

## II

(Atos não legislativos)

## DECISÕES

## DECISÃO (UE) 2017/1540 DA COMISSÃO

de 15 de maio de 2017

**relativa à medida SA.40454 2015/C (ex 2015/N) que França tenciona aplicar a favor do consórcio CEB**

*[notificada com o documento C(2017) 3062]*

**(Apenas faz fé o texto em língua francesa)**

**(Texto relevante para efeitos do EEE)**

A COMISSÃO EUROPEIA,

Tendo em conta o Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia, nomeadamente o artigo 108.º, n.º 2, primeiro parágrafo,

Tendo em conta o Acordo sobre o Espaço Económico Europeu, nomeadamente o artigo 62.º, n.º 1, alínea a),

Após ter convidado as partes interessadas a apresentarem as suas observações nos termos dos referidos artigos <sup>(1)</sup> e tendo em conta essas observações,

Considerando o seguinte:

### 1. PROCEDIMENTO

- (1) Por ofício de 7 de janeiro de 2015, a França notificou à Comissão um concurso respeitante à instalação e exploração de uma central de produção de eletricidade de ciclo combinado a gás («CCG») <sup>(2)</sup> na Bretanha. As autoridades francesas prestaram informações complementares à Comissão por ofícios de 5 de junho de 2015 e de 10 e 17 de setembro de 2015.
- (2) Por ofício de 13 de novembro de 2015, a Comissão informou a França de que tinha decidido dar início ao procedimento previsto no artigo 108.º, n.º 2, do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia («TFUE») relativamente a esta medida (a «decisão de início do procedimento»).
- (3) A decisão da Comissão de dar início ao procedimento foi publicada no *Jornal Oficial da União Europeia* <sup>(3)</sup>. A Comissão convidou as partes interessadas a apresentarem as suas observações sobre a medida em causa.
- (4) A Comissão recebeu observações das partes interessadas. Comunicou-as à França, dando-lhe a possibilidade de as comentar, e recebeu os seus comentários por ofício de 8 de junho de 2016.
- (5) Em 12 de maio de 2016 e 5 de setembro de 2016, a Comissão enviou uma lista de perguntas às autoridades francesas, que responderam por ofícios, respetivamente, de 8 de junho de 2016 e 5 de outubro de 2016. Em 5 de setembro, a Comissão enviou uma nova lista de perguntas às autoridades francesas, que responderam em 5 de outubro de 2016.

<sup>(1)</sup> JO C 46 de 5.2.2016, p. 69.

<sup>(2)</sup> *Combined cycle gas turbine* (turbina a gás de ciclo combinado).

<sup>(3)</sup> Ver nota n.º 1.

## 2. DESCRIÇÃO PORMENORIZADA DA MEDIDA

- (6) O concurso e o contexto que levou ao seu lançamento são descritos em pormenor na decisão de início do procedimento (considerandos 4 a 29) e expostos de forma sucinta nas secções seguintes.

### 2.1. O concurso

- (7) As autoridades francesas consideram que a segurança do abastecimento de eletricidade na Bretanha se encontra sob ameaça devido à fraca capacidade de produção de eletricidade nesta região, a condicionalismos de rede, ao aumento do consumo e a uma sensibilidade térmica elevada.
- (8) Em 2010, várias autoridades francesas assinaram o Pacto Elétrico da Bretanha («PEB»), que assenta em três pilares: o primeiro pilar é a gestão da procura e o segundo a produção de energias renováveis e a segurança do fornecimento de energia elétrica. O terceiro pilar consiste, por um lado, no reforço e desenvolvimento da rede elétrica local e, por outro, na implantação de um meio de produção de energia elétrica convencional, sendo este último o objeto da medida notificada pela França.
- (9) O concurso inscreve-se no âmbito de aplicação do artigo L. 311-10 do Código da Energia. O anúncio de concurso n.º 2011/S 120-198224 foi publicado no *Jornal Oficial da União Europeia* em 25 de junho de 2011 pelo ministro responsável pela energia. Em seguida, este último selecionou o projeto vencedor de acordo com o parecer da Comissão Reguladora da Energia («CRE»), que conduziu a instrução do processo em conformidade com os textos regulamentares franceses <sup>(4)</sup>.
- (10) Em conformidade com o caderno de encargos, a instalação de produção de eletricidade deve:
- (1) Utilizar a tecnologia dos ciclos combinados;
  - (2) Ter uma potência ativa garantida de 450 MW (+ 15/-10 %), que o produtor se compromete a conseguir injetar na rede;
  - (3) Utilizar exclusivamente o gás natural como fonte de energia primária;
  - (4) Ter um rendimento elétrico mínimo do poder calorífico inferior <sup>(5)</sup> (PCI) de 54 %;
  - (5) Estar integralmente inserida num perímetro claramente definido (situado na parte noroeste da Bretanha — Departamento de Finistère);
  - (6) Garantir que o prazo de mobilização das propostas não ultrapasse as quinze horas com a máquina parada e as duas horas com a máquina em funcionamento;
  - (7) Garantir que o período mínimo das propostas de ajustamento seja igual ou inferior a três horas para uma máquina em funcionamento e a oito horas para uma máquina parada;
  - (8) Garantir a inexistência de um período máximo para a ativação das propostas de ajustamento; e
  - (9) Estar equipada com um contador de curva de carga telemedida e com dispositivos que permitam realizar a telemetria das grandezas características da sua produção de eletricidade.
- (11) O concurso notificado prevê que o produtor é livre de colocar a totalidade da sua produção no mercado ou de vender parte dela ao comprador obrigado, a Electricité de France S.A. («EDF»), no âmbito de um contrato de compra a uma tarifa igual a 95 % do preço horário observado no mercado EPEX SPOT.
- (12) Acresce que o produtor receberá um prémio fixo anual PT, calculado como o produto da potência ativa garantida <sup>(6)</sup> (Pgar) por um prémio P expresso em EUR/MW/ano.

<sup>(4)</sup> O Decreto n.º 2002-1434, de 4 de dezembro de 2002, relativo ao processo do concurso para as instalações de produção de eletricidade descreve todas as etapas do referido processo. Trata-se do processo aplicado no âmbito do concurso notificado.

<sup>(5)</sup> O poder calorífico inferior designa uma propriedade dos combustíveis. Trata-se da quantidade de calor libertada pela combustão completa de uma unidade de combustível, com vapor de água não condensado e sem calor recuperado.

<sup>(6)</sup> Média da potência instantânea da central.

- (13) O pagamento do prémio fixo depende da manutenção de todas as autorizações de exploração e dos contratos com os operadores de rede, bem como da manutenção da potência garantida, verificada através de um coeficiente de disponibilidade.
- (14) O concurso prevê igualmente a aplicação de sanções no caso de a construção da central não ficar concluída dentro do prazo.
- (15) A classificação das propostas dos candidatos assenta nos três critérios seguintes, enunciados em pormenor no caderno de encargos do concurso:
- (1) o nível do prémio (expresso em EUR/MW/ano) exigido pelo candidato, com uma ponderação de 45 %;
  - (2) a data de entrada em serviço industrial da instalação, com uma ponderação de 25 %, sendo a pontuação máxima atribuída ao projeto com a data de entrada em serviço mais próxima; e
  - (3) o critério «escolha da localização e ambiente», com uma ponderação de 30 %.

## 2.2. Objetivo do auxílio

- (16) As autoridades francesas consideram que a medida tem por principal objetivo assegurar o fornecimento de energia elétrica na Bretanha. Embora as necessidades elétricas da Bretanha se prendam essencialmente com a potência (MW), existe também uma necessidade de energia (MWh <sup>(7)</sup>). Assim, é necessário construir uma instalação na Bretanha que funcione durante vários milhares de horas por ano e não apenas durante as horas de ponta, como uma turbina de combustão. A central CCG, que funciona com base no princípio do motor a reação, permite produzir eletricidade em apenas alguns minutos. Esta tecnologia é, portanto, bastante adequada para assegurar o equilíbrio entre a produção e o consumo em picos de procura com horas de duração. Esta nova instalação asseguraria não só capacidade disponível nos picos da procura, mas também potência reativa quando esta for mais eficaz para manter o nível de tensão em qualquer ponto da rede e, deste modo, facilitar a integração no sistema das energias renováveis intermitentes (serviços sistémicos).
- (17) Por estas razões, as autoridades francesas consideraram necessário um complemento de produção centralizada na parte noroeste da região, para funcionar durante os períodos de grande consumo e não apenas de pico da procura no inverno associado a temperaturas extremas. Este meio de produção deveria completar o reforço da rede e as medidas de gestão energética.
- (18) A medida visa igualmente minimizar o custo para a coletividade e o seu impacto ambiental. Por conseguinte, a classificação dos candidatos tem em conta o prémio exigido, a pertinência da escolha da localização do ponto de vista ambiental, bem como a qualidade e a pertinência das medidas de acompanhamento (prevenção, redução ou compensação dos efeitos negativos no ambiente) do projeto e das medidas previstas em termos de monitorização ambiental.
- (19) A central explorada pela Compagnie Electrique de Bretagne (a seguir «CEB»), beneficiária da medida, assegurará serviços de compensação através de três medidas possíveis. Em primeiro lugar, a ativação das reservas primária e secundária (serviço sistémico com ativação automática) e terciária (ajustamento com ativação manual). Em segundo lugar, no que se refere aos serviços sistémicos, o operador da central, a CEB, será obrigada a ter capacidade técnica para os prestar. Em terceiro lugar, no que se refere ao mecanismo de ajustamento (reserva terciária), a CEB será obrigada a oferecer a sua potência disponível à RTE (Réseau de Transport d'Electricité, empresa de manutenção e desenvolvimento da rede pública francesa de transporte de eletricidade de alta e muito alta tensão, a seguir «RTE»). Esta disponibilização fora do âmbito dos contratos de reserva apenas será remunerada em caso de recurso ao mecanismo de ajustamento. Prevê-se que a máquina funcione durante cerca de 3 000 h/ano equivalentes a funcionamento a plena carga a partir da data em que a central entrar em funcionamento. Tendo em conta a potência de instalação (422 MW), este período de funcionamento permite uma produção de energia elétrica anual de cerca de 1 250 GWh.

## 2.3. Montante do auxílio

- (20) O montante do prémio pago ao abrigo do concurso será, no máximo, de 94 000 EUR/MW/ano a valores de 31/11/2011. O prémio será pago por um período de 20 anos e será indexado durante a vida do projeto para ter em conta a evolução dos custos de exploração e de manutenção. O montante do prémio pago ao abrigo do concurso será, no máximo, de 40 milhões de EUR por ano.

<sup>(7)</sup> O Watt (correspondendo MW a um milhão de watts) é a unidade de medida da potência elétrica. Um MWh designa a produção de um MW durante uma hora.

- (21) O prémio é indexado a 20 % sobre os preços na produção, 20 % sobre o custo do trabalho, 50 % sobre o nível da tarifa de transporte na rede regional, 5 % sobre o custo da ligação elétrica e 5 % sobre o custo da ligação de gás.
- (22) As autoridades francesas precisaram que o montante proposto pelo vencedor do concurso é o resultado i) de um termo de valor da capacidade igual a [50 000-60 000] (\*) EUR/MW/ano e de três termos ligados à localização geográfica do projeto, nomeadamente: ii) o custo adicional associado ao transporte de gás igual a [20 000-40 000] EUR/MW/ano, iii) o custo adicional associado à ligação igual a 6 000 EUR/MW/ano e iv) o custo adicional associado a medidas ambientais específicas de 2 000 EUR/MW/ano.
- (23) O termo de valor da capacidade corresponde ao montante coberto a título de custo adicional associado na data prevista de entrada em serviço da instalação. Os candidatos calcularam o custo adicional como a diferença entre as receitas geradas pela venda de energia no mercado e as despesas associadas à rápida entrada em serviço da central. A CRE observa que: «dadas as atuais condições de mercado e da procura de eletricidade, a exploração de uma central de tipo CCG não é economicamente rentável e, provavelmente, só o será dentro de alguns anos. Há, portanto, uma perda de receitas para o candidato, decorrente da antecipação da data de entrada em serviço da instalação, considerada coberta por esta componente do prémio».
- (24) É necessária uma nova canalização de gás de 111 km para alimentar a central. O custo estimado deste projeto, a rondar os 100 milhões de EUR, será pré-financiado pela GRTgaz (sociedade francesa criada em 2005 para assegurar a gestão da rede de transporte de gás em França). A CEB contribuirá para a sua rentabilização com o pagamento da tarifa de transporte de gás.
- (25) A Lei n.º 2010-1488, de 7 de dezembro de 2010, relativa à nova organização do mercado da eletricidade («NOME») introduziu um mecanismo de capacidade com o objetivo de garantir a segurança do fornecimento de energia elétrica em França. (8) A instalação selecionada na sequência do concurso na Bretanha deverá participar no mecanismo de capacidade nacional. A remuneração a receber pela central com base neste mecanismo será deduzida, se for caso disso, do prémio efetivamente pago ao abrigo do concurso.

#### 2.4. Duração

- (26) O prémio é atribuído por um período de vinte anos a contar da data de entrada em serviço da instalação.

#### 2.5. Beneficiário(s)

- (27) O ministro responsável pela energia, após parecer da CRE, selecionou o projeto situado no município de Landivisiau e promovido pela Compagnie Electrique de Bretagne («CEB»), um consórcio entre a Direct Energie e a Siemens.
- (28) O vencedor do concurso é um produtor de pequena dimensão no mercado da produção francesa e não dispõe de outra unidade de produção convencional na Bretanha.
- (29) A potência garantida da instalação proposta pela CEB é de 422 MW. O vencedor do concurso comprometera-se a colocar a sua instalação de produção de eletricidade em serviço industrial o mais tardar em [...]. Na sua nota datada de 5 de outubro de 2016, as autoridades francesas descrevem os atrasos registados no projeto. A data de entrada em funcionamento da central foi revista para [...].
- (30) De acordo com os dados apresentados pelo vencedor do concurso à CRE, este último não beneficiava de qualquer outro auxílio suscetível de acumulação com o concedido ao abrigo do concurso, situação que se mantém ainda hoje. Além disso, a remuneração eventualmente recebida pela central no futuro mercado de capacidades será deduzida do prémio pago ao abrigo do concurso.

#### 2.6. O plano de negócios apresentado pela CEB

- (31) A CEB apresentou um plano de negócios em apoio da proposta apresentada às autoridades francesas. Este plano de negócios aponta para uma taxa interna de rentabilidade («TIR») depois de impostos de [5-10] %. Esta rentabilidade tem como premissas principais: um volume horário de utilização de cerca de [3 000-6 500] horas anuais; um investimento inicial de [400-500] milhões de EUR. As receitas baseiam-se, por um lado, num prémio de [...] EUR/MW/ano e, por outro, numa remuneração líquida resultante de um contrato de *tolling* correspondente a uma remuneração média de [...] EUR por ano.

(\*) Informação confidencial

(8) A Comissão Europeia autorizou o projeto francês de mecanismo de capacidade em 8 de novembro de 2016, com o número SA.39621.

