadro della compensazione degli oneri imputabili a compiti di servizio pubblico, non sono nel caso delle energie rinnovabili.

(122) Le autorità francesi sostengono infine che la riforma del CSPE avvenuta a fine 2015 non abbia modificato queste indicazioni. La misura sarà finanziata con stanziamenti di bilancio.

5.2.3. *Incidenza sulla concorrenza*

(123) Come già indicato al considerando 74, ENGIE ritiene che la gara d'appalto porti a un rafforzamento della posizione dominante del gruppo EDF, sostenendo che quest'ultimo sarebbe l'unico produttore in grado di sottrarsi alla sospensione temporanea dei propri impianti, nonostante la perdita inevitabile della loro redditività futura. Le autorità francesi sono invece del parere che l'arrivo di un nuovo operatore sul mercato della produzione contribuisca a sviluppare la concorrenza.

5.2.4. *Procedura trasparente — Consultazione pubblica*

5.2.4.1. Esistenza di un dibattito pubblico

(124) Secondo diversi interessati, il dibattito pubblico sul progetto non è stato sufficiente, mentre le autorità francesi hanno ritenuto soddisfacente la procedura relativa al dibattito pubblico. Nella fattispecie:

1) il progetto è stato oggetto di un'autorizzazione sotto forma di decreto prefettizio, che stabilisce le disposizioni che l'operatore deve rispettare per garantire la tutela dell'ambiente, nel rispetto del titolo 1° del libro V del codice dell'ambiente relativo agli impianti classificati per la tutela dell'ambiente;

2) il progetto è stato al centro di un'indagine pubblica che si è svolta dal 15.9.2014 al 31.10.2014 secondo le condizioni stabilite dal decreto prefettizio del 18 agosto 2014. Le conclusioni di quest'indagine sottolineano che le informazioni al pubblico sono state sufficienti e che hanno consentito un'effettiva concertazione. Le autorità francesi rammentano inoltre che il fatto che la maggior parte delle risposte ricevute sia sfavorevole non mette in discussione la decisione motivata della commissione di indagine;

3) le autorità francesi hanno peraltro ricordato che il dibattito si è svolto a livello locale e regionale e che la concertazione ha consentito non solo di informare il pubblico, ma che è stata anche un'occasione per formare gruppi di lavoro costituiti sia da associazioni favorevoli che contrarie al progetto.

5.2.4.2. Oggetto del contributo

(125) Le autorità francesi ritengono infondata l'affermazione di una parte interessata secondo cui la gara d'appalto non è stata trasparente perché l'oggetto del contributo non era chiaramente definito.

(126) Secondo questa parte interessata, sebbene il contributo fosse destinato esclusivamente a coprire i costi aggiuntivi per la localizzazione dell'impianto, il trasporto del gas e la data prevista di messa in funzione, alcuni candidati avrebbero chiesto nella loro offerta una compensazione aggiuntiva per la mancanza di redditività della centrale. La compensazione in questione non sarebbe conforme al capitolato d'oneri e introdurrebbe una distorsione della concorrenza rispetto al parco esistente delle centrali a ciclo combinato comportando quindi un danno.

(127) Le autorità francesi hanno ricordato che il candidato selezionato può essere remunerato solo con l'importo del contributo proposto. Il candidato che richiedesse un versamento complementare rispetto al contributo fisso, il cui scopo è perfettamente illustrato nel capitolato d'oneri, sarebbe considerato non conforme. Non possono quindi essere previsti versamenti complementari («compensazione»), né possono essere presi in considerazione nella valutazione del criterio del contributo. Questo punto è stato ricordato dalla CRE in risposta alla domanda formulata da un candidato nell'ambito della procedura di gara.

(128) Del resto, secondo le autorità francesi, questo punto non è stato oggetto di difficoltà di interpretazione da parte dei candidati che hanno presentato un'offerta; essi hanno saputo includere nell'importo del contributo proposto il costo aggiuntivo legato alla messa in funzione dell'impianto in un contesto economico deteriorato.

6. **VALUTAZIONE DELLA MISURA**

6.1. **Esistenza dell'aiuto**

(129) L'articolo 107, paragrafo 1, del TFUE stabilisce che «*nella misura in cui incidano sugli scambi tra Stati membri*» gli aiuti di Stato sono definiti come«*gli aiuti concessi dagli Stati, ovvero mediante risorse statali, sotto qualsiasi forma che, favorendo talune imprese o talune produzioni, falsino o minaccino di falsare la concorrenza*».

(130) Dal punto precedente emerge che la qualificazione di una misura come aiuto di Stato presuppone che siano soddisfatte le tre condizioni cumulative di seguito riportate: a) la misura deve essere imputabile allo Stato e finanziata mediante risorse statali; b) la misura conferisce un vantaggio selettivo tale da favorire talune imprese o talune produzioni; c) la misura deve falsare o minacciare di falsare la concorrenza ed essere tale da incidere sugli scambi tra Stati membri.

6.1.1. *Aiuto imputabile alla Stato e concesso mediante risorse statali*

(131) Per essere qualificata come aiuto di Stato, una misura finanziaria deve essere imputabile alla Stato membro e deve essere concessa direttamente o indirettamente mediante risorse statali.

(132) Nella fattispecie, è previsto che la remunerazione versata a CEB si ripercuota sui prezzi al dettaglio dell'elettricità attraverso il CSPE (cfr. considerando 42).

(133) Come illustrato nella decisione di avvio, la Commissione conclude che il CSPE costituisce una risorsa statale, essendo *«un premio imposto dallo Stato, riscosso e gestito da un ente investito dallo Stato per gestire il regime di aiuto in base alle regole stabilite dallo Stato stesso»*. Come stabilito dalla Corte ([25]), i fondi alimentati mediante contributi obbligatori imposti dalla legislazione dello Stato membro, gestiti e ripartiti conformemente a tale legislazione, possono essere considerati risorse statali ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, del TFUE, anche qualora siano amministrati da enti pubblici o privati distinti dagli organi statali ([26]).

(134) La misura è infine imputabile allo Stato, perché il bando di gara è stato pubblicato dal ministro dell'Energia e perché quest'ultimo ha selezionato il candidato.

6.1.2. *Vantaggio economico*

(135) Per valutare se la misura costituisca un aiuto ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, del TFUE, si deve determinare se l'impresa beneficiaria riceva un vantaggio che quest'ultima non avrebbe ottenuto in condizioni normali di mercato, ossia in assenza di intervento statale.

(136) Secondo le autorità francesi, la misura non costituisce un vantaggio economico nella misura in cui essa soddisfa tutti i criteri enunciati nella giurisprudenza *Altmark* ([27]). Nella decisione di avvio, la Commissione aveva espresso dubbi su questa valutazione e in particolare in merito al rispetto del primo criterio.

(137) È opportuno stabilire, alla luce della giurisprudenza *Altmark* ([27]), se la misura in questione concede un vantaggio a CEB.

(138) Nella sentenza *Altmark* la Corte ha stabilito che *«nei limiti in cui un intervento statale deve essere considerato come una compensazione diretta a rappresentare la contropartita delle prestazioni effettuate dalle imprese beneficiarie per assolvere obblighi di servizio pubblico, cosicché tali imprese non traggono, in realtà, un vantaggio finanziario e il suddetto intervento non ha quindi l'effetto di collocarle in una posizione concorrenziale più favorevole rispetto a quelle che fanno loro concorrenza, tale intervento non ricade nell'ambito di applicazione dell'articolo 92, n. 1, del trattato»* ([28]).

(139) Si ricordi che, secondo le autorità francesi, la misura non costituisce un vantaggio economico nella misura in cui essa soddisfa tutti i criteri enunciati nella giurisprudenza *Altmark*.

