

DECISÃO (UE) 2015/658 DA COMISSÃO**de 8 de outubro de 2014****relativa à medida de auxílio SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) que o Reino Unido tenciona implementar para Apoio à Central Nuclear Hinkley Point C***[notificada com o número C(2014) 7142]***(apenas faz fé a versão na língua inglesa)****(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 notificado as partes para apresentarem as suas observações nos termos das disposições precedentes ⁽¹⁾ e tendo em conta essas mesmas observações,

Considerando o seguinte:

1. PROCEDIMENTO

- (1) Na sequência dos contactos de pré-notificação, em 22 de outubro de 2013, o Reino Unido notificou, por notificação eletrónica, as medidas de apoio à nova central nuclear Hinkley Point C («HPC»), registadas pela Comissão no mesmo dia.
- (2) Em 18 de dezembro de 2013, a Comissão iniciou uma investigação formal relativamente às medidas notificadas, visto ter sérias dúvidas no que respeita à compatibilidade das mesmas com as regras em matéria de auxílios estatais.
- (3) A decisão da Comissão de dar início ao procedimento («decisão de início do procedimento») foi publicada no sítio *web* da Direção-Geral da Concorrência em 31 de janeiro de 2014 e no *Jornal Oficial da União Europeia* em 7 de março de 2014. A Comissão convidou as partes interessadas a apresentar as suas observações.
- (4) O Reino Unido enviou as suas observações sobre a decisão de início do procedimento no dia 31 de janeiro de 2014.
- (5) A Comissão recebeu observações de partes interessadas. A Comissão transmitiu-as ao Reino Unido, dando-lhe a oportunidade de sobre elas se pronunciar; as observações do Reino Unido foram recebidas em 13 de junho e em 4 de julho de 2014.

2. DESCRIÇÃO DAS MEDIDAS**2.1. CONTRATO DIFERENCIAL**

- (6) Em primeiro lugar, a medida notificada é composta por um Contrato Diferencial (doravante «CfD», do inglês «contract for difference») que presta apoio ao rendimento durante a fase operacional da HPC. O Reino Unido tinha inicialmente notificado um contrato de investimento, que foi definido como sendo uma forma inicial de CfD. Pelo facto de as negociações entre o Reino Unido e a sociedade que detém na totalidade o beneficiário do auxílio à data da presente decisão, a EDF Energy plc («EDF»), se terem prolongado durante mais tempo do que o previsto, o contrato de investimento foi substituído na íntegra por um CfD. A EDF é a filial britânica da companhia de eletricidade francesa Electricité de France.
- (7) A beneficiária é a NNB Generation Company Limited («NNBG») que, à data da presente decisão, é totalmente detida pela EDF. O CfD é um contrato de direito privado celebrado entre a NNBG e a Contraparte do CfD, a Low Carbon Contracts Company Ltd. Será assinado um acordo autónomo entre o Secretário de Estado e os acionistas da NNBG. Este acordo autónomo referir-se-á apenas a partes das condições da operação, em especial, às que estão relacionadas com potenciais eventos de encerramento e mecanismos de partilha dos ganhos.

⁽¹⁾ JO C 69 de 7.3.2014, p. 60.

- (8) Nos termos do CfD, a NNBG receberá um montante de receitas determinado pela soma do preço do mercado grossista a que vende a eletricidade e um pagamento da diferença correspondente à diferença entre o Preço de Exercício («PE») pré-determinado e o Preço de Referência («PR») registado no período de referência anterior.
- (9) Quando o PR for inferior ao PE, a Contraparte do CfD pagará a diferença entre o PE e o PR, assegurando que a NNBG receberá, em última instância, receitas relativamente estáveis, sob reserva da sua estratégia de vendas e do seu volume de produção. Pelo contrário, quando o PR for superior ao PE, a NNBG será obrigada a pagar a diferença à Contraparte do CfD. Por conseguinte, também neste caso a NNBG receberá receitas relativamente estáveis.
- (10) O PR é uma média ponderada dos preços grossistas fixados pelo Reino Unido para todos os operadores apoiados por um CfD. No caso da NNBG, o PR aplicável é o PR do mercado de carga de base, aplicável a todos os operadores geradores de carga de base ⁽¹⁾.
- (11) Em especial, o PR do mercado de carga de base está presentemente definido de modo a utilizar as informações de preço diárias fornecidas pela London Energy Broker's Association (LEBA) e pela bolsa de mercadorias NASDAQ OMX, no que se refere ao preço de compra de eletricidade uma estação (ou seja, seis meses) antes do fornecimento, isto é, o preço de «estação seguinte» ⁽²⁾.
- (12) O PR do mercado de carga de base é calculado uma vez por estação e imediatamente antes de cada estação, sendo tomada a média aritmética dos preços diários da estação seguinte publicados em cada dia da estação anterior. Esta média é ponderada de modo a garantir que é atribuída uma influência proporcional ao volume negociado com cada índice de referência.
- (13) A NNBG será obrigada a manter um nível mínimo de desempenho pré-determinado, mas não assume qualquer compromisso de atingir um nível pré-determinado de produção. Em especial, prevê-se que a central funcione com um fator de carga de 91 %. Se a NNBG não atingir este fator de carga, não conseguirá, implicitamente, atingir o nível de receitas que está previsto receber do projeto.
- (14) A NNBG receberá pagamentos de diferenças com base na sua produção medida, até um nível máximo de produção («teto»), que será definido no CfD. Não serão efetuados quaisquer pagamentos por vendas no mercado de produção que exceda o teto. A eletricidade produzida pela NNBG será vendida no mercado.

2.1.1. Funcionamento global do mecanismo CfD

- (15) O CfD será celebrado com a Contraparte do CfD, ou seja, uma entidade financiada através de uma obrigação legal que recaia, de forma coletiva, sobre todos os fornecedores autorizados.
- (16) A celebração de um contrato definitivo depende da decisão final de investimento por parte da EDF/NNBG, bem como de um acordo relativo aos mecanismos de financiamento (incluindo as condições de uma garantia de dívida fornecida pelo governo do Reino Unido) e das aprovações finais das partes.
- (17) Nos termos do enquadramento do CfD, os fornecedores autorizados são coletivamente responsáveis por qualquer obrigação decorrente do contrato e a Contraparte do contrato só é responsável na medida em que lhe tenham sido transferidos fundos dos fornecedores autorizados ou do governo do Reino Unido. Cada fornecedor é responsável tendo por base a sua quota do mercado, definida por uma medição dos respetivos consumos de eletricidade. Nos termos deste enquadramento, em caso de incumprimento das obrigações de pagamento, o Secretário de Estado designa uma Contraparte diferente, cobra os pagamentos junto de outros fornecedores ou paga diretamente aos produtores.

⁽¹⁾ A produção de carga de base é típica de centrais que têm uma capacidade de gerar produção de forma contínua e nas quais, por conseguinte, se pode confiar para suprir o cerne da procura em qualquer momento. As centrais nucleares são geradoras de carga de base e caracterizam-se ainda por um custo variável relativamente baixo, ocupando assim normalmente as posições iniciais da curva da oferta.

⁽²⁾ A fórmula aplicada no âmbito do CfD é a seguinte:

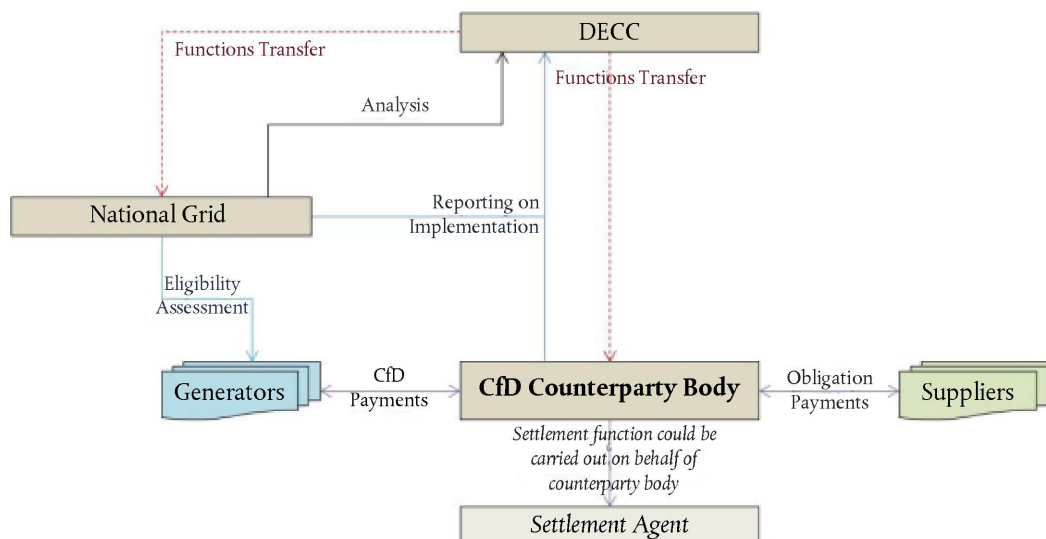
$$\sum_{i=1}^d \left(\frac{\sum_{j=1}^e (BP_{ij} \times BQ_{ij})}{\sum_{j=1}^e (BQ_{ij})} \right) \times \frac{1}{N_d}$$

Em que (d) é o número de dias de negociação durante a estação anterior, (e) é o número de fontes, (BP) é o preço de cada dia para cada fonte e (BQ) é o volume de cada dia para cada fonte.

- (18) Autonomamente, a Contraparte conferirá a um Agente de Liquidação, por um lado, poderes de cobrança de receitas (ou seja, a capacidade de cobrar pagamentos aos fornecedores) e, por outro lado, a obrigação de efetuar pagamentos aos operadores de produção, bem como de receber pagamentos destes. O governo do Reino Unido pretende nomear como Agente de Liquidação uma sociedade subsidiária da Elexon (o organismo que atua, presentemente, na qualidade de agente de liquidação no Reino Unido e que é totalmente detido pelo operador da rede de transporte — «TSO» — da rede nacional do Reino Unido).
- (19) Nos termos do CfD, a Contraparte do operador de produção poderá tomar decisões e exercer o seu poder discricionário, por exemplo, de decidir que um operador de produção está a cumprir as suas obrigações, que tem de constituir uma garantia dos seus pagamentos ao abrigo do plano ou ainda de dispensar determinados requisitos, consoante as condições específicas do mercado. O governo do Reino Unido pretende fornecer mais orientações sobre os parâmetros que podem limitar o poder discricionário da Contraparte para tomar decisões em relação ao funcionamento do CfD.
- (20) A figura 1 explica quais são as respetivas funções de cada agente previsto no funcionamento do sistema CfD.

Figura 1

Funções e responsabilidades no âmbito do funcionamento do CfD



Fonte: Autoridades do Reino Unido.

2.1.2. Condições do acordo relativo ao CfD

- (21) O Reino Unido e a EDF acordaram as condições do CfD. Estas condições serão convertidas num contrato alargado antes da assinatura definitiva do acordo e da Decisão Final de Investimento por parte da EDF.
- (22) Muitas das condições acordadas refletem as constantes em CfD relativos a outras tecnologias e, em especial, a tecnologias de energia renovável. Tais condições são públicas ⁽¹⁾. Outras condições são específicas para o CfD da HPC.
- (23) Nos termos acordados, o PE será fixado em 92,50 libras esterlinas (GBP) por MWh, com base nos preços nominais de 2012. Se for tomada uma decisão de investimento para a construção da nova central nuclear Sizewell C, utilizando a mesma conceção e possibilitando a oportunidade de partilha de alguns custos dos reatores da HPC, o PE mudará para 89,50 GBP por MWh, novamente em termos nominais de 2012.

⁽¹⁾ Disponível no seguinte endereço: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/267649/Generic_CfD_-_Terms_and_Conditions_518596495_171_.pdf

- (24) O PE será totalmente indexado ao Índice de Preços no Consumidor («IPC»), como acontece em outros CfD. O ajuste do IPC será anual, tendo por base a data de novembro de 2011. O PE será ajustado, anualmente, no primeiro dia da estação, por referência ao mais recente IPC disponível, conforme publicado pelo Office of National Statistics (ONS) para o mês de fevereiro.
- (25) A vigência do CfD terá como data limite inicial o intervalo previsto de entrada em funcionamento para cada reator, que é de [...] (*) anos a contar da data prevista de entrada em funcionamento da central. Após essa data, a vigência do CfD começará a contar independentemente de a central estar ou não em funcionamento.
- (26) A Data de Vencimento é o [...] aniversário do último dia do intervalo previsto de entrada em funcionamento para o segundo reator. Se nenhum dos reatores tiver entrado em funcionamento na Data de Vencimento ou antes desta, a Contraparte do CfD pode rescindir o contrato. A data de vencimento pode ser prorrogada por motivos de força maior ou por dificuldades de ligação.
- (27) Existirão dois mecanismos de «partilha dos ganhos». O primeiro será sobre os custos de construção ⁽¹⁾ e irá prever que:
- i) os primeiros [...] dos ganhos decorrentes de construção (valor nominal) serão partilhados numa base 50:50, sendo 50 % dos ganhos atribuídos à Contraparte do CfD e os restantes 50 % à NNBG; e
 - ii) quaisquer ganhos decorrentes de construção que excedam [...] (valor nominal) serão partilhados numa base 75:25, sendo 75 % dos ganhos atribuídos à Contraparte do CfD e 25 % à NNBG.
- (28) O segundo mecanismo de partilha dos ganhos refere-se à taxa de rentabilidade dos capitais próprios. São definidos dois limites ⁽²⁾:
- (29) É definido um primeiro limite no que diz respeito ao nível de TIR (taxa interna de rentabilidade) dos capitais próprios previsto, no momento da presente decisão, pelo mais recente Modelo Financeiro ⁽³⁾ ou 11,4 % com base nos capitais próprios investidos e em termos nominais. Qualquer ganho que fique acima deste nível será partilhado pela Contraparte do CfD e pela NNBG em 30 % e 70 %, respetivamente.
- (30) Um segundo limite, fixado no valor máximo de 13,5 % em termos nominais ou 11,5 % em termos reais (deflacionado pelo IPC), tendo por base o mesmo modelo do ponto *supra*. Acima deste limite, qualquer ganho será partilhado pela Contraparte do CfD e pela NNBG, em 60 % e 40 %, respetivamente.
- (31) Existirão duas datas de reabertura das negociações das despesas operacionais. A primeira será 15 anos e a segunda 25 anos após a data de entrada em funcionamento do primeiro reator. As disposições de reabertura das negociações das despesas operacionais constituem um modo de atenuar os riscos de custos a longo prazo para ambas as partes e conduzirão a alterações no PE em ambos os sentidos. O mecanismo permitirá um aumento ou uma diminuição do PE com base em custos efetivos conhecidos e previsões revistas de custos futuros para os seguintes elementos da rubrica de custos operacionais, como exigido, total e exclusivamente, para efeitos do funcionamento contínuo das instalações de produção:
- a) reabastecimento de início de ciclo de combustível nuclear;
 - b) seguros;
 - c) taxas da entidade reguladora da energia nuclear (Office for Nuclear Regulation);
 - d) taxas empresariais;
 - e) determinados encargos de transporte;
 - f) alterações dos custos de eliminação de resíduos de nível médio/combustível irradiado devido a alterações no preço de transferência de resíduos nos termos do contrato de transferência de resíduos;
 - g) alterações na gestão do combustível irradiado e nos custos de desativação;
 - h) custos de exploração e de manutenção;
 - i) custos de renovação e de exploração registados na demonstração de resultados do Produtor, elaborada de acordo com as NIRF, e toda a despesa de capital suportada.

(*) Segredo comercial.

⁽¹⁾ Para uma descrição pormenorizada do compromisso, consultar o anexo C.

⁽²⁾ Ibidem.

⁽³⁾ Em especial, o Modelo da IUK da HPC [...].