- (32) Este acordo de *tolling* é um contrato de direito privado celebrado entre a CEB e um autor da *toller* (a outra parte no contrato, por exemplo, a EDF), que prevê a aquisição, pelo último, de uma quantidade fixa de eletricidade. As receitas resultantes deste acordo de *tolling* foram determinadas de modo a refletir no plano de negócios as condições que a CEB poderia atingir aquando do concurso. O montante da *tolling fee* foi avaliado com base num modelo de previsão estocástico. As premissas do contrato assentam na venda da energia produzida pela central no mercado pelo *toller* por um montante inicial de [...] milhões de EUR/ano entre março de 2017 e outubro de 2036. A remuneração da CEB ao abrigo do contrato de *tolling* foi objeto de um estudo de sensibilidade. É utilizado um índice de subvenção fixa para atualizar o prémio de capacidade.
- (33) A remuneração ao abrigo do contrato de *tolling* materializa o custo da conversão do gás em eletricidade e da utilização das instalações, e inclui uma componente variável para cobrir os custos de injeção da operação e de manutenção. Além disso, inclui uma componente fixa destinada a cobrir os custos fixos de exploração e os custos de financiamento e de amortização. A *tolling fee* divide-se também numa componente não indexada e numa componente indexada. A componente indexada visa cobrir os custos fixos de funcionamento. A componente não indexada pretende cobrir os custos de infraestrutura, tais como os custos de financiamento do projeto, ou ainda as amortizações dos investimentos realizados. Dada a existência do contrato de *tolling*, a compra de gás não é modelizada. O plano de negócios tem diretamente em consideração uma margem operacional média prevista durante o período de vida do projeto,
- (34) prevendo igualmente a atualização de várias premissas durante o mesmo: índice do custo da mão de obra, índice dos preços na produção, custo final da ligação à rede. Esta atualização justifica-se pela duração do plano de negócios, que se estende por um período de [15-20] anos. É atribuído ao operador um prémio de capacidade, também atualizado, para permitir a rentabilização do seu investimento. Este prémio depende da disponibilidade efetiva da central. O prémio fixo depende de um coeficiente de disponibilidade da central. O plano de negócios não prevê a participação no mecanismo de capacidade para além do ponto de reequilíbrio. Se essa participação ocorresse, a respetiva remuneração seria deduzida do montante do prémio.
- (35) O custo fixo do transporte do gás é estimado em [10-20] milhões de EUR anuais.
- (36) O custo variável de exploração e de manutenção é o produto de um custo de exploração variável pelo número de horas equivalentes de exploração. Os custos de exploração e de manutenção serão pagos pelo *toller* à CEB.
- (37) O estudo de sensibilidade incidiu também sobre outras premissas, como a inflação ou os custos salariais.
- (38) A ligação à rede, embora executada pela RTE e pela GRTgaz, será financiada pela CEB. Os custos da ligação estão estimados em [30-40] milhões de EUR e [20-30] milhões de EUR, respetivamente.
- (39) De acordo com as premissas consideradas, no final do plano de negócios, os custos de revenda dos equipamentos existentes serão compensados pelos custos de desmantelamento, pelo que o valor final da central será nulo.
- (40) É tido em conta um volume de negócios resultante das atividades de ajustamento. As autoridades francesas descreveram as premissas de valorização <sup>(9)</sup>. Este rendimento representa menos de 1,5 % das receitas totais previstas.
- (41) Na sua nota de 5 de outubro de 2016, a França especifica que o arranque do estaleiro poderá ocorrer em [...] e a entrada em serviço industrial em [...].

### 3. DESCRIÇÃO DAS RAZÕES QUE LEVARAM AO INÍCIO DO PROCEDIMENTO

#### 3.1. Análise da existência do auxílio

- (42) A Comissão considerou que o critério da imputabilidade enunciado no artigo 107.º do TFUE estava preenchido. No caso em apreço, a medida é imputável ao Estado, uma vez que o anúncio do concurso foi publicado pelo ministro responsável pela energia, que selecionou igualmente o projeto. Por outro lado, a remuneração paga ao vencedor será repercutida nos preços de venda a retalho através da contribuição para o serviço público de

<sup>(9)</sup> Nota das autoridades francesas de 5 de outubro de 2016.

eletricidade (CSPE). Acontece que, na sua decisão relativa ao Auxílio Estatal SA.36511 (2014/C), a Comissão concluiu que a CSPE constituía um recurso estatal, visto que se trata «de uma cotização imposta pelo Estado e cobrada e gerida por uma entidade designada pelo Estado para gerir o regime de auxílios de acordo com regras por ele estabelecidas» <sup>(10)</sup>.

- (43) No que respeita à existência de uma vantagem para as empresas, as autoridades francesas consideraram que este critério não estava preenchido, dado que o concurso respeitou os critérios enunciados na jurisprudência do processo *Altmark* <sup>(11)</sup>.
- (44) No entanto, a Comissão considerou que os critérios enunciados na jurisprudência do processo *Altmark* não tinham sido observados. Para não ser considerado um auxílio estatal, um serviço público tem de preencher quatro critérios cumulativos, nomeadamente: i) a empresa beneficiária deve ser incumbida da execução de obrigações de serviço público, as quais devem ser claramente definidas, ii) os parâmetros que servem de base ao cálculo da compensação devem ser previamente estabelecidos de forma objetiva e transparente, iii) a compensação não pode ir além do necessário para cobrir total ou parcialmente os custos decorrentes do cumprimento das obrigações de serviço público, tendo em conta as respetivas receitas, bem como um lucro razoável, iv) caso a escolha da empresa encarregada da execução das obrigações de serviço público não seja efetuada através de um concurso público, o nível da compensação deve ser determinado com base numa análise dos custos que uma empresa média teria de suportar, tendo em conta as respetivas receitas, bem como um lucro razoável relativo à execução dessas obrigações. Se, por um lado, a Comissão considerou que o segundo critério foi respeitado, por outro, manifestou as dúvidas seguintes em relação aos outros três critérios:

- (1) No que respeita ao primeiro critério (existência de um SIEG e mandato claramente definido), a Comissão manifestou dúvidas sobre se a instalação e a exploração da central de Landivisiau podem, de facto, ser consideradas um SIEG, devido, em primeiro lugar, à falta de elementos comunicados que demonstrem a existência, no passado, de um problema de segurança do abastecimento de eletricidade na Bretanha, e, em segundo lugar, à impossibilidade de os Estados-Membros imporem obrigações específicas de serviço público a serviços já prestados, ou suscetíveis de o serem de forma satisfatória e em condições compatíveis com o interesse geral, por empresas que operam em condições normais de mercado: no caso em apreço, se a legislação francesa não tivesse impedido os preços da eletricidade de enviarem os sinais certos para incentivar os investimentos em capacidade na região, as empresas que exercem atividade em condições normais de mercado poderiam fornecer a capacidade necessária para garantir a segurança do abastecimento na Bretanha. Em terceiro lugar, a medida é, além disso, discriminatória em relação a outras tecnologias, uma vez que incide apenas sobre a tecnologia CCG. Por conseguinte, a medida não é neutra do ponto de vista tecnológico <sup>(12)</sup>. Em quarto lugar, a medida não é proporcionada, uma vez que a necessidade de um meio de produção de 450 MW não foi confirmada pelas autoridades francesas através de uma análise circunstanciada das necessidades de capacidade adicional da região <sup>(13)</sup>. Por fim, a longo prazo, o concurso é suscetível de agravar o problema da segurança do abastecimento, primeiro, por fechar o mercado da eletricidade aos investimentos não beneficiários de auxílio estatal, depois, por não resolver, antes agravando, o problema estrutural do *missing money* <sup>(14)</sup> (falta de dinheiro) do produtor e, por último, por reduzir as possibilidades de desenvolvimento de outras tecnologias.
- (2) No tocante ao terceiro critério (sobrecompensação), a Comissão manifestou dúvidas quanto à inexistência de sobrecompensação tendo em conta, por um lado, a ausência de um mecanismo de recuperação em função das condições do mercado futuras, e, por outro, as regras do concurso que não ofereçam garantias contra o risco de sobrecompensação.
- (3) No que se refere ao quarto critério (seleção do prestador dos serviços ao menor custo), a Comissão tem dúvidas de que o concurso tenha permitido escolher o prestador de serviços ao menor custo para a coletividade, por culpa de critérios demasiado restritivos para permitir uma verdadeira seleção do prestador de serviços: opção limitada à tecnologia CCG, que não é necessariamente a de menor custo, montante do prémio com uma ponderação de 45 %, perímetro geográfico excessivamente restritivo, critérios de seleção

<sup>(10)</sup> Decisão da Comissão C (2014) 1315 final de 27 de março de 2014, processo SA.36511 (2014/C) (ex 2013/NN) — França Mecanismo de apoio às energias renováveis e limites máximos da CSPE.

<sup>(11)</sup> TJUE, 24 de julho de 2003, *Altmark Trans GmbH e Regierungspräsidium Magdeburg contra Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH*, processo C-280/00.

<sup>(12)</sup> Tal como refere o artigo 3.º, n.º 2, da Diretiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que revoga a Diretiva 2003/54/CE (JO L 211 de 14.8.2009, p. 55).

<sup>(13)</sup> Artigo 3.º, n.º 2, da Diretiva 2009/72/CE, acórdão de 21 de dezembro de 2011 no processo C-242/10 *Enel Produzione SpA contra Autorita per l'energia elettrica e il gas* (n.º 42); acórdão de 20 de abril de 2010 no processo C-265/08 *Federutility e Outros* (n.º 33).

<sup>(14)</sup> Situação em que o excesso de procura em relação à capacidade disponível não leva o mercado a responder com um aumento da última.

contributivos para outras vertentes do PEB, tais como critérios ambientais, que não contribuem para a seleção da proposta com o menor custo para a coletividade.

- (45) Em virtude das dúvidas que manifestou quanto ao cumprimento, pela medida, das condições enunciadas na jurisprudência do processo *Altmark*, a Comissão considerou, na sua análise preliminar, que a medida é suscetível de conferir uma vantagem ao vencedor do concurso, vantagem essa que é seletiva, pois é concedida a uma única empresa, a CEB.
- (46) Quanto ao impacto na concorrência e nas trocas comerciais, a Comissão considerou que a medida poderia afetar as trocas comerciais e a concorrência, na medida em que o vencedor do concurso, ao beneficiar de uma medida vantajosa, competirá com outros meios de produção de energia elétrica e outros fornecedores de capacidade em mercados abertos à concorrência (mercado de venda de eletricidade, mecanismo de ajustamento).

### 3.2. Análise da compatibilidade

#### 3.2.1. Resumo do quadro jurídico

- (47) Na sua decisão de início do procedimento, a Comissão considerou que a medida devia ser apreciada à luz do artigo 107.º do TFUE caso se confirmassem as suas dúvidas quanto ao preenchimento de todos os critérios estabelecidos pela jurisprudência no processo *Altmark*. Assim, a medida deve ser analisada à luz das Orientações relativas a auxílios estatais à proteção ambiental e à energia de 2014 («OAEAE») <sup>(15)</sup>, que enunciam as condições em que os auxílios à energia podem ser considerados compatíveis com o mercado interno com base no artigo 107.º do TFUE.
- (48) A título subsidiário, a Comissão observou que, caso não se confirmassem as suas dúvidas em relação à definição de obrigação de serviço público, seria aplicável a análise da compatibilidade à luz da Comunicação da Comissão sobre o enquadramento da União Europeia aplicável aos auxílios estatais sob a forma de compensação de serviço público (2011).

#### 3.2.2. Avaliação da compatibilidade

- (49) Relativamente ao objetivo de interesse comum, a Comissão manifestou dúvidas sobre se a medida contribui para a realização do objetivo comum de garantir a segurança do abastecimento de eletricidade: por um lado, o objetivo da medida não foi definido de forma suficientemente clara (falta geral de capacidade, picos de procura) e, por outro, a medida poderá não corrigir a médio prazo as deficiências da regulamentação e do mercado que, presentemente, obstam a um nível de investimento suficiente na Bretanha.
- (50) Na ausência de uma quantificação adequada da falta de capacidade em picos sazonais ou em períodos de pico de consumo, a necessidade da medida não foi suficientemente demonstrada. Paralelamente, a necessidade da medida podia ser questionada devido à possibilidade de introduzir preços locais adequados para enviar sinais de preços suscetíveis de incentivar os investimentos, sem recurso ao auxílio.
- (51) A Comissão não ficou convencida da adequação da medida. Por um lado, não parecia que as autoridades francesas tivessem estudado suficientemente medidas alternativas (fracionamento da zona tarifária, contadores inteligentes, reforço da rede de distribuição de eletricidade). Por outro lado, foram igualmente suscitadas dúvidas devido ao caráter restritivo da medida, designadamente quanto aos tipos de fornecedores de capacidade elegíveis que podiam participar no concurso (concurso limitado a um único tipo de tecnologia, as turbinas a gás de ciclo combinado). Finalmente, a medida não incentivava a utilização da gestão da procura.
- (52) No que respeita à proporcionalidade, a Comissão também manifestou várias dúvidas: o caráter restritivo do concurso poderá ter impedido uma participação de concorrentes suscetível de minimizar o montante do auxílio. Além disso, a medida não previa um mecanismo de recuperação em caso de lucros aleatórios.
- (53) Por último, a Comissão manifestou dúvidas quanto à capacidade da medida para prevenir os efeitos negativos indesejados na concorrência e nas trocas comerciais entre os Estados-Membros. Em primeiro lugar, a medida não era neutra do ponto de vista tecnológico. Efetivamente, estava vedada a medidas igualmente suscetíveis de resolver os problemas de adequação da capacidade: gestão da carga, interconexões, soluções de armazenamento, assim como outras tecnologias (turbinas de combustão). Em segundo lugar, atendendo à possibilidade dada à

<sup>(15)</sup> Orientações relativas a auxílios estatais à proteção ambiental e à energia 2014-2020 (JO C 200 de 28.6.2014, p. 1).

Direct Energie de vender a energia produzida à EDF com uma taxa de desconto de 5 %, em vez de a comercializar diretamente, a Comissão tinha dúvidas sobre um eventual risco de reforço da posição da EDF no mercado de fornecimento de energia.

#### 4. OBSERVAÇÕES DAS PARTES INTERESSADAS

- (54) Durante o período de consulta, a Comissão recebeu 58 respostas de partes interessadas, não incluindo o Estado francês, sobre a decisão de início do procedimento. As diferentes respostas foram agrupadas por tema (ver *infra*). Serão examinadas aquando da apreciação da medida.

##### 4.1. Análise da compatibilidade

###### 4.1.1. Interesse comum

- (55) Trinta e nove partes interessadas consideram que as autoridades francesas sobrestimaram o risco de um corte de eletricidade. De facto, mesmo durante a vaga de frio excecional de 2012, esses cortes de eletricidade não se verificaram. Os cortes que possam ter ocorrido na Bretanha foram provocados por elementos externos ao funcionamento da rede (tais como quedas de árvores). O último grande apagão registado em França, em 1978, privou três quartos do país de eletricidade durante várias horas, mas tal situação nunca se repetiu pois a RTE tomou as medidas necessárias para evitar a repetição de outros incidentes deste tipo.
- (56) Inversamente, outras observações das partes interessadas sublinham a compatibilidade da medida com o objetivo de interesse comum. Vinte partes interessadas entendem que a segurança do abastecimento da Bretanha não é efetiva. A localização geográfica específica da Bretanha, que se situa no fim da linha, conjuga-se com a baixa produção de energia elétrica local, que cobre apenas 13,3 % do consumo <sup>(16)</sup>. De igual modo, o seu parque de produção caracteriza-se pela ausência de centrais de base com capacidade para satisfazer a procura de forma autónoma, o que justificaria a criação da central CCG. Efetivamente, apesar de a região registar um aumento da produção energética a partir de fontes renováveis, o carácter intermitente das mesmas obriga à criação de uma central de produção de base que compense a sua eventual incapacidade de resposta aos picos da procura.