(140) Infatti, secondo la Corte di giustizia ([29]), affinché una compensazione per un servizio pubblico possa sottrarsi alla qualificazione di aiuto di Stato, devono ricorrere i quattro presupposti seguenti:

1) l'impresa beneficiaria deve essere effettivamente incaricata dell'adempimento di obblighi di servizio pubblico e questi obblighi devono essere chiaramente definiti;

2) i parametri sulla base dei quali viene calcolata la compensazione devono essere previamente definiti in modo obiettivo e trasparente;

3) la compensazione non può eccedere quanto necessario per coprire interamente o in parte i costi originati dall'adempimento degli obblighi di servizio pubblico, tenendo conto dei relativi introiti e di un margine di utile ragionevole;

4) quando la scelta dell'impresa incaricata dell'adempimento di obblighi di servizio pubblico non venga effettuata nell'ambito di una procedura di gara che consenta di selezionare il candidato in grado di fornire tali servizi al costo minore per la collettività, il livello della necessaria compensazione deve essere determinato sulla base di un'analisi dei costi che un'impresa media, gestita in modo efficiente e adeguatamente dotata di mezzi al fine di poter soddisfare gli obblighi di servizio pubblico, avrebbe dovuto sopportare, tenendo conto dei relativi introiti nonché di un margine di utile ragionevole per l'adempimento di detti obblighi.

([25]) Sentenza della Corte di giustizia del 19 dicembre 2013 nella causa C-262/12, *Vent de Colère!/Ministre de l'Ecologie*.
([26]) Sentenza della Corte di giustizia del 2 luglio 1974, *Italia/Commissione*, C-173/73, Racc. pag. 709, punto 35.
([27]) Sentenza della Corte di giustizia del 24 luglio 2003, causa C-280/00, *Altmark Trans GmbH e Regierungspräsidium Magdeburg/Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH*
([28]) Idem, punto 87.
([29]) Idem, punti 88-94.

(141) Per quanto riguarda il primo criterio, se è riconosciuto che gli Stati membri dispongono di un ampio margine di discrezionalità nel definire un determinato servizio come obbligo di servizio pubblico ([30]), la Corte ha recentemente ricordato ([31]) che, quando esistono norme specifiche di diritto dell'Unione che disciplinano la definizione del contenuto e del perimetro del SIEG, esse vincolano la valutazione degli Stati membri, conformemente al punto 46 della comunicazione della Commissione sull'applicazione delle norme dell'Unione europea in materia di aiuti di Stato alla compensazione concessa per la prestazione di servizi di interesse economico generale. Tali norme mirano generalmente a un'armonizzazione delle normative al fine di eliminare gli ostacoli alle libertà di circolazione e alla libera prestazione dei servizi. Il fatto che esse siano adottate in base a disposizioni del trattato diverse da quelle riguardanti il controllo degli aiuti di Stato e che abbiano come principale scopo quello di realizzare il mercato interno non limita affatto la loro pertinenza alla luce del primo criterio *Altmark*.

(142) Alla luce delle osservazioni degli interessati e delle risposte della Francia (sezione 5), la Commissione considera che la misura non soddisfa il primo criterio *Altmark* relativo alla qualificazione come obbligo di servizio pubblico (di seguito «OSP»), in particolare per il settore dell'energia, per i due motivi di seguito illustrati.

(143) Primo, come illustrato dalla Commissione ([32]), non è opportuno attribuire obblighi di servizio pubblico ad un'attività che è già fornita o che può essere fornita in modo soddisfacente dal mercato. In quest'analisi devono essere presi in considerazione anche i possibili miglioramenti al funzionamento del mercato che possono essere attuati dagli Stati membri. Infatti quando cambiamenti di questo tipo sono possibili non è opportuno attribuire all'attività obblighi di servizio pubblico. Nella fattispecie, il mercato può essere considerato carente nella misura in cui non invia i segnali di prezzo sufficienti ad attivare l'investimento a livello locale. Questo è il caso soprattutto dei mercati a breve termine, come i mercati di bilanciamento, i cui meccanismi di adeguamento non inviano ancora alla data del progetto un segnale di prezzo locale sufficiente.

(144) Secondo, l'esistenza di una discriminazione sulle tecnologie non consente di qualificare il servizio come obbligo di servizio pubblico. Nella fattispecie, l'articolo 3, paragrafo 2, della direttiva sull'energia elettrica ([33]) prevede condizioni specifiche sulla capacità degli Stati membri di imporre OSP nel settore liberalizzato dell'elettricità. In particolare, l'articolo 3, paragrafo 2 limita le possibilità degli Stati membri di attribuire OSP nel settore dell'energia a obiettivi specifici ([34]): *«gli Stati membri possono, nell'interesse economico generale, imporre alle imprese che operano nel settore dell'energia elettrica obblighi relativi al servizio pubblico concernenti la sicurezza, compresa la sicurezza dell'approvvigionamento, la regolarità, la qualità e il prezzo delle forniture, nonché la tutela dell'ambiente, compresa l'efficienza energetica, l'energia da fonti rinnovabili e la protezione del clima»*. Inoltre, sempre secondo l'articolo 3, paragrafo 2, gli OSP nel settore dell'energia devono essere *«chiaramente definiti, trasparenti, non discriminatori e verificabili, e garantiscono alle imprese della Comunità che operano nel settore dell'energia elettrica parità di accesso ai consumatori nazionali»*.

(145) Secondo la Commissione, il criterio di non discriminazione esaminato nell'ambito dell'esistenza di un obbligo di servizio pubblico deve essere oggetto di una rigida interpretazione. La notifica comunicata dalla Francia precisa che la gara d'appalto riguarda la costruzione e la gestione di un impianto di produzione di energia elettrica basato sulla sola tecnologia a ciclo combinato ([35]). In altri termini, si trattava di una gara d'appalto ristretta a un'unica tecnologia (CCG), escludendo in particolare le tecnologie convenzionali di tipo OCG o TAC, che avrebbero ugualmente potuto fornire i servizi richiesti alla centrale beneficiaria.

(146) Come illustrato ai considerando 84 e 89, le autorità francesi ritengono che il fatto che la misura non sia tecnologicamente neutra non costituisce una discriminazione ai sensi dell'articolo 3, paragrafo 2, della direttiva 2009/72/CE nella misura in cui tutte le imprese possono accedere alla tecnologia CCG così come a tutte le tecnologie convenzionali. Orbene, le misure di aiuto devono essere pensate in modo da prevedere la partecipazione di tutta la capacità di produzione suscettibile di contribuire efficacemente a correggere un problema di adeguatezza, in particolare produttori che si avvalgono di tecnologie diverse. Di conseguenza, la motivazione della Francia secondo cui tutte le imprese potrebbero accedere alla tecnologia CCG non consente di escludere la natura discriminatoria della misura.

([30]) Comunicazione della Commissione sull'applicazione delle norme dell'Unione europea in materia di aiuti di Stato alla compensazione concessa per la prestazione di servizi di interesse economico generale, GU C 8 dell'11.1.2012, pag. 4, punto 46.
([31]) Sentenza del Tribunale del 1º marzo 2017, causa T-454/13, *SNCM/Commissione*, punto 113.
([32]) Comunicazione della Commissione sull'applicazione delle norme dell'Unione europea in materia di aiuti di Stato alla compensazione concessa per la prestazione di servizi di interesse economico generale (GU C 8 dell'11.1.2012, pag. 4), punto 48.
([33]) Direttiva 2009/72/CE.
([34]) Causa C-242/10,*Enel Produzione*, ECLI:EU:C:2011:861, punto 42.
([35]) Punto 20 della notifica comunicata dalla Francia.

(147) La Commissione osserva inoltre che la gara d'appalto puntava ad aumentare il livello di produzione di energia elettrica della regione per mantenere la sicurezza dell'approvvigionamento nonostante la chiusura programmata di diversi siti produttivi e a risolvere il problema ricorrente della tensione in Bretagna. Per raggiungere questo duplice obiettivo, il capitolato d'oneri elencava diversi requisiti che la futura centrale beneficiaria avrebbe dovuto soddisfare. Nella fattispecie, quest'ultima doveva avere una potenza attiva di circa 450 MW (+/– 10 %), doveva collocarsi nella parte occidentale della Bretagna ed essere disponibile in qualsiasi momento per essere mobilitata da RTE attraverso il meccanismo di adeguamento. In merito a quest'ultimo requisito, il capitolato d'oneri precisava che la centrale doveva poter essere mobilitata da RTE entro massimo quindici ore in caso di impianto fermo e di due ore in caso di impianto in funzione, che non potevano sussistere vincoli di durata massima per l'attivazione delle offerte di adeguamento e che la durata minima delle offerte di adeguamento doveva essere inferiore o uguale a tre ore per l'impianto in funzione o a otto ore per l'impianto fermo. Queste condizioni mirano ad assicurare la reattività e la flessibilità della centrale e quindi a garantire che RTE potrà mobilitare la centrale per rispondere a un bisogno puntuale e temporaneo, garantendo al contempo il mantenimento della tensione e l'equilibrio locale. La Francia non contesta nei considerando 107 e 108 che tali condizioni potrebbero essere soddisfatte da tutte le centrali convenzionali, ovvero CCG, OCG e TAC.