- (32) Ficam excluídos das reaberturas de negociações quaisquer custos relacionados com assuntos como a conceção, aspetos do funcionamento que não se enquadrem num padrão razoável e prudente, a disponibilidade ou a capacidade das instalações de produção, despesas de capital não relacionadas com a manutenção, despesas referentes a novas estruturas (que não num edifício existente), o financiamento e determinados custos de transferência de resíduos.
- (33) As estimativas revistas dos custos usadas nas reaberturas das negociações das despesas operacionais terão por base um relatório elaborado pela NNBG e aprovado pela Contraparte do CfD, tendo em conta os custos de referência de outras centrais nucleares que utilizam tecnologia EPR (reator europeu de água pressurizada) e de outras centrais nucleares que utilizam reatores de água pressurizada, na América do Norte e na UE, e cujo funcionamento se baseie num padrão razoável e prudente. O ajustamento do PE será calculado por referência à metade superior dos custos de referência.
- (34) O PE será reduzido (ou será pago um montante fixo ou efetuada uma série de pagamentos anuais à Contraparte do CfD) de modo a refletir alterações no montante de imposto devido pela NNBG no que se refere a aspetos relacionados com o financiamento dos acionistas e a estruturação fiscal da NNBG. Não será permitido qualquer aumento a este respeito.
- (35) Existirá um ajustamento único prospetivo do PE relativo às taxas empresariais na sequência da reavaliação oficial efetuada pelo Valuation Office após o início do funcionamento da central. As alterações subsequentes às taxas empresariais ocorrerão através das reaberturas das negociações das despesas operacionais.
- (36) Além do fornecimento de informações previsto nas condições gerais do CfD, a NNBG terá de prestar determinadas garantias relativamente às informações contidas nos dados e nos modelos fornecidos ao governo do Reino Unido no que se refere aos custos do projeto. O contrato irá prever a utilização de um modelo financeiro acordado para determinar os diversos PE e outros ajustamentos exigidos nos termos das suas condições.
- (37) A NNBG ficará salvaguardada e pode recuperar alguns custos relativos a Alterações Legislativas Elegíveis («ALE»).
- (38) Uma ALE é uma alteração legislativa discriminatória, uma alteração legislativa específica, uma alteração legislativa fiscal específica, qualquer outra alteração legislativa ou uma alteração na base legislativa, que, em qualquer dos casos, não era expectável.
- (39) Uma alteração legislativa discriminatória é uma alteração à lei cuja redação se aplica especificamente (e não meramente de forma indireta ou consequente ou por força de um efeito desproporcional de qualquer alteração legislativa de aplicação genérica) ao projeto, às instalações de produção ou à NNBG, mas não de qualquer outro modo.
- (40) Uma alteração legislativa específica é uma alteração à lei cuja redação se aplica especificamente (e não meramente de forma indireta ou consequente ou por força de um efeito desproporcional de qualquer alteração legislativa de aplicação genérica) às instalações de produção de energia nuclear ou às instalações de produção objeto de um CfD.
- (41) Uma alteração legislativa fiscal específica é i) um novo imposto sobre o urânio ou uma alteração no imposto existente ou ii) uma alteração na lei ou na prática da HMRC (autoridade tributária e aduaneira britânica) que resulta num tratamento fiscal menos favorável para a NNBG do que o estabelecido nos despachos específicos da HMRC em matéria fiscal.
- (42) Uma alteração na base legislativa ocorre sempre que i) o ONR (ou a entidade reguladora que lhe suceda) deixe de regular as instalações de produção ao avaliar se um sacrifício imposto para uma redução de risco seria desmedidamente desproporcional ao benefício que seria alcançado; ou ii) a agência do ambiente responsável (ou a entidade reguladora que lhe suceda) deixe de avaliar uma opção de redução de risco de uma instalação de produção como sendo um risco ambiental aceitável, considerando, nessa avaliação, se os custos de implementação são desproporcionais ao benefício ambiental que consegue.
- (43) Só será devida uma compensação relativa a ALE quando o montante total de todos os créditos de ALE exceda 50 milhões de GBP, em termos nominais e indexados de 2012. Não serão permitidas recuperações duplas. O PE será ajustado uma única vez para qualquer ALE em particular durante a vigência restante do contrato, utilizando o modelo financeiro acordado ou através do cálculo do valor atual líquido do ajustamento necessário.
- (44) Sob certas condições, a NNBG irá receber uma compensação em caso de encerramento «político» da HPC (quer por parte de uma autoridade competente do Reino Unido, da UE ou internacional), desde que tal não se deva a determinados motivos, incluindo de saúde, segurança nuclear, segurança, ambientais, transporte nuclear ou salvaguardas nucleares (evento de encerramento elegível).

- (45) A compensação será igualmente disponibilizada se as instalações de produção forem encerradas devido a circunstâncias relacionadas com um seguro de responsabilidade civil contra acidentes nucleares, incluindo na sequência da não aprovação pelo governo do Reino Unido de contratos de seguro alternativos propostos pelo Produtor, sempre que tal aprovação do governo fosse razoável e não havendo outras opções de seguro aprovadas à disposição do Produtor.
- (46) Para além do pagamento de compensação por parte da Contraparte do CfD ou do governo do Reino Unido, outra das proteções em caso de evento de encerramento elegível é o direito de transferir a NNBG para o governo do Reino Unido (e de o governo do Reino Unido solicitar a transferência).
- (47) Os eventos de denúncia contratual só são aplicáveis à NNBG. Compete à Contraparte do CfD a decisão de rescindir o contrato após a ocorrência de um evento de rescisão vencido.

2.2. GARANTIA DE CRÉDITO

- (48) O projeto da HPC, e a NNBG em particular, não beneficiará apenas do CfD, mas também de uma garantia de crédito estatal em relação à dívida que emite (a «garantia de crédito»).
- (49) As obrigações emitidas serão apoiadas pela garantia de crédito. Esta pode ser perspectivada como um contrato de seguro que garante o pagamento atempado do capital em dívida e dos juros da dívida elegível, que podem atingir os 17 mil milhões de GBP ⁽¹⁾.
- (50) A garantia de crédito será prestada pela Infrastructure UK («IUK»), um departamento do Ministério das Finanças do Reino Unido que supervisiona a administração do regime de garantias do Reino Unido. A garantia de crédito é uma plataforma de gestão da dívida baseada numa abordagem global da empresa para o financiamento a longo prazo da HPC.
- (51) A IUK considera que a operação foi estruturada de um modo que justifica que se aplique à HPC uma classificação numa categoria de risco equivalente a BB+/Ba1. A taxa da garantia terá um nível de 295 pontos base.
- (52) Ao abrigo do regime, as obrigações emitidas enquanto parte da estrutura de financiamento serão apoiadas por uma garantia a emitir pelos Lordes Comissários do Ministério das Finanças do Reino Unido (o Garante). Está também incluído um empréstimo intercalar de construção a fornecer pelos bancos comerciais (e não garantido ao abrigo de um regime de garantias do Reino Unido). O restante capital afeto à operação será fornecido pelos acionistas. Com o consentimento do Garante podem ser acrescentadas outras fontes de capital à estrutura financeira.
- (53) À data da decisão, as fontes de financiamento estão planeadas da seguinte forma:
- a) Capital próprio base de [...] GBP
 - b) Capital próprio contingente de [...] GBP
 - c) Empréstimo intercalar de construção até [...] GBP
 - d) Obrigações num valor de [...] GBP
- (54) A estrutura de financiamento encontra-se organizada de modo a que o capital próprio de base sofra uma perda total antes de as obrigações sofrerem qualquer perda. O capital próprio contingente dá a garantia adicional quanto à data em que o Garante estimará, nomeadamente, que a HPC entrou em funcionamento e está operacional e em que todas as reservas necessárias estarão totalmente financiadas («execução financeira»).
- (55) As obrigações dos acionistas relacionadas com o capital próprio serão estipuladas num acordo de contribuição do capital próprio, no qual o Garante será também uma parte, de modo a obter compromissos relativos ao fornecimento do capital próprio.

⁽¹⁾ A emissão refere-se a uma dívida inicial de 16 mil milhões de GBP e uma dívida adicional de mil milhões de GBP relacionadas com o Ajuste do Sizewell C ao abrigo do CfD (a «obrigação SZC»).

- (56) De modo a garantir que o capital próprio prevê a absorção de perdas acima descrita, em caso de incumprimento, as partes estabeleceram duas condições (a Condição de Referência ⁽¹⁾ e a Condição de Inaptidão para o Serviço ⁽²⁾) que permitem ao Garante exigir que o capital próprio de base seja mobilizado ou, respetivamente, que o capital próprio contingente seja mobilizado, ou seja, imediatamente fornecido e aplicado para liquidar as obrigações e os montantes devidos ao Garante. Esta conjugação de disposições pretende garantir que são os acionistas e não o Garante quem assume a exposição principal ao risco da tecnologia EPR até ao momento em que haja provas objetivas de confiança através do êxito de projetos precedentes, tais como Flamanville 3 e Taishan 1.
- (57) Até ser cumprida a Condição de Referência, é aplicado um valor-limite ao montante de dívida obtida, no mínimo de: o valor-limite da dívida para a meta do projeto aplicável e [...] % do capital próprio base menos o capital próprio de desenvolvimento, ou seja, [...] mil milhões de GBP. O quadro 1 mostra um exemplo prático das características de absorção de perdas do capital próprio:

Quadro 1

Perfil de Levantamento de Referência e Incumprimento da Condição de Referência**Base Case Drawdown Profile**

GBP bilion	Total Committed	Development Equity	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Cashflow												
Base Equity	9,23	1,69	—	—	—	—	—	—	2,10	2,52	2,09	0,83
Contingent Equity	8,00	N/A	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Bonds	16,00	N/A	1,50	1,95	2,40	2,90	3,35	2,65	1,25	—	—	—
Balance Sheet												
Base Equity			1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	3,79	6,31	8,39	9,23
Contingent Equity			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Bonds			1,50	3,45	5,85	8,75	12,10	14,75	16,00	16,00	16,00	16,00
Memo item												
Undrawn Base Equity			7,53	7,53	7,53	7,53	7,53	7,53	5,43	2,92	0,83	—
Undrawn Committed Equity			15,53	15,53	15,53	15,53	15,53	15,53	13,43	10,92	8,83	8,00

Source: UK Base Case

⁽¹⁾ A Condição de Referência é que tenham sido fornecidos elementos de prova satisfatórios de que a Flamanville 3 concluiu o período experimental e que foram cumpridos os requisitos do Garante em relação ao desempenho durante esse período. O Garante pode optar por prorrogar a data para o cumprimento da Condição de Referência, aumentando o montante de capital próprio de base e garantindo que esse aumento beneficia do necessário apoio de crédito. A data da Condição de Referência não pode ser posterior a 31 de dezembro de 2020.

⁽²⁾ A condição de inaptidão para o serviço é que:

- a) [...];
- b) [...]; e
- c) [...].

Base Case Condition Not Met (by 31 December 2020)

	Total	Develop- ment Equity	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Cashflow								
Base Equity	1,69	1,69	—	—	—	—	—	—
Contingent Equity	7,97	N/A	—	—	—	1,97	3,35	2,65
Bonds	6,87	N/A	1,50	1,95	2,40	2,90	—	—
Balance Sheet								
Base Equity			1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69
Contingent Equity			—	—	—	1,97	5,32	7,97
Bonds			1,50	3,45	5,85	6,78	6,78	6,78
Memo item								
<i>Undrawn Base Equity</i>			7,53	7,53	7,53	7,53	7,53	7,53
<i>Cumulative Cap on Debt</i>			1,50	3,43	5,85	6,78	6,78	6,78

Source: UK Base Case

Fonte: Apresentação da IUK de 12 de setembro de 2014.

- (58) Depois de satisfeita a Condição de Referência, a proteção principal do Garante durante o período de construção é a quantificação do capital próprio contingente, que pode ser utilizado para fazer face a ultrapassagens de custos em conjunto com as metas do projeto que limitam o montante em dívida em qualquer período.
- (59) Os compromissos dos acionistas relativamente ao capital próprio de base e ao capital próprio contingente serão totalmente suportados pelo crédito através de instrumentos que incluem, entre outros, garantias da sociedade-mãe, cartas de crédito ou outros apoios de crédito que o Garante considere aceitáveis.
- (60) Os acionistas concederão uma garantia ⁽¹⁾ fixa ⁽²⁾ e/ou variável ⁽³⁾, incluindo um encargo variável ⁽⁴⁾ elegível, sobre todos os seus ativos, bens e empreendimentos para apoiar as suas obrigações perante a NNBG e as obrigações da NNBG. Para apoiar as suas obrigações, a NNBG e o emissor das obrigações, uma sociedade com fins específicos recentemente formada, constituirão uma garantia fixa e/ou variável, incluindo um encargo variável elegível, sobre todos os seus ativos, bens e empreendimentos. A garantia será apoiada por acordos diretos com as partes contratantes relativamente a determinados contratos importantes.

⁽¹⁾ Direitos na garantia que concedem direitos ao beneficiário sobre o ativo garantido. Um encargo é uma forma de direito na garantia que não confere direitos de propriedade ao beneficiário, nem um direito real de gozo. Em vez disso, um encargo representa um direito na garantia relativo ao ativo garantido que concede ao beneficiário o direito de recorrer ao ativo, a fim de o executar para o pagamento da dívida garantida. Confere ao beneficiário uma participação de propriedade equitativa no ativo, que lhe dá o direito de se apropriar do ativo e de aplicar o produto da sua venda para satisfazer a dívida garantida.

⁽²⁾ Uma garantia fixa aplica-se ao ativo específico e identificado em questão imediatamente após a sua concessão e o devedor não pode dispor do ativo garantido ou tratá-lo de qualquer outra forma sem o consentimento do beneficiário.

⁽³⁾ Uma garantia variável é concedida a uma classe variável de ativos, presentes e futuros, pertencentes ao devedor.

⁽⁴⁾ Um encargo variável sobre todos (ou quase todos) os ativos de uma empresa e que habilita o titular de tal encargo a nomear um administrador ou um administrador de insolvência e que é considerado um encargo variável elegível para efeitos da Lei da Insolvência de 1986.

- (61) Devido à natureza especial da operação e à elevada importância da segurança, a execução da garantia terá em consideração o consentimento do regulador de segurança do Reino Unido e o facto de a alienação só poder ser aplicada a uma entidade que tenha ou venha a ter uma licença de central nuclear para a central HPC.
- (62) A garantia concedida pelos acionistas, a NNBG e o emissor deve assegurar que as partes a quem é prestada a garantia ⁽¹⁾: i) dispõem de prioridade máxima em relação a créditos de credores sem garantias devidos pelo devedor em causa em caso de insolvência do devedor; ii) mantêm a possibilidade de alienarem os ativos objeto de garantia e aplicarem o produto dessa venda para fazer face a passivos garantidos pendentes, caso tal represente o melhor modo de maximizar as recuperações e iii) exercem um controlo máximo em caso de insolvência de qualquer devedor e atingem o objetivo de gestão da garantia através da nomeação de um administrador da insolvência para os negócios e ativos do devedor em causa.
- (63) As obrigações serão obrigações sem garantia do emissor e não farão parte de qualquer garantia constituída pelo emissor ou qualquer outro membro do grupo de empresas da HPC.
- (64) Em termos de hierarquização dos credores, o produto da execução da garantia concedida pela NNBG será, na prática, aplicado do seguinte modo:
- 1) credores privilegiados por lei;
 - 2) custos de execução (ou seja, custos com administradores de garantias ou quaisquer pessoas nomeadas para lidar com a insolvência);
 - 3) credores FDP ⁽²⁾;
 - 4) fornecedores de empréstimos intercalares de construção;
 - 5) obrigações e Garante;
 - 6) credores sem garantia da NNBG;
 - 7) acionistas da NNBG.
- (65) Esta hierarquia para o produto da execução da garantia não pode ser alterada sem o consentimento do Garante.
- (66) O financiamento da operação é dividido por fases, associadas ao alcance de metas na realização do projeto.
- (67) Após a data em que tenha sido atingido o montante máximo de emissão de obrigações (que não obrigações SZC), o capital próprio de base será fornecido de acordo com um calendário, cobrindo o capital próprio contingente quaisquer ultrapassagens de custos relativas a esse calendário.
- (68) Não é permitido o pagamento de dividendos a acionistas antes da execução financeira.
- (69) As autoridades do Reino Unido alegam que, após a execução financeira, a garantia de crédito continua a estar protegida por diversos fatores de redução de riscos estruturais e com base em acordos, incluindo restrições significativas sobre quando os dividendos podem ser pagos e uma reserva de serviço da dívida de [...] meses (que pode ser financiada em numerário, cartas de crédito *standby* ou garantias aceites) que pode ascender a [...] mil milhões de GBP. Alegadamente, a norma de mercado para o financiamento de projetos seria uma reserva de serviço da dívida de seis meses.
- (70) Um acionamento da garantia de crédito após a execução financeira apenas ocorrerá, supostamente, se: a) existir um desvio muito significativo em relação ao esperado no desempenho operacional e consequente redução no fluxo de tesouraria disponível para o serviço da dívida; e b) se este desvio esgotar a significativa reserva de serviço da dívida prevista na estrutura e mencionada acima.
- (71) Se for acionada a reserva de serviço da dívida (em qualquer medida), ela deve ser totalmente reconstituída antes de serem pagos quaisquer dividendos.