###### 4.1.2. Necessidade da medida

###### 4.1.2.1. Reforço da rede

- (57) Algumas partes interessadas justificam a não necessidade da medida com o mau dimensionamento da rede na região. Existem grandes congestionamentos nas linhas de 225 kV do norte da Bretanha. Assim, várias partes interessadas consideram que a futura construção de uma linha elétrica subterrânea de 225 kV entre as subestações de Calan (Morbihan), Mûr-de-Bretagne e Plaine-Haute (Côtes d'Armor) poderá assegurar o fornecimento de energia elétrica à Bretanha, permitindo a importação de mais 700 MW e facilitando o bom transporte da eletricidade produzida pelas instalações de energias renováveis da região (em terra e no mar). A sua entrada em serviço, prevista para novembro de 2017, permitirá completar a rede elétrica da região e garantir de forma duradoura o abastecimento do norte e do centro da Bretanha.
- (58) Constatam que outras regiões francesas são igualmente importadoras de eletricidade, a saber: a Ilha de França, a Borgonha-Franco Condado e, em menor escala, o País do Loire e a região Provença-Alpes-Côte d'Azur («PACA»). Nestas regiões, os investimentos de reforço da rede foram privilegiados em relação à criação de uma nova central de produção. A título de exemplo, a região PACA optou por se dotar de uma rede de segurança composta por três linhas elétricas subterrâneas de 225 kV, o que lhe permite dispor atualmente de um serviço de eletricidade tão eficiente e fiável quanto o do resto de França <sup>(17)</sup>.
- (59) Por conseguinte, várias partes interessadas propõem uma solução de tipo «rede»: consideram que a duplicação da linha Plaine Haute-Domloup para 400 kV ou um reforço da linha para 225 kV permitiria o aumento da capacidade de transporte e, deste modo, a importação de eletricidade a um nível suficiente para garantir a segurança do abastecimento. Relativamente a esta última opção, a ENGIE observa que a duplicação da linha para 400 kV resultaria numa capacidade de transporte adicional muito superior às necessidades, mesmo a longo prazo, o que torna o investimento dificilmente justificável. O reforço da linha para 225 kV seria, portanto, mais consentâneo com as necessidades reais, mas não deixaria de exigir um comprimento de rede em conformidade.

<sup>(16)</sup> RTE, *Bilan Electrique de la Bretagne*, 2014.

<sup>(17)</sup> Ver: <http://www.rte-france.com/fr/projet/filet-de-securite-paca-pour-une-securisation-electrique-durable-de-la-region>

#### 4.1.2.2. Evolução da procura

- (60) Diversas partes interessadas consideram que a evolução da procura torna a medida desnecessária para alcançar o objetivo da segurança do abastecimento:
- (1) Para o efeito, baseiam-se, em primeiro lugar, num relatório de 2014 da RTE, segundo o qual a sensibilidade térmica tende a diminuir. Assim, em 2014, na Bretanha, o consumo aumentou 150 MW com uma descida da temperatura de um grau. Anteriormente, este aumento era da ordem dos 200 MW por cada grau a menos.
  - (2) Em seguida, dezasseis partes interessadas antevêm uma diminuição da procura, estimulada pela instalação dos contadores inteligentes e pela execução da iniciativa Ecowatt. Esta iniciativa permite que cidadãos voluntários sejam informados sempre que exista uma tensão na rede, de modo a reduzirem o seu consumo de eletricidade em conformidade.
  - (3) As partes interessadas consideram que a melhoria do desempenho energético dos edifícios, que deverá levar a uma evolução da procura no sentido do reforço da sua gestão, é reveladora da não necessidade da medida.
- (61) Em contrapartida, certas partes interessadas apoiantes do projeto baseiam-se na previsão de um crescimento demográfico na Bretanha, acrescido de uma elevada sensibilidade térmica, para justificar a necessidade da medida a fim de responder ao aumento previsto da procura.

#### 4.1.2.3. Evolução da produção

- (62) Certas partes interessadas consideram que a evolução da produção não torna a medida necessária:
- (1) Os opositores ao projeto têm primeiramente em conta o facto de já terem sido realizados investimentos para prolongar o tempo de vida das instalações de Brennilis e Dirinon, na sequência dos quais a data fixada para o encerramento passou de 2017 para 2023. Assim, cinco partes interessadas consideram que o nível de produção das TAC existentes permite dar conta dos picos de consumo e evitar o risco de uma queda de tensão generalizada (*blackout*). Paralelamente, dez partes salientam que essas instalações são objeto de uma subutilização crónica, o que torna desnecessário o auxílio à construção de uma nova unidade de produção. A título de exemplo, a associação Consommation, Logement et Cadre de Vie afirma que as TAC de Brennilis e Dirinon só funcionam algumas dezenas (cerca de 70 horas em 2012) ou centenas de horas (cerca de 265 horas em 2010).
  - (2) Em segundo lugar, a ENGIE considera que a turbina a gás da SPEM Pointe, que contratualiza, mediante concurso, com a RTE a reserva rápida e complementar a um custo de 25 000 EUR/MW/ano, teria muitas vantagens em relação a uma instalação nova, tais como o preço reduzido da aquisição da turbina a gás e os custos já amortizados da ligação à rede elétrica. Assim, a empresa salienta que o prémio fixado pela RTE no âmbito destes concursos tem um nível inferior ao prémio anual de 40 milhões de EUR exigido para o projeto da central CCG, ou seja, 94 000 EUR/MW/ano.
  - (3) Por último, as partes interessadas aludem à possibilidade de a região «importar» eletricidade. De facto, as pessoas que se opõem ao projeto consideram que a região pode obter a eletricidade de que necessita nas regiões vizinhas, nomeadamente na central de produção TAC de Cordemais.
- (63) Ao invés, vinte partes interessadas defendem que a evolução da produção justifica a execução da medida. De facto, cinco partes interessadas favoráveis ao projeto referem que as únicas centrais de produção atualmente existentes na Bretanha são as TAC de Brennilis e Dirinon. Consideram que a medida é ainda mais necessária pelo facto de estas TAC estarem em fim de ciclo, dado que a sua exploração decorrerá até 2023, o mais tardar. Por conseguinte, o seu encerramento previsto obriga a prever uma alternativa suficientemente a montante. Efetivamente, três partes interessadas a favor da construção da central CCG recordam que estas turbinas a fuelóleo deverão ser encerradas até 2023 por razões ambientais, pelo que representam apenas uma solução de curto prazo e insuficiente para alcançar o objetivo da segurança do abastecimento da região.

#### 4.1.3. Adequação da medida

- (64) Várias partes interessadas contestam a adequação da medida:
- (1) Tal como se explica no considerando 61, os opositores ao projeto consideram que o projeto é excessivo para as reais necessidades de consumo da Bretanha. O pico de consumo está estimado em 200 MW, durante um período de 200 a 400 horas por ano, na ponta da Finistère. Assim, o projeto previsto pelo Estado e pelo Conselho Regional (450 MW para mais de 3 000 horas por ano) estará sobredimensionado.

- (2) Por outro lado, segundo as análises da RTE <sup>(18)</sup> evocadas por certas partes contrárias ao projeto, o decréscimo da taxa de aumento da procura de energia deve-se a causas estruturais (abrandamento do crescimento da população, impacto da crise económica e medidas de eficiência energética). De acordo com tais partes, o PEB deveria ser alterado de modo a ter em conta estes elementos. A taxa de pico da procura mantém-se bastante estável desde 2009, tendo mesmo diminuído em 2014. Por outro lado, a sensibilidade térmica regista uma tendência decrescente (como se explica na secção 4.1.2.2), o que deveria reduzir automaticamente os picos de consumo. Esta argumentação foi já desenvolvida no considerando 60, n.º 1.
- (3) Por fim, os opositores ao projeto observam que outros projetos podem dar uma resposta mais eficaz aos problemas de segurança do abastecimento da Bretanha a longo prazo, como é o caso do projeto de interconexão com a Irlanda ou da construção de uma estação de armazenamento por bombagem (*station de turbinage et de pompage*, «STEP»). O primeiro projeto permitirá o abastecimento de energia elétrica à região a longo prazo e corresponde aos objetivos do mercado interno da energia. O projeto da estação STEP de Guerdélan é igualmente tido por duas partes interessadas como capaz de resolver o défice energético nos picos de consumo.
- (65) As partes interessadas favoráveis ao projeto expõem a seguinte argumentação:
- (1) Várias partes interessadas insistem, antes de mais, no interesse da escolha de uma unidade de produção de tipo CCG. Segundo elas, esta unidade de produção proporciona um melhor rendimento e uma produção mais estável do que as instalações que exploram fontes de energia renováveis. Para várias partes interessadas, constitui o melhor compromisso em termos de eficácia e de impacto ambiental.
- (2) Embora algumas partes interessadas lembrem o interesse do desenvolvimento da cogeração, o potencial de tais instalações continua a ser limitado (da ordem dos 150 MW) e implicaria multiplicar a construção de centrais de produção, bem como os procedimentos de ligação à rede. Contrariamente, a criação de uma nova unidade de produção de tipo CCG permitirá reduzir de forma significativa a necessidade de obras de reforço da rede (pelas razões expostas no considerando 78).
- (3) Além disso, a existência de muitos terminais de gás natural liquefeito em França e, em especial, a criação da nova central de Dunquerque, incentivada pela possibilidade de os investidores obterem uma isenção do princípio do acesso de terceiros à rede, garante a segurança do abastecimento de gás, necessária para o bom funcionamento da central. Constata-se, portanto, uma adequação entre os investimentos em curso e futuros.

#### 4.1.4. Efeito de incentivo

- (66) Em conformidade com a secção 3.2.4 das OAEAE, a medida tem um efeito de incentivo se induzir o beneficiário a alterar o seu comportamento no sentido de melhorar o funcionamento do mercado da energia. Esta mudança de comportamento não ocorreria sem o auxílio.
- (67) A ENGIE considera que o efeito de incentivo da medida é negativo. O prémio dá um sinal económico negativo ao mercado da eletricidade em França, porquanto estimula uma produção superior às necessidades reais do mercado e, com isso, exclui outros agentes do mercado.

#### 4.1.5. Proporcionalidade

- (68) A falta de proporcionalidade é sublinhada por várias partes interessadas:
- (1) Estas denunciam, logo à partida, o nível do auxílio, que consideram desproporcionado e suscetível de levar a uma remuneração excessiva da central: em primeiro lugar, o projeto seria rentável ao fim de cinco anos, enquanto o prémio será pago por um período de vinte anos. Em segundo lugar, a Direct Energie será autorizada a vender eletricidade no mercado, sendo que este rendimento complementar não foi tido em conta aquando da elaboração do concurso. Em terceiro lugar, o estudo apresentado pela ENGIE sublinha o carácter totalmente desproporcionado do prémio fixo exigido pela CEB. Com efeito, uma subvenção de 20 milhões de EUR anuais durante 20 anos seria suficiente para assegurar a rentabilidade de uma central CCG em França. Acontece que o prémio de capacidade (sem a ligação às redes de gás e eletricidade) recebido por Landvisiau seria da ordem dos 73 000 EUR/MW/ano antes da inflação, pelo que a Landvisiau beneficia de uma subvenção de 31 milhões de EUR anuais durante 20 anos, muito acima dos 20 milhões de EUR anuais necessários.
- (2) Por outro lado, várias partes interessadas questionam o modo de financiamento, através da contribuição para o serviço público de eletricidade (CSPE), que consideram ilegal. De facto, as autoridades francesas preveem que a remuneração paga ao vencedor do concurso seja repercutida nos preços de retalho da eletricidade

<sup>(18)</sup> RTE, *Bilan Electrique de la Bretagne*, 2014.

através da CSPE. Várias partes interessadas entendem que este financiamento por via da CSPE é ilegal. Consideram que o financiamento de uma central de produção de tipo CCG não faz parte da lista dos objetivos da CSPE fixada na Lei n.º 2003-8, de 3 de janeiro de 2003, e, nomeadamente, que a CSPE se destina essencialmente a promover as energias renováveis, o que exclui a central, o objeto da medida.

- (69) Paralelamente, a ENGIE sublinha que o projeto de Landvisiau beneficia de um prémio de ligação à rede de gás compreendido entre os 40 000 EUR/MW/ano e os 50 000 EUR/MW/ano, que pretende compensar o investimento no reforço da conduta de gás a montante no valor de 100 milhões de EUR. Esta remuneração induziria uma taxa interna de rentabilidade (TIR do projeto) entre 9,8 % (hipótese de 40 000 EUR/MW/ano sem inflação da tarifa) e 16,5 % (hipótese de 50 000 EUR/MW/ano com inflação da tarifa). A ENGIE considera que este nível de remuneração seria bastante elevado em comparação com o baixo risco assumido pelo CEB, uma vez que o prémio da ligação à rede de gás constitui um rendimento garantido pelo Estado francês cujo único risco reside no risco de disponibilidade da central CCG de Landvisiau. Comparativamente, no âmbito do concurso público relativo às instalações eólicas marítimas na França metropolitana, a rentabilidade da ligação à RTE não deve ultrapassar um nível de rentabilidade antes de impostos de 7,25 % (ou seja, uma taxa depois de impostos de 5,5 %). Assim, a rentabilidade depois de impostos do projeto de Landvisiau, entre 9,8 % e 16,5 %, excede largamente estes limites <sup>(19)</sup>. Um prémio de ligação à rede de gás de 23 000 EUR/MW/ano sem inflação seria, segundo a ENGIE, suficiente para garantir uma taxa de rentabilidade antes de impostos de 7,25 %.

#### 4.1.6. *Efeito na concorrência e nas trocas comerciais entre os Estados-Membros*

- (70) As partes interessadas explanam o efeito na concorrência a partir de duas perspetivas. Opõem-se, por um lado, ao efeito do auxílio na concorrência existente entre os produtores, e, por outro, às tecnologias utilizadas em detrimento das fontes de energia menos poluentes.
- (71) No que se refere ao potencial efeito de distorção da concorrência, a ENGIE considera que o auxílio contribuirá para reforçar a posição dominante da EDF.
- (72) Na sua decisão de início do procedimento, a Comissão lembrou que as OAEAE exigem que a medida de auxílio prevista não reforce indevidamente a posição dominante do operador histórico no mercado. Assim, a Comissão recordou que, em França, «os mercados de produção e fornecimento de eletricidade estão fortemente concentrados e dominados pelo operador histórico EDF, que controla atualmente cerca de 85 % do mercado retalhista e mais de 90 % do mercado de produção de eletricidade» <sup>(19)</sup>. De facto, o pagamento de um montante adicional para cobrir a falta de rentabilidade de uma central de ciclo combinado em França provocará uma distorção da concorrência em relação ao parque de ciclo combinado existente que não beneficia de qualquer subvenção. Por outro lado, esta situação constituirá um obstáculo à entrada de novos produtores no mercado, que não poderão suportar, isoladamente, os custos inerentes ao funcionamento das instalações elétricas. Ao dissuadir eventuais decisões de investimento no mercado da eletricidade, o concurso previsto não permitirá corrigir de forma eficaz a deficiência de mercado identificada, antes reforçando a posição dominante da EDF, o único produtor suscetível de evitar a desativação das suas instalações, apesar do inevitável declínio da sua rentabilidade futura. Além disso, a ENGIE considera que a posição dominante da EDF não poderá ser senão reforçada pelo mecanismo de opção de compra de eletricidade que lhe é imposto. Por conseguinte, a CEB será incentivada a vender a eletricidade produzida mais ao operador histórico do que aos restantes operadores do mercado.
- (73) Em sentido inverso, várias partes interessadas salientam que a medida beneficia a Direct Energie, fornecedor alternativo detentor de uma pequena quota de mercado em França, pelo que o impacto da medida sobre a concorrência seria limitado.
- (74) Relativamente ao potencial efeito de distorção da medida no tipo de tecnologia utilizada, várias partes interessadas criticam a escolha tecnológica feita no âmbito do concurso, que acaba por subvencionar uma central de produção poluente, sob pena de prejudicar o desenvolvimento das energias renováveis.

## 5. OBSERVAÇÕES DA FRANÇA

### 5.1. Resposta à decisão de início do procedimento

- (75) As respostas das autoridades francesas à decisão de início do procedimento de 17 de dezembro de 2016 dizem respeito, por um lado, à classificação de serviço de interesse económico geral (SIEG) e, por outro, à compatibilidade da medida com as orientações relativas a auxílios estatais em matéria de energia e ambiente.