(148) Parimenti, l'analisi di adeguatezza delle varie tecnologie rispetto agli obiettivi perseguiti dalla gara d'appalto induce a concludere che tutte e tre le tecnologie convenzionali (CCG, OCG e TAC) avrebbero potuto soddisfare i bisogni identificati dalle autorità francesi, seppure in condizioni di efficienza diverse. Eppure la gara d'appalto prevede esclusivamente la creazione di una centrale di tipo CCG. La Commissione conclude pertanto che la gara d'appalto è discriminatoria.

(149) In realtà, come ricordato al considerando 144, l'obbligo di servizio pubblico deve necessariamente essere non discriminatorio. La discriminazione riscontrata nei confronti di alcune tecnologie convenzionali esclude pertanto la qualificazione della misura come obbligo di servizio pubblico.

(150) L'argomentazione della Francia presentata al considerando 84, secondo cui la misura non costituisce una discriminazione nei confronti degli altri tipi di tecnologie convenzionali, non è quindi ammissibile. La Commissione conclude pertanto che la misura non può essere considerata un obbligo di servizio pubblico. Di conseguenza, il primo criterio enunciato nella giurisprudenza *Altmark* non è soddisfatto.

(151) Per giunta, la misura costituisce un vantaggio. Per vantaggio ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, del TFUE s'intende un vantaggio economico che un'impresa non avrebbe ottenuto in condizioni normali di mercato, ossia in assenza di intervento statale. Nella fattispecie, il consorzio beneficerà di un contributo che non è concesso in condizioni normali di mercato, ma che scaturisce da una sovvenzione pubblica. La misura può quindi essere considerata un vantaggio attribuito al vincitore della gara d'appalto.

(152) In secondo luogo, per essere considerato selettivo ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, del TFUE, un aiuto deve favorire *«talune imprese o talune produzioni»*. Nella fattispecie, la misura è concessa al vincitore della gara d'appalto in maniera esclusiva ed è pertanto considerata selettiva.

(153) Di conseguenza, la Commissione considera che la misura conferisce un vantaggio selettivo ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, del TFUE.

6.1.3. *Effetti sulla concorrenza e sugli scambi tra Stati membri*

(154) Gli aiuti pubblici alle imprese ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, compromettono la concorrenza solo qualora *«favorendo talune imprese o talune produzioni, falsino o minaccino di falsare la concorrenza»* e nella misura in cui *«incidano sugli scambi tra Stati membri»*. Si ritiene che una misura concessa dallo Stato falsi o minacci di falsare la concorrenza quando è in grado di migliorare la posizione concorrenziale del beneficiario nei confronti di altre imprese concorrenti ([36]). In pratica, sussiste in generale una distorsione ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, del TFUE quando lo Stato concede un vantaggio finanziario a un'impresa in un settore in cui esiste la concorrenza ([37]). Nella fattispecie, la misura è tale da migliorare la posizione concorrenziale del consorzio CEB rispetto alle altre imprese consentendogli di aumentare la sua capacità di produzione di energia elettrica rispetto al resto della concorrenza.

([36]) Sentenza della Corte di giustizia del 17 settembre 1980 nella causa C-730/79, *Philip Morris*.
([37]) Sentenza del Tribunale del 15 giugno 2000 nelle cause riunite T-298/97, T-312/97, *Alzetta*.

(155) Gli aiuti pubblici alle imprese costituiscono aiuti di Stato ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, del TFUE solo nella misura in cui *«incidano sugli scambi tra Stati membri»*. Gli aiuti pubblici possono essere considerati tali da incidere sugli scambi tra Stati membri anche se i beneficiari non partecipano direttamente agli scambi transfrontalieri. Inoltre, l'entità relativamente esigua di un aiuto o le dimensioni relativamente modeste dell'impresa beneficiaria non escludono a priori l'eventualità che vengano influenzati gli scambi tra Stati membri ([38]). Nella fattispecie, il beneficiario dell'aiuto otterrà un vantaggio che i suoi concorrenti stranieri non potranno ottenere a causa della selettività dell'aiuto.

(156) L'incidenza di un aiuto sulla concorrenza e i suoi effetti sugli scambi tra Stati membri si riscontrano inoltre quando la misura è destinata a un'impresa attiva in un settore che è stato oggetto di liberalizzazione a livello europeo ([39]). Nella fattispecie, il settore dell'energia è stato effettivamente liberalizzato.

(157) La misura avrà pertanto un'incidenza sulla concorrenza e sugli scambi tra Stati membri.

6.1.4. *Conclusioni sull'esistenza dell'aiuto*

(158) Per i motivi suesposti la Commissione ribadisce che la misura costituisce un aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, del TFUE.

6.2. **Legittimità dell'aiuto**

(159) La misura non è ancora stata attuata, ma sarà erogata al momento della messa in funzione della centrale, a partire dal *[…]*. Questo significa che la misura sarà attuata successivamente alla presente decisione e pertanto non può essere considerata illegittima.

6.3. **Compatibilità con il mercato interno**

6.3.1. *Giustificazione dell'ambito d'analisi utilizzato*

(160) Il servizio non può essere considerato un obbligo di servizio pubblico, come illustrato ai considerando da 144 a 147. La comunicazione della Commissione sulla disciplina dei SIEG non è pertanto applicabile al caso di specie.

(161) La Commissione valuta pertanto la compatibilità della misura alla luce della sezione 3.9 della disciplina. I punti da 19 a 34 della disciplina definiscono l'adeguatezza della capacità come: i) il livello di capacità generata considerato adeguato per soddisfare la domanda nello Stato membro in un dato periodo; ii) determinato in base a un indicatore statistico convenzionale usato da enti cui le istituzioni dell'Unione riconoscono un ruolo essenziale [ad esempio la Rete europea dei gestori dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica («ENTSO-E»)].

(162) Per quanto riguarda il primo criterio, la Commissione ritiene che la misura riguardi effettivamente un livello di capacità generata considerato adeguato per soddisfare la domanda della Bretagna sia dal punto di vista quantitativo (cfr. considerando 166) che qualitativo (cfr. considerando 174).

(163) Per quanto riguarda il secondo criterio, la Commissione ritiene che gli indicatori a sostegno dell'adeguatezza della risposta apportata dalla centrale CCG siano illustrati in modo soddisfacente (cfr. considerando 168).

6.3.2. *Obiettivo di interesse comune e necessità*

(164) La Commissione ritiene che la misura contribuisca al conseguimento di un obiettivo di interesse comune e che sia necessaria, conformemente alle sezioni 3.9.1 e 3.9.2 della disciplina, se soddisfa le seguenti condizioni: i) il problema dell'adeguatezza della capacità di produzione deve essere individuato mediante un indicatore quantificabile e i risultati devono essere coerenti con l'analisi condotta da ENTSO-E; ii) la misura deve perseguire un obiettivo ben definito; iii) la misura deve rispondere alla natura e alle cause del problema e soprattutto al fallimento del mercato che impedisce a quest'ultimo di fornire il livello di capacità richiesto; iv) lo Stato membro deve aver previsto altre opzioni per trattare il problema.

([38]) Sentenza della Corte di giustizia del 14 gennaio 2015 nella causa C-518/13, *Eventech/Parking Adjudicator*.
([39]) Sentenza della Corte di giustizia del 10 gennaio 2006 nella causa C-222/04.

(165) Il problema dell'adeguatezza della capacità è stato chiaramente individuato e quantificato. La chiusura di quattro TAC di Brennilis e Dirinon e delle unità a combustibile nel sito di Cordemais, prevista per il 2017 in assenza di investimenti di capacità, creerebbe un deficit di capacità residuo stimato tra 200 e 600 MW/anno nel periodo 2017-2020, come indicato al considerando 81. Anche se la loro durata di vita fosse prolungata, queste centrali dovrebbero comunque essere chiuse entro il 2023. Su questo punto, la Commissione osserva la scarsa produzione propria della Bretagna, con il 13,3 % dei consumi nel 2014, di cui l'11,8 % a partire da fonti rinnovabili, a dimostrazione che la produzione non intermittente rappresenta una quota poco significativa. Da un lato, questi elementi smentiscono il ragionamento sviluppato da alcune parti interessate (cfr. considerando 55) mentre, dall'altro, confermano le argomentazioni di queste stesse parti riportate ai considerando 61, 63 e 81.