⁽¹⁾ As partes garantidas são o Garante, o emitente e o Secretário de Estado para a Energia e Alterações Climáticas e a Nuclear Decommissioning Fund Company Limited.

⁽²⁾ O Secretário de Estado para a Energia e Alterações Climáticas e a Nuclear Decommissioning Fund Company Limited em relação às disposições relativas à desativação da Hinkley Point C.

- (72) As autoridades do Reino Unido alegam que, dado o alcance das proteções estruturais contra o incumprimento e a existência de eventos desencadeadores e potenciais soluções precedentes ao incumprimento, é improvável e reduzida a probabilidade de ser necessário recorrer à execução. No entanto, se a execução vier a ser necessária, as circunstâncias serão provavelmente inesperadas e graves e não será adequada uma ação de execução fixa. A IUK considerou que precisa de flexibilidade para considerar as suas opções à luz dos eventos à medida que estes ocorrem, de modo a poder proteger melhor os seus interesses. Por conseguinte, a IUK optou por ter um conjunto máximo e flexível de opções de execução em conjunto com a possibilidade de determinar o modo mais adequado de execução no momento adequado.
- (73) Para efeitos de avaliação, a Comissão recebeu as cartas de intenções de financiamento acordadas até ao momento no que respeita o financiamento do projeto da HPC. Estas contêm o acordo das partes em relação aos principais termos e condições dos documentos de financiamento, não estando disponível um projeto da versão legal final dos mesmos à data da presente decisão. As autoridades do Reino Unido declararam que o resto dos termos e condições, bem como os documentos financeiros definitivos, conterão cláusulas-tipo que qualquer investidor procurará incluir num projeto similar. Uma vez que a Comissão não teve a oportunidade de o verificar, se os documentos definitivos alterarem em qualquer aspeto a medida relativamente à forma em que é atualmente apresentada à Comissão, tais documentos terão de ser notificados à Comissão pelas autoridades do Reino Unido.

2.3. ACORDO DO SECRETÁRIO DE ESTADO

- (74) O CfD prevê que os investidores da NNBG tenham direito a uma compensação caso o governo do Reino Unido decida encerrar a HPC por motivos políticos (e não por preocupações em matéria de saúde, segurança, ambiente, transporte ou salvaguardas). Estes pagamentos serão financiados do mesmo modo que os pagamentos efetuados ao abrigo do CfD (ou seja, através de uma taxa imposta aos fornecedores). O CfD será acompanhado por um Acordo do secretário de Estado, a celebrar entre o secretário de Estado e os investidores da NNBG.
- (75) O acordo prevê que se, após um encerramento político, o órgão da Contraparte ficar em situação de incumprimento nos pagamentos compensatórios aos investidores da NNBG, o secretário de Estado pague aos investidores a compensação acordada. O acordo não prevê pagamentos compensatórios adicionais à NNBG ou aos seus investidores.

3. OBSERVAÇÕES DAS PARTES INTERESSADAS

- (76) A Comissão recebeu um grande número de respostas durante a consulta sobre a decisão de início do procedimento, que se prolongou até 7 de abril de 2014. Em baixo encontra-se uma descrição dos comentários pertinentes para a avaliação do auxílio estatal.
- (77) Os comentários das partes interessadas serão abordados nas partes respetivas da avaliação, sem que seja feita uma menção específica ao comentário concreto.
- (78) Dado o número de respostas, estas serão descritas através do seu agrupamento por tópicos.

3.1. COMENTÁRIOS RECEBIDOS SOBRE AS MEDIDAS COMO UM SERVIÇO DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

- (79) Um inquirido concordou com o governo do Reino Unido quanto ao facto de não haver qualquer auxílio estatal nas medidas, citando as provas fornecidas pelo Reino Unido para sustentar a ideia de um Serviço de Interesse Económico Geral («SIEG»).
- (80) Uma parte alegou que a HPC presta um SIEG, uma vez que cumpre uma obrigação de serviço público («OSP»), para garantir que a procura energética seja satisfeita a curto, médio e longo prazo e que o projeto é realizado de modo claro e transparente, não resultando numa vantagem económica para qualquer das empresas participantes. A HPC irá também melhorar a segurança de fornecimento, reduzindo a dependência de combustíveis importados e a utilização de combustíveis fósseis.
- (81) Entre as partes que se opõem à opinião do Reino Unido segundo a qual a medida não envolve auxílio estatal, um inquirido comentou que a medida não cumpre os critérios Altmark, uma vez que os CfD representam somente a compensação para o cumprimento do Serviço de Interesse Económico Geral («SIEG»).
- (82) Vários inquiridos comentaram que nenhuma outra empresa conseguiu apresentar uma proposta para o projeto.

- (83) Diversas partes alegaram que a medida notificada não é abrangida pelo enquadramento dos SIEG da UE, uma vez que o Reino Unido não definiu claramente a obrigação de serviço público («OSP») relativamente à qual concederia a compensação e não cumpriu as condições de atribuição da missão de serviço público, conforme descritas no artigo 3.º, n.º 2, da diretiva 2009/72/CE.
- (84) Diversas partes comentaram que as medidas de auxílio são incompatíveis com os critérios Altmark, segundo os quais a produção de eletricidade seria uma atividade económica convencional e, por isso, a energia nuclear deve competir com outras fontes de eletricidade num mercado interno de eletricidade liberalizado; a medida carece de um objetivo de interesse comum; parece não existir qualquer critério objetivo para justificar a duração de 35 anos; trata de forma diferente as fontes de energia nuclear e de energia renovável; baseia-se em parâmetros desconhecidos e não é apoiada por uma análise de custos-benefícios. Além disso, o facto de a energia nuclear apenas poder produzir eletricidade de base tornaria impossível que fosse considerada um SIEG. Por fim, haveria uma forte possibilidade de sobrecompensação.

3.2. COMENTÁRIOS RECEBIDOS SOBRE A EXISTÊNCIA DE AUXÍLIO

- (85) Diversos inquiridos alegaram que as medidas constituem auxílio estatal na medida em que implicam acordos bilaterais entre o Estado e uma empresa; os pagamentos são especificamente direcionados para o objetivo de produzir energia nuclear; o orçamento de Estado está diretamente envolvido nos pagamentos; e o contrato prevê apoio e condições especiais para a energia nuclear que excederiam qualquer apoio a fontes de energia renovável.
- (86) Um inquirido comentou que a transição de um sistema de pagamento de resíduos «por unidade» para um teto máximo do preço de transferência implicará auxílio e subsídios adicionais a operadores de nova energia nuclear.

3.3. COMENTÁRIOS RECEBIDOS SOBRE OS OBJETIVOS DE INTERESSE COMUM, AS DEFICIÊNCIAS DO MERCADO E A NECESSIDADE DE INTERVENÇÃO ESTATAL

- (87) Entre as respostas positivas, um inquirido comentou que a energia nuclear pode dar um importante contributo para a produção de eletricidade com baixo teor de carbono e pode ajudar a diversificar o setor da produção de eletricidade. Comentou também que, embora não seja capaz de fornecer toda a capacidade adicional necessária durante as próximas décadas no Reino Unido, é provável que desempenhe um papel essencial na substituição da capacidade nuclear desativada e na satisfação da procura futura.
- (88) Diversos inquiridos comentaram que o Reino Unido está numa posição diferente dos outros Estados-Membros da UE, por ser uma ilha e ter um potencial mais limitado em termos de interligações. Qualquer comparação com a Finlândia ou com a França seria inadequada devido às suas estruturas de mercado significativamente diferentes e à existência, nesses Estados-Membros, de acordos económicos a longo prazo para apoiar a construção de centrais nucleares. Além disso, o Reino Unido não conseguiria gerir a intermitência associada às energias renováveis através da importação de grandes quantidades de energia dos seus vizinhos nas alturas em que as energias renováveis não estão a produzir, nem conseguiria lidar com os problemas causados pelo excesso de produção. As deficiências do mercado do Reino Unido no que diz respeito a qualquer mercado único de eletricidade europeu irão, consequentemente, ser sempre maiores do que as da Europa continental e exigirão mais medidas corretivas. Além disso, o apoio à energia nuclear aumentaria a diversificação do fornecimento de energia, reforçando assim a solidez do sistema energético do Reino Unido.
- (89) Um inquirido referiu uma deficiência específica do mercado no que se refere à energia nuclear, designadamente o seu longo período de construção e a longevidade de funcionamento, que levam a que o investimento só se torne rentável após 30 anos, muito além de 2050. De igual forma, os ensinamentos retirados dos apagões em alguns Estados-Membros mostrariam que a dependência da interligação transfronteiriça é limitada e que nenhum operador da rede de transporte consegue garantir uma capacidade de interligação equivalente à capacidade providenciada por uma rede nacional em malha. O auxílio estatal para o projeto da HPC pode ter um menor efeito de distorção da concorrência em comparação com a introdução de outras medidas, tais como os mercados de capacidade.
- (90) Um inquirido alegou que a HPC não prejudicaria o objetivo de garantir a proteção do ambiente, uma vez que as suas operações seriam escrutinadas de perto pelas instituições responsáveis, como o Office for Nuclear Regulation. De igual forma, a HPC cumpriria os Regulamentos de Licenciamento Ambiental de 2010.
- (91) Diversas partes declararam que existem atualmente tecnologias para armazenar de forma segura os resíduos nucleares.
- (92) Diversas partes comentaram que a conjugação atual de políticas é insuficiente para impulsionar o investimento na energia nuclear, em especial uma vez que o preço do carbono praticado no âmbito do regime de comércio de emissões é demasiado baixo; o preço mínimo do carbono no Reino Unido não inflacionará os preços do carbono para valores suficientemente elevados para incentivar o investimento na energia nuclear; e, por si só, o Regime de

Garantias do Reino Unido não é suficiente para apoiar o investimento, uma vez que não aborda a viabilidade económica a longo prazo da energia nuclear. Por fim, a pegada de carbono da energia nuclear seria idêntica à da energia eólica e bem inferior às pegadas das energias renováveis marinhas, da energia solar fotovoltaica e das tecnologias da biomassa.

- (93) Uma parte alegou que o Reino Unido apoia as fontes de energias renováveis, mas que essas tecnologias não são adequadas para o fornecimento de eletricidade de base e que, simultaneamente, a dependência do gás tornaria o Reino Unido dependente dos combustíveis fósseis e vulnerável a riscos geopolíticos.
- (94) Um inquirido alegou que a Comissão devia avaliar o benefício líquido para o ambiente da HPC em comparação com o atual cabaz energético existente no Reino Unido. Avaliada de acordo com estes critérios, a HPC teria claramente uma vantagem significativa para o ambiente.
- (95) Diversas partes alegaram que os Estados-Membros devem ter a liberdade de poder escolher o seu próprio cabaz energético, assim como de fornecer os incentivos necessários, sem os quais seria refreado o investimento privado eficaz a longo prazo na capacidade de produção com baixo teor de carbono. A Comissão não teria qualquer competência para se imiscuir nessas decisões. Além disso, as centrais nucleares teriam elevados custos de capital inicial e baixos custos marginais de funcionamento, o que, em conjunto com a ausência de uma correlação entre os custos de funcionamento e os preços do mercado da eletricidade, determina a existência de um risco que não pode ser transferido de forma eficaz para os consumidores sem que haja intervenção estatal.
- (96) Diversas partes criticaram o ponto 337 da decisão de início do procedimento, em especial em virtude de não ter havido qualquer investimento em novas centrais de energia nuclear no Reino Unido desde a liberalização do mercado energético, há 20 anos atrás. A ameaça de alterações nas políticas governamentais e outros riscos políticos dificultariam igualmente esse investimento da parte dos investidores privados.
- (97) Diversas partes alegaram que os custos de capital representam cerca de 75 % do custo médio da eletricidade ⁽¹⁾, em comparação com os 10 % a 15 % do gás sem captação de emissões. Foi igualmente observado que a descarbonização rentável, de acordo com a sua modelização própria, significa um nível de 50 g CO₂/kW em 2030, em comparação com os atuais níveis de cerca de 500 g CO₂/kW, um valor que só seria alcançado ao menor custo se a nova capacidade nuclear atingisse taxas de penetração significativas (por ex., 11 a 18 GW). O valor presente do benefício de um programa nuclear em larga escala rondaria cerca de 23 mil milhões de GBP. De igual forma, um contrato a longo prazo para a energia nuclear preservaria a eficácia da expedição de eletricidade, algo que seria pertinente tanto para as tecnologias de energia nuclear como para as de energias renováveis, tendo em conta os seus baixos custos marginais.
- (98) Um inquirido declarou que a incapacidade de apoiar o desenvolvimento precoce de uma nova tecnologia como a EPR conduziria a um reduzido interesse dos investidores nessa tecnologia, tanto dentro como fora do Reino Unido.
- (99) Um inquirido declarou que o Tratado Euratom não pode ser aplicado separadamente das atuais políticas da Comissão, uma vez que o artigo 40.º do Tratado exige que a Comissão publique periodicamente objetivos para a energia nuclear e que os objetivos do Tratado apenas podem ser prosseguidos de acordo com outras disposições do Tratado.
- (100) Um inquirido mencionou que, no período da pré-liberalização, o investimento na energia nuclear foi possível através de projetos financiados por tarifas, o que eliminou os riscos de investimento.
- (101) Uma parte referiu que a fonte do combustível nuclear é diversificada e possui uma classificação bastante elevada em termos de segurança energética.
- (102) Uma parte comentou que, para além da energia nuclear, não haveria tecnologias de carga de base com baixo teor de carbono comprovadas e que pudessem ser aplicadas com os mesmos níveis de capacidade. De igual forma, dado o perfil de risco político na União Europeia, os investidores estariam cada vez mais prudentes no que toca ao investimento de grandes somas no novo sistema de produção de eletricidade. Por fim, a previsão da Comissão relativa ao investimento em nova energia nuclear no período 2027-2030 seria discutível em virtude da incerteza.
- (103) Diversas partes comentaram que o Reino Unido não possuiria um mecanismo similar ao modelo da empresa finlandesa Mankala (um investimento conjunto por parte de empresas de produção de energia e indústrias com elevado consumo de energia), ao abrigo do qual poderia ser gerida a assimetria existente entre o risco do custo em termos de capital inicial e o preço da eletricidade instantânea a longo prazo.
- (104) Uma parte sublinhou que a maioria das energias renováveis teria sido inventada no início do século XX, o que, por uma questão de maturidade da tecnologia, faria com que apoiá-las fosse mais justificável do que apoiar a energia nuclear.

⁽¹⁾ O custo médio da eletricidade é uma medida do custo de produção de eletricidade de uma série de tecnologias, com o objetivo de possibilitar a comparação destes custos, ao abrigo de uma série de pressupostos.