<sup>(19)</sup> Decisão de início do procedimento da Comissão de 13 de novembro de 2015, SA.40454 (2015/C) (ex 2015/N), considerando 137.

## 5.1.1. Classificação de SIEG

## 5.1.1.1. Primeiro critério: missão do SIEG

- (76) A França refere que tanto os relatórios de monitorização do equilíbrio entre a oferta e a procura como o gestor da rede <sup>(20)</sup>, nas suas estimativas de equilíbrio entre a oferta e a procura, identificaram uma clara ameaça à segurança do abastecimento na Bretanha. Tais riscos foram confirmados apesar dos desfasamentos anteriores entre os estudos de adequação e a realidade.
- (77) Segundo as autoridades francesas, a Bretanha enferma, por um lado, de um importante défice de capacidade que a leva a importar a maior parte da sua eletricidade de outras regiões. Por outro lado, o consumo de energia elétrica da Bretanha aumenta bastante mais rapidamente do que o consumo francês em virtude do seu crescimento demográfico, o que dá origem a uma maior sensibilidade do consumo regional às vagas de frio.
- (78) Paralelamente, a configuração geográfica peninsular da Bretanha limita as possibilidades de transporte da eletricidade e, segundo as autoridades francesas, fragiliza a estabilidade da tensão da rede. A tensão é um dos parâmetros principais da segurança do sistema elétrico. Pelo facto de o transporte da eletricidade para a Bretanha percorrer uma grande distância (a partir do Vale do Loire e do estuário do mesmo rio), a circulação de corrente na linha provoca uma quebra de tensão, que é mais baixa no fim da linha do que na sua origem, com várias consequências, tais como as perdas durante o transporte e a menor qualidade da onda local.
- (79) Seguidamente, as autoridades francesas sublinham as insuficiências que afetam as decisões em matéria de exploração e de investimento, bem como o mercado da eletricidade em França e na Bretanha: ausência de um sistema de contagem que permita um controlo do consumo em tempo real; ausência de zonas tarifárias diferenciadas que reflitam os condicionalismos da rede; sinais de preços insuficientes para promover a diversificação do abastecimento de energia elétrica por parte dos investidores privados; imponderáveis suscetíveis de afetar as condições de financiamento dos investimentos privados. Além disso, no entender das autoridades francesas, a introdução de uma zona de mercado na Bretanha não respeitaria as condições normais do mercado, visto que não enviaria os sinais de preços pretendidos aos investidores privados nas zonas cujas necessidades de tensão são mais prementes.
- (80) A França observa que a obrigação de não discriminação é respeitada, uma vez que, de acordo com as autoridades francesas, esta não incidiria sobre as tecnologias, mas sim sobre as empresas.
- (81) Quanto ao dimensionamento da capacidade, as autoridades francesas observam que o défice de capacidade será agravado pelo encerramento antecipado das TAC de Brennilis e Dirinon (320 MW) e pela limitação da capacidade da central de Cordemais (1 400 MW para as duas unidades) por razões ambientais. O défice foi estimado entre 200 MW e 600 MW no período de 2017-2020. A sua paragem ocorrerá de certeza o mais tardar em 2023.
- (82) As autoridades francesas consideram que o concurso não afetará as decisões de investimento relativas às outras tecnologias, porquanto a medida se destina apenas a compensar custos adicionais específicos da tecnologia utilizada (nomeadamente, o reforço das redes de gás), bem como os condicionalismos do prazo de construção, não suportados pelas outras tecnologias.
- (83) Pelos mesmos motivos, a França sublinha que o concurso não reforça o «missing money» das outras capacidades, na medida em que visa apenas compensar custos adicionais inerentes à tecnologia utilizada (o CCG). Além disso, devido ao encerramento de quatro centrais de tipo TAC previsto para o horizonte de 2023, o impacto da entrada em serviço da nova central CCG de Landivisiau limitará o impacto em termos de «missing money».
- (84) Contrariando o ponto 76 da decisão de início do procedimento, a França considera que a medida não é discriminatória. Reconheceu também que a medida não era tecnologicamente neutra, uma vez que o concurso exige o recurso à tecnologia CCG. No entanto, a França considera que o cumprimento da obrigação de não discriminação da Diretiva 2009/72/CE não implica a proibição da escolha de uma tecnologia em particular no âmbito de um concurso para uma determinada capacidade de produção pois todas as empresas podem ter acesso a essa tecnologia.
- (85) Finalmente, os investimentos no reforço da rede de gás facilitarão a implantação de meios complementares funcionando a gás natural.

<sup>(20)</sup> Estimativa de 2013 da RTE.

#### 5.1.1.2. Terceiro e quarto critérios: proporcionalidade e escolha do candidato ao menor custo

- (86) De acordo com as autoridades francesas, em primeiro lugar, a introdução de um mecanismo de recuperação diminuiria as expectativas de receitas previstas pelos candidatos para a venda de eletricidade no mercado e tê-los-ia impelido automaticamente a exigir um prémio mais elevado. Em segundo lugar, as autoridades sublinham que, tendo em conta a forte correlação, na tecnologia CCG, entre os produtos e os custos do gás, a TIR do projeto é relativamente pouco elástica face às variações do volume de negócios. Por último, as autoridades francesas adiantam razões de ordem prática, ou seja, a introdução *a posteriori* deste mecanismo seria difícil e suscetível de gerar insegurança jurídica.
- (87) Em segundo lugar, as autoridades francesas consideram que o número de localizações elegíveis capazes de acolher um candidato era suficientemente grande para não excluir qualquer candidato. A zona elegível pode ser calculada em entre 2 000 km<sup>2</sup> e 4 000 km<sup>2</sup> de terrenos livres, contra 15 hectares necessários para a construção de um estaleiro de uma central CCG. Os candidatos poderiam também optar por outras localizações solicitando a alteração do plano urbanístico local dentro de prazos compatíveis com os fixados pelo concurso. As autoridades francesas declaram que nenhum candidato ao concurso se viu impedido de apresentar a sua candidatura devido à falta de locais.
- (88) A França relativiza a importância dos critérios ambientais na seleção do vencedor do concurso devido à diversidade de medidas possíveis que um candidato podia aplicar para obter uma pontuação satisfatória no critério ambiental. Além disso, as autoridades francesas assinalam que os três processos de candidatura depositados na Comissão Reguladora da Energia obtiveram pontuações equivalentes neste critério ambiental.
- (89) No tocante ao caráter potencialmente discriminatório da escolha da tecnologia, as autoridades frisam, antes de mais, a sua generalização na Europa e a sua acessibilidade. Ademais, as autoridades francesas sublinham que, tendo em conta a proximidade entre as tecnologias consideradas (OCG <sup>(21)</sup>, CCG e TAC), não existe nenhum candidato exclusivamente especializado numa tecnologia de gás que possa considerar-se discriminado pela medida. Deste modo, o respeito pela neutralidade tecnológica não seria posto em causa.

#### 5.1.2. *Compatibilidade com as orientações*

##### 5.1.2.1. Interesse comum

- (90) As autoridades francesas recordam que o objetivo da medida consiste em garantir a segurança do abastecimento de energia elétrica à Bretanha através de duas vertentes: por um lado, assegurar o equilíbrio entre a oferta e a procura e, por outro, garantir a estabilidade da tensão na rede elétrica.
- (91) As autoridades francesas especificam que o equilíbrio entre a oferta e a procura será garantido pela medida, que contribuirá para aumentar as capacidades de produção. Estas deverão ser mobilizáveis em períodos de pico do consumo, em especial na zona oeste da região (adequação da oferta à procura de potência reativa).
- (92) Por fim, as autoridades francesas observam que o facto de não se ter registado anteriormente nenhuma rutura no fornecimento de energia elétrica não justifica a ausência de medidas contra ameaças potenciais e identificadas.

##### 5.1.2.2. Necessidade

- (93) As autoridades francesas começam por justificar a necessidade da medida com elementos quantitativos. Em caso de encerramento de quatro TAC de Brennelis e Dirinon e das unidades a fuelóleo da central de Cordemais, a estimativa do défice de capacidade residual situar-se-á entre 200 MW e 600 MW por ano, no período de 2017-2020. Estas centrais deverão ser encerradas o mais tardar em 2023.
- (94) Em segundo lugar, a França justifica a necessidade da medida com as deficiências do mercado, demonstradas, nomeadamente, pela ausência de investimento na Bretanha, apesar da existência de uma necessidade por parte da coletividade.
- (95) Em terceiro lugar, as autoridades francesas consideram que a necessidade não tem a ver com a criação de uma zona tarifária bretã. Antes de mais, esta zona, abarcando toda a Bretanha, não permitiria alcançar o objetivo da estabilidade da tensão no seu próprio espaço. Depois, limitada à parte oeste da Bretanha, devido à ausência de congestionamento dos trânsitos com o resto da Bretanha, a referida zona não induziria os sinais de preços

<sup>(21)</sup> *Open cycle gas turbine*: turbina a gás de ciclo aberto.

suficientes para estimular o investimento. Efetivamente, segundo as autoridades francesas, esta zona exerce uma atratividade limitada devido à sua dimensão demasiado pequena para atrair os pequenos fornecedores. Devido às poucas ocorrências de congestionamento da rede, nada garante que a zona tarifária revele o valor real de um meio de produção na Bretanha e leve a nele investir. De igual modo, nada garante que este investimento se concretize a um menor custo para a coletividade do que um concurso pontual. Por último, as autoridades sublinham os custos gerados pela criação de uma zona tarifária específica da Bretanha: adaptações necessárias nos mercados grossistas, atribuição de direitos de transporte, perequação tarifária <sup>(22)</sup> para não penalizar os consumidores da Bretanha. Por fim, os prazos de execução poderão não corresponder às necessidades a curto prazo em termos de garantia da segurança do fornecimento de energia elétrica do sistema bretão.

- (96) Em quarto lugar, as autoridades francesas observam que a produção bretã é maioritariamente renovável, graças à produção eólica. A gestão da intermitência constitui, portanto, um desafio crescente na Bretanha, cada vez mais carente da disponibilidade de meios flexíveis como a central CCG de Landivisiau.
- (97) Em quinto lugar, a construção de um meio de produção na Bretanha pode ser benéfica para a globalidade dos consumidores franceses fora dos períodos de congestionamento da rede, limitando o risco de queda de tensão, contribuindo para a redução das perdas na linha e melhorando globalmente o nível de adequação das capacidades.
- (98) Em sexto lugar, a França considera que a medida se justifica pela necessidade de evitar uma queda de tensão em toda a Bretanha, que não poderia ser minorada apenas com a criação de linhas elétricas.
- (99) Finalmente, as autoridades francesas sublinham que, tendo em conta o encerramento das TAC de Brennilis e Dirinon, a variação da capacidade térmica na região será reduzida, da ordem dos 100 MW. Neste contexto, o impacto no «missing money» será muito ténue.

#### 5.1.2.3. Adequação

- (100) No que se refere à remuneração, as autoridades francesas consideram que esta é adequada, dado que se trata de uma remuneração da capacidade e, por conseguinte, não representa qualquer incentivo à produção.
- (101) Tal como se explica no considerando 95, o fracionamento da zona tarifária não é adequado, nomeadamente para assegurar a estabilidade da tensão.
- (102) Embora não contestem o carácter seletivo da medida notificada, as autoridades francesas não deixam de considerar que, por um lado, a tecnologia selecionada é a mais adequada para atender às necessidades identificadas e que, portanto, foi escolhida na sequência de um concurso tecnologicamente neutro, e que, por outro, a medida não substitui o desenvolvimento equilibrado e equitativo de todas as tecnologias necessárias para garantir a segurança do abastecimento, incluindo a gestão da carga, os interconectores e o armazenamento.
- (103) Além disso, França justifica a potência de 450 MW com o critério da falta de capacidade nos picos de consumo (ver previsões da RTE de 2012).
- (104) A adequação da tecnologia é seguidamente demonstrada pelas características técnicas necessárias para responder a necessidades específicas: prazo de mobilização máximo de quinze horas (máquina parada) ou de duas horas (máquina em funcionamento); período mínimo das propostas de ajustamento igual ou inferior a três horas (máquina em funcionamento) ou oito horas (máquina parada). Não há limitações de período máximo para a ativação das propostas de ajustamento. As autoridades francesas sustentam que as outras tecnologias (ciclo aberto, TAC) e a gestão da carga não conseguem preencher de forma satisfatória estes requisitos técnicos.
- (105) Segundo as autoridades francesas, não se pode acusar a França de não ter contemplado outras tecnologias no concurso para além do CCG <sup>(23)</sup>. As autoridades francesas invocam o artigo 194.º do TFUE, o qual prevê que as medidas adotadas pela União Europeia não podem afetar o direito de um Estado-Membro determinar a estrutura geral do seu aprovisionamento energético: a escolha de uma central a gás é da competência nacional, não podendo constituir motivo de incompatibilidade da medida.

<sup>(22)</sup> A perequação tarifária é um instrumento que assegura a prática de tarifas idênticas em todo o território.

<sup>(23)</sup> Considerando 6 da resposta das autoridades francesas de 17 de dezembro de 2015.

- (106) Quanto à gestão da carga, as autoridades francesas entendem que um dos objetivos da medida é a manutenção da tensão local, que só pode ser garantida com uma injeção de eletricidade local, impossível de assegurar com as capacidades de gestão da carga.
- (107) A escolha das outras tecnologias acarretaria necessariamente a exigência de um prémio mais elevado.
- (108) A tecnologia do CCG justifica-se pelo elevado número de horas de utilização para manter o nível de tensão. As TAC apenas são competitivas com uma centena de horas. De igual modo, as necessidades em termos de abastecimento de gás justificam a utilização desta tecnologia: uma TAC necessitaria de mais 50 % de gás. A tecnologia OCG é seguramente mais barata do que o CCG. Contudo, os custos elevados do abastecimento de gás justificam a utilização de uma máquina de melhor rendimento.
- (109) A tecnologia da gestão da carga não é compatível com um funcionamento da ordem dos milhares de horas, nem permite assegurar uma necessidade de produção. O mesmo se pode dizer das unidades de produção renováveis intermitentes, devido ao caráter «incontrolável» da produção. As tecnologias de armazenamento descentralizadas apresentam custos de investimento demasiado elevados para competir com o CCG. Devido à problemática da estabilidade da tensão, uma nova interligação não seria suficiente para competir com a tecnologia do CCG.
- (110) Por outro lado, as capacidades de produção eólica e fotovoltaica seriam demasiado intermitentes para propor um compromisso de disponibilidade a preços competitivos. As capacidades hidráulicas existentes são igualmente intermitentes. As capacidades existentes de geração térmica renovável beneficiam já de um apoio público e não poderiam candidatar-se ao concurso. Quanto às capacidades de geração térmica à base de combustíveis fósseis, necessitariam de avultados investimentos até 2023. Segundo as autoridades francesas, estes elementos sublinham a adequação da tecnologia escolhida.

#### 5.1.2.4. Proporcionalidade

- (111) A França sublinha que a rentabilidade do projeto, quantificada numa TIR de [5-10] %, se situa num intervalo baixo em comparação com a rentabilidade exigida pelos investidores para este tipo de projeto.
- (112) Sobre este aspeto, as autoridades francesas especificaram que a introdução de um mecanismo de recuperação é demasiado tardia e que, por levar a uma diminuição das receitas, se traduziria na exigência de um prémio mais elevado, que iria neutralizar o seu impacto sobre a rentabilidade do projeto.
- (113) Por estes motivos, a França considera que a medida é proporcionada.