(166) La Commissione ritiene inoltre che il rischio legato al mantenimento della tensione sia stato illustrato dalle autorità francesi in modo soddisfacente. RTE ha infatti deciso di impiegare per ben quattro volte nel 2012 un dispositivo specifico per contrastare eventuali eventi legati a un collasso di tensione in Bretagna. Il dispositivo in questione consiste in un sistema che prevede una sospensione volontaria e automatica di una parte dei consumi nei periodi più critici.

(167) La necessità della misura illustrata dalle autorità francesi si basa su dati quantificati provenienti dagli studi presentati da RTE nell'ambito della sua attività di pubblicazione annuale ([40]).

(168) Da un lato, il metodo utilizzato è conforme a quello utilizzato nel bilancio di previsione di RTE. Esso si basa su un approccio probabilistico in cui i livelli di offerta e di domanda sono confrontati con una simulazione del funzionamento del sistema elettrico europeo a passo orario per un intero anno. Alcuni parametri, come la disponibilità del parco, si basano sui parametri di riferimento degli studi condotti da ENTSO-E.

(169) Dall'altro, nel merito, i dati comunicati si basano sugli elementi del bilancio che dimostrano: i) una dinamica dei consumi superiore di 2,7 volte alla tendenza nazionale del periodo 2006-2012 (aumento dei consumi in media dell'1,6 % negli ultimi sei anni in Bretagna); ii) picchi di consumo ancora sensibili alle condizioni climatiche e superiori alla sensibilità media in Francia, soprattutto a causa della struttura dei consumi della regione in cui i settori residenziale e terziario rappresentano una quota rilevante; iii) mezzi di produzione locali insufficienti in quanto gli impianti di produzione situati in Bretagna forniscono solo il 13 % dell'energia elettrica consumata nella regione (cfr. considerando 166); e iv) miglioramenti apportati alla rete che tuttavia rispondono solo in parte al problema dell'adeguatezza. In tal senso, lo squilibrio tra l'energia prodotta e quella consumata mette a rischio la sicurezza dell'approvvigionamento della regione e in particolare i seguenti punti di fragilità: il nord della Bretagna, che copre la maggior parte del dipartimento delle Côtes d'Armor e gli agglomerati di Saint-Malo e di Dinard, la cui alimentazione sarebbe interrotta in caso di indisponibilità dell'asse a 44 kV Domloup-Plaine Haute, ma anche l'intera regione della Bretagna, soggetta a un rischio di collasso di tensione dovuto alla distanza tra i siti di produzione e i centri di consumo. RTE ha già effettuato diversi investimenti, in particolare l'installazione tra il 2011 e il 2013 di mezzi di compensazione distribuiti su tutto il territorio della zona occidentale, per una capacità totale di 1 150 MVAR (megavolt ampere reattivo), con l'obiettivo di garantire il livello di potenza necessario nei periodi freddi. Secondo RTE, questi mezzi di compensazione devono essere completati dall'allacciamento della centrale CCG di Landivisiau per stabilire il margine di sicurezza indispensabile per contrastare il rischio di collasso di tensione e ottenere quindi una «rete di sicurezza» sufficiente ([41]).

(170) La misura persegue inoltre un obiettivo ben definito che consiste nel rispondere ai fallimenti del mercato — ovvero, una mancanza di investimento nonostante il bisogno della Bretagna — per evitare un collasso di tensione sull'intero territorio regionale, al quale non potrebbe sopperire la sola creazione di linee elettriche, come illustrato al considerando 98. La Commissione conferma l'argomentazione secondo cui la Bretagna lamenta un problema di *«missing money»* dovuto a prezzi che non aumentano in misura sufficiente nel contesto bretone di carenza di elettricità e al quale, come indicato ai considerando 101 e 95, non può sopperire un frazionamento della zona tariffaria. Tra l'altro, nemmeno il meccanismo di capacità consente di rispondere alle esigenze specifiche della regione (cfr. considerando 177).

(171) Secondo la Commissione, questi elementi spiegano in modo soddisfacente l'assenza di investimenti in nuove capacità in assenza di sostegno finanziario pubblico.

(172) La misura fornisce una duplice risposta alle cause del problema individuato e in particolare al fallimento del mercato che impedisce a quest'ultimo di fornire la capacità richiesta. Da un lato, la scelta della tecnologia CCG consente di rispondere sia ai bisogni di potenza che a quelli di disponibilità individuati nel PEB: la centrale CCG

([40]) Bilancio di previsione 2013 di RTE.
([41]) Bilancio di previsione 2013 di RTE, pag. 42.

garantisce la sicurezza dell'approvvigionamento e contribuisce a mantenere la tensione elettrica nella zona. Questo punto è sviluppato ai considerando 104 e seguenti. Dall'altro, la quota della produzione non intermittente e disponibile nei momenti di picco invernale è molto bassa, tanto da far correre un rischio.

(173) Per quanto riguarda la giustificazione della necessità di mantenere un livello di tensione costante, la Commissione osserva l'esistenza di una fragilità elettrica individuata da RTE nel nord della Bretagna. La zona settentrionale della Bretagna è infatti alimentata da una linea a un solo circuito a 400 kV e da due linee a 225 kV nella parte occidentale a partire dalla stazione di La Martyre. In caso di interruzione della linea tra Rennes e Saint-Brieuc, si verificherebbero sovraccarichi sulle due linee a 225 kV, aggravati dai cali di tensione nella zona del Rance. Questa situazione metterebbe a rischio tutto l'approvvigionamento della zona, in assenza della sospensione volontaria e automatica di una parte dei consumi nella parte settentrionale della Bretagna. Tra l'altro, in caso di consumi elevati in tutta la zona occidentale, di indisponibilità di alcune centrali o di problematiche sulle reti, la Bretagna è esposta a rischi di interruzione mirata del suo approvvigionamento elettrico, ma anche a un rischio di collasso generalizzato di tensione in tutta la regione.

(174) Lo Stato membro ha giustificato il mancato ricorso ad altre tecnologie (ad esempio, le energie rinnovabili), alle rimodulazioni, alla creazione di una zona tariffaria o alla realizzazione di linee di interconnessione. Secondo la Commissione, nessuna di queste azioni correttive adottata singolarmente permetterebbe di rispondere appieno ai rischi evidenziati e in particolare ai rischi di cali di tensione, come illustrato al considerando 16.

(175) Per quanto riguarda la giustificazione dell'assenza del ricorso esclusivo alle linee di interconnessione, la Commissione osserva che la Bretagna, situata a fine linea, non è in una condizione paragonabile a quella delle altre regioni francesi con caratteristiche simili (PACA, Franca Contea, Paesi della Loira, Corsica). L'approvvigionamento elettrico è qui garantito da molteplici interconnessioni con altre regioni e la tenuta di tensione non rappresenta un problema, oltre al fatto che queste regioni non sono «a fine linea» come la Bretagna. Quanto alla Corsica, pur essendo poco interconnessa ([42]), beneficia sul proprio territorio di capacità considerevoli.

(176) La Commissione ha approvato il progetto francese del meccanismo di capacità l'8 novembre 2016 ([43]). È prevista una partecipazione della centrale al meccanismo di capacità soprattutto attraverso il bilanciamento, che comunque costituirà solo una parte marginale degli introiti totali della centrale (circa l'1,5 % degli introiti annui totali); l'incidenza di questo meccanismo sul progetto e il suo peso nella valutazione della misura sono limitati. Il *business plan* non prevede che la partecipazione al meccanismo di capacità vada oltre il bilanciamento. In caso contrario, la remunerazione derivante da tale partecipazione sarebbe dedotta dall'importo del contributo.