- (105) Diversas partes comentaram que os reatores não estarão em funcionamento antes de 2023, na melhor das hipóteses, tornando a central incapaz de lidar com o desafio de segurança de fornecimento destacado pelo Reino Unido como justificação para as medidas.
- (106) Uma parte comentou que a tecnologia nuclear não garante a segurança de fornecimento, uma vez que torna a produção de energia dependente de importações de materiais nucleares cindíveis. Outra parte comentou que a dependência dos combustíveis importados devia ser reduzida para melhorar a segurança de fornecimento.
- (107) Um inquirido comentou que a política energética do governo do Reino Unido é politicamente tendenciosa e que restringe o desenvolvimento de parques eólicos e de centrais solares terrestres.
- (108) Diversos inquiridos comentaram que a tecnologia nuclear piora a segurança de fornecimento, uma vez que carece da flexibilidade necessária para equilibrar a oferta e a procura na rede, devido a falhas não programadas, taxas de capacidade reduzidas ou manutenção de rotina. A energia nuclear também estaria associada a choques imprevisíveis que exigem grandes reservas, por oposição à variabilidade da energia eólica, que é descrita como sendo em grande medida previsível antecipadamente. Por fim, segundo os mesmos inquiridos, a energia nuclear constitui também uma fraca opção para reduzir as emissões, com base em estudos que mostrariam que o ciclo nuclear produz 9 a 25 vezes mais CO₂ do que o eólico.
- (109) Diversos inquiridos sublinharam que, com base em estatísticas comparativas, o contributo da tecnologia nuclear para a descarbonização não é significativo.
- (110) Diversas partes fizeram notar que a medida não iria fornecer qualquer segurança energética, uma vez que não iria substituir de forma suficientemente rápida a capacidade entretanto desativada e que dependeria das reservas de urânio, que podem escassear.
- (111) Diversos inquiridos alegaram que os subsídios levariam ao encerramento de outras tecnologias de produção mais inovadoras e menos nocivas para o ambiente e que os mesmos não se justificam e são incompatíveis com o «princípio do poluidor-pagador». As gerações futuras suportariam os custos decorrentes da medida a longo prazo.
- (112) Diversos inquiridos quiseram enfatizar que vários Estados-Membros e, em especial, a Alemanha, a Áustria, a Irlanda, a Itália e outros, estariam contra a energia nuclear e que outros Estados-Membros, tais como Portugal, a Dinamarca, a Estónia ou a Grécia, não teriam energia nuclear, motivo pelo qual não poderia existir um objetivo comum relativamente à energia nuclear.
- (113) Diversos inquiridos comentaram que uma tecnologia que requer subsídios durante um período de 60 anos e que fica isenta de todos os custos diretos e indiretos que ocasiona, exigindo, além disso, um contrato garantido por 35 anos, não pode ser entendida como uma tecnologia viável.
- (114) Uma parte alegou que não existe um modo satisfatório de resolver a necessidade de eliminar os resíduos radioativos.
- (115) Um inquirido declarou que o Reino Unido está a favorecer de forma excessiva a nova energia nuclear ao atenuar as muitas incertezas em torno da eliminação e ao dar certezas aos investidores.
- (116) Diversos inquiridos criticaram a avaliação de risco realizada pelo Reino Unido, afirmando que esta foi incapaz de imaginar ou captar a cascata de acidentes inesperados, existentes «para lá da base conceptual», que ocorreram em Fukushima e outros acidentes nucleares de relevo. Foram também criticadas as alegações de que para o pior acidente/incidente razoavelmente previsível na HPC (incluindo um ataque terrorista), a taxa máxima de libertação sob a forma de fuga não excederia 0,03 % do conteúdo diário do núcleo do reator.
- (117) Diversos inquiridos comentaram não ser claro se o Reino Unido teve em conta o desenvolvimento de novas tecnologias que melhoram a flexibilidade da rede elétrica (por ex., a fixação dinâmica dos preços, contratos para carga passível de interrupção ou um limitador de carga dinâmico no setor industrial, a agregação de serviços e a otimização da procura das famílias).
- (118) Um inquirido criticou a importância que o Reino Unido atribui à produção de eletricidade de base, tendo em conta as alterações que estão em curso no setor energético, o que tornaria discutível se em meados dos anos 20 deste século a carga de base ainda será tão importante como hoje. Em especial, segundo o inquirido a flexibilidade do sistema tornar-se-á cada vez mais importante.
- (119) Diversas partes comentaram que a HPC não seria uma central pioneira, mas sim, ao invés, a quinta ou sexta do género, considerando as centrais da Finlândia e da França, bem como outras duas que foram construídas na China. Além disso, foram encomendados reatores similares na Finlândia e em França, sem que tenha havido concessão de auxílios estatais.
- (120) Uma parte alegou que a indústria solar seria capaz de fornecer anualmente, e a um custo comparável, a mesma quantidade de eletricidade esperada com a construção da HPC e que a energia eólica marítima poderia ser mais barata do que a energia nuclear em 2020 ou pouco tempo depois.

- (121) Uma parte alegou que os próprios valores do governo do Reino Unido mostrariam que a nova energia nuclear não era necessária, contrariando diversos documentos e discursos que afirmariam erradamente que a procura de eletricidade podia duplicar ou até mesmo triplicar, segundo estudos do governo no que respeita a procura de eletricidade a longo prazo e às necessidades de capacidade até 2025.

3.4. COMENTÁRIOS RECEBIDOS SOBRE A PERTINÊNCIA E O EFEITO DE INCENTIVO DAS MEDIDAS

- (122) Entre as respostas positivas, diversos inquiridos comentaram que a energia nuclear pode dar um importante contributo para a produção de eletricidade com baixo teor de carbono e pode ajudar a diversificar o setor de produção de eletricidade. Comentaram também que, embora não seja capaz de fornecer toda a capacidade adicional necessária durante as próximas décadas no Reino Unido, é provável que desempenhe um papel crítico na substituição da capacidade nuclear desativada e na satisfação da procura futura.
- (123) Diversos inquiridos alegaram que, sem a intervenção estatal, o investimento privado iria centrar-se apenas na rentabilidade a curto prazo, o que impossibilitaria a nova central nuclear.
- (124) Um inquirido alegou que, sem auxílios, os produtores não teriam qualquer incentivo para investir em novas centrais nucleares e que o êxito do primeiro projeto reduziria significativamente o custo de novos projetos. Alegou ainda que os reatores de terceira geração não podem ser comparados às centrais existentes e que, sem um horizonte temporal a longo prazo da estabilidade dos preços, seria impossível obter investimento privado na energia nuclear.
- (125) Diversos inquiridos alegaram que o novo programa de construção nuclear do Reino Unido traria vantagens significativas em termos de emprego para o Reino Unido e para a Europa.
- (126) Diversos inquiridos comentaram que os auxílios permitiriam que uma mão-de-obra altamente especializada e qualificada conservasse as competências e desenvolvesse novas técnicas, algo que seria fulcral também para a desativação dos reatores nucleares atualmente em funcionamento. Fizeram ainda observações sobre o impacto positivo dos auxílios para os produtores da cadeia de fornecimento.
- (127) Diversos inquiridos indicaram que as empresas britânicas favoreceriam fortemente um cabaz energético diversificado e que iriam apoiar especialmente a energia nuclear, eólica e hidroelétrica. O programa do Reino Unido traria um ambiente de investimento mais estável para as empresas, especialmente para os grandes consumidores de eletricidade.
- (128) Diversos inquiridos comentaram que, em comparação com o sistema de certificados verdes atualmente utilizado exclusivamente nas energias renováveis, o mecanismo proposto tem a vantagem de restringir a sobrecompensação.
- (129) Diversas partes comentaram que o Estado tem uma obrigação de incentivar as decisões de diversificação dos investidores, uma vez que os mercados liberalizados não podem usufruir dos benefícios da segurança de fornecimento dos Estados-Membros.
- (130) Uma parte criticou a perspetiva da Comissão de que os CfD eliminam a maioria dos riscos de mercado, uma vez que as tarifas de alimentação de corrente são amplamente utilizadas em diversos Estados-Membros para apoiar as fontes de energias renováveis, pelo que não existiriam motivos para um tratamento diferenciado da energia nuclear.
- (131) Diversos inquiridos alegaram que a tecnologia nuclear não seria amiga do ambiente, não seria renovável, mas sim finita, e seria extremamente dispendiosa, apesar de ser uma tecnologia plenamente desenvolvida e sem qualquer efeito de aquisição de conhecimentos.

3.5. COMENTÁRIOS RECEBIDOS SOBRE A PROPORCIONALIDADE DAS MEDIDAS

- (132) Uma parte comentou que o mecanismo do CfD diminui o risco, embora continue a expor a NNBG a um risco de base e a impedir a sobrecompensação, uma vez que só são efetuados pagamentos quando o PR fica abaixo do Preço de Exercício. Além disso, o mecanismo de partilha de ganhos dos capitais próprios limitaria a sobrecompensação e não seria garantido à NNBG um nível fixo de receitas ou lucros. Por fim, o CfD iria estabilizar os preços, levando a um melhor ambiente de investimento.
- (133) Diversas partes alegaram que o PE devia ser comparado ao de outras tecnologias com baixo teor de carbono, e não com os custos das fábricas de gás, e que devia ainda considerar níveis de preços futuros ao invés de níveis atuais.

- (134) Diversas partes comentaram que o CfD da HPC vigoraria durante 35 anos, enquanto os contratos relativos a fontes de energias renováveis têm vigências mais curtas e normalmente não superiores a 15 anos. No entanto, a central nuclear funcionaria durante 60 anos, enquanto as instalações de energias renováveis funcionam durante 20 a 25 anos, o que resulta numa proporção menor de subsídios relativamente ao tempo de vida útil. Os CfD evitariam que o Reino Unido tenha de pagar custos de construção mais elevados.
- (135) Uma parte forneceu uma avaliação de custos que sugere uma queda significativa dos custos após a conclusão da primeira central, para 60 a 75 GBP por MWh até 2030. Alegou ainda que o PE da medida notificada seria abrangido pelo intervalo sugerido pela sua análise, ou seja, 85 a 100 GBP por MWh.
- (136) Diversas partes sugeriram que atualmente existe um pequeno número de tecnologias consideradas mais baratas, sendo que nenhuma delas consegue fornecer quantidades significativas de eletricidade no futuro.
- (137) Diversas partes comentaram que, ao se ter em conta os custos totais do sistema das fontes de energias renováveis, com base no PE notificado pelo Reino Unido, a energia nuclear seria uma opção muito mais barata.
- (138) Uma parte alegou que uma decisão da Comissão no sentido de impedir que os projetos nucleares utilizem mecanismos do tipo CfD poderia ter impactos potenciais significativos na capacidade da Nuclear Decommissioning Authority (autoridade para a desativação nuclear) de implementar uma solução para lidar com o plutónio do Reino Unido usado para fins civis. Declarou também que o encargo para o contribuinte em termos de custos relacionados com os resíduos é mínimo/remoto, por causa do governo do Reino Unido.
- (139) Diversos inquiridos comentaram que os auxílios ao investimento não são deduzidos dos auxílios ao funcionamento.
- (140) Um inquirido comentou que todos os acordos, bem como quaisquer alterações aos mesmos, que tenham influência no financiamento ou as disposições práticas relativas à desativação, gestão do combustível irradiado e dos resíduos, têm de ser divulgados ao público e submetidos a escrutínio parlamentar. Foi igualmente comentado que não foram tornadas públicas informações fundamentais sobre a modelização de custos.
- (141) Diversas partes manifestaram preocupações quanto ao facto de o Reino Unido poder estar a conceder auxílios adicionais à NNBG, incluindo na forma de um regime que limita a responsabilidade dos operadores nucleares. Algumas partes consideraram também que as tecnologias alternativas à energia nuclear assumem responsabilidade total, ao passo que a tecnologia nuclear goza de um regime de responsabilidade limitada.
- (142) Outro tipo de apoio que era indicado como estando potencialmente excluído do auxílio notificado era a subestimação do custo da gestão e eliminação de resíduos nucleares ao abrigo do contrato de transferência de resíduos que o Reino Unido pretende obrigar os operadores de nova energia nuclear a celebrar. De forma similar, algumas partes comentaram que a alegada ausência de contabilização total dos custos de desativação violaria o «princípio do poluidor-pagador».
- (143) Um inquirido manifestou preocupações em relação a potenciais ultrapassagens dos custos, com base na experiência obtida com os modelos do Reator Europeu de Água Pressurizada («EPR») na Finlândia e em França.
- (144) Já seria fornecido apoio financeiro aos produtores nucleares existentes no Reino Unido através de diversos instrumentos financeiros, incluindo limitações às responsabilidades, subscrição de riscos comerciais, subsídios para os custos de eliminação de resíduos nucleares e subsídios relativos a custos com medidas antiterroristas.
- (145) Diversas partes comentaram que os auxílios levarão a que o risco económico seja transferido da empresa para os contribuintes e a um produto dominante que irá aumentar os preços da energia durante os próximos 35 anos.
- (146) Diversas partes alegaram que o PE é demasiado elevado, sendo a HPC a mais cara central elétrica alguma vez construída. As distorções levariam a custos adicionais.
- (147) Uma parte comentou que a avaliação de proporcionalidade não pode ser conclusiva até as disposições de partilha de ganhos e de reabertura das negociações dos custos serem totalmente notificadas.
- (148) Uma parte alegou que o PE seria superior ao que a Alemanha paga pela sua energia eólica terrestre.
- (149) Uma parte comentou que seria justo assumir que não existe nenhuma expectativa razoável de que os custos da tecnologia EPR venham a diminuir de forma significativa se forem suportados e que o dito reator não deveria ser considerado uma tecnologia emergente.

- (150) Diversas partes alegaram que várias tecnologias de energia renovável emergentes podem revelar-se mais rentáveis do que a HPC e que o recente relatório da Carbon Connect ⁽¹⁾ prevê que as receitas para a EDF e os outros investidores na HPC sejam muito superiores às obtidas noutros projetos, com uma rentabilidade esperada dos capitais próprios de cerca de 19 % a 21 %, ou seja, superior à rentabilidade esperada dos capitais próprios em projetos de financiamento de iniciativa privada. De igual modo, se for tido em conta o custo de seguro completo contra desastres nucleares, a motivação económica subjacente à energia nuclear seria substancialmente enfraquecida em comparação com outras fontes com baixo teor de carbono. Por fim, um relatório recente da Comissão de Contas Públicas da Câmara dos Comuns e da Nuclear Decommissioning Authority indicariam custos relativos ao legado nuclear de mais de 2,5 mil milhões de GBP por ano ou 42 % do orçamento total do Ministério da Energia e das Alterações Climáticas (Department for Energy and Climate Change, doravante «DECC»).
- (151) Diversas partes alegaram que existia uma suspeita fundada de sobrecompensação.
- (152) Uma parte calculou que, se o PE de 35 anos for convertido num PE equivalente de 15 anos, seria aproximadamente 117 GBP por MWh em termos reais de 2012 ou mais de 20 % superior às conversões da energia eólica terrestre e 10 % a 15 % superior às conversões da biomassa. De igual modo, pode-se assumir que os custos da energia eólica terrestre terão diminuído ainda mais até 2023 devido a níveis acrescidos de implantação, o que tornará a diferença ainda mais notável.
- (153) Diversas partes comentaram que os preços das energias alternativas, e em particular das energias renováveis, irão provavelmente diminuir no futuro, levando a uma sobrecompensação relativa do projeto da HPC.
- (154) Uma parte declarou que o Reino Unido não iria recorrer ao mercado para procurar capacidade ou produção equivalentes no mesmo período de tempo. Em França e na Finlândia, os preços da eletricidade de origem nuclear situam-se num intervalo de 45 EUR a 50 EUR por MWh. Os relatórios de analistas financeiros indicariam que a EDF obterá uma TIR de capitais próprios anuais situada entre os 25 % e os 35 %. Por fim, o CfD tornaria mais fácil atingir o PR para a energia nuclear do que para as fontes de energias renováveis e uma conjugação do preço mínimo do carbono e do mercado de capacidade apoiaria o investimento em nova energia nuclear.