#### 5.1.2.5. Distorção da concorrência

- (114) A França entende que a medida não reduz os incentivos ao investimento em capacidades de interconexão, nomeadamente entre a França e a Irlanda.
- (115) Além disso, a medida não incorre no risco de reforçar a posição dominante da EDF. Na verdade, o vencedor do concurso terá mais interesse em comercializar por si próprio a eletricidade no mercado. A venda de eletricidade à EDF com uma taxa de desconto de 5 %, referida no considerando 53, é menos vantajosa do que uma venda a 100 % do preço de mercado. Trata-se, portanto, de uma opção juridicamente possível, mas economicamente pouco justificada.

### 5.2. Resposta às observações das partes interessadas

#### 5.2.1. Necessidade da medida

- (116) As autoridades francesas consideram infundadas as dúvidas levantadas por várias partes interessadas em relação ao projeto devido a um menor crescimento do consumo. De facto, as autoridades francesas sublinham que, na Bretanha, o consumo aumentou 9,9 % entre 2006 e 2014, contra um aumento médio de apenas 2,9 % em França. Citam igualmente um estudo segundo o qual a Bretanha seria a terceira região mais dinâmica de França no que respeita ao aumento do consumo de energia elétrica <sup>(24)</sup>.
- (117) A título complementar, as autoridades francesas recordam que a estrutura específica do consumo de eletricidade na região, composta por uma maior proporção dos setores residencial e terciário, implica uma maior sensibilidade do consumo regional às vagas de frio. Assim, a Bretanha representa 6,3 % do crescimento do pico de consumo, mas apenas 4,4 % do consumo anual de eletricidade.

<sup>(24)</sup> Síntese dos saldos elétricos regionais 2014-RTE, ver anexo 1.

- (118) A conjuntura de abrandamento económico e o aumento da eficiência energética decorrente da evolução do quadro regulamentar limitam o crescimento da procura, que, pela primeira vez, estabilizou em 2014. Inversamente, a evolução do número de agregados familiares resultante de uma demografia dinâmica, a evolução dos estilos de vida trazida pelo desenvolvimento das tecnologias da informação e da comunicação, o início da difusão dos veículos elétricos e o desenvolvimento do parque de bombas de calor estimulam a procura. Simultaneamente, de acordo com as autoridades francesas, as últimas previsões do aumento do consumo de eletricidade na Bretanha continuam a superar os valores médios do país.
- (119) Por último, as autoridades francesas sublinham que as comparações entre as previsões do PEB e o consumo efetivo devem traçar um perímetro idêntico. Assim, as previsões do PEB incluíam os consumos associados às perdas das redes, facto que as organizações que responderam à Comissão não tiveram em conta de forma sistemática quando efetuaram as comparações. As autoridades francesas consideram que este erro leva a uma leitura enganadora dos dados. Por outro lado, entendem que várias associações se baseiam em avaliações erradas, nomeadamente no que toca à disponibilidade das energias renováveis, que não podem substituir as avaliações realizadas pela RTE.

#### 5.2.2. *Legalidade do financiamento da medida*

- (120) Tal como se explica no considerando 68, n.º 2, certas partes interessadas consideram que o financiamento da medida seria ilegal, nomeadamente porque a CSPE estaria exclusivamente reservada para o financiamento das energias renováveis.
- (121) As autoridades francesas contestam esta alegação. Efetivamente:
- a) A base jurídica do concurso é a programação plurianual dos investimentos de 2009, que identifica os riscos para a segurança do abastecimento da Bretanha e sublinha a necessidade de implantar um meio de produção convencional na região.
  - b) O artigo L. 311-10 do Código da Energia dispõe que podem ser lançados concursos «quando as capacidades de produção não dão resposta aos objetivos da programação plurianual dos investimentos, designadamente os relativos às técnicas de produção e à localização geográfica das instalações». É claramente o caso do presente concurso.
  - c) Por fim, o artigo L. 121-7, ponto 1, do Código da Energia dispõe que os encargos imputáveis às missões de serviço público incluem «os custos adicionais resultantes, se for caso disso, da aplicação dos artigos L. 311-10 a L. 311-13-5».

Os textos supramencionados mostram que o financiamento dos concursos lançados em aplicação do artigo L. 311-10 do Código da Energia podia ser assegurado no âmbito da compensação dos encargos imputáveis às missões de serviço público, mesmo não se tratando de energias renováveis.

- (122) Por último, segundo as autoridades francesas, a reforma da CSPE ocorrida no final de 2015 não alterou estas indicações. O financiamento da medida será efetuado a partir de dotações orçamentais.

#### 5.2.3. *Efeito na concorrência*

- (123) Tal como se expõe no considerando 74, a ENGIE considera que o concurso irá reforçar a posição dominante do grupo EDF, o único produtor suscetível de evitar a desativação das suas instalações, apesar do inevitável declínio da sua rentabilidade futura. Em sentido contrário, as autoridades francesas consideram que a entrada de um novo operador no mercado da produção contribui para promover a concorrência.

#### 5.2.4. *Processo transparente — Consulta pública*

##### 5.2.4.1. *Existência de debate público*

- (124) Várias partes interessadas consideraram que não houve um debate público suficiente sobre o projeto. Ao invés, as autoridades francesas entendem que o processo que enquadra o debate público é satisfatório. Assim:
- (1) O projeto foi objeto de uma autorização sob a forma de um regulamento municipal que fixa as disposições que o operador deverá respeitar para assegurar a proteção do ambiente, em conformidade com o título 1 do Livro V do Código do Ambiente relativo às instalações classificadas para a proteção do ambiente;

- (2) O projeto foi objeto de um inquérito público, que decorreu entre 15/09/2014 e 31/10/2014 nas condições especificadas no regulamento municipal de 18 de agosto de 2014. As conclusões desse inquérito sublinham que a informação do público foi suficiente e permitiu uma verdadeira concertação. Paralelamente, as autoridades francesas recordam que o facto de a maioria das respostas ser desfavorável não põe em causa a decisão fundamentada da comissão de inquérito;
- (3) Por outro lado, as autoridades francesas lembraram que o debate se realizou a nível local e regional e que a concertação não só permitiu informar o público como constituiu uma oportunidade para formar grupos de trabalho reunindo as associações favoráveis ou contrárias ao projeto.

#### 5.2.4.2. Objeto do prémio

- (125) As autoridades francesas consideram infundada a alegação de uma parte interessada de que o concurso não foi transparente, porquanto o objeto do prémio não estava claramente definido.
- (126) Segundo esta parte interessada, embora o prémio se destinasse exclusivamente a cobrir os custos adicionais associados à localização da instalação, ao transporte do gás e à data prevista para a entrada em serviço, certos candidatos terão exigido, na sua proposta, o pagamento de um montante adicional para compensar a falta de rendibilidade da central. Tal pagamento não seria conforme com o caderno de encargos e introduziria uma distorção da concorrência em relação ao parque de ciclos combinados existente, gerando, deste modo, um prejuízo.
- (127) As autoridades francesas recordaram que o candidato selecionado apenas pode ser remunerado pelo montante do prémio proposto. Qualquer candidatura que exija um pagamento complementar ao prémio fixo, cujo objeto se encontra perfeitamente descrito no caderno de encargos, é considerada não conforme. Por conseguinte, a avaliação do critério do prémio não pode prever nem ter em conta qualquer pagamento complementar. Este aspeto foi recordado pela CRE em resposta a uma pergunta colocada por um candidato no âmbito do concurso.
- (128) Segundo as autoridades francesas, o assunto também não suscitou dificuldades de interpretação junto dos candidatos proponentes, os quais conseguiram integrar o custo adicional associado à entrada em serviço da instalação, num contexto económico menos favorável, no montante do prémio proposto.

## 6. APRECIACÃO DA MEDIDA

### 6.1. Existência de auxílio

- (129) O artigo 107.º, n.º 1, do TFUE define os auxílios estatais como, «na medida em que afetem as trocas comerciais entre os Estados-Membros, os auxílios concedidos pelos Estados ou provenientes de recursos estatais, independentemente da forma que assumam, que falseiem ou ameacem falsear a concorrência, favorecendo certas empresas ou certas produções».
- (130) Resulta do considerando anterior que a classificação de uma medida como auxílio estatal implica o preenchimento cumulativo das seguintes condições: a) a medida deve ser imputável ao Estado e financiada com recursos estatais; b) a medida confere uma vantagem seletiva suscetível de favorecer certas empresas ou a produção de determinadas mercadorias; c) a medida deve falsear ou ameaçar falsear a concorrência e ser suscetível de afetar as trocas comerciais entre os Estados-Membros.

#### 6.1.1. Auxílio imputável ao Estado e concedido com recursos estatais

- (131) Para ser considerada um auxílio estatal, uma medida financeira deve ser imputável ao Estado e ser concedida, direta ou indiretamente, por meio de recursos estatais.
- (132) No caso em apreço, está previsto que a remuneração paga à CEB seja repercutida nos preços de retalho da eletricidade através da CSPE (ver considerando 42).

- (133) Tal como explica a decisão de início do procedimento, a Comissão conclui que a CSPE constitui um recurso estatal, visto tratar-se «de uma cotização imposta pelo Estado e cobrada e gerida por uma entidade designada pelo Estado para gerir o regime de auxílios de acordo com regras por ele estabelecidas». De igual modo, o TJUE declarou <sup>(25)</sup> que os fundos alimentados por contribuições obrigatórias impostas pela legislação de um Estado-Membro, geridas e repartidas de acordo com essa legislação, podem ser considerados recursos estatais na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE, mesmo que sejam geridos por entidades distintas da autoridade pública <sup>(26)</sup>.
- (134) Finalmente, a medida é imputável ao Estado, visto que o anúncio do concurso foi publicado pelo ministro responsável pela energia, tendo este último procedido à escolha do candidato.

#### 6.1.2. Vantagem económica

- (135) Para constituir um auxílio na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE, a medida deve constituir uma vantagem para a empresa que dela beneficia, o que significa que a empresa não obtém tal vantagem em condições normais de mercado, ou seja, sem a intervenção do Estado.
- (136) As autoridades francesas consideram que a medida não constitui uma vantagem económica, uma vez que preenche todos os critérios enunciados na jurisprudência do processo *Altmark* <sup>(27)</sup>. Na sua decisão de início do procedimento, a Comissão manifestara dúvidas quanto a esta apreciação, mais concretamente quanto ao cumprimento ou não do primeiro critério.
- (137) Importa avaliar se, à luz da jurisprudência do processo *Altmark* <sup>(27)</sup>, a medida em causa concede uma vantagem à CEB.
- (138) No acórdão do processo *Altmark*, o TJUE decidiu que «na medida em que uma intervenção estatal deva ser considerada uma compensação que representa a contrapartida das prestações efetuadas pelas empresas beneficiárias para cumprir obrigações de serviço público, de forma que estas empresas não beneficiam, na realidade, de uma vantagem financeira e que, portanto, a referida intervenção não tem por efeito colocar essas empresas numa posição concorrencial mais favorável em relação às empresas que lhes fazem concorrência, essa intervenção não cai sob a alçada do artigo 92.º, n.º 1, do Tratado» <sup>(28)</sup>.
- (139) Recorde-se que as autoridades francesas consideram que a medida não constitui uma vantagem económica, uma vez que preenche todos os critérios enunciados na jurisprudência do processo *Altmark*.
- (140) De facto, de acordo com o Tribunal de Justiça <sup>(29)</sup>, para não ser classificada como auxílio estatal, uma compensação pela prestação de um serviço público deve preencher os quatro critérios cumulativos seguintes:
- (1) a empresa beneficiária deve efetivamente ser incumbida do cumprimento de obrigações de serviço público e essas obrigações devem estar claramente definidas;
  - (2) os parâmetros com base nos quais será calculada a compensação devem ser previamente estabelecidos de forma objetiva e transparente;
  - (3) a compensação não pode ultrapassar o que é necessário para cobrir total ou parcialmente os custos ocasionados pelo cumprimento das obrigações de serviço público, tendo em conta as receitas obtidas, assim como um lucro razoável pela execução destas obrigações; e
  - (4) quando a escolha da empresa a encarregar do cumprimento de obrigações de serviço público não seja efetuada através de um processo de concurso público que permita selecionar o candidato capaz de fornecer esses serviços ao menor custo para a coletividade, o nível da compensação necessária deve ser determinado com base numa análise dos custos que uma empresa média, bem gerida e adequadamente equipada em meios para poder satisfazer as exigências de serviço público, teria suportado para cumprir estas obrigações, tendo em conta as respetivas receitas assim como um lucro razoável relativo à execução destas obrigações.

<sup>(25)</sup> TJUE, acórdão de 19 de dezembro de 2013, *Vent de Colère!* contra *Ministre de l'Ecologie*, processo C-262/12.

<sup>(26)</sup> TJUE, acórdão de 2 de julho de 1974, *Itália/Comissão*, 173/73, Col. p. 709, n.º 35.

<sup>(27)</sup> TJUE, 24 de julho de 2003, *Altmark Trans GmbH e Regierungspräsidium Magdeburg contra Nahverkehrsgesellschaft GmbH*, processo C-280/00.

<sup>(28)</sup> *Idem*, n.º 87.

<sup>(29)</sup> *Idem*, n.ºs 88-94.

- (141) Relativamente ao primeiro critério, embora se reconheça que os Estados-Membros dispõem de um amplo poder de apreciação para determinar que serviços podem ser considerados obrigações de serviço público <sup>(30)</sup>, o TJUE recordou recentemente <sup>(31)</sup> que, em conformidade com o ponto 46 da Comunicação da Comissão relativa à aplicação das regras em matéria de auxílios estatais da União Europeia à compensação concedida pela prestação de serviços de interesse económico geral, sempre que existam regras específicas do direito da União que enquadram a definição do conteúdo e do âmbito do SIEG, essas regras são vinculativas para os Estados-Membros. Em geral, as referidas regras visam a harmonização das legislações com vista a suprimir os obstáculos à livre circulação e à livre prestação de serviços. O facto de serem adotadas com base em disposições do Tratado que não as relativas ao controlo dos auxílios estatais e terem por objeto principal a realização do mercado interno em nada limita a sua pertinência à luz do primeiro dos critérios referidos na jurisprudência do processo *Altmark*.
- (142) Tendo em conta as observações das partes interessadas e as respostas dadas pela França (secção 5), a Comissão considera que a medida não cumpre o primeiro critério da jurisprudência do processo *Altmark* relativo à classificação de obrigação de serviço público («OSP»), mais especificamente no setor da energia, e isto por dois motivos.
- (143) Em primeiro lugar, conforme explicou a Comissão <sup>(32)</sup>, não é adequado classificar como obrigação de serviço público uma atividade já prestada, ou que poderia sê-lo, de forma satisfatória pelo mercado. Esta análise deve igualmente ter em conta as eventuais melhorias que os Estados-Membros possam introduzir no funcionamento do mercado. De facto, na possibilidade de tais alterações, não é adequado classificar a atividade como obrigação de serviço público. Sucede que, no caso em apreço, o mercado pode ser considerado disfuncional, na medida em que não envia os sinais de preços suficientes para estimular o investimento a nível local. É o caso, nomeadamente, de mercados a curto prazo como os mercados de compensação, cujos mecanismos de ajustamento ainda não emitem, à data do projeto, um sinal de preço suficiente a nível local.
- (144) Em segundo lugar, a existência de discriminação no que respeita às tecnologias não permite classificar o serviço como obrigação de serviço público. No caso em apreço, o artigo 3.º, n.º 2, da Diretiva Eletricidade <sup>(33)</sup> prevê condições específicas relativamente à capacidade dos Estados-Membros para aplicar as OSP no setor da eletricidade liberalizado. Designadamente, o artigo 3.º, n.º 2, limita as possibilidades de os Estados-Membros aplicarem as OSP no setor da energia a objetivos específicos <sup>(34)</sup>: «os Estados-Membros podem impor às empresas do setor da eletricidade, no interesse económico geral, obrigações de serviço público, nomeadamente em matéria de segurança, incluindo a segurança do fornecimento, de regularidade, de qualidade e de preço dos fornecimentos, assim como de proteção do ambiente, incluindo a eficiência energética, a energia a partir de fontes renováveis e a proteção do clima.» Além disso, o mesmo artigo 3.º, n.º 2, prevê que as OSP no setor da energia devem ser «claramente definidas, transparentes, não discriminatórias e verificáveis, e garantir a igualdade de acesso das empresas do setor da energia elétrica da Comunidade aos consumidores nacionais».
- (145) A Comissão considera que o critério da não discriminação, analisado no quadro da existência de uma obrigação de serviço público, deve ser interpretado de forma estrita. A notificação comunicada por França especifica que o concurso respeita à construção e exploração de uma instalação de produção de eletricidade que utilize exclusivamente a tecnologia de ciclo combinado <sup>(35)</sup>. Por outras palavras, o concurso estava limitado a uma única tecnologia (o CCG), excluindo, nomeadamente, as tecnologias convencionais de tipo OCG ou TAC, que poderiam também prestar os serviços solicitados à central beneficiária.
- (146) Tal como explicam os considerandos 84 e 89, as autoridades francesas consideram que o facto de a medida não ser tecnologicamente neutra não constitui uma discriminação na aceção do artigo 3.º, n.º 2, da Diretiva 2009/72/CE, dado que todas as empresas podem aceder à tecnologia CCG, assim como a todas as tecnologias convencionais. As medidas de auxílio devem ser concebidas de modo a que todas as capacidades de produção suscetíveis de contribuir de forma eficaz para resolver um problema de adequação da produção participem nas referidas medidas, nomeadamente com a participação de produtores que utilizem tecnologias diferentes. Por conseguinte, o argumento apresentado por França, segundo o qual todas as empresas teriam acesso à tecnologia CCG, não permite excluir o caráter discriminatório da medida.