(177) Tra l'altro, nella relazione finale sull'indagine settoriale sui meccanismi di regolazione della capacità ([44]), la Commissione ha considerato che, in caso di problema locale di adeguatezza della capacità di produzione, la scelta del ricorso a un meccanismo di capacità dipende dalle caratteristiche specifiche del mercato in questione ([45]). Nella fattispecie, l'esistenza di una domanda locale in Bretagna non implicherebbe necessariamente la manifestazione di un'offerta situata in Bretagna. Il mercato dell'elettricità francese non è, infatti, in grado di rivelare la domanda esistente di una capacità a livello locale. Dal momento che la mancanza di capacità è estremamente localizzata, il problema non può essere risolto oggi con il solo meccanismo di capacità recentemente applicato in Francia.

(178) Per questi motivi, la misura finalizzata all'obiettivo di interesse comune di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico è considerata dalla Commissione effettivamente necessaria in Francia.

6.3.3. *Adeguatezza dell'aiuto*

(179) Secondo la sezione 3.9.3 della disciplina, la misura deve essere uno strumento di intervento adeguato per conseguire l'obiettivo di interesse comune. Per essere considerata adeguata, la misura in questione deve soddisfare le seguenti condizioni: i) l'aiuto deve compensare unicamente il servizio di disponibilità di capacità; ii) l'aiuto deve fornire adeguati incentivi sia ai produttori esistenti sia a quelli futuri, così come agli operatori che utilizzano tecnologie sostitutive, quali soluzioni legate a un intervento sul fronte della domanda o soluzioni di stoccaggio; iii) l'aiuto deve tener conto della misura in cui la capacità di interconnessione potrebbe porre rimedio a eventuali problemi di adeguatezza della capacità di produzione.

([42]) Il collegamento sottomarino con la Sardegna (cavo unico) ha una potenza di 100 MW dal 2010 (fonte: relazione sui sistemi energetici insulari — Corsica, luglio 2015).
([43]) Caso SA.39621 — Meccanismo di capacità in Francia.
([44]) Relazione della Commissione — Relazione finale sull'indagine settoriale sui meccanismi di regolazione della capacità, 30 novembre 2016 (http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_final_report_it.pdf).
([45]) Relazione della Commissione — Relazione finale sull'indagine settoriale sui meccanismi di regolazione della capacità, pag. 17.

(180) In primo luogo, la Commissione osserva che il contributo esclude qualsiasi retribuzione per la vendita di elettricità. Il contributo è infatti costituito (i) da una quota di valore di capacità pari a *[50 000-60 000]* EUR/MW/anno e da tre quote legate alla localizzazione geografica del progetto, ovvero: (ii) il costo aggiuntivo per il trasporto del gas pari a *[20 000-40 000]* EUR/MW/anno, (iii) il costo aggiuntivo per l'allacciamento corrispondente a 6 000 EUR/MW/anno e (iv) il costo aggiuntivo per misure ambientali particolari pari a 2 000 EUR/MW/anno. Il contributo riguarda pertanto la remunerazione di una capacità ed esclude qualsiasi retribuzione per la vendita di elettricità.

(181) In secondo luogo, sebbene la Commissione ritenga che l'aiuto sia stato concesso con una procedura di gara discriminatoria (cfr. considerando 145), essa considera legittimo il fatto che le autorità francesi abbiano consentito alle sole centrali di tipo CCG di partecipare alla gara d'appalto. Questa limitazione è infatti motivata dalla specifica necessità di mantenere la tensione in condizioni energetiche e ambientali soddisfacenti. Tra le centrali termiche — e quindi rispetto alle centrali a carbone e a combustibile — le centrali a gas sono quelle meno inquinanti (cfr. anche il considerando 102). La scelta di una centrale di tipo CCG rispetto ad altri tipi di centrali a gas, soprattutto rispetto alle centrali OCG, è preferibile dal punto di vista ambientale, trattandosi di una modalità di produzione ad alte prestazioni energetiche che utilizza esclusivamente gas naturale, che fra tutti i combustibili fossili è quello che emette meno CO_2, pur garantendo la flessibilità e la reattività necessarie per rispondere ai fallimenti di mercato constatati.

(182) In terzo luogo, la misura di aiuto tiene conto della capacità di interconnessione, ma quest'opzione non consente di rispondere in modo soddisfacente alla necessità di mantenere il livello di tensione. La costruzione di interconnessioni rientra peraltro in un'ottica a lungo termine. Alcuni progetti di interconnessione sono già allo studio, con l'obiettivo di aumentare la capacità di interconnessione tra la Francia e il Regno Unito e tra la Bretagna e l'Irlanda. La Commissione osserva peraltro che la misura non si contrappone a un aumento dei flussi in transito per la Bretagna nell'ambito della creazione dell'interconnessione.

(183) Occorre inoltre aggiungere che alcune misure alternative non sono adeguate:

1) le energie rinnovabili, che tra l'altro erano contemplate dal PEB, non garantiscono da sole e in una regione a fine linea come la Bretagna, il mantenimento della tensione, né una gestione efficace dei picchi di domanda;

2) gli altri siti di produzione di energia convenzionale sono a fine gestione e le TAC della regione già citate chiuderanno entro il 2023. Trattandosi di centrali inquinanti, come sottolineato al considerando 81, non è possibile estendere ulteriormente la loro durata di vita;

3) per quanto riguarda gli investimenti nell'interconnessione, pari a 45 milioni di EUR nel 2015, il loro contributo sarà insufficiente a coprire i bisogni di capacità della regione. La Commissione osserva che RTE ha già effettuato importanti lavori sulla rete, ma che essi sono insufficienti per raggiungere l'obiettivo della sicurezza dell'approvvigionamento. Nella fattispecie, sono state attuate le seguenti misure: il rafforzamento della «rete di sicurezza» bretone tra il 2011 e il 2013, l'installazione di un trasformatore sfasatore nella stazione di Brennilis (2015) e il raddoppiamento della capacità di trasformazione 400/225 kV a Plaine Haute (2015). Tuttavia, dopo il 2017, il trasformatore sfasatore di Brennilis non sarà più sufficiente a garantire l'approvvigionamento della parte settentrionale della Bretagna. Quest'argomentazione conferma gli elementi forniti dagli interessati al considerando 65, paragrafo 2).

(4) La rimodulazione non costituisce uno strumento adeguato. La Commissione osserva che l'inserimento delle rimodulazioni nei vari meccanismi di bilanciamento è stato indubbiamente potenziato: dopo un programma quadriennale, tutti i mercati (energia, riserve, servizi di sistema) sono aperti alla rimodulazione a partire dal 1º luglio 2014. Tuttavia, la rimodulazione non permette di raggiungere l'obiettivo della misura, che persegue sia l'equilibrio tra l'offerta e la domanda che il mantenimento della tensione.

1) Per quanto riguarda l'equilibrio offerta-domanda, la rimodulazione consente effettivamente di ridurre o di rimandare i consumi. Questo dispositivo non è tuttavia mirato dal punto di vista geografico. Tra l'altro è attualmente difficile mobilitare capacità di rimodulazione sufficienti per far fronte allo squilibrio regionale. Basti pensare, ad esempio, che un programma di sperimentazione condotto in Bretagna da RTE e destinato a mobilitare offerte locali di rimodulazione ha permesso di mobilitare 62 MW tra il 1º novembre 2014 e il 31 marzo 2015 ([46]), rispetto a un deficit residuo stimato tra 200 e 600 MW (cfr. punto (166)]. In ogni caso, anche se fosse messo in atto un dispositivo a livello regionale, esso non consentirebbe, per sua stessa natura, di rispondere a una problematica locale di mantenimento della tensione offrendo una potenza sufficiente.

([46]) RTE, Bilancio di previsione dell'equilibrio offerta-domanda di elettricità in Francia, edizione 2015, pag. 67.

2) Per quanto riguarda il mantenimento della tensione, se da un lato la rimodulazione consente di attenuare le tensioni sulla domanda nelle ore di punta e di ridurre i picchi di consumo senza ricorrere a fonti di produzione supplementari, dall'altro essa non consente di mantenere la tensione, che secondo le autorità francesi richiede un'immissione di elettricità locale per periodi che le rimodulazioni non possono garantire. Per effettuare quest'immissione di elettricità è pertanto necessario creare nuove capacità.

(184) La Commissione considera infine che l'articolo 194 del TFUE invocato dalle autorità francesi (cfr. considerando 105) non dispensa queste ultime dall'adeguarsi alla normativa vigente sugli aiuti di Stato quando tali aiuti sono concessi a un produttore di elettricità.

(185) Dalle considerazioni precedenti emerge che la misura è effettivamente adeguata per rispondere all'obiettivo di interesse comune individuato.