3.6. COMENTÁRIOS RECEBIDOS SOBRE POTENCIAIS DISTORÇÕES DA CONCORRÊNCIA E DAS TROCAS COMERCIAIS ENTRE OS ESTADOS-MEMBROS.

- (155) Entre as respostas positivas, diversas partes alegaram que a medida não resultaria em qualquer efeito significativo na concorrência ou nas trocas comerciais entre os Estados-Membros, uma vez que não teria um impacto significativo sobre o bem-estar dos consumidores e não levaria a preços de retalho mais elevados. De igual modo, a NNBG ficaria exposta às forças do mercado e a incentivos para competir no mercado grossista da eletricidade.
- (156) Diversas partes alegaram que deviam ser estabelecidas condições equitativas entre as tecnologias com baixo teor de carbono; consequentemente, os subsídios para novas centrais nucleares seriam compatíveis com as atuais políticas de apoio às fontes de energias renováveis. Diversas partes alegaram que devia ser mantida a neutralidade tecnológica, pelo que a tecnologia nuclear não devia ser discriminada.
- (157) Diversas partes observaram que as medidas não podiam desencorajar o investimento em fontes de energias renováveis, uma vez que estas também são apoiadas por CfD. Algumas partes alegaram ainda que, pelo contrário, os auxílios iriam agir como um catalisador para novos investimentos em tecnologias de produção de energia.
- (158) Uma parte notou que se espera que a HPC tenha uma capacidade instalada pouco acima dos 3 GW, enquanto o mercado do Reino Unido, no seu todo, alcançará em breve 80 GW. Neste contexto, a distorção do mercado provocada pelos auxílios não seria significativa (por ex., 4 %).
- (159) Diversas partes comentaram que os ganhos obtidos através de alternativas à criação de nova energia nuclear não conseguiriam fornecer um nível de capacidade suficientemente elevado para que estas alternativas pudessem ser consideradas uma opção viável. Em especial, os ganhos da resposta do lado da procura não podem ser considerados certos, a eficiência energética necessitaria de políticas adicionais e a interligação constituiria um contributo essencial para uma utilização eficiente dos recursos, mas os principais obstáculos a tal utilização eficiente seriam políticos e regulamentares.
- (160) Diversos inquiridos alegaram que as medidas iriam distorcer a concorrência. Tal aconteceria através da exclusão de tecnologias alternativas e, em especial, ao discriminar ou ao desviar o investimento em tecnologias renováveis. Existiriam também distorções do comércio no mercado interno, uma vez que os importadores não conseguiriam competir com o preço subsidiado da energia nuclear, o que levaria a excedentes artificiais nos outros Estados-Membros.
- (161) Um inquirido sublinhou que os auxílios iriam distorcer a concorrência entre as centrais nucleares existentes e as novas centrais nucleares, uma vez que as últimas recebem auxílios operacionais, o que não acontece com as primeiras. Uma outra parte alegou que a neutralidade tecnológica tinha de ser preservada e que, por conseguinte a energia nuclear não devia ser discriminada.

⁽¹⁾ Leveque F. e Robertson A., Future Electricity Series Part 3: Power from Nuclear, Carbon Connect, Policy Connect, Londres, 2014.

- (162) Uma parte comentou que a concessão de subsídios à energia nuclear poderia reduzir a dimensão do mercado disponível para as tecnologias de energias renováveis e aumentar a dificuldade de criar nova capacidade de produção de energia renovável em toda a UE.
- (163) Uma parte criticou o estudo especializado realizado pelo Prof. Green e pelo Dr. Staffel, em especial porque a sua metodologia não seria adequada para efetuar uma análise do bem-estar ou avaliações da distorção; os seus pressupostos seriam inadequados para lidar com a existência de deficiências do mercado financeiro; o pressuposto da exogeneidade do CMPC (custo médio ponderado do capital) não teria qualquer justificação; e o estudo teria ignorado o efeito de aprendizagem, as externalidades relativas ao carbono, a diversidade do fornecimento e o poder do mercado.
- (164) Uma parte comentou que os auxílios aumentariam consideravelmente o desequilíbrio entre o custo total de outras tecnologias de energia e o custo total da tecnologia nuclear em detrimento dos consumidores e dos montantes de imposto. Além disso, a EDF atingiria uma posição dominante no mercado da energia do Reino Unido, em especial se for concedida uma extensão da vida económica das centrais nucleares existentes.
- (165) Uma parte declarou que pagar as diferenças dos CfD com base na produção medida podia criar distorções no mercado, uma vez que os produtores poderiam até vender eletricidade a preços negativos e confiar no CfD para obter receitas positivas.
- (166) Uma parte alegou que a intensidade de auxílios iria prejudicar o investimento em interligações futuras, incluindo as interligações entre a Escócia e a Islândia (eletricidade geotérmica) e entre a Inglaterra e os países nórdicos (energia geotérmica, eólica, energia das marés).

3.7. COMENTÁRIOS RECEBIDOS SOBRE A GARANTIA DE CRÉDITO

- (167) Diversos inquiridos comentaram que a possibilidade de sobrecompensação não podia ser excluída uma vez que, para além do CfD, o pacote de auxílios inclui uma garantia de crédito.

3.8. OUTROS COMENTÁRIOS RECEBIDOS

- (168) Diversos inquiridos aludiram a porcos selvagens que, em março de 2013, 27 anos após o acidente de Chernobil, ainda apresentavam um elevado nível de radiação. Diversos inquiridos pediram a realização de uma segunda consulta, quando a medida notificada estivesse concluída.
- (169) Diversos inquiridos mencionaram que o governo do Reino Unido teria prometido, no seu programa pré-eleitoral, que não seria concedido qualquer subsídio público para a central nuclear.
- (170) Uma parte comentou que o Reino Unido continuava a depender daquilo a que chama conclusão bem-sucedida de processos relacionados com a nova construção, mas ignorava as importantes incertezas relativas a aspetos como a localização, estabelecimento e funcionamento das instalações de eliminação geológica, necessários para poder elaborar planos e determinar os seus custos. Criticou também as atuais propostas do Reino Unido sobre a gestão e eliminação dos resíduos nucleares.

4. COMENTÁRIOS RECEBIDOS DO REINO UNIDO

- (171) O Reino Unido enviou a sua resposta à decisão de início do procedimento no dia 31 de janeiro de 2014. A resposta do Reino Unido forneceu diversas análises, incluindo as seguintes:
- a) trabalho de modelização realizado pelo DECC e análise de cenários alternativos;
 - b) um relatório da Oxera sobre deficiências do mercado, proporcionalidade e potenciais distorções da concorrência;
 - c) um estudo da Pöyry sobre potenciais distorções do mercado interno e alternativas a nova energia nuclear;
 - d) um relatório da Redpoint sobre a evolução do setor da eletricidade no Reino Unido;
 - e) uma descrição do processo de deteção e verificação do custo, que envolveu a KPMG e a LeighFisher;
 - f) um relatório da KPMG sobre potenciais distorções da concorrência;
 - g) trabalho de avaliação comparativa da taxa de rentabilidade.

(172) Na sua resposta, o Reino Unido reitera amplamente a mesma posição que assumiu na notificação. Em especial, a criação de nova energia nuclear seria uma parte importante do cabaz energético do Reino Unido, o que ajudaria a conseguir um fornecimento de eletricidade com menos emissões de carbono, seguro e diverso, a um custo acessível.

(173) As alegações do Reino Unido são descritas mais pormenorizadamente abaixo.

4.1. COMENTÁRIOS RECEBIDOS SOBRE A EXISTÊNCIA DE AUXÍLIO ESTATAL E DE SIEG

(174) O Reino Unido sustenta que a medida notificada não constitui auxílio, nos termos dos critérios Altmark, no que se refere ao CfD, e nos termos da Comunicação sobre garantias ⁽¹⁾, no que se refere à garantia. Em alternativa, o Reino Unido continuou a considerar que o auxílio seria compatível nos termos do enquadramento dos SIEG ⁽²⁾. Caso assim não seja, o auxílio seria compatível ao abrigo do artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do TFUE.

(175) No que respeita à primeira condição Altmark, ou seja, a existência de um serviço de interesse económico geral («SIEG»), as autoridades do Reino Unido alegam que a construção da HPC, dentro de um calendário específico, e o seu funcionamento no âmbito do enquadramento do CfD constituem um SIEG para alcançar os objetivos de interesse geral do governo do Reino Unido.

(176) As autoridades do Reino Unido esclarecem a definição do SIEG. O SIEG consiste, alegadamente, em assegurar o investimento em capacidade nuclear de nova geração a concluir num prazo específico. Alegadamente, nenhum investidor privado em atividade nas atuais condições de mercado iria investir numa central nuclear de nova geração dentro do prazo especificado no CfD. As autoridades do Reino Unido alegam que existem importantes deficiências de mercado no que respeita à construção de novas centrais nucleares que justificam a instauração de um SIEG.

(177) De acordo com as autoridades do Reino Unido, a Diretiva da Eletricidade ⁽³⁾ reconhece que as obrigações de serviço público ao abrigo do artigo 3.º, n.º 2, podem ter em conta a necessidade de fornecer capacidade numa base a longo prazo para garantir a segurança de fornecimento. Supostamente, não existe qualquer motivo para limitar esta base às obrigações de serviço público relacionadas com o fornecimento da capacidade de produção de reserva. Alegadamente, a HPC contribuirá para o planeamento a longo prazo do Reino Unido em matéria de segurança de fornecimento, fornecendo uma significativa capacidade de produção a longo prazo, como previsto pelo artigo 3.º, n.º 2, da Diretiva da Eletricidade, nomeadamente durante o prazo de 35 anos em que serão efetuados pagamentos de diferenças ao abrigo do CfD. O facto de a entrada em funcionamento da HPC não ser suficientemente atempada para resolver níveis de capacidade potencialmente baixos anteriores a 2020 não seria determinante à luz da orientação a longo prazo do objetivo de interesse geral, por oposição à perspetiva de curto prazo. Supostamente, o facto de o Reino Unido poder ter de enfrentar limitações de capacidade antes de a central HPC ficar ativa não prejudica os fundamentos do projeto. Além disso, na ausência de intervenção, o Reino Unido continuaria a enfrentar limitações de capacidade durante a década de 20 e posteriormente e necessitaria de conceber um cabaz energético para ir ao encontro dos desafios numa base contínua.

(178) Alegadamente, ao contribuir de forma significativa para a segurança de fornecimento de eletricidade com baixo teor de carbono do Reino Unido numa perspetiva de longo prazo, o investimento em capacidade nuclear de nova geração a concluir e operar dentro de um prazo específico e a sua operação no âmbito do CfD, visam o alcance de um interesse geral ou público passível de ser considerado um SIEG. De acordo com o governo do Reino Unido, a nova capacidade de carga de base e, em especial, os projetos nucleares, não serão fornecidos por empresas a operar em condições normais do mercado num prazo apropriado para satisfazer os objetivos de interesse geral do Reino Unido.

(179) As autoridades do Reino Unido sustentam que o CfD deve ser encarado como impondo obrigações de serviço público específicas à NNBG. A definição precisa e a natureza compulsória da obrigação de serviço público ao abrigo do SIEG decorrem da conjugação de disposições rigorosas, destinadas a garantir que a NNBG cumprirá o calendário estipulado e que, uma vez envolvida na construção, a NNBG não poderá fugir aos seus compromissos, dados os elevados custos irrecuperáveis em que incorrerá.

(180) No que respeita à segunda condição Altmark, as autoridades do Reino Unido alegam que os parâmetros para o cálculo do PR e os potenciais ajustamentos ao PE foram aceites, em princípio, e serão estabelecidos no CfD de modo objetivo e transparente antes da sua entrada em vigor.

⁽¹⁾ Comunicação da Comissão relativa à aplicação dos artigos 87.º e 88.º do Tratado CE aos auxílios estatais sob forma de garantias (JO C 155 de 20.6.2008, p. 10).

⁽²⁾ Comunicação da Comissão — Enquadramento da União Europeia aplicável aos auxílios estatais sob a forma de compensação de serviço público (JO C 8 de 11.1.2012, p. 15).

⁽³⁾ 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).

- (181) No que respeita à terceira condição Altmark, as autoridades do Reino Unido alegam que, de acordo com a jurisprudência, o âmbito do controlo por parte da Comissão no que respeita à necessidade e proporcionalidade da compensação para efeitos da terceira condição Altmark se encontra limitado ao erro manifesto, tendo em conta a discricionariedade de que beneficia um Estado-Membro na definição de uma missão de SIEG e das condições para a sua prestação ⁽¹⁾. As autoridades do Reino Unido consideram que a medida é proporcional e que o mecanismo do CfD minimiza automaticamente o nível de apoio estatal, uma vez que o pagamento da diferença só tem lugar quando o PR do mercado é inferior ao PE e posto que é efetuado um pagamento compensatório quando o PR do mercado é superior ao PE. O CfD conterá diversas salvaguardas contra a sobrecompensação.
- (182) No que respeita à quarta condição Altmark, as autoridades do Reino Unido consideram que este critério se destina a garantir que a compensação concedida para a prestação de um SIEG corresponde ao que seria uma compensação normal do mercado para esse serviço. Supostamente, no caso em apreço, a inexistência de um valor de referência adequado não deve levar a concluir a incapacidade de aplicação da quarta condição Altmark. Alegadamente, a Comissão deve avaliar a existência de uma vantagem, tomando por referência o objetivo e os elementos verificáveis disponíveis neste caso. As autoridades do Reino Unido consideram que o trabalho de deteção e verificação dos custos, que foi realizado por consultores externos para assegurar que as estimativas de custos da NNBG no fornecimento do SIEG são razoáveis, deve ser suficiente para que a quarta condição Altmark se considere cumprida.
- (183) No que respeita à garantia de crédito, as autoridades do Reino Unido são da opinião de que esta não constitui uma vantagem para uma empresa, uma vez que será prestada em condições comerciais de acordo como o princípio do investidor numa economia de mercado («PIEM»). O governo do Reino Unido considera que a garantia de crédito e os termos do CfD servem objetivos diferentes. O objetivo do CfD seria o de fornecer um acordo contratual a longo prazo para reduzir a incerteza nos preços do mercado grossista, sob reserva do desempenho do ativo subjacente. A garantia de crédito, tal como acontece com as garantias de crédito comercial das seguradoras financeiras, facilitaria um mais amplo acesso aos mercados de capitais de dívida a longo prazo. A fixação de preços e a aprovação da garantia de crédito dependem fundamentalmente do risco no âmbito de todo o projeto subjacente, incluindo os termos do CfD. No entanto, o inverso não seria verdade: a presença de uma garantia reafeta o perfil de risco entre os investidores da dívida e o Garante, ao invés de alterar o perfil de risco do projeto. O governo do Reino Unido não considera que a empresa do projeto receba qualquer apoio adicional pela combinação do CfD e da garantia de crédito.
- (184) No que respeita ao acordo do Secretário de Estado sobre a compensação por encerramento político, o Reino Unido alega que todos os CfD incluirão disposições sobre a concessão de compensação aos investidores, caso se verifique um «evento de encerramento elegível», por exemplo, uma alteração legislativa que encerra, de forma permanente, as instalações na sua totalidade (consoante a tecnologia) ou uma recusa por parte do governo do Reino Unido em consentir qualquer reinício das instalações decorrido um período de tempo específico após o encerramento. O acordo direto entre o Secretário de Estado e os investidores da NNBG constitui um acordo adicional e autónomo, que pretende funcionar como um mecanismo de proteção para as disposições relativas aos eventos de encerramento elegíveis. O acordo assegura que se, após um encerramento político, o órgão da Contraparte ficar em situação de incumprimento nos pagamentos compensatórios aos investidores da NNBG, o Secretário de Estado paga aos investidores a compensação acordada. Não prevê pagamentos compensatórios adicionais à NNBG ou aos seus investidores.
- (185) As autoridades do Reino Unido alegam também que o acordo era necessário, uma vez que a energia nuclear acarreta riscos especiais em matéria de encerramento político.
- (186) As autoridades do Reino Unido alegam que não é sua intenção que todos os Acordos CfD sejam acompanhados por um acordo do Secretário de Estado, uma vez que tal deve ser analisado caso a caso para cada projeto. No entanto, alegam que é possível que o fundamento para o acordo direto possa ser aplicado a outros projetos, incluindo a outras tecnologias, designadamente quando estes são particularmente amplos, controversos e/ou incluem disposições similares no que se refere à desativação.
- (187) De acordo com as autoridades do Reino Unido, os pagamentos de compensações pretendiam efetivamente restabelecer a posição inicial dos investidores da NNBG e não devem ser considerados auxílio estatal.
- (188) As autoridades do Reino Unido alegam ainda que, mesmo que a medida envolvesse auxílio estatal, seria compatível com o mercado interno nos termos do enquadramento dos SIEG.
- (189) Alegadamente, o investimento em capacidade nuclear de nova geração a concluir e operar dentro de um prazo específico e a sua operação no âmbito do contrato de investimento para um período de pagamento de diferenças com duração de 35 anos constituem um SIEG. Além disso, os acordos CfD têm os elementos necessários para um ato de atribuição e estabelecem as respetivas obrigações de serviço público e os níveis de compensação.