<sup>(30)</sup> Comunicação da Comissão relativa à aplicação das regras em matéria de auxílios estatais da União Europeia à compensação concedida pela prestação de serviços de interesse económico geral (JO C 8 de 11.1.2012, p. 4), ponto 46.

<sup>(31)</sup> Tribunal Geral, 1 de março de 2017, processo T-454/13, SNCM/Comissão, n.º 113.

<sup>(32)</sup> Comunicação da Comissão relativa à aplicação das regras em matéria de auxílios estatais da União Europeia à compensação concedida pela prestação de serviços de interesse económico geral (JO C 8 de 11.1.2012, p. 4), ponto 48.

<sup>(33)</sup> Diretiva 2009/72/CE.

<sup>(34)</sup> Processo C-242/10 — *Enel Produzione*, ECLI:EU:C:2011:861, n.º 42.

<sup>(35)</sup> Ponto 20 da notificação comunicada por França.

- (147) Por outro lado, a Comissão salienta que o concurso visava aumentar o nível de produção de eletricidade da região para manter a segurança do abastecimento, apesar do encerramento previsto de várias instalações de produção, e resolver o recorrente problema da tensão na Bretanha. Para responder a este duplo objetivo, o caderno de encargos enumerava uma série de requisitos a preencher pela futura central beneficiária. Esta devia ter uma potência ativa de cerca de 450 MW ( $\pm 10\%$ ), localizar-se na zona oeste da Bretanha e estar permanentemente disponível para ser mobilizada pela RTE, através do mecanismo de ajustamento. Relativamente a este último requisito, o caderno de encargos especificava que a central deveria ser mobilizável pela RTE num prazo não superior a quinze horas com a máquina parada e a duas horas com a máquina em funcionamento, que não podia haver limitações de período máximo para a ativação das propostas de ajustamento e que os períodos mínimos das propostas de ajustamento deviam ser iguais ou inferiores a três horas para uma máquina em funcionamento e de oito horas para uma máquina parada. Estas condições pretendem garantir a capacidade de resposta e a flexibilidade da central e assegurar assim que a RTE possa mobilizar a central para responder a uma necessidade pontual e temporária, assegurando em simultâneo a manutenção da tensão e o equilíbrio local. Nos considerando 107 e 108, a França não contesta que estas condições poderiam ser satisfeitas por todas as centrais convencionais, ou seja, pelas de tipo CCG, OGC e TAC.
- (148) De igual modo, a análise da adequação das diferentes tecnologias aos objetivos do concurso leva a concluir que as três tecnologias convencionais (CCG, OGC e TAC) poderiam responder às necessidades identificadas pelas autoridades francesas, embora em condições de eficiência diferentes. No entanto, o concurso contempla apenas a criação de uma central de tipo CCG. A Comissão conclui, por isso, que o concurso é discriminatório.
- (149) Contudo, tal como se recorda no considerando 144, a obrigação de serviço público deve ser necessariamente não discriminatória. A constatada discriminação para com determinadas tecnologias convencionais exclui a classificação da medida como obrigação de serviço público.
- (150) Por conseguinte, a argumentação da França, exposta no considerando 84, segundo a qual a medida não constitui uma discriminação em relação aos outros tipos de tecnologias convencionais, não é admissível, o que leva a Comissão a concluir que a medida não pode ser classificada como obrigação de serviço público. Por conseguinte, não foi cumprido o primeiro critério enunciado na jurisprudência do processo *Altmark*.
- (151) Seguidamente, a medida constitui uma vantagem. Efetivamente, na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE, uma vantagem é um benefício económico que uma empresa não teria obtido em condições normais de mercado, isto é, sem a intervenção do Estado. No caso em apreço, o consórcio receberá um prémio que não é atribuído em condições normais de mercado, antes resultando de uma subvenção pública. Por conseguinte, pode-se classificar a medida como uma vantagem concedida ao vencedor do concurso.
- (152) Em segundo lugar, para se considerar que um auxílio é seletivo na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE, o mesmo deve favorecer «certas empresas ou certas produções». No caso em apreço, a medida é atribuída exclusivamente ao vencedor do concurso, sendo, portanto, considerada seletiva.
- (153) Por conseguinte, a Comissão considera que a medida confere uma vantagem seletiva nos termos do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE.

#### 6.1.3. Efeito na concorrência e nas trocas comerciais entre os Estados-Membros

- (154) Os auxílios públicos às empresas na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE só têm impacto na concorrência caso «falseiem ou ameacem falsear a concorrência, favorecendo certas empresas ou certas produções» e na medida em que «afetem as trocas comerciais entre os Estados-Membros». Considera-se que uma medida concedida pelo Estado falseia ou ameaça falsear a concorrência quando é suscetível de melhorar a posição concorrencial do beneficiário em relação a outras empresas com as quais este concorre <sup>(36)</sup>. Na prática, e em geral, uma distorção, na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE, ocorre quando o Estado concede uma vantagem financeira a uma empresa num setor em que existe concorrência <sup>(37)</sup>. No caso em apreço, a medida é suscetível de melhorar a posição concorrencial do consórcio CEB em relação às outras empresas, permitindo-lhe aumentar a sua capacidade de produção de eletricidade em relação à restante concorrência.

<sup>(36)</sup> Acórdão do Tribunal de Justiça de 17 de setembro de 1980, Philip Morris, 730/79.

<sup>(37)</sup> Acórdão do Tribunal de Primeira Instância de 15 de junho de 2000, Alzetta, processos apensos T-298/97, T-312/97

- (155) Os auxílios públicos às empresas constituem auxílios estatais na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE apenas na medida em que «afetem as trocas comerciais entre os Estados-Membros». Os auxílios públicos podem ser considerados suscetíveis de afetar as trocas comerciais entre os Estados-Membros mesmo que os beneficiários não participem diretamente nas trocas comerciais transfronteiriças. Além disso, a importância relativamente exígua de um auxílio ou a dimensão relativamente modesta da empresa beneficiária não impedem *a priori* a eventualidade de as trocas entre os Estados-Membros serem afetadas <sup>(38)</sup>. No caso em apreço, devido à seletividade do auxílio, o beneficiário obterá uma vantagem que os seus concorrentes externos não poderão obter.
- (156) Além disso, o impacto de um auxílio sobre a concorrência e o seu efeito nas trocas comerciais entre os Estados-Membros podem ocorrer sempre que a medida beneficie uma empresa a operar num setor que tenha sido liberalizado a nível europeu <sup>(39)</sup>. No caso em apreço, o setor da energia foi objeto de uma liberalização deste tipo.
- (157) Por conseguinte, a medida afetará a concorrência e as trocas comerciais entre os Estados-Membros.

#### 6.1.4. Conclusão sobre a existência de auxílio

- (158) Pelos motivos acima referidos, a Comissão mantém que a medida constitui um auxílio estatal na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE.

### 6.2. Legalidade do auxílio

- (159) A medida ainda não foi executada. Será paga aquando da entrada em serviço da central, a partir de [...]. Por conseguinte, a medida será executada posteriormente à presente decisão. Não pode, portanto, ser considerada ilegal.

### 6.3. Compatibilidade com o mercado interno

#### 6.3.1. Justificação do quadro de análise utilizado

- (160) Tal como se expõe nos considerandos 144 a 147, não se pode classificar o serviço como obrigação de serviço público, pelo que a comunicação da Comissão relativa ao enquadramento dos SIEG não é aplicável ao caso em apreço.
- (161) Por conseguinte, a Comissão avalia a compatibilidade da medida à luz da secção 3.9 das OAEAE. Os pontos 19 a 34 das OAEAE definem a adequação das capacidades como i) o nível de produção considerado suficiente para responder aos níveis de procura num Estado-Membro num determinado período de tempo, ii) determinado com base num indicador estatístico convencional utilizado por organizações importantes [por exemplo, a Rede Europeia dos Operadores das Redes de Transporte de Eletricidade («REORTE»)].
- (162) No que respeita ao primeiro critério, a Comissão entende que a medida prevê a criação de um nível de produção suficiente para responder aos níveis de procura na Bretanha, tanto do ponto de vista quantitativo (ver considerando 166) como qualitativo (considerando 174).
- (163) Quanto ao segundo critério, a Comissão considera que os indicadores que demonstram o nível suficiente da resposta dada pela central CCG são objetivos e satisfatórios (ver considerando 168).

#### 6.3.2. Objetivo de interesse comum e necessidade

- (164) A Comissão considera que a medida contribui para a realização de um objetivo de interesse comum e é necessária, em conformidade com os pontos 3.9.1 e 3.9.2 das OAEAE, se satisfizer as seguintes condições: i) o problema da adequação das capacidades de produção deve ser identificado através de um indicador quantificável e os resultados devem ser coerentes com a análise efetuada pela REORTE; ii) a medida deve prosseguir um objetivo bem definido; iii) a medida deve visar a natureza e as causas do problema e, em especial, a deficiência do mercado que o impede de assegurar o nível de capacidade necessário; e iv) o Estado-Membro deverá ter analisado outras opções para resolver o problema.

<sup>(38)</sup> Acórdão do Tribunal de Justiça de 14 de janeiro de 2015, Eventech/Parking Adjudicator, processo C-518/13.

<sup>(39)</sup> Acórdão do Tribunal de Justiça de 10 de janeiro de 2006, processo C-222/04.

- (165) O problema da adequação da capacidade foi claramente identificado e quantificado. Tal como se expõe no considerando 81, o encerramento, previsto para 2017 na ausência de investimento na capacidade, de quatro TAC de Brennelis e Dirinon e das unidades a fuelóleo da central de Cordemais criaria um défice de capacidade residual estimado em entre 200 MW e 600 MW por ano, no período de 2017-2020. Mesmo equacionando um prolongamento do período de vida destas centrais, a sua paragem deverá ocorrer o mais tardar em 2023. Quanto a este aspeto, a Comissão assinala a reduzida produção interna na Bretanha, equivalente a 13,3 % do consumo em 2014, dos quais 11,8 % por energias renováveis, valores que revelam a proporção pouco significativa da produção não intermitente. Estes elementos desmentem a argumentação desenvolvida por determinadas partes interessadas (ver considerando 55), confirmando, em contrapartida, a argumentação por elas exposta nos considerando 61, 63 e 81.
- (166) Além disso, a Comissão considera que o risco ligado à manutenção da tensão foi objetivado de forma satisfatória pelas autoridades francesas. De facto, a RTE decidiu criar, em quatro ocasiões durante o ano de 2012, um dispositivo específico para enfrentar qualquer incidente derivado de uma queda de tensão na Bretanha. Esse dispositivo consiste num sistema de ativação de deslastes de consumo utilizado durante os períodos mais críticos.
- (167) A necessidade da medida apresentada pelas autoridades francesas baseia-se em dados quantitativos resultantes dos estudos elaborados pela RTE no âmbito da sua atividade de publicação anual <sup>(40)</sup>.
- (168) Por um lado, o método adotado é conforme com o utilizado no exercício de estimativa da RTE. Este método baseia-se numa abordagem probabilística que confronta os níveis da oferta e da procura através de uma simulação do funcionamento do sistema elétrico europeu hora a hora durante todo o ano. Certos parâmetros, como a disponibilidade do parque, baseiam-se nos parâmetros de referência dos estudos realizados pela REORTE.
- (169) Por outro lado, quanto ao mérito, os dados comunicados baseiam-se nos elementos do saldo que confirmam i) uma dinâmica de consumo 2,7 vezes superior à tendência nacional no período de 2006-2012 (aumento do consumo de 1,6 % em média nos seis últimos anos na Bretanha), ii) picos de consumo ainda sensíveis às condições climáticas e superiores à sensibilidade média em França, que se devem principalmente à estrutura de consumo da região, na qual os setores residencial e terciário ocupam uma parte importante, iii) meios de produção locais insuficientes, visto que os meios de produção situados na Bretanha apenas fornecem 13 % da energia elétrica consumida na região (ver considerando 166), e iv) melhorias introduzidas na rede que respondem de forma parcial ao problema da adequação. Com efeito, o desequilíbrio entre a energia produzida e a energia consumida fragiliza a segurança do fornecimento da região, cujos pontos frágeis são os seguintes: o norte da Bretanha, abrangendo a maior parte do departamento de Côtes d'Armor e as localidades de Saint-Malo e Dinard, cujo fornecimento é interrompido em caso de indisponibilidade da linha de 44 kV de Domloup-Plaine Haute, e toda a região da Bretanha, que se encontra sujeita a um risco de queda de tensão devido à distância entre as instalações de produção e os centros de consumo. A RTE fez vários investimentos, nomeadamente a instalação, entre 2011 e 2013, de meios de compensação distribuídos pelo território da região oeste para obter uma capacidade total de 1 150 MVAR (megavoltampere reativo) e assim garantir o nível de potência necessário nos períodos frios. Segundo a RTE, estes meios de compensação devem ser completados com a ligação da central CCG de Landivisiau para restabelecer a margem de segurança necessária face ao risco de queda de tensão e obter, assim, uma «rede de segurança» adequada <sup>(41)</sup>.
- (170) Seguidamente, a medida visa o objetivo bem definido de suprir as deficiências do mercado, ou seja, a ausência de investimento, apesar da sua necessidade, na Bretanha, para evitar uma queda de tensão em toda a região, a qual, como se explica no considerando 98, não seria possível evitar com a mera criação de linhas elétricas. A Comissão corrobora o argumento de que a região da Bretanha padece de uma situação de «missing money», que se explica pelo aumento insuficiente dos preços no contexto bretão de escassez de eletricidade, e que, como se refere nos considerando 101 e 95, não pode ser minorada com o fracionamento da zona tarifária. Acresce ainda que o mecanismo de capacidade também não permite responder às necessidades específicas da região (ver considerando 177).
- (171) No entender da Comissão, estes elementos explicam de forma satisfatória a ausência de investimento em novas capacidades sem apoio financeiro público.
- (172) A medida aponta às causas do problema identificado, em especial, às deficiências de mercado que o impedem de fornecer a capacidade necessária, isto a dois níveis. Por um lado, a escolha da tecnologia do CCG permite responder às necessidades quer de potência quer de disponibilidade, identificadas no PEB. O CCG permite

<sup>(40)</sup> Estimativa de 2013 da RTE

<sup>(41)</sup> Estimativa de 2013 da RTE, p. 42.

garantir a segurança do abastecimento e contribui para manter a tensão elétrica na zona. Este aspeto é desenvolvido nos considerandos 104 e seguintes. Por outro lado, a parcela da produção não intermitente disponível nos picos de consumo de inverno é bastante reduzida, o que representa um risco.