6.3.4. *Effetto di incentivazione*

(186) L'effetto di incentivazione dell'aiuto sarà valutato in base alle condizioni stabilite dalla sezione 3.2.4 della disciplina. Questo effetto sussiste se l'aiuto induce il beneficiario a cambiare comportamento per migliorare il funzionamento del mercato dell'energia, un cambiamento di comportamento che non si verificherebbe senza l'aiuto.

(187) La Commissione osserva che il contributo permette di effettuare un investimento in nuove capacità che non sarebbe stato intrapreso senza l'aiuto a causa delle specificità del mercato bretone. Senza il contributo, il progetto non avrebbe garantito una redditività sufficiente (considerando 23). In tal senso essa respinge l'argomentazione addotta dalle parti interessate, presentate ai considerando 67 e 68.

(188) La Commissione conclude pertanto che la misura presenta l'effetto di incentivazione richiesto.

6.3.5. *Proporzionalità*

(189) La Commissione valuta la proporzionalità della misura alla luce della sezione 3.9.5 della disciplina. Una misura è proporzionata quanto soddisfa le seguenti condizioni: i) la compensazione consente ai beneficiari di ottenere un tasso di rendimento ragionevole (presunto in caso di procedura di gara competitiva basata su criteri chiari, trasparenti e non discriminatori); ii) essa prevede meccanismi intrinseci volti a prevenire utili eccezionali.

(190) Queste condizioni sono valutate alla luce del *business plan* comunicato. Le ipotesi del *business plan* sono state descritte nella sezione 2.6 della presente decisione.

(191) La Commissione osserva in primo luogo che la durata ventennale è necessaria per raggiungere il TRI ragionevole del *[5-10]* % in base al suo confronto con il costo medio ponderato del capitale (cfr. il considerando seguente). Una durata progettuale inferiore determinerebbe un TRI più basso, il che non è necessario visto un livello di TRI già ritenuto accettabile dalla Commissione. Questa motivazione esclude l'ipotesi illustrata al considerando 68, paragrafo 1).

(192) La Commissione osserva in seguito che il TRI del progetto è del *[5-10]* %. La proporzionalità di questo TRI è valutata alla luce del suo confronto con il costo medio ponderato del capitale (CMPC). Il CMPC del progetto rispecchia i rischi specifici non diversificabili del progetto. La Commissione ritiene che il TRI possa essere valutato sulla base di un confronto con il CMPC di un panel di società comparabili la cui media del periodo 2007-2016 è del 6,6 %, ossia simile al TRI del progetto. La Commissione osserva pertanto la vicinanza tra il TRI e la forbice di CMPC pertinente stimata che le consente di affermare che la misura è proporzionata.

(193) L'attendibilità della proporzionalità della misura è corroborata dalle analisi di sensibilità proposte. Sono state infatti condotte analisi in base a eventuali penali di mora, all'inflazione e all'applicazione di un'eventuale valore finale. Per misurare le conseguenze del contratto di *tolling* sul *business plan,* sono state prese in considerazione diverse ipotesi di prezzo.

(194) Per quanto riguarda la prevenzione del rischio di utili eccezionali, la Commissione osserva che il *business plan* presentato dal consorzio, così come è costruito, non consente di registrare utili di questo tipo. Le due principali componenti degli introiti sono: da un lato, il contributo percepito, che dipende dalla disponibilità della centrale e che è negoziato contrattualmente e non dà quindi luogo a utili eccezionali. Dall'altro, nemmeno la seconda componente degli introiti, ovvero la remunerazione a titolo del contratto di *tolling,* anch'essa negoziata contrattualmente, offre al consorzio la possibilità di registrare utili eccezionali.

(195) La Commissione osserva infine che il consorzio avrà la possibilità di partecipare al meccanismo di capacità secondo le condizioni illustrate al considerando 25. La remunerazione garantita dall'eventuale partecipazione al meccanismo di capacità sarà tuttavia dedotta dal contributo. L'assenza di una doppia remunerazione appare pertanto come un elemento comprovante la proporzionalità della misura.

(196) La Commissione considera pertanto che il meccanismo è proporzionato all'obiettivo perseguito.

6.3.6. *Prevenzione degli effetti negativi sulla concorrenza e sugli scambi*

(197) Conformemente al punto 3.9.6 della disciplina, per essere considerati compatibili, gli aiuti devono soddisfare le seguenti condizioni: i) essere accessibili a tutti i fornitori di capacità utili quando le condizioni tecniche e fisiche lo consentono; ii) non ridurre gli incentivi ad investire in capacità di interconnessione e non compromettere l'accoppiamento del mercato; iii) non compromettere le decisioni in materia di investimenti anteriori alla misura; iv) non rafforzare indebitamente una posizione dominante; v) dare preferenza ai produttori a basse emissioni di CO_2 in caso di parametri economici e tecnici equivalenti.

(198) Per quanto riguarda il primo criterio, il considerando 232 della disciplina precisa che le restrizioni alla partecipazione ai meccanismi di capacità «possono essere giustificate soltanto sulla base di prestazioni tecniche insufficienti ad affrontare il problema dell'adeguatezza della capacità di produzione» ([47]). Nella fattispecie, la Commissione considera che le prestazioni tecniche di alcune capacità di produzione, in particolare le centrali CCG, sono chiaramente più adeguate per affrontare con efficienza il problema dell'adeguatezza della capacità rispetto ad altre, in particolare rispetto a OCG e TAC. In particolare, le prestazioni tecniche di queste ultime non garantiscono un'ottimizzazione del rendimento energetico, e quindi economico, del progetto di investimento, se si considerano le modalità e la durata di esercizio dell'impianto di produzione che le autorità francesi cercano per affrontare il problema dell'adeguatezza della capacità individuato.

(199) Nella fattispecie, la Commissione osserva che non tutte le tecnologie convenzionali possiedono capacità tecniche equivalenti per rispondere con efficienza e in modo sufficientemente redditizio a tutti i bisogni individuati nel punto 3.3 del capitolato d'oneri.

(200) In primo luogo, per quanto riguarda il confronto con le tecnologie OCG, gli studi dell'Agenzia internazionale dell'energia-Agenzia per l'energia nucleare (AIE-AEN) *«Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition»* dimostrano che la tecnologia CCG costituisce un mezzo di produzione di energia elettrica notevolmente più economico in caso di durate di esercizio significative. In tal senso, i costi di riferimento della produzione elettrica presentati da questo studio mostrano che il LCOE ([48]) di una centrale OCG costruita in Belgio o in Germania ([49]) è nettamente superiore ai LCOE di centrali CCG belghe o tedesche. Espressi in EUR/MWh, sia i costi d'investimento che i costi di gestione-manutenzione di una centrale OCG sono più elevati di quelli di una centrale CCG. Le conclusioni di questo studio sono illustrate nella seguente tabella:

Costo medio totale di produzione di elettricità delle centrali a gas naturale

Table 3.9: Levelised cost of electricity for natural gas plants

Country	Technology	Net capacity ([1]) (MWe)	Electrical conversion efficiency (%)	Investmens cost ([2]) (USD/MWh)		
				3 %	7 %	10 %
Belgium	CCGT	420	60	9,65	13,82	17,45
	OCGT	280	44	14,54	20,82	26,28
France	CCGT	575	61	6,92	11,37	15,40

([47]) Punto (232), lettera a) della disciplina.
([48]) *«Levelized cost of electricity»*: costo dell'energia prodotta.
([49]) Questo studio non presenta il costo di una centrale OCG in Francia, dal momento che non esistono costruzioni recenti o future che consentano di stabilire un costo di riferimento per questo paese.

Country	Technology	Net capacity (1) (MWe)	Electrical conversion efficiency (%)	Investmens cost (2) (USD/MWh)		
				3 %	7 %	10 %
Germany	CCGT	500	60	6,77	10,90	14,56
	OCGT	50	40	39,90	60,80	79,19
Hungary	CCGT (dual fuel)	448	59	7,53	11,79	15,67
Japan	CCGT	441	55	8,67	13,96	18,64
Korea	CCGT	396	58	7,03	11,29	15,04
	CCGT	791	61	5,86	9,40	12,52
Netherlands	CCGT	870	59	7,89	12,70	16,96
New Zealand	CCGT	475	45	10,09	15,38	20,03
	OCGT	200	30	28,31	43,13	56,18
Portugal	CCGT	445	60	8,35	12,72	16,57
United Kingdom	CCGT	900	59	7,64	12,02	16,03
	OCGT	565	39	48,11	74,54	98,37
United States	CCGT	550	60	8,06	13,24	17,94
Non-OECD countries						
China	CCGT	350	55 %	4,36	7,03	9,38

(1) Net capacity may refer to the unit capacity or to the combined capacity of multiple units on the same site.
(2) Investment cost includes overnight cost (with contingency) as the implied IDC.