⁽¹⁾ Processo T-17/02 *Fred Olsen/Comissão* Col. 2005, p. II-2031, n.º 216, e Processo T-289/03, *BUPA e outros/Comissão*, Col. 2008, p. II-81., n.ºs 166 e 220.

- (190) Alegadamente, uma vez que o período de atribuição de 35 anos (correspondente ao período de pagamento da diferença) é inferior ao período completo de depreciação da HPC, de 60 anos, a vigência do período de atribuição é justificada tendo em conta o SIEG em questão.
- (191) No que respeita aos requisitos de contratação pública, o governo do Reino Unido alega que a Comissão devia assumir a regularidade do processo de seleção e negociação, a não ser que a investigação revele que o processo conteve falhas. O Reino Unido considera que as normas de contratação pública em matéria de adjudicação de contratos de empreitada de obras públicas, de contratos públicos de fornecimento e de serviços, constantes da Diretiva 2004/17/CE do Parlamento Europeu e do Conselho ⁽¹⁾ ou da Diretiva 2004/18/CE do Parlamento Europeu e do Conselho ⁽²⁾, não se aplicariam à medida em apreço, uma vez que esta não envolve qualquer adjudicação de contratos de fornecimento, obras ou serviços em benefício do governo do Reino Unido ou de qualquer entidade estatal, na aceção destas diretivas. Alegadamente, pelos mesmos motivos, o governo do Reino Unido considera que o artigo 8.º da Diretiva da Eletricidade não se aplica à medida notificada. Contudo, as autoridades do Reino Unido afirmam que os procedimentos seguidos até à data pelo governo do Reino Unido na identificação dos investidores adequados ao abrigo do programa de reforma do mercado da eletricidade se basearam num quadro claro, transparente e não discriminatório, equivalente a um concurso público em termos de transparência e não discriminação. Além disso, alegadamente, as condições pormenorizadas de um contrato como o que diz respeito à HPC têm de ser negociadas individualmente para refletir as características do investimento específico.
- (192) No que respeita à discriminação, supostamente, se o governo do Reino Unido atribuisse a outra empresa o mesmo SIEG relativo à nova capacidade de produção de eletricidade nuclear, iria garantir a utilização da mesma metodologia para calcular o PR e o PE. Porém, as condições exatas de cada contrato de investimento podem variar devido às características únicas do produto. No entanto, essas possíveis variações seriam objetivamente motivadas e não constituiriam discriminação.
- (193) No que respeita aos requisitos relativos à compensação, as autoridades do Reino Unido alegam que o PE foi calculado tendo por base os custos previstos para a construção e funcionamento da NNBG, incluindo um lucro razoável não garantido, tendo os custos da NNBG sido fundamentados e verificados de forma independente.
- (194) As autoridades do Reino Unido consideram que não seriam necessários requisitos adicionais em relação à medida, uma vez que esta não é abrangida por qualquer dos casos previstos pelo enquadramento dos SIEG e que, alegadamente, não há motivos para concluir que a medida resultará em graves distorções da concorrência no mercado interno, nem afetará seriamente as trocas comerciais entre os Estados-Membros. Alegadamente, não estão a ser prestados serviços semelhantes em concorrência com o SIEG, nem é expectável que o setor privado os preste no futuro próximo. A Comissão terá reconhecido, numa decisão anterior, que o apoio público em benefício do setor da eletricidade num país geograficamente isolado (Irlanda) e com uma interligação limitada a outras redes de energia, tem um efeito limitado no comércio e não é contrário ao interesse da Comunidade ⁽³⁾. O mesmo se aplica, alegadamente, ao setor da eletricidade do Reino Unido.
- (195) Comentários adicionais apresentados pelas autoridades do Reino Unido:
- as autoridades do Reino Unido esclareceram, em diversas partes da sua comunicação, que o objetivo da medida é incentivar ou desbloquear investimentos na produção com baixo teor de carbono, em especial em nova energia nuclear;
 - o CfD da HPC foi concebido para permitir eliminar os obstáculos ao projeto da forma mais eficaz possível, incluindo simultaneamente alguma proteção contra determinados riscos, especialmente no que respeita a incerteza em relação aos futuros preços da eletricidade;
 - existem muitos cenários em que os custos da NNBG podem ser superiores aos esperados ou as suas receitas inferiores às esperadas (por exemplo, caso não atinja os níveis planeados de produção ou se os preços de venda de eletricidade obtidos forem inferiores ao PR do mercado);
 - a NNBG terá a liberdade de vender a sua eletricidade no mercado, seja pontualmente ou com base num contrato. Não existe qualquer requisito de que a NNBG venda apenas no mercado à vista.

4.2. Comentários recebidos sobre os objetivos de interesse comum

- (196) O Reino Unido alega que prossegue os objetivos comuns da UE no que respeita à descarbonização, segurança de fornecimento e diversidade de fornecimento ao menor custo e que, tal como os outros Estados-Membros, enfrenta um desafio para os alcançar.

⁽¹⁾ Diretiva 2004/17/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 31 de março de 2004, relativa à coordenação dos processos de adjudicação de contratos nos setores da água, da energia, dos transportes e dos serviços postais (JO L 134 de 30.4.2004, p. 1).

⁽²⁾ Diretiva 2004/18/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 31 de março de 2004, relativa à coordenação dos processos de adjudicação dos contratos de empreitada de obras públicas, dos contratos públicos de fornecimento e dos contratos públicos de serviços (JO L 134 de 30.4.2004, p. 114).

⁽³⁾ Ver decisão da Comissão, de 30 de outubro de 2001, relativa ao auxílio estatal n.º N 6/A/2001 — Irlanda C(2001) 3265 final, considerando 56.

- (197) O Reino Unido sublinha que a eficiência energética, a resposta do lado da procura, a interligação e a melhoria do funcionamento dos mercados de equilíbrio são importantes, mas não conseguem alcançar esses objetivos sozinhos, apesar de estarem a ser implantados. Ao mesmo tempo, o Reino Unido alega que a competência para determinar o cabaz energético pertence aos Estados-Membros e que decidiu que a energia nuclear deve fazer parte do seu cabaz energético.
- (198) A energia nuclear ajudaria a realizar a descarbonização, uma vez que é uma tecnologia com baixo teor de carbono, e a avaliação do Reino Unido seria a prova de que é um dos elementos do caminho mais rentável para a descarbonização, em conjunto com as fontes de energias renováveis e as centrais de produção equipadas com sistemas CAC.
- (199) Dependere exclusivamente de outras tecnologias seria arriscado. Em especial, o Reino Unido estima que, na ausência de energia nuclear, para satisfazer a procura dentro do mesmo prazo, necessitaria de 14 GW de energia eólica terrestre, 11 GW de energia eólica marítima ou 5 GW de centrais TGCC⁽¹⁾, para além da capacidade existente ou atualmente planeada.
- (200) O Reino Unido acredita igualmente que é necessário um cabaz de produção diversificada para conseguir um sistema de eletricidade fiável e equilibrado.
- (201) Por fim, o Reino Unido afirma que a sua política em matéria de energia nuclear é compatível com a prossecução de um objetivo de interesse comum nos termos do Tratado Euratom.

4.3. COMENTÁRIOS RECEBIDOS SOBRE AS DEFICIÊNCIAS DO MERCADO E A NECESSIDADE DE INTERVENÇÃO ESTATAL

- (202) O Reino Unido alega que existe uma conjugação de deficiências do mercado que afeta a produção de eletricidade, mais propriamente a produção com baixo teor de carbono e, em particular, a produção de nova energia nuclear.
- (203) Em especial, o Reino Unido apresenta as seguintes deficiências do mercado, que caracterizariam os mercados de eletricidade em geral:
- a) externalidade residual do carbono. As políticas atuais (incluindo o Regime de Comércio de Licenças de Emissão [«RCLE»], devido ao baixo preço das licenças de emissão de carbono) não forneceriam certeza suficiente a longo prazo nem sinais relativos aos preços suficientemente fortes para uma internalização total da externalidade negativa que caracteriza a produção de eletricidade (ou seja, a produção simultânea de emissões de carbono), dificultando assim o encorajamento de investimentos em nova energia nuclear;
 - b) externalidades positivas que conduzem à insuficiência de segurança e de diversidade de fornecimento do mercado. A disponibilidade de eletricidade teria boas características públicas, conduzindo a uma fixação incorreta dos preços de escassez e, em última análise, a «dinheiro em falta», ou seja, insuficiência de produção e de segurança do fornecimento. Tal deve-se ao facto de as decisões de investimento privado na produção de eletricidade não terem em conta nem os custos sociais de potenciais interrupções de produção, nem o impacto da disponibilidade de produção para a rede e para outros utilizadores da rede, pelo que os riscos e os benefícios de cada tecnologia não estariam alinhados com o nível ideal em termos sociais, sendo o gás naturalmente protegido e todas as outras tecnologias penalizadas, conduzindo isto, em última instância, a uma menor diversidade de fornecimento;
 - c) incentivos insuficientes à concretização dos benefícios da aquisição de conhecimentos decorrente da implementação de tecnologias novas e não totalmente desenvolvidas. Tal levaria a uma insuficiência de investimento em protótipos e em novas tecnologias; e
 - d) insuficiências do mercado financeiro que limitam os fundos disponíveis para projetos de infraestruturas de energia. Não estaria disponível qualquer financiamento de projetos de produção de energia nuclear, uma vez que os mercados de transferência do risco seriam limitados, não dispondo de instrumentos para proteção contra tais riscos. Os contratos a longo prazo para o fornecimento de eletricidade seriam, a mais curto prazo, comparados aos níveis de investimento, enquanto a volatilidade dos preços seria muito grande e as previsões dos preços a longo prazo estariam sujeitas um elevado grau de incerteza.
- (204) O Reino Unido declara igualmente que existem algumas insuficiências adicionais do mercado, em especial para a energia nuclear, que exacerbam os obstáculos ao investimento nesta tecnologia:
- e) exposição ao risco político; e
 - f) exposição não protegida ao risco dos preços da eletricidade, o que seria uma versão mais crítica de uma insuficiência mais ampla do mercado, referida no ponto d acima, devido aos níveis de investimento extremamente elevados necessários para a produção de energia nuclear.

⁽¹⁾ As turbinas a gás de ciclo combinado, ou TGCC, são uma tecnologia moderna de produção de energia com recurso a gás.

- (205) O Reino Unido comenta que estas insuficiências do mercado não são meramente teóricas, o que seria comprovado pelo facto de não ter ocorrido qualquer investimento em novas centrais de energia nuclear no Reino Unido desde a liberalização do mercado.
- (206) O Reino Unido não considera fidedignos o trabalho de modelização mencionado na decisão de início do procedimento e, em especial, as previsões da Redpoint e do DECC, que indicaram que, em 2027 ou em 2030, estaria em funcionamento nova energia nuclear.
- (207) O Reino Unido atualizou a sua modelização com dados mais recentes, que indicariam que a nova energia nuclear nunca estaria disponível, numa base comercial, antes de 2032 e, possivelmente, não antes de 2050. O Reino Unido salienta que o trabalho de modelização simplifica necessariamente a realidade e não pode ter em conta todos os riscos e incertezas com que os investidores se deparam no mundo real.
- (208) O Reino Unido conclui que, por si só, a dependência das forças do mercado implicaria correr o risco de diferir em vários anos o contributo da nova energia nuclear para a consecução dos objetivos do Reino Unido e a um custo potencialmente maior. Mesmo pequenos atrasos de três ou quatro anos acarretariam uma perda de bem-estar estimada pelo Reino Unido em até 30 mil milhões de GBP.
- (209) Por fim, o Reino Unido contesta que outros projetos em mercados similares seriam implantados sem o mesmo nível de intervenção ou apoio estatais.

4.4. COMENTÁRIOS RECEBIDOS SOBRE A PERTINÊNCIA E O EFEITO DE INCENTIVO DAS MEDIDAS

- (210) Na sua resposta à decisão de início do procedimento, o Reino Unido mantém o seu parecer de que o CfD é o instrumento mais apropriado para materializar investimento em nova produção de energia com baixo teor de carbono e em nova energia nuclear em particular.
- (211) O CfD eliminaria a incapacidade de partilhar de forma eficaz ou de transferir o risco de volatilidade dos preços, devido a mercados de transferências do risco limitados e à ausência de instrumentos de cobertura baseados no mercado apropriados. Os CfD atenuariam o risco da volatilidade não coberta dos preços grossistas, reduzindo a incerteza no que se refere ao preço de venda da eletricidade produzida obtido pela NNBG. Ao cumprir este propósito, o CfD oferece garantias de que será conseguido um nível de rendimento aceitável após o investimento.
- (212) O Reino Unido refere que o CfD resolveria as insuficiências do mercado mencionadas a um menor custo para os consumidores, quando comparado a mecanismos alternativos, tais como um prémio-padrão pela alimentação de corrente, uma vez que coloca um teto aos níveis de preço e reduz, deste modo, o apoio estatal quando os preços grossistas são superiores ao PE. Ao passo que um regime de prémio fixo de alimentação de corrente pagaria o mesmo montante para cada unidade de eletricidade, independentemente do nível do preço grossista, os CfD reduziriam o risco de sobrecompensação em cenários de preços grossistas elevados.
- (213) O Reino Unido enfatiza igualmente que o CfD seria um instrumento baseado no mercado, uma vez que exige que o beneficiário venda no mercado aos preços grossistas vigentes. Por conseguinte, preservaria incentivos comerciais para que a NNBG venda a sua eletricidade de forma compatível com o normal funcionamento do mercado. Em especial, se a NNBG se desviasse do PR, por exemplo, ao vender a eletricidade abaixo deste, iria reduzir as suas receitas, uma vez que o pagamento da diferença será calculado com base no PR. Os beneficiários estariam ainda sujeitos a algum grau de pressão concorrencial por parte de outros agentes do mercado.
- (214) O governo do Reino Unido é também da opinião de que a conjugação do CfD com a garantia de crédito representa o instrumento adequado.
- (215) Na opinião do Reino Unido, uma garantia de crédito por si só não diminuiria a incerteza dos investidores quanto aos preços grossistas futuros, o que o Reino Unido considera que conduziria à necessidade de níveis superiores de apoio e, consequentemente, a custos mais elevados para os consumidores. A garantia de crédito teria como objetivo a resolução de dificuldades relacionadas com a contração de dívida nos mercados de capitais aos elevados níveis exigidos pelo investimento em nova energia nuclear.
- (216) A garantia de crédito não ofereceria proteção adicional aos detentores de capital próprio contra os riscos do projeto em comparação com o que o mercado poderia oferecer e, consequentemente, não aborda a necessidade de encontrar investidores em fundos próprios. Os investidores não estariam dispostos a aplicar grandes quantias de dinheiro, quer em capital próprio quer em capital próprio contingente, sem a certeza de receita fornecida por um CfD.
- (217) Por fim, o Reino Unido notou que o projeto da HPC era o único projeto nacional em matéria de energia nuclear numa fase adequada para negociações e, assim sendo, teria sido impraticável instituir um processo concorrencial genuíno.