- (173) Quanto à justificação da necessidade de manter um nível de tensão constante, a Comissão assinala a existência de uma fragilidade elétrica, identificada pela RTE, no norte da Bretanha. Esta zona é alimentada por uma linha com um único circuito de 400 kV e duas linhas de 225 kV no oeste, a partir da subestação de La Martyre. Em caso de rutura da linha entre Rennes e Saint-Brieuc, ocorreriam sobrecargas nas duas linhas de 225 kV, agravadas pelas quedas de tensão na zona de Rance. Na ausência de deslastre na zona do norte da Bretanha, esta situação acarretaria o risco de perda da totalidade do fornecimento na zona. Por outro lado, em caso de elevado consumo em toda a zona oeste, devido às várias situações de indisponibilidade das centrais ou a incidentes na rede, a Bretanha está exposta a riscos de cortes localizados do seu fornecimento de energia elétrica, mas também a um risco de queda de tensão generalizada em toda a região.
- (174) O Estado-Membro justificou a não utilização de outras tecnologias (por exemplo, energias renováveis), do recurso à gestão da carga, da criação de uma zona tarifária ou da implantação de linhas de interconexão. De acordo com a Comissão, nenhuma destas ações corretivas isoladas permitiria responder por inteiro aos riscos sublinhados, nomeadamente aos riscos de queda de tensão, tal como se expõe no considerando 16.
- (175) No que respeita à justificação do não recurso exclusivo às linhas de interconexão, a Comissão salienta que a situação da Bretanha, no fim da linha, não é comparável à das outras regiões francesas com características semelhantes (PACA, Franco Condado, País do Loire e Córsega), nas quais o abastecimento de energia elétrica é assegurado por diversas interconexões com outras regiões. A estabilidade da tensão não é problemática. Além disso, não se situam «no fim da rede» como a Bretanha. A Córsega, apesar do seu défice de interconexão <sup>(42)</sup>, tem a seu favor as capacidades significativas existentes no seu território.
- (176) Em 8 de novembro de 2016, a Comissão aprovou o projeto francês do mecanismo de capacidade <sup>(43)</sup>. Está prevista a participação da central no mecanismo de capacidade sobretudo por via do reequilíbrio, que representará apenas uma parte marginal das receitas totais da central (cerca de 1,5 % do total de receitas anuais). O impacto deste mecanismo no projeto e a sua importância na avaliação da medida são limitados. O plano de negócios não prevê qualquer participação no mecanismo de capacidade para além do reequilíbrio. Se essa participação ocorresse, a respetiva remuneração seria deduzida do montante do prémio.
- (177) Paralelamente, no seu Relatório final do inquérito setorial sobre os mecanismos de capacidade <sup>(44)</sup>, a Comissão considerou que, no caso de um problema de adequação da produção, a escolha do recurso a um mecanismo de capacidade depende das características específicas do mercado em causa <sup>(45)</sup>. No caso em apreço, a existência de uma procura local na Bretanha não implicaria diretamente a emergência de uma oferta situada na Bretanha. Com efeito, o mercado da eletricidade francês não está em condições de indicar a procura existente para uma capacidade a nível local. O caráter extremamente localizado da falta de capacidade não pode ser resolvido unicamente através do mecanismo de capacidade recentemente introduzido em França.
- (178) Posto isto, a Comissão considera que a medida, que serve o objetivo de interesse comum de garantir a segurança do abastecimento de energia elétrica, é claramente necessária em França.

### 6.3.3. Adequação da medida de auxílio

- (179) A secção 3.9.3 das OAEAE exige que a medida seja um instrumento político adequado para atingir o objetivo de interesse comum visado. Assim, para ser considerada adequada, deve satisfazer as seguintes condições: i) o auxílio deve compensar unicamente o serviço de disponibilidade de capacidade; ii) o auxílio deve proporcionar incentivos adequados tanto a atuais como a futuros produtores de energia e a operadores que usem tecnologias substituíveis, tais como soluções de resposta do lado da procura ou de armazenamento; e iii) o auxílio deve ter em conta até que ponto a capacidade de interconexão pode remediar eventuais problemas de adequação das capacidades de produção.

<sup>(42)</sup> Desde 2010 que a potência da ligação submarina com a Sardenha (por cabo único) é de 100 MW (fonte: relatório sobre os sistemas energéticos insulares — Córsega, de julho de 2015).

<sup>(43)</sup> Processo SA.39621 — Mecanismo de capacidade em França.

<sup>(44)</sup> Relatório da Comissão — Relatório final do inquérito setorial sobre os mecanismos de capacidade, 30 de novembro de 2016 ([http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity\\_mechanisms\\_final\\_report\\_pt.pdf](http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_final_report_pt.pdf))

<sup>(45)</sup> Relatório da Comissão — Relatório final do inquérito setorial sobre os mecanismos de capacidade, p. 17.

- (180) Em primeiro lugar, a Comissão observa que o prémio exclui qualquer remuneração pela venda de eletricidade. Efetivamente, esta é composta por i) um termo do valor da capacidade igual a [50 000-60 000] EUR/MW/ano e por três termos ligados à localização geográfica do projeto, nomeadamente: ii) um termo de custo adicional ligado ao transporte de gás igual a [20 000-40 000] EUR/MW/ano, iii) um termo de custo adicional ligado à ligação igual a 6 000 EUR/MW/ano e iv) um termo de custo adicional ligado a medidas ambientais específicas de 2 000 EUR/MW/ano. Por conseguinte, o prémio corresponde à remuneração de uma capacidade e exclui qualquer remuneração relacionada com a venda de eletricidade.
- (181) Em segundo lugar, embora entenda que o auxílio foi atribuído através de um processo de concurso discriminatório (ver considerando 145), a Comissão considera que é legítimo que as autoridades francesas tenham limitado o concurso à participação de centrais de tipo CCG. De facto, esta limitação explica-se por uma necessidade específica de manutenção da tensão em condições ambientais e energéticas satisfatórias. De entre as centrais térmicas e, portanto, em relação às centrais a carvão e às tecnologias a fuelóleo, as centrais a gás são as menos poluentes (ver também considerando 102). A escolha de uma central de tipo CCG em vez de outros tipos de centrais a gás, nomeadamente as OCG, é preferível do ponto de vista ambiental, uma vez que se trata de um modo de produção de elevado desempenho energético que utiliza apenas o gás natural, que de entre os combustíveis fósseis é o que produz menos emissões de CO<sub>2</sub>, proporcionando ao mesmo tempo a flexibilidade e a capacidade de resposta necessárias para suprir as deficiências de mercado identificadas.
- (182) Em terceiro lugar, a medida de auxílio tem em conta as capacidade de interconexão, mas esta opção não permite responder de forma satisfatória à necessidade de manter o nível da tensão. Além disso, a construção de interconexões resulta de uma visão a longo prazo. Estão já em preparação vários projetos de interconexão destinados a aumentar a capacidade de interconexão entre a França e o Reino Unido, e entre a Bretanha e a Irlanda. Por outro lado, a Comissão salienta que a medida não é contrária a um aumento dos fluxos que transitam pela Bretanha no âmbito da criação da interconexão.
- (183) Além disso, várias outras medidas alternativas não se mostram adequadas:
- (1) As energias renováveis, tidas em conta, por exemplo, no quadro do PEB, não garantem, por si só, e nesta região situada no fim da linha, nem a manutenção da tensão nem uma gestão eficaz dos picos de procura.
  - (2) As outras instalações de produção de energia convencionais estão a atingir o limite da sua exploração e as centrais TAC acima referidas da região vão encerrar de 2023 em diante. O seu carácter poluente, frisado no considerando 81, obsta a que se equacione um prolongamento suplementar do seu período de vida.
  - (3) O nível do investimento na interconexão, da ordem dos 45 milhões de EUR em 2015, representa um contributo insuficiente para suprir as necessidades de capacidade da região. A Comissão observa que a RTE realizou já obras importantes na rede, mas estas são insuficientes para alcançar o objetivo da segurança do abastecimento. Estas medidas foram as seguintes: reforço da «rede de segurança» da Bretanha entre 2011 e 2013, instalação de um transformador desfasador na subestação de Brennilis (2015) e duplicação das capacidades de transformação de 400/225 kV em Plaine Haute (2015). No entanto, após 2017, o transformador desfasador de Brennilis não será suficiente para garantir o fornecimento ao norte da Bretanha. Esta argumentação confirma os elementos apresentados pelas partes interessadas no considerando 65, n.º 2.
  - (4) A gestão da carga não é um instrumento adequado. É certo que a Comissão assinala o reforço da integração da gestão da carga nos diferentes mecanismos de compensação: na sequência de um programa de 4 anos, todos os mercados (energia, reservas, serviços sistémicos) estão, desde 1 de julho de 2014, abertos à gestão da carga. Porém, esta não consegue concretizar o objetivo da medida, que visa o equilíbrio entre a oferta e a procura de eletricidade, bem como a manutenção da tensão.
- (1) No que se refere ao equilíbrio entre a oferta e a procura, a gestão da carga permite, efetivamente, a diminuição ou o diferimento do consumo. No entanto, este mecanismo não está orientado em termos geográficos. Além disso, atualmente, é difícil mobilizar capacidades suficientes de gestão da carga para responder ao desequilíbrio regional. A título de exemplo, um programa experimental levado a cabo pela RTE na Bretanha com vista à mobilização de propostas locais de gestão da carga conseguiu mobilizar 62 MW entre 1 de novembro de 2014 e 31 de março de 2015 <sup>(46)</sup>, contra um défice residual calculado em 200 MW a 600 MW (considerando 166). Mesmo que fosse criado um dispositivo ao nível da Bretanha, este não conseguiria, pela sua natureza, responder a um problema local de manutenção da tensão com a oferta de potência suficiente.

<sup>(46)</sup> RTE, Estimativa do equilíbrio oferta-procura de eletricidade em França, edição de 2015, p. 67.

- (2) Relativamente à manutenção da tensão, apesar de permitir atenuar a pressão sobre a procura nas horas de pico e nivelar os picos de consumo sem recorrer a fontes de produção suplementares, a gestão da carga não permite manter a tensão, que necessita, segundo as autoridades francesas, de uma injeção de eletricidade local nos períodos que não possam ser cobertos pela gestão da carga. Deste modo, é necessário criar novas capacidades para efetuar essa injeção.
- (184) Por último, a Comissão considera que o artigo 194.º do TFUE invocado pelas autoridades francesas (ver considerando 105) não as dispensa de se conformarem com a legislação em vigor em matéria de auxílios estatais, caso estes sejam concedidos a um produtor de eletricidade.
- (185) Tendo em conta o que precede, a medida é adequada para atingir o objetivo de interesse comum identificado.

#### 6.3.4. *Efeito de incentivo*

- (186) O efeito de incentivo do auxílio será avaliado com base nas condições definidas na secção 3.2.4 das OAEAE. Este efeito existe se o auxílio induzir o beneficiário a mudar o seu comportamento no sentido de melhorar o funcionamento do mercado da energia; esta mudança de comportamento não ocorreria sem o auxílio.
- (187) A Comissão observa que o prémio permite investir em novas capacidades, o que, devido às especificidades do mercado da Bretanha, não aconteceria sem o auxílio. Assim, sem o prémio, o projeto não ofereceria rentabilidade suficiente (considerando 23). Neste contexto, a Comissão rejeita a argumentação das partes interessadas apresentada nos considerandos 67 e 68.
- (188) Por conseguinte, a Comissão conclui que a medida tem o efeito de incentivo pretendido.

#### 6.3.5. *Proporcionalidade*

- (189) A Comissão aprecia a proporcionalidade da medida em conformidade com a secção 3.9.5 das OAEAE. Uma medida é proporcionada quando preenche as seguintes condições: i) a compensação permite que os beneficiários obtenham uma taxa de retorno razoável (com um concurso verdadeiramente competitivo assente em critérios claros, transparentes e não discriminatórios) e ii) incorpora mecanismos que impedem o aparecimento de lucros aleatórios.
- (190) Estas condições são avaliadas à luz do plano de negócios comunicado. As premissas do plano de negócios são descritas na secção 2.6 da presente decisão.
- (191) Em primeiro lugar, a Comissão observa que o período de 20 anos é necessário para obter a TIR razoável de [5-10] % em comparação com o custo médio ponderado do capital (ver considerando seguinte). Uma duração mais curta do projeto implicaria uma TIR inferior, o que não é necessário, tendo em conta o nível da TIR já considerado aceitável pela Comissão. Este argumento refuta a premissa exposta no considerando 68(1).
- (192) Seguidamente, a Comissão observa que a TIR do projeto é de [5-10] %. A proporcionalidade desta TIR é avaliada por comparação com o custo médio ponderado do capital (CMPC). O CMPC do projeto reflete os riscos específicos não diversificáveis do projeto. A Comissão considera que se pode avaliar a TIR comparando-a com o custo médio ponderado de um painel de empresas comparáveis cuja média seja de 6,6 % no período de 2007-2016, valor próximo da TIR do projeto. Assim, a Comissão regista a proximidade entre a TIR e o intervalo do CMPC pertinente calculado, o que lhe permite concluir favoravelmente quanto à proporcionalidade da medida.
- (193) A fiabilidade da proporcionalidade é reforçada pelos estudos de sensibilidade apresentados. Efetivamente, foram realizados estudos em função das eventuais penalizações por atrasos, da inflação e da consideração de um eventual valor terminal. Foram consideradas várias hipóteses de preços para medir as consequências do contrato de *tolling* no plano de negócios.
- (194) No tocante à prevenção do risco de aparecimento de lucros aleatórios, a Comissão observa que o plano de negócios apresentado pelo consórcio não permite a realização de lucros aleatórios. As duas principais componentes das receitas são, por um lado, o prémio recebido, que depende da disponibilidade da central, negociada contratualmente, e que, portanto, não permite a realização de lucros aleatórios, e, por outro, a remuneração ao abrigo do contrato de *tolling*, igualmente negociada em termos contratuais, e que também não dá ao consórcio a possibilidade de obter lucros aleatórios.

- (195) Por fim, a Comissão observa que o consórcio terá a possibilidade de participar no mecanismo de capacidade nas condições expostas no considerando 25. Todavia, a remuneração decorrente da participação, se existir, no mecanismo de capacidade será deduzida do prémio. A inexistência de uma dupla remuneração surge, portanto, como um elemento basilar da proporcionalidade da medida.
- (196) Por conseguinte, a Comissão considera que o mecanismo é proporcional ao seu objetivo.