(Tabella — parte destra)

Refurbishment and decommissioning costs (USD/MWh)			Fuel cost (USD/MWh)	Carbon cost (USD/MWh)	O&M costs (USD/MWh)	LCOE (USD/MWh)			Country
3 %	7 %	10 %				3 %	7 %	10 %	
0,21	0,12	0,07	74,62	10,08	3,97	98,54	102,61	106,19	Belgium
0,32	0,17	0,11	100,91	14,01	5,35	135,13	141,26	146,66	
0,11	0,05	0,02	68,99	10,56	6,25	92,83	97,21	101,23	France
0,11	0,05	0,02	74,00	9,90	7,71	98,49	102,56	106,20	Germany
0,76	0,36	0,20	111,00	15,15	29,68	196,50	216,99	235,23	
0,00	0,00	0,00	71,21	10,56	7,64	96,94	101,20	105,08	Hungary
0,15	0,06	0,03	104,07	10,95	9,38	133,21	138,42	143,07	Japan
0,00	0,00	0,00	98,97	10,27	5,55	121,82	126,08	129,82	Korea
0,10	0,04	0,02	95,21	9,89	4,05	115,11	118,60	121,70	

Refurbishment and decommissioning costs (USD/MWh)			Fuel cost (USD/MWh)	Carbon cost (USD/MWh)	O&M costs (USD/MWh)	LCOE (USD/MWh)			Country
3 %	7 %	10 %				3 %	7 %	10 %	
0,13	0,05	0,03	75,25	9,90	3,53	96,71	101,45	105,68	Netherlands
0,19	0,09	0,05	46,75	11,22	7,38	75,64	80,82	85,43	New Zealand
0,54	0,26	0,14	69,26	16,62	14,39	129,11	143,65	156,58	
0,16	0,08	0,04	74,00	9,90	6,24	98,65	102,93	106,75	Portugal
0,00	0,00	0,0	75,51	9,43	6,63	99,21	103,59	107,59	United Kingdom
0,00	0,00	0,00	113,85	14,22	36,45	212,63	239,06	262,89	
0,13	0,05	0,03	36,90	11,10	4,65	60,84	65,95	70,62	United States
Non-OECD counrtries									
0,07	0,03	0,01	71,47	11,02	3,25	90,17	92,79	95,13	China

Note: CGTs were modelled under an assumed capacity factor 85 %. OCGTs were modelled under nationally provides capacity factors.
Fonte: Nota delle autorità francesi del 20 marzo 2017, studio AIE-AEN del 2015, pagg. 48-49.

(201) Considerando una durata di esercizio stimata a *[3 000-6 500]* ore/anno e con circa 1 600 GWh di produzione annua ([50]), la Commissione valuta che le prestazioni tecniche delle OCG determinerebbero, a parità di ogni altra condizione e considerata l'entità dell'aiuto ricevuto dal CEB, costi di produzione di elettricità compresi tra circa 60 e circa 190 milioni di EUR, rispetto a un fatturato di circa 90 milioni di EUR all'anno. Questo significa che il ricorso a una centrale OCG altererebbe in misura eccessiva l'equilibrio economico del progetto e ne metterebbe in discussione la redditività. La Commissione non può quindi che affermare l'inadeguatezza delle prestazioni tecniche della tecnologia OCG, prestazioni che non possono garantire la redditività del progetto e che non potrebbero quindi risolvere il problema della produzione di capacità.

(202) Oltre a questo studio, la Commissione osserva che i costi di produzione superiori delle centrali OCG sono dovuti a una minore efficienza energetica. L'efficienza energetica di queste ultime è infatti inferiore del 40 % o addirittura del 55 % a quella di una centrale CCG. Essa avrebbe pertanto richiesto il 40 % di gas trasportato in più rispetto a una centrale CCG di pari potenza ([51]).

(203) In secondo luogo, per quanto riguarda il confronto con le TAC, la Commissione osserva che questa tecnologia, così come la tecnologia OCG, presenta un costo di gestione marginale superiore a quello delle centrali CCG. Quando si supera, nel caso delle TAC, una durata di esercizio di 200 ore/anno (contro 1 000 ore per le OCG), questa tecnologia diventa più onerosa rispetto a quella delle centrali CCG. Le TAC sono quindi meno efficienti delle centrali OCG in caso di durate di esercizio superiori a 1 000 ore, come appunto nel caso in questione. Dal momento che la Commissione ha concluso, nelle condizioni di esercizio del caso di specie, che una centrale OCG pregiudicherebbe la redditività del progetto, a parità di ogni altra condizione, il ricorso a una TAC non può che compromettere a fortiori la redditività del progetto.

(204) Nel caso della misura notificata, è inoltre importante considerare l'influenza dell'efficienza energetica sui costi complessivi del progetto. A parità di potenza elettrica, un migliore rendimento permette infatti di ridurre la quantità di gas da trasportare fino all'impianto. Dal momento che l'efficienza energetica di una centrale OCG è inferiore del 40 o addirittura del 55 % a quella delle centrali CCG recenti, essa avrebbe richiesto almeno il 40 % di gas trasportato in più rispetto a una centrale CCG di pari potenza. Questo punto è fondamentale nel caso della gara d'appalto in Bretagna, in cui è previsto un potenziamento della rete del gas che costituisce una parte dei costi che giustificano l'attribuzione di un aiuto di Stato. In tal senso è opportuno ricordare che il contributo corrispondente al trasporto del gas rappresenta il 33 % del contributo totale versato al candidato. La migliore efficienza energetica rappresentata da una centrale CCG permette di ridurre la capacità di trasporto necessario di gas e, quindi, i costi di questo progetto che richiede un potenziamento della rete di trasporto del gas in Bretagna.

([50]) *Fonte: business plan* di CEB.
([51]) Nota delle autorità francesi del 20 marzo 2017.

(205) La misura è pertanto accessibile ai fornitori di capacità che possono rispondere efficacemente al problema dell'adeguatezza della capacità individuato dalla Francia.

(206) Per quanto riguarda il secondo criterio, la Commissione osserva che la misura non riduce gli incentivi ad investire in capacità di interconnessione, né compromette l'accoppiamento del mercato. Alcuni progetti di interconnessione sono infatti già allo studio con l'obiettivo di aumentare la capacità di interconnessione tra la Francia e il Regno Unito per il 2022 e tra la Bretagna e l'Irlanda per il 2025. La misura consentirà di aumentare i flussi in transito per la Bretagna nell'ambito della creazione dell'interconnessione.

(207) La Commissione constata inoltre che le modalità della gara d'appalto sono state studiate in modo da evitare ogni distorsione nella partecipazione della tecnologia CCG ai vari mercati. L'impianto non deve necessariamente riservare una parte della sua potenza al meccanismo di adeguamento. Se la centrale ha venduto a termine tutta la sua potenza sul mercato dell'elettricità e ha prodotto in misura corrispondente alla sua potenza massima, non le sarà necessario presentare offerte sul meccanismo di adeguatezza per il periodo corrispondente.

(208) La Commissione nota peraltro che gli introiti del progetto destinati al bilanciamento sono poco rilevanti (circa l'1,5 % degli introiti annui) e non possono quindi essere considerati tali da rappresentare un rischio significativo sul mercato dell'adeguamento.

(209) Per quanto concerne il terzo criterio, la Commissione osserva che l'aiuto a una centrale a ciclo combinato, pur non essendo l'unica tecnologia capace di garantire il mantenimento della tensione nel lungo periodo, resta l'unica in grado di rispondere alla necessità del mantenimento della tensione nelle condizioni di efficienza più accettabili, come illustrato ai considerando da 199 a 204.