4.5. COMENTÁRIOS RECEBIDOS SOBRE A PROPORCIONALIDADE DAS MEDIDAS

- (218) Na sua resposta, o Reino Unido manteve a sua opinião de que o PE foi fixado ao menor nível possível para incentivar o investimento procurado e com base num processo rigoroso de deteção e verificação dos custos, numa avaliação do nível de receitas que seria razoável os investidores procurarem em relação ao projeto da HPC e numa série de negociações difíceis com a EDF.
- (219) O Reino Unido alegou que, nos termos do CfD, mantêm-se riscos significativos para os investidores na HPC, em especial os riscos dos custos de construção, mas também alguns riscos operacionais e riscos de volume relativos à disponibilidade. Os investidores suportariam o risco de ultrapassagem dos custos de construção e riscos de atrasos, uma vez que a remuneração do CfD só terá início quando a eletricidade for vendida, ou seja, quando a central estiver em funcionamento. Caso a NNBG não construa a central dentro do intervalo predefinido previsto para entrada em funcionamento, correria também o risco de encurtar a vigência do CfD, que é calculada a partir dessa data. Se a construção não estiver concluída na data limite do prazo, o Reino Unido terá o direito de rescindir o CfD unilateralmente.
- (220) Além disso, a garantia de crédito ainda exigiria que os investidores contribuíssem com capital próprio significativo para o projeto e cobrissem as ultrapassagens de custos, sem que a garantia cubra o capital próprio no que se refere a esses riscos.
- (221) O nível do PE teria sido calculado com referência à previsão de custos da NNBG com o projeto, deixando margem para um lucro razoável. No entanto, o Reino Unido afirma que os custos podem ser superiores ou as receitas podem ser inferiores às esperadas, o que poderia expor a NNBG a riscos no que se refere aos lucros.
- (222) O Reino Unido comenta que o CfD previne a sobrecompensação, uma vez que quando os preços do mercado grossista forem superiores ao PE, os produtores efetuarão um pagamento aos fornecedores. Aponta também para outras salvaguardas contra a sobrecompensação, na forma de partilha de ganhos de construção e de capital próprio, o que iria garantir que qualquer crescimento por parte da NNBG seria partilhado com os fornecedores e, em última instância, com os consumidores, estando simultaneamente previstos incentivos suficientes para que a NNBG procure concretizar tais crescimentos. Porém, qualquer quebra seria suportada unicamente pela NNBG.
- (223) O Reino Unido alega que os futuros ajustamentos ao PE, como os efetuados no seguimento de uma ALE e de reaberturas das negociações das despesas operacionais, só se aplicariam em circunstâncias limitadas e determinadas e estariam relacionados com custos específicos. As reaberturas das negociações das despesas operacionais funcionariam também como um limite à sobrecompensação, na medida em que o PE será revisto em baixa, caso esses custos revelem ser inferiores ao previsto.
- (224) O Reino Unido reitera a sua opinião de que a garantia será prestada em condições comerciais, pelo que não estaria envolvido qualquer auxílio estatal.

4.6. COMENTÁRIOS RECEBIDOS SOBRE A EVENTUALIDADE DE DISTORÇÕES À CONCORRÊNCIA E ÀS TROCAS COMERCIAIS ENTRE OS ESTADOS-MEMBROS

- (225) O Reino Unido defendeu que o CfD não tem qualquer efeito significativo na concorrência e nas trocas comerciais entre os Estados-Membros e forneceu relatórios da KPMG, da Oxera e da Pöyry para apoiar a sua alegação.
- (226) O instrumento CfD minimizaria qualquer distorção da concorrência entre os produtores, ao preservar a exposição da NNBG às forças do mercado e assegurar incentivos para que compita no mercado grossista da eletricidade. A NNBG não teria garantias de que atingirá o PE e teria de vender a sua produção em concorrência pelo melhor preço possível, enfrentando os mesmos incentivos existentes para outros agentes do mercado.
- (227) O Reino Unido alegou que o CfD não dá origem a qualquer distorção significativa da concorrência, uma vez que não seria provável que a NNBG ou a EDF tivessem o incentivo ou a capacidade de se envolver numa estratégia para influenciar o PR com base no qual são calculados os pagamentos da diferença. Se a NNBG tentasse reduzir estrategicamente o PR, iria desviar-se da estratégia de minimização do risco, ou seja, a de procurar concretizar o PR. O Reino Unido questiona também se existirão vantagens para a NNBG no mercado a montante ou para a NNBG ou a EDF nos mercados retalhistas a jusante, decorrentes de um envolvimento numa tal estratégia. O Reino Unido referiu ainda que, nos termos dos regimes de regulação do Reino Unido e da UE, os reguladores impediriam que a NNBG agisse estrategicamente e influenciasse o PR.
- (228) O CfD também não iria reduzir o bem-estar do consumidor, nem conduzir a preços de retalho superiores e, na verdade, tornaria menos provável que o fornecedor possa transferir exclusivamente para o consumidor os aumentos dos custos, uma vez que estabiliza os preços grossistas.

- (229) O Reino Unido alegou manter-se empenhado na interligação e que o CfD não teria qualquer impacto significativo nos fluxos da interligação e nos incentivos de investimento em interligações, já que estes seriam impulsionados por diferenciais de preço entre o Reino Unido e outros mercados.
- (230) A análise da Pöyry indicaria que a HPC terá um impacto limitado nos diferenciais de preço entre o Reino Unido e os mercados vizinhos presentemente ligados ao Reino Unido através de interligações, pelo que o projeto não iria distorcer as trocas comerciais entre Estados-Membros.
- (231) O Reino Unido considerou também que a pequena redução nos preços a retalho passível de ser causada pela construção da HPC não iria alterar de forma significativa os incentivos à eficiência energética e que as potenciais poupanças de energia fornecidas pelas alternativas à energia nuclear, tais como a resposta do lado da procura ou a eficiência energética, não seriam suficientemente elevadas para serem consideradas uma opção realística.

5. COMENTÁRIOS RECEBIDOS DA EDF

- (232) A EDF, em conjunto com a EDF S.A. e a NNBG, enviou a sua resposta em 7 de abril de 2014. Na sua resposta, a EDF fornece novos elementos e uma análise em apoio das suas alegações de que nenhuma das dúvidas suscitadas pela Comissão na sua decisão de início do procedimento teria fundamento.
- (233) Os principais argumentos fornecidos pela EDF serão brevemente descritos abaixo, agrupados novamente de acordo com os princípios de avaliação do auxílio estatal.
- (234) A EDF alega que o CfD cumpre os critérios Altmark e que, por conseguinte, a medida não constitui auxílio estatal nos termos do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE.
- (235) No que respeita ao primeiro critério Altmark, alega que o SIEG da HPC não compreende o fornecimento de eletricidade de base pela NNBG. Ao invés, o SIEG consiste num investimento numa central nuclear de nova geração a concluir dentro de um determinado prazo. Assim, as preocupações manifestadas pela Comissão quanto a saber se o fornecimento de eletricidade de base pode ser entendido como um SIEG não são relevantes.
- (236) A HPC é alegadamente necessária para abordar os objetivos de descarbonização, segurança/diversidade do fornecimento e acessibilidade económica da energia.
- (237) No que respeita aos três últimos critérios Altmark, alegadamente a NNBG não retira qualquer vantagem da medida. Os parâmetros para o cálculo da compensação serão definidos no CfD. A sobrecompensação é evitada através de diversos métodos e, em particular, através do processo formal de deteção e verificação dos custos realizado antes de o PE ter sido determinado. Além disso, alegadamente, a análise pormenorizada dos parâmetros financeiros do CfD da HPC, efetuada pelo governo do Reino Unido, deve dissipar quaisquer preocupações relativas à questão de saber se o nível de compensação se baseia numa análise dos custos em que teria incorrido uma empresa típica, bem gerida e devidamente equipada com os meios necessários.
- (238) Em relação à garantia de crédito, a EDF alega que esta não compreende auxílio estatal na medida em que cumpre o PIEM.
- (239) No que respeita ao acordo do Secretário de Estado relativo ao risco de encerramento político, a EDF alega que as disposições em matéria de risco de encerramento político não constituem auxílio.
- (240) De acordo com a EDF, os princípios gerais subjacentes à legislação do Reino Unido e da UE motivam um direito de compensação sempre que haja uma privação de um direito de propriedade. Estes princípios gerais aplicam-se a todos os operadores do mercado, apesar de determinadas vias para efetuar pedidos de compensação só estarem disponíveis para os operadores do mercado dos Estados-Membros da UE ou de outros Estados que são membros do Tratado da Carta de Energia. As disposições aplicáveis do CfD conferem uma alegada certeza contratual ao funcionamento dos princípios gerais. Neste contexto, a EDF conclui que o acordo não pode ser considerado auxílio estatal.

5.1. COMENTÁRIOS RECEBIDOS SOBRE OS OBJETIVOS DE INTERESSE COMUM

- (241) A EDF afirmou que o Reino Unido necessitaria de cerca de 60 GW de capacidade de nova geração adicional no sistema, entre 2021 e 2030, para lidar com a lacuna energética que advirá do encerramento das estações de energia nuclear e de combustível fóssil existentes. De acordo com a EDF, esta lacuna não poderia ser resolvida apenas através da eficiência energética e de um reforço da interligação, exigindo ao invés a construção de uma quantidade significativa de nova capacidade de geração.

- (242) A EDF indicou que a modelização do DECC mostraria que, no início da década de 20, surgirão problemas de adequação da produção e que a HPC, que se espera começar a produção em 2023, iria contribuir para a solução dessa lacuna energética.
- (243) A EDF comentou que a nova capacidade teria maioritariamente um baixo teor de carbono a fim de assegurar metas de descarbonização que são compatíveis com o Roteiro para a Energia 2050 da Comissão ⁽¹⁾. A criação de nova energia nuclear seria uma componente essencial para a descarbonização efetiva do setor da eletricidade.
- (244) Por fim, ao limitar a dependência europeia das importações de gás de países terceiros, a HPC iria também ajudar na prossecução do objetivo de uma maior diversificação de abastecimentos de energia. Isto seria compatível com o direito do Reino Unido de exercer o seu poder discricionário, nos termos do artigo 194.º do TFUE, de incluir a energia nuclear em cabazes energéticos futuros, em conjunto com outras formas de produção com baixo teor de carbono.
- (245) Esta decisão estratégica também seria compatível com o Tratado Euratom.

5.2. COMENTÁRIOS RECEBIDOS SOBRE A NECESSIDADE DE INTERVENÇÃO ESTATAL E AS DEFICIÊNCIAS DO MERCADO

- (246) A EDF declarou que, por si só, o mercado não conseguia realizar estes objetivos comuns, uma vez que os investimentos necessários representam o dobro do investimento levado a cabo nas duas décadas após a privatização, em 1990.
- (247) Especificamente, estaria presente uma combinação de deficiências residuais do mercado no que se refere à produção de eletricidade e à energia nuclear em particular. Foi apresentado um relatório da Compass Lexecon para aprofundar os aspetos destas deficiências do mercado ⁽²⁾:
- a) deficiências do mercado de emissões de carbono, uma vez que os preços das emissões de carbono não seriam devidamente fixados ao abrigo do RCLE e que não seria atribuído risco suficiente ao preço mínimo do carbono no que se refere à possibilidade de as taxas serem reduzidas no futuro;
 - b) deficiências do mercado em termos de segurança e diversidade de fornecimento, pelo facto de as vantagens sociais da segurança e da diversidade não serem adequadamente avaliadas pelos investidores. Os investimentos em ativos de produção em grande escala não teriam por base rendimentos previstos nos períodos de preços mais elevados, tendo em conta a sua imprevisibilidade, conduzindo ao problema de «dinheiro em falta» e a uma falta de diversidade no cabaz energético;
 - c) mercados de transferência do risco limitados, dado que não haveria nenhuma certeza de que os preços da eletricidade grossista venham a estar correlacionados com os custos fixos de produtores de baixo teor de carbono. O decorrente risco de volatilidade dos preços não seria uma deficiência por si só se os riscos pudessem ser transferidos, partilhados ou reunidos de forma eficaz, mas pode tornar-se uma deficiência quando tal não é possível, como nas atuais condições de mercado;
 - d) os riscos políticos e de «bloqueio», devido aos consideráveis riscos políticos e regulamentares que podem afetar de forma significativa os rendimentos que os investidores podem obter do projeto, expondo aqueles que investiram em nova energia nuclear a um potencial problema de «bloqueio», ou seja, o risco de, tendo feito o investimento, os investidores ficarem impedidos pelo governo de derivar um rendimento desse investimento;
 - e) riscos de financiamento, devido a condicionalismos decorrentes nas atuais condições do mercado financeiro, em que os credores teriam aversão ao risco associado à nova energia nuclear.

- (248) A EDF conclui das alegações acima que o auxílio estatal é necessário para cumprir os objetivos de interesse comum.

5.3. COMENTÁRIOS RECEBIDOS SOBRE A PERTINÊNCIA E O EFEITO DE INCENTIVO DAS MEDIDAS

- (249) A EDF considerou que o concurso público lançado pelo Reino Unido, em dezembro de 2011, para encetar o debate entre promotores de nova capacidade com baixo teor de carbono e o DECC sobre potenciais contratos de investimento, e em que a NNBG foi o único promotor de uma nova central nuclear a responder, tornaria adequado o processo de negociação entre as partes. O Reino Unido teria atuado com a diligência devida no que respeita ao projeto, através de um processo de deteção e verificação de custos que durou 18 meses.

⁽¹⁾ COM(2011) 885 final, Roteiro para a Energia 2050, p. 6.

⁽²⁾ Compass Lexecon, «Economic analysis of the Contract for Difference for Hinkley Point C», 14 de abril de 2014.

- (250) Além disso, o CfD não protegeria a NNBG contra os riscos de mercado. A NNBG continuaria a vender eletricidade no mercado grossista. O pagamento da diferença representaria um montante justo, calculado com base nos custos do projeto. A NNBG seria incentivada a vender a sua produção no mercado a fim de alcançar o PR e correria o risco de não o conseguir fazer ou de ser incapaz de gerar a quantidade de eletricidade prevista.
- (251) Além disso, a NNBG continuaria sujeita a riscos substanciais, incluindo riscos de construção, riscos de exploração, riscos financeiros e riscos de eliminação de resíduos e de desativação. A ultrapassagem de custos não seria transferida para os consumidores e seria suportada pela NNBG.
- (252) Por último, o CfD seria um instrumento adequado na medida em que fornece um contrato a longo prazo que garante a estabilidade de preços, sendo concomitantemente mais rentável do que instrumentos de alimentação de corrente com um prémio fixo. De igual forma, a combinação do CfD com a garantia de crédito seria necessária, uma vez que o CfD resolveria o risco de projeto da HPC, ao passo que a garantia facilitaria o acesso da NNBG ao crédito, sendo este todavia fornecido em condições comerciais.
- (253) A EDF alegou que o investimento na produção de nova energia nuclear em geral, e na HPC em particular, não seria concretizado sem o CfD e a garantia de crédito e saudou a conclusão preliminar da Comissão de que o efeito de incentivo da medida notificada é plausível.

5.4. COMENTÁRIOS RECEBIDOS SOBRE A PROPORCIONALIDADE DAS MEDIDAS

- (254) A EDF afirmou que os pagamentos da diferença não excediam o nível necessário para tornar o projeto da HPC suficientemente rentável. A taxa interna de rentabilidade («TIR») prevista de [9,75 a 10,25] % estaria em consonância com os critérios de investimento do grupo EDF e seria adequada, tendo em conta os riscos associados ao projeto, estando também em conformidade com os rendimentos acordados com outros beneficiários de CfD.
- (255) A EDF considerou que a duração de 35 anos do CfD seria o mínimo necessário para permitir que o projeto fosse financiado. Qualquer redução levaria a alterações à estrutura de financiamento da dívida, ao perfil do regime de financiamento para a desativação e ao nível das receitas e do risco político.
- (256) Por último, a EDF declarou que o CfD conteria mecanismos contratuais destinados a evitar que a NNBG e os seus investidores obtivessem uma sobrecompensação, nomeadamente na forma de cláusulas de partilha de ganhos.