#### 6.3.6. Prevenção de efeitos negativos na concorrência e nas trocas comerciais

- (197) Em conformidade com a secção 3.9.6 das OAEAE, para serem consideradas compatíveis, as medidas de auxílio devem preencher as seguintes condições: i) estar abertas a todos os fornecedores de capacidade útil sempre que tal seja técnica e fisicamente possível; ii) não reduzir os incentivos ao investimento nas interconexões nem minar o acoplamento de mercados; iii) não minar as decisões de investimento anteriores à introdução da medida; iv) não reforçar indevidamente as posições dominantes de mercado; e v) dar preferência a produtores hipocarbónicos, em caso de parâmetros técnicos e económicos equivalentes.
- (198) No que respeita ao primeiro critério, o considerando 232 das OAEAE especifica que a participação nos mecanismos de capacidade «só pode justificar-se com base num desempenho técnico insuficiente requerido para resolver o problema de adequação da produção» <sup>(47)</sup>. No caso em apreço, a Comissão considera que o desempenho técnico de determinadas capacidades de produção, designadamente as CCG, é claramente mais adequado para resolver de forma eficiente o problema da adequação da produção do que o de outras, nomeadamente as OCG e as TAC. Mais especificamente, o desempenho técnico destas últimas não permite otimizar o rendimento energético e o retorno económico do projeto de investimento, isto considerando as modalidades e o período de funcionamento do meio de produção pretendidos pelas autoridades francesas para enfrentar o problema de adequação da produção identificado.
- (199) Efetivamente, no caso em apreço, a Comissão observa que nem todas as tecnologias convencionais dispõem de capacidade técnica equivalente para satisfazer de forma suficientemente eficiente e viável todas as necessidades identificadas no ponto 3.3 do caderno de encargos.
- (200) Em primeiro lugar, no que respeita à comparação com as OCG, os estudos «*Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition*» da Agência Internacional de Energia-Agência para a Energia Nuclear (AIE-AEN) demonstram que o CCG é um meio de produção de eletricidade bastante mais económico se estiverem em causa períodos de funcionamento significativos. Assim, os custos de referência da produção elétrica apresentados por este estudo mostram que os LCOE <sup>(48)</sup> de uma central OCG construída na Bélgica ou na Alemanha <sup>(49)</sup> são claramente superiores aos LCOE de centrais CCG belgas ou alemãs. Expressos em EUR/MWh, tanto os custos de investimento como os custos de exploração e manutenção são assim mais elevados numa central OCG do que numa central CCG. As conclusões deste estudo são apresentadas no quadro seguinte:

#### Custo médio total da produção de eletricidade

**Table 3.9: Levelised cost of electricity for natural gas plants**

| Country | Technology | Net capacity <sup>(1)</sup><br>(MWe) | Electrical conversion efficiency (%) | Investments cost <sup>(2)</sup><br>(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 |

<sup>(47)</sup> Considerando 232, alínea a), das OAEAE.

<sup>(48)</sup> «*Levelized cost of electricity*»: custos normalizados totais de produção de energia

<sup>(49)</sup> Este estudo não apresenta o custo de uma central OCG em França, pelo que nenhuma construção recente ou futura permite determinar um custo de referência para o nosso país.

| Country        | Technology       | Net capacity <sup>(1)</sup><br>(MWe) | Electrical conversion efficiency (%) | Investments cost <sup>(2)</sup><br>(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 |
|-------|------|-----|------|------|------|------|

<sup>(1)</sup> Net capacity may refer to the unit capacity or to the combined capacity of multiple units on the same site.

<sup>(2)</sup> Investment cost includes overnight cost (with contingency) as the implied IDC.

(Continuação do quadro — lado direito)

| Refurbishment and decommissioning costs (USD/MWh) |      |      | Fuel cost<br>(USD/MWh) | Carbon cost<br>(USD/MWh) | O&M costs<br>(USD/MWh) | LCOE<br>(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 countries**

|      |      |      |       |       |      |       |       |       |       |
|------|------|------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|
| 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 das autoridades francesas de 20 de março de 2017, extraído do estudo da AIE-AEN de 2015, p. 48-49.

- (201) Tendo por base um período de funcionamento estimado em [3 000-6 500] horas anuais e cerca de 1 600 GWh de produção anual <sup>(50)</sup>, a Comissão considera que o desempenho técnico das centrais OGC teria, admitindo a constância de todas as variáveis e tendo em conta a dimensão do auxílio recebido pela CEB, custos de produção da eletricidade entre cerca de 60 milhões e cerca de 190 milhões de EUR, em comparação com um volume de negócios a rondar os 90 milhões de EUR por ano. Por conseguinte, o recurso a uma central OGC alteraria de forma excessiva o equilíbrio económico do projeto e poria em causa a sua viabilidade. Assim sendo, a Comissão só pode concluir que o desempenho técnico da OGC é insuficiente para assegurar a viabilidade do projeto e, por conseguinte, não poderia resolver o problema das capacidades de produção.
- (202) Além deste estudo, a Comissão assinala que os custos de produção mais elevados das centrais OGC resultam de uma menor eficiência energética. A eficiência energética de uma central OGC é 40 %, ou mesmo 55 %, inferior à de uma central CCG. Assim, uma central OGC necessitaria de receber pelo menos mais 40 % de gás do que uma central CCG de igual potência <sup>(51)</sup>.
- (203) Em segundo lugar, no que respeita à comparação com as TAC, a Comissão refere que esta tecnologia, tal como as OGC, regista um custo de funcionamento marginal superior ao das CCG. Acima de um período de funcionamento de 200 horas anuais das TAC (1 000 horas das OGC), esta tecnologia torna-se mais onerosa do que a tecnologia do CCG. Assim, a TAC é menos eficiente do que o OGC num período de funcionamento superior a 1 000 horas, como é o caso em apreço. Tendo a Comissão concluído que uma central OGC, nas condições de funcionamento do caso em apreço, comprometeria a viabilidade do projeto, permanecendo todas as variáveis inalteradas, o recurso a uma central TAC só poderia comprometer, *a fortiori*, a viabilidade do projeto.
- (204) Por outro lado, importa considerar também, no caso da medida notificada, a influência da eficiência energética sobre os custos globais do projeto. De facto, um melhor rendimento permite diminuir a quantidade de gás transportado para a instalação para obter a mesma potência elétrica. Sendo a eficiência energética de uma central OGC inferior a 40 % e nas centrais CCG recentes superior a 55 %, uma central OGC necessitaria de receber pelo menos mais 40 % de gás do que uma central CCG de igual potência. Este aspeto é essencial no contexto do concurso da Bretanha, o qual prevê um reforço da rede de gás que constitui uma parte dos custos justificativa da atribuição de um auxílio estatal. Recorde-se que a percentagem do prémio correspondente ao transporte de gás representa 33 % do prémio total pago ao candidato. Assim, a melhor eficiência energética de uma central CCG permite reduzir a capacidade necessária de transporte de gás e, por conseguinte, os custos do projeto, que exige o reforço da rede de transporte de gás na Bretanha.

<sup>(50)</sup> Fonte: Plano de negócios da CEB.

<sup>(51)</sup> Nota das autoridades francesas de 20 de março de 2017.

- (205) Deste modo, a medida está aberta aos fornecedores de capacidade capazes de resolver de forma eficiente o problema da adequação da produção identificado pela França.
- (206) Relativamente ao segundo critério, a Comissão salienta que a medida não reduz os incentivos ao investimento nas interconexões nem mina o acoplamento de mercados. Efetivamente, estão em fase de estudo vários projetos de interconexão destinados a aumentar a capacidade de interconexão entre a França e o Reino Unido (até 2022), e entre a Bretanha e a Irlanda (até 2025). A medida permitirá aumentar os fluxos que transitam pela Bretanha no âmbito da criação da interconexão.
- (207) A Comissão sublinha ainda que as regras do concurso foram concebidas de modo a evitar qualquer distorção na participação do CCG nos diferentes mercados. A instalação não deve necessariamente reservar parte da sua potência para o mecanismo de ajustamento. Se a central vender a totalidade da sua potência a prazo no mercado da eletricidade e produzir ao nível da sua potência máxima, não terá de apresentar propostas relativas ao mecanismo de ajustamento para o período correspondente.
- (208) A título complementar, a Comissão assinala que as receitas do projeto afetadas ao reequilíbrio são pouco significativas (cerca de 1,5 % das receitas anuais), não podendo, por conseguinte, ser tidas como apresentando um risco significativo no mercado de ajustamento.
- (209) No que se refere ao terceiro critério, a Comissão observa que o auxílio a uma central de tipo ciclo combinado, mesmo não sendo esta a única tecnologia capaz de assegurar a manutenção da tensão durante um longo período, continua a ser a única opção tecnológica capaz de satisfazer a necessidade de manter a tensão nas condições de eficiência mais aceitáveis, tal como se expõe nos considerando 199 a 204.
- (210) No que toca ao quarto critério, a Comissão observa que as empresas que formam o consórcio CEB não são operadores dominantes no mercado da eletricidade francês. Por conseguinte, a medida não contribuirá para reforçar a posição do beneficiário direto do auxílio. Na verdade, dada a posição no mercado da Direct Energie, produtor e fornecedor alternativo, a medida contribui para promover a concorrência em França. Além disso, este elemento confirma a argumentação exposta no considerando 73.
- (211) Seguidamente, a Comissão assinala que a medida acarreta um risco de reforço da posição de mercado do operador dominante.
- (212) A Comissão salienta que a EDF, o operador dominante, detém quotas de mercado significativas em França. A EDF detém 83,5 % da produção total de eletricidade e 89,4 % da capacidade total instalada em França <sup>(52)</sup>. Dispõe igualmente de um parque de produção sem igual em França, tanto em termos de dimensão como de diversidade, que consiste sobretudo em produção nuclear e hidráulica.
- (213) No entanto, o consórcio CEB dispõe de duas opções. Poderá vender a eletricidade produzida ao operador de mercado dominante por 95 % do preço do mercado (ver considerando 11) ou vender a eletricidade sob a forma de um contrato de *tolling* nas condições descritas no considerando 32.
- (214) Caso fossem acionadas, estas opções poderiam reforçar a posição de mercado do operador histórico, pondo à sua disposição os volumes de eletricidade produzidos pela central.
- (215) Em primeiro lugar, o domínio da produção de eletricidade por parte de um operador do mercado contribui para a falta de liquidez dos mercados grossistas e penaliza os fornecedores alternativos. A EDF controla mais de 80 % da produção de eletricidade em França. No caso em apreço, este controlo seria reforçado em caso de contratação com o consórcio CEB, fosse por meio de um contrato de *tolling* ou de um contrato a longo prazo de compra de eletricidade. Este reforço da posição concorrencial da EDF afetaria a capacidade dos fornecedores alternativos para se abastecerem nos mercados grossistas em condições concorrenciais, expondo-os aos riscos de falta de liquidez e de volatilidade dos preços. Neste contexto, o acesso dos fornecedores alternativos a capacidades de produção próprias faria com que não ficassem expostos a tais riscos. Esse acesso deve, por conseguinte, ser-lhes assegurado.
- (216) Em segundo lugar, a posição dominante de um operador verticalmente integrado na produção confere-lhe igualmente uma vantagem concorrencial significativa no que toca ao fornecimento de eletricidade. Dada a importância dos custos de produção nos custos totais do fornecimento, o controlo da geração repercute-se no fornecimento a retalho. Os concorrentes da EDF têm pouca ou nenhuma capacidade de produção capaz de garantir um fornecimento básico de eletricidade com custos de produção variáveis tão baixos como os do

<sup>(52)</sup> Dados relativos a 2015. Fontes: Comissão Reguladora da Energia e RTE

fornecimento assegurado pelo parque da EDF. Ora, a EDF detém atualmente cerca de 86 % das quotas de mercado do mercado de retalho <sup>(53)</sup>. Assim, a possibilidade de a EDF ser parte no contrato de *tolling* ou comprar a totalidade da eletricidade produzida pela central mediante o contrato de compra a longo prazo aumentaria a sua capacidade de resposta à procura no mercado de retalho. Deste modo, o acesso dos fornecedores alternativos a capacidades de produção próprias permitiria também evitar o reforço da posição dominante do operador histórico no mercado retalhista.

- (217) A Comissão considera que estes riscos de reforço da posição dominante da EDF nos mercados grossista e retalhista poderão ser acautelados impondo às autoridades francesas a obrigação de adotarem as medidas necessárias para garantir que o beneficiário do auxílio não contrate, por via de nenhum destes dois mecanismos contratuais, com nenhum operador que detenha mais de 40 % da capacidade de produção de eletricidade no mercado francês.
- (218) Tendo em conta as características muito específicas do mercado da eletricidade francês, a limitação desta condição a 40 % da capacidade de produção mostra-se proporcionada, porquanto permite evitar o reforço da posição de mercado do operador dominante que possa indiretamente advir da medida de auxílio através dos mecanismos contratuais mencionados no considerando 214.
- (219) Tendo em conta os elementos apresentados nesta secção, e caso a condição descrita no considerando 218 seja cumprida, a Comissão conclui que a medida não tem efeitos negativos na concorrência e nas trocas comerciais entre os Estados-Membros que sejam suscetíveis de pôr em causa a realização do objetivo de interesse comum.
- (220) Para finalizar, e tendo em conta as medidas corretivas propostas por França, a Comissão conclui que a medida já não comporta o risco de distorcer indevidamente a concorrência e de prejudicar as trocas comerciais entre os Estados-Membros.

#### 6.3.7. *Transparência*

- (221) As autoridades devem assegurar a publicação do texto relativo ao regime de auxílio, da identidade das autoridades que concedem o auxílio, da identidade dos beneficiários, da forma e do montante do auxílio concedido, da data de concessão, do tipo de empresa em causa, da região em que o beneficiário está localizado e do principal setor económico em que o beneficiário exerce as suas atividades.
- (222) No caso em apreço, as autoridades francesas respeitaram as obrigações em matéria de transparência previstas nas OAEAE. As informações publicadas respeitam à decisão de concessão do auxílio e às respetivas disposições de execução, à identidade da autoridade que concede o auxílio, à identidade do beneficiário, à forma e ao montante do auxílio concedido, ao tipo de empresa, à região em que o beneficiário está localizado e ao principal setor económico em que exerce as suas atividades.
- (223) Além disso, o sítio Web <http://www.europe-en-france.gouv.fr/Centre-de-ressources/Aides-d-Etat/Regimes-d-aides> apresenta todos os regimes de auxílios aprovados pela Comissão Europeia em França, entre os quais o presente concurso. Por último, os montantes anuais dos auxílios concedidos à empresa serão publicados anualmente no mesmo sítio Web.
- (224) Posto isto, são observadas as condições de transparência previstas nas OAEAE.

### 7. CONCLUSÕES

- (225) A medida concedida pela França ao consórcio CEB constitui um auxílio.
- (226) A medida será compatível com as Orientações relativas a auxílios estatais à proteção ambiental e à energia de 2014, desde que as autoridades francesas tomem as medidas necessárias para assegurar que o beneficiário do auxílio não valorize, durante todo o período do auxílio, a energia da central junto de um operador que detenha mais de 40 % da capacidade de produção de eletricidade no mercado francês, seja através de um acordo de *tolling* ou de um contrato de venda a longo prazo da energia produzida pela central a um preço igual a 95 % do preço de mercado,

<sup>(53)</sup> Relatório da Comissão Reguladora da Energia, Observatório do Mercado de Retalho, números de setembro de 2016

ADOTOU A PRESENTE DECISÃO:

*Artigo 1.º*

A medida que a França tenciona executar a favor do consórcio CEB, que consiste na concessão de um prémio de 94 000 EUR/MW/ano com data-valor de 31/11/2011 e pago por um período de 20 anos, constitui um auxílio estatal, na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE, compatível com o mercado interno nos termos do artigo 107.º, n.º 3, do TFUE, nas condições previstas no artigo 2.º.

*Artigo 2.º*

A França toma as medidas necessárias para assegurar que, ao longo do período do auxílio a que se refere o artigo 1.º, o beneficiário da medida não possa valorizar a energia da central junto de um operador que detenha mais de 40 % da capacidade de produção de eletricidade no mercado francês, seja através de um acordo de *tolling* ou de um contrato de venda a longo prazo da energia produzida pela central.

*Artigo 3.º*

A Comissão autoriza o auxílio referido no artigo 1.º, a executar sob a forma de pagamento de um prémio ao consórcio CEB durante o período de utilização da central, ou seja, um período máximo de vinte anos. Qualquer regime que se mantenha no termo deste período deve ser novamente notificado.

*Artigo 4.º*

A República Francesa é a destinatária da presente decisão.

Feito em Bruxelas, em 15 de maio de 2017.

*Pela Comissão*  
Margrethe VESTAGER  
*Membro da Comissão*

---