(210) In merito al quarto criterio, la Commissione constata che le imprese che compongono il consorzio CEB non sono operatori dominanti nel mercato dell'elettricità francese. Questo significa che la misura non contribuirà a rafforzare la posizione del beneficiario diretto dell'aiuto. Infatti, considerata la posizione di mercato di Direct Energie, fornitore e produttore alternativo, la misura concorre a garantire la concorrenza sul mercato francese. Quest'elemento conferma peraltro la motivazione illustrata al considerando 73.

(211) La Commissione nota in seguito che la misura comporta un rischio di rafforzamento della posizione di mercato dell'operatore dominante.

(212) A tale proposito, essa osserva che EDF, l'operatore dominante, dispone in Francia di quote di mercato significative. EDF possiede infatti l'83,5 % della produzione totale di elettricità e l'89,4 % della capacità totale installata in Francia ([52]). Quest'operatore vanta un parco di produzione che non ha eguali in Francia, né dal punto di vista dell'entità né da quello della varietà. Si tratta fondamentalmente di produzione nucleare e idraulica.

(213) Orbene, il consorzio CEB potrà scegliere tra due opzioni: vendere l'elettricità prodotta all'operatore di mercato dominante per il 95 % del prezzo di mercato (cfr. considerando 11) oppure collocare l'elettricità sotto forma di contratto di *tolling* in base alle modalità descritte al considerando 32.

(214) Se attivate, queste opzioni potrebbero rafforzare la posizione di mercato dell'operatore storico mettendo a disposizione di quest'ultimo i quantitativi di elettricità prodotti dalla centrale.

(215) In primo luogo, il fatto che la generazione di elettricità sia gestita da un operatore di mercato contribuisce alla mancanza di liquidità dei mercati all'ingrosso e penalizza i fornitori alternativi. EDF controlla oltre l'80 % della produzione di elettricità in Francia. Nella fattispecie, questo controllo sarebbe rafforzato se EDF stipulasse con il consorzio CEB un contratto di *tolling* o un contratto a lungo termine di acquisto di elettricità. Questo rafforzamento della posizione concorrenziale di EDF comprometterebbe la capacità dei fornitori alternativi di rifornirsi sui mercati all'ingrosso in condizioni concorrenziali e li esporrebbe a un rischio di mancanza di liquidità oltre che a un rischio di volatilità dei prezzi. In tale contesto, l'accesso dei fornitori alternativi a capacità di produzione proprie consentirebbe di metterli al riparo da questi rischi, motivo per cui questo accesso deve essere loro garantito.

(216) In secondo luogo, la posizione dominante che un operatore verticalmente integrato detiene nel settore della produzione conferisce allo stesso anche un significativo vantaggio competitivo in quello della fornitura di energia elettrica. Considerata la quota rappresentata dai costi di produzione sui costi di fornitura totali, la gestione della generazione si ripercuote sulla fornitura al dettaglio. I concorrenti di EDF non dispongono di una capacità di

([52]) Dati dell'anno 2015. *Fonti:* CRE e RTE.

produzione (o al massimo di una capacità molto ridotta) tale da garantire una fornitura di elettricità di base con costi di produzione variabili tanto bassi quanto quelli garantiti dal parco detenuto da EDF. Orbene, EDF detiene attualmente circa l'86 % delle quote nel mercato al dettaglio ([53]) e il fatto che possa diventare parte al contratto di *tolling* o acquistare tutta l'elettricità prodotta dalla centrale, grazie al contratto di acquisto a lungo termine, aumenterebbe la sua capacità di rispondere alla domanda sul mercato al dettaglio. L'accesso dei fornitori alternativi a capacità di produzione proprie permetterebbe quindi anche di evitare il rafforzamento della posizione dominante dell'operatore storico sul mercato al dettaglio.

(217) La Commissione considera che questi rischi di rafforzamento della posizione dominante di EDF sui mercati all'ingrosso e al dettaglio potrebbero essere fronteggiati da un obbligo imposto alle autorità francesi di adottare le misure necessarie per garantire che il beneficiario dell'aiuto non possa stipulare contratti per nessuno di questi due meccanismi contrattuali con un operatore in possesso, sul mercato francese, di oltre il 40 % della capacità di produzione di elettricità.

(218) Considerate le peculiari caratteristiche del mercato francese dell'elettricità, questa condizione limitata al 40 % è proporzionata. Essa permette infatti di evitare il rafforzamento della posizione di mercato dell'operatore dominante, che potrebbe scaturire indirettamente dalla misura di aiuto attraverso i meccanismi contrattuali di cui al considerando 214.

(219) Considerati gli elementi esposti in questa sezione e fatto salvo il rispetto della condizione di cui al considerando 218, la Commissione conclude che la misura non compromette la concorrenza e non incide sugli scambi tra gli Stati membri in misura tale da mettere in discussione il conseguimento dell'obiettivo di interesse comune.

(220) In conclusione, considerate le azioni correttive proposte dalla Francia, la Commissione conclude che la misura non rischia più di creare una distorsione indebita della concorrenza e degli scambi tra Stati membri.

6.3.7. *Trasparenza*

(221) Le autorità devono garantire la pubblicazione delle seguenti informazioni: il testo relativo al regime di aiuto, l'identità dell'autorità o delle autorità di concessione, l'identità del beneficiario, la forma e l'importo dell'aiuto erogato, la data di concessione, il tipo di impresa interessata, la regione in cui si trova il beneficiario e il settore economico principale in cui opera.

(222) Nella fattispecie, le autorità francesi hanno rispettato gli obblighi di trasparenza previsti dalla disciplina. Le informazioni pubblicate riguardano la decisione di concessione dell'aiuto e le relative modalità di attuazione, l'identità dell'autorità di concessione, l'identità del beneficiario, la forma e l'importo dell'aiuto erogato, il tipo di impresa interessata, la regione in cui si trova il beneficiario e il settore economico principale in cui opera.

(223) Inoltre il sito http://www.europe-en-france.gouv.fr/Centre-de-ressources/Aides-d-Etat/Regimes-d-aides presenta tutti i regimi di aiuto autorizzati dalla Commissione europea in Francia, compresa la presente gara d'appalto. Su questo stesso sito saranno inoltre pubblicati ogni anno gli importi degli aiuti concessi annualmente all'impresa.

(224) Alla luce di quanto precede, le condizioni di trasparenza stabilite dalla disciplina sono rispettate.

7. **CONCLUSIONI**

(225) La misura concessa dalla Francia al consorzio CEB costituisce un aiuto.

(226) La misura è tuttavia compatibile con la disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020, nella misura in cui le autorità francesi adotteranno le misure necessarie per garantire che il beneficiario dell'aiuto non possa vendere per l'intera durata dell'aiuto l'energia della centrale a un operatore in possesso, sul mercato francese, di oltre il 40 % della capacità di produzione di elettricità, né sotto forma di contratto di *tolling* né sotto forma di contratto di vendita a lungo termine dell'energia prodotta dalla centrale a un prezzo pari al 95 % di quello di mercato,

([53]) Relazione della CRE, Osservatorio del mercato al dettaglio, valori al settembre 2016.

HA ADOTTATO LA PRESENTE DECISIONE:

Articolo 1

La misura cui la Francia intende dare esecuzione a favore del consorzio CEB, che consiste nella concessione di un contributo di 94 000 EUR/MW/anno in valore al 31.11.2011, versato per una durata ventennale, costituisce un aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, del TFUE compatibile con il mercato interno in virtù dell'articolo 107, paragrafo 3, del TFUE alle condizioni previste dall'articolo 2.

Articolo 2

La Francia adotta le misure necessarie per garantire che per l'intera durata dell'aiuto indicata all'articolo 1, il beneficiario della misura non possa vendere l'energia della centrale a un operatore in possesso, sul mercato francese, di oltre il 40 % della capacità di produzione di elettricità, né sotto forma di contratto di *tolling* né sotto forma di contratto di vendita a lungo termine dell'energia prodotta dalla centrale.

Articolo 3

La Commissione autorizza l'aiuto di cui all'articolo 1 da attuare sotto forma di pagamento di un contributo al consorzio CEB per la durata di utilizzo della centrale, ossia massimo vent'anni. Se mantenuto, è opportuno che tale regime sia nuovamente notificato dopo tale periodo.

Articolo 4

La Repubblica francese è destinataria della presente decisione.

Fatto a Bruxelles, il 15 maggio 2017

Per la Commissione
Margrethe VESTAGER
Membro della Commissione