5.5. COMENTÁRIOS RECEBIDOS SOBRE A EVENTUALIDADE DE DISTORÇÕES À CONCORRÊNCIA E ÀS TROCAS COMERCIAIS ENTRE OS ESTADOS-MEMBROS

- (257) A EDF considerou que o CfD não iria excluir o investimento privado noutras formas de capacidade de produção, incluindo energias renováveis, devido à percentagem relativamente pequena da capacidade encomendada.
- (258) Na opinião da EDF, qualquer desvio provocado em relação ao investimento na nova geração de combustíveis fósseis contribuiria apenas para realizar os objetivos de interesse comum visados pela medida. Na ausência da HPC, o Reino Unido podia aumentar o nível de apoio a outras tecnologias de baixo teor de carbono, mas a EDF considerou que esse cenário seria menos eficiente, na medida em que essas tecnologias são vias mais dispendiosas e incertas para o cumprimento dos objetivos de descarbonização do Reino Unido.
- (259) O impacto sobre a capacidade de interligação também seria limitado, uma vez que a HPC não afetaria os incentivos ao investimento em projetos de interligação, não reduziria o investimento na resposta do lado da procura, que seria sobretudo catalisado pela estrutura tarifária, nem reduziria o investimento em eficiência energética, o que iria depender, em grande medida, de subvenções e de apoio financeiro específicos.
- (260) A EDF alegou igualmente que o CfD não concede uma vantagem à EDF ou à NNBG que não esteja igualmente disponível para outros produtores de eletricidade. Os concorrentes podiam candidatar-se a um CfD e tal CfD não eliminaria o incentivo da NNBG para tomar decisões eficientes em matéria de expedição e de redução de custos.
- (261) Por último, o CfD não forneceria à NNBG a capacidade e o incentivo para manipular o PR ou para excluir os concorrentes da EDF, tendo em conta que o mercado de referência seria muito líquido e que a produção sazonal da NNBG representaria apenas uma pequena proporção dos volumes negociados. Além disso, o CfD proporcionaria salvaguardas contra quaisquer distorções do PR. A exclusão do acesso dos concorrentes à capacidade de carga de base da HPC não seria aceitável para outros acionistas da NNBG que não a EDF, nem seria aceitável para o Reino Unido na qualidade de garante ao abrigo da garantia de crédito ou para os credores do projeto.

6. RESPOSTA DO REINO UNIDO ÀS OBSERVAÇÕES APRESENTADAS PELAS PARTES INTERESSADAS

- (262) O Reino Unido enviou a sua resposta às observações das partes interessadas em 13 de junho e 4 de julho de 2014.
- (263) Em geral, o Reino Unido considerou que a maioria das observações foi positiva e que a grande maioria das questões suscitadas já tinha sido abordada nas suas comunicações anteriores. São referidos de seguida os principais argumentos fornecidos pelo Reino Unido em resposta às preocupações fundamentais manifestadas pelas partes interessadas. Só serão destacadas as respostas às observações mais importantes no que se refere à apreciação dos auxílios estatais.

6.1. EXISTÊNCIA DE AUXÍLIO E SIEG

- (264) O Reino Unido reiterou a sua opinião de que os Estados-Membros possuem uma ampla margem de discricionariedade na definição de uma atividade como SIEG. Alegadamente, o artigo 8.º da Diretiva da Eletricidade não seria aplicável à medida notificada.
- (265) O Reino Unido também considerou que, mesmo na ausência de um processo de concurso público formal, foi amplamente publicitada a oportunidade de os promotores se apresentarem para negociar os contratos de investimento ou os CfD iniciais para a produção de baixo teor de carbono.
- (266) Em relação à garantia de crédito, o Reino Unido continuou a alegar a ausência de auxílio, na medida em que este seria concedido em condições de mercado e estaria também disponível para outros projetos. O Reino Unido alega que o regime de garantia IUK está aberto a grandes projetos de investimento no Reino Unido, incluindo a investimentos em projetos de energias renováveis ou em projetos nucleares.
- (267) No que diz respeito à compensação, as autoridades do Reino Unido sustentam que o PE foi estabelecido tendo por base: i) um rigoroso processo de deteção e verificação de custos para avaliar os custos do projeto da HPC, realizado com o apoio de consultores financeiros e técnicos externos; ii) uma avaliação exaustiva do nível de rendimentos razoável para os investidores no âmbito do projeto da HPC, através de uma avaliação comparativa com outros projetos semelhantes; e iii) um conjunto de negociações difíceis apoiadas por uma análise do nível máximo do PE considerado adequado para a HPC pelo governo do Reino Unido, comparando-o igualmente com os custos de outras formas de eletricidade. O governo do Reino Unido também realizou uma avaliação do custo-benefício, que lhe permitiu concluir que: i) o retorno do investimento do projeto da HPC era justo e não constituía uma sobrecompensação para a NNBG; ii) o PE era competitivo em termos de custos relativamente ao gás sem captação de emissões e ao gás de baixo teor de carbono; e iii) no geral, a HPC traria benefícios sociais líquidos e cumpriria as exigências do governo do Reino Unido em termos de acessibilidade.
- (268) Tendo em conta o acordo do Secretário de Estado, as autoridades do Reino Unido alegam que a razão para este acordo adicional é que o funcionamento das centrais nucleares é particularmente sensível às mudanças de apoio político à energia nuclear. Em tais circunstâncias, o Secretário de Estado comprometeu-se a pagar uma compensação (se o pagamento não for efetuado pela Contraparte do CfD) a fim de colocar os investidores da NNBG na mesma posição em que estariam se não se tivesse verificado o encerramento político.
- (269) O Reino Unido afirma que o acordo do Secretário de Estado não restringe a capacidade do governo do Reino Unido de encerrar as centrais nucleares. Alegadamente, o CfD, em conjunto com o acordo do Secretário de Estado, reconheceria a capacidade contínua do governo do Reino Unido para o fazer, precisamente pelo facto de prever o pagamento de uma compensação caso a HPC seja encerrada por motivos políticos. As autoridades do Reino Unido alegam que não seria possível que o atual governo do Reino Unido se compromettesse a manter as centrais nucleares abertas em nome de futuros governos.

6.2. OBJETIVOS DE INTERESSE COMUM

- (270) Em relação à observação de que o Tratado Euratom não pode prever um objetivo comum, salvo se este for expressamente aprovado pela política da Comissão, o Reino Unido observou que o Tratado Euratom continua a fazer parte do regime constitucional da União Europeia e não foi revogado e que não haveria qualquer razão para alegar que as políticas da Comissão no âmbito da energia nuclear podem afetar o significado ou a interpretação do Tratado, o qual não pode ser unilateralmente alterado pela Comissão.
- (271) O Reino Unido discordou das observações que questionam o contributo da energia nuclear para a descarbonização e das observações que sugerem que a energia nuclear tinha um impacto negativo no meio ambiente. Segundo o Reino Unido, a energia nuclear é uma forma reconhecida de produção de energia de baixo teor de carbono que contribui para a descarbonização. Em especial, o contributo da HPC para os objetivos de descarbonização teria sido aceite pela Comissão no âmbito do processo de consulta previsto nos termos dos artigos 41.º a 43.º do Tratado Euratom.

- (272) A energia nuclear proporcionaria uma fonte estável de capacidade de carga de base, contribuindo, por conseguinte, para a segurança de fornecimento de uma forma mais previsível do que as tecnologias de produção intermitente.

6.3. DEFICIÊNCIAS DO MERCADO E NECESSIDADE DE INTERVENÇÃO ESTATAL

- (273) O Reino Unido não concordou com as observações que sugerem que, na ausência de auxílio, o mercado forneceria o investimento em novas energias nucleares. Em contrapartida, concordou com observações que sugerem que a produção de energia nuclear era propensa a várias deficiências do mercado que impedem que o mercado atinja um nível eficiente de descarbonização e de segurança de fornecimento sem intervenção estatal. As três principais deficiências do mercado que afetam os incentivos ao investimento em energia nuclear são 1) a deficiência do mercado em termos de descarbonização, 2) a deficiência do mercado em termos de segurança e diversidade de fornecimento e 3) imperfeições dos mercados financeiros (mercados de transferência do risco limitados e bloqueios).
- (274) O Reino Unido reiterou que a tecnologia EPR é nova e que não houve nenhum investimento em energia nuclear no Reino Unido nos últimos 30 anos. Outros projetos de criação de nova energia nuclear receberiam apoio estatal noutros países. Sem o apoio estatal, nenhuma central com tecnologia EPR entraria em funcionamento no Reino Unido.
- (275) O Reino Unido reiterou também que outros mecanismos seriam insuficientes para cumprir os objetivos comuns. Os operadores apoiados por CfD não podem participar no mercado de capacidade e o impacto do preço mínimo do carbono nos preços de emissão de carbono não seria suficiente para apoiar o investimento em nova energia nuclear.

6.4. ADEQUAÇÃO DO INSTRUMENTO E EFEITO DE INCENTIVO

- (276) O Reino Unido não considera que os CfD para a energia nuclear sejam mais favoráveis do que os elaborados para fontes de energia renovável, na medida em que contêm cláusulas adicionais mais rigorosas (por exemplo, acordos de partilha de ganhos). Além disso, e esta é uma questão que abrange também a proporcionalidade da medida, a sua duração não pode ser qualificada como excessiva, uma vez que deve ser entendida como a mais curta duração possível capaz de catalisar o investimento.
- (277) A medida proporcionaria um efeito de incentivo, entre outros aspetos, ao incentivar a NNBG a construir a central antes de receber qualquer compensação.

6.5. PROPORCIONALIDADE DAS MEDIDAS

- (278) O Reino Unido reiterou os argumentos que fundamentam a sua opinião de que as medidas são proporcionais. Os níveis de rendimento do capital próprio sugeridos por algumas observações não seriam realistas e o mecanismo de partilha de ganhos impediria uma sobrecompensação assim que o limiar de 15 % fosse atingido.
- (279) A EDF não estaria em posição de ter poder de mercado ou de ter lucros aleatórios no final do CfD, devido ao encerramento das centrais nucleares existentes antes de serem encerradas as novas centrais nucleares e à entrada no mercado de novas centrais de baixo teor de carbono e de outros operadores de energia nuclear.
- (280) Os preços grossistas da energia nuclear na Finlândia e em França não seriam um parâmetro de referência adequado devido às condições específicas desses Estados-Membros, em especial pelo facto de, em França, o preço ter em conta as centrais existentes, cujo investimento teria sido amplamente amortizado.
- (281) O Reino Unido considera também que os custos decorrentes da realização prudente da eliminação de resíduos e da desativação foram tidos em conta na análise subjacente ao projeto negocial, com base num plano que prevê uma instalação de armazenamento permanente e serviços associados para a gestão e eliminação de resíduos nucleares.

6.6. DISTORÇÕES DA CONCORRÊNCIA E DAS TROCAS COMERCIAIS ENTRE OS ESTADOS-MEMBROS

- (282) O Reino Unido alegou que as distorções de mercado destacadas pelas partes interessadas não iriam surgir na sequência do auxílio. A NNBG e a EDF não seriam capazes de manipular o PR e a EDF não teria poder de mercado ou uma posição dominante nos mercados de eletricidade do Reino Unido.
- (283) O Reino Unido reiterou que a HPC não teria um impacto negativo nos investimentos em nova capacidade de interligação e que pretendia expandir essa capacidade. Além disso, a eletricidade produzida pela HPC pode ser exportada, apoiando, assim, os investimentos em novas interligações.

- (284) O auxílio não teria um impacto negativo sobre outras fontes de baixo teor de carbono, uma vez que estas são igualmente apoiadas pelo Reino Unido e não existe discriminação contra as tecnologias de energias renováveis. Com efeito, o auxílio iria apoiar o investimento numa vasta gama de iniciativas energéticas.

6.7. OUTRAS OBSERVAÇÕES

- (285) O Reino Unido respondeu sobre a questão dos custos em matéria de responsabilidade, desativação e gestão de resíduos e, nomeadamente, que o tratamento destes custos não implicaria a prestação de apoios estatais suplementares.
- (286) Em especial, o regime de responsabilidade perante incidentes nucleares, ao abrigo da Lei das instalações nucleares (Nuclear Installations Act) de 1965, não originaria um auxílio estatal, uma vez que o Reino Unido não forneceria à NNBG garantias relativas às suas obrigações em caso de incidentes nucleares. Nos termos dos artigos 16.º e 18.º da Lei das instalações nucleares de 1965, a responsabilidade por incidentes nucleares é imposta tanto aos operadores como ao Estado, sendo aqueles responsáveis até um determinado montante e o Estado a partir desse montante e até um montante mais elevado.
- (287) Além disso, o Reino Unido reiterou que as disposições que estipulam uma responsabilidade limitada do operador e do Estado são uma aplicação dos artigos 6.º e 7.º da Convenção de Paris e dos artigos 2.º e 3.º da Convenção de Bruxelas; por conseguinte, derivam de obrigações impostas pelo direito internacional, que teriam sido aprovadas pela UE e, nomeadamente, pelas recomendações 65/42/Euratom e 66/22/Euratom da Comissão.

7. EXISTÊNCIA DE AUXÍLIO ESTATAL

7.1. AUXÍLIO ESTATAL NA ACEÇÃO DO ARTIGO 107.º, N.º 1, DO TRATADO

- (288) Nos termos do artigo 107.º, n.º 1, do Tratado, consideram-se auxílios estatais os auxílios concedidos por um Estado-Membro ou provenientes de recursos estatais, independentemente da forma que assumam, que falseiem ou ameacem falsear a concorrência, favorecendo certas empresas ou a produção de determinados bens, e na medida em que afetem as trocas comerciais entre os Estados-Membros.

7.2. DECISÃO DE INÍCIO DO PROCEDIMENTO

- (289) O Reino Unido afirmou, na sua notificação, que a medida notificada não constituía um auxílio, nomeadamente na aceção do artigo 107.º do TFUE, uma vez que, com base nos critérios «Altmark», a intervenção não conferiu uma vantagem a uma empresa ⁽¹⁾.
- (290) A Comissão observou na decisão de início do procedimento que a tecnologia nuclear foi e pode ser considerada, de um modo geral, uma atividade comercial viável. Além disso, devido ao calendário estipulado para a construção da HPC, a Comissão considera que, uma vez construída, é improvável que a central seja capaz de resolver o problema da segurança de fornecimento com o qual se prevê que o Reino Unido se depare em 2020. Além disso, a Comissão manifestou dúvidas quanto ao facto de a NNBG ter sido encarregada do cumprimento de obrigações de serviço público específicas.
- (291) A Comissão também manifestou dúvidas quanto a saber se as condições impostas à NNBG poderiam ser vistas como obrigações de serviço público e se a NNBG iria ser encarregada de prestar um SIEG.
- (292) Uma vez que diversos elementos essenciais sobre a compensação ainda não tinham sido estabelecidos e ainda iriam ser objeto de mais negociações, a Comissão considerou, na decisão de início do procedimento, que não se encontrava ainda em posição de verificar se os parâmetros de negociação estavam estabelecidos de forma objetiva e transparente, a fim de evitar conferir uma vantagem económica que pudesse favorecer a empresa beneficiária em relação às empresas concorrentes.
- (293) No que diz respeito à possibilidade de sobrecompensação, a Comissão observou que, no momento da decisão de início do procedimento, não foi possível avaliar se a NNBG pagaria uma taxa comercial em relação à garantia e levantou diversas dúvidas sobre se o mecanismo do CfD permitia uma sobrecompensação.
- (294) Além disso, na decisão de início do procedimento, a Comissão manifestou dúvidas sobre se o nível de lucro utilizado para definir o PE corresponde à taxa de rentabilidade de uma empresa típica que pondere se prestará ou não um SIEG durante a vigência total do período de atribuição, tendo em conta o nível de risco.

⁽¹⁾ Processo C-280/00, *Altmark Trans GmbH e Regierungspräsidium Magdeburg/Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH*, n.ºs 87 a 93. Os critérios «Altmark» foram estabelecidos pelo Tribunal de Justiça para esclarecer em que circunstâncias uma compensação concedida por uma entidade pública para a execução de um serviço de interesse económico geral («SIEG») se qualifica como auxílio estatal nos termos do 107.º, n.º 1, do TFUE.

- (295) No que respeita ao acordo do Secretário de Estado, a Comissão indagou-se se este podia ser considerado auxílio estatal.

7.3. O CONTRATO DIFERENCIAL (CFD): EXISTÊNCIA DE UMA VANTAGEM

- (296) A Comissão observa que o CfD protege a NNBG contra qualquer volatilidade dos preços do mercado da eletricidade, na medida em que a empresa recebe sempre o PE predefinido quando vende a preços abaixo deste nível. Isto garante à NNBG um fluxo constante de receitas, durante os primeiros 35 anos de exploração da HPC, que outros operadores que não beneficiam de um CfD não recebem. Por conseguinte, a Comissão considera que o CfD representa uma vantagem seletiva para a NNBG.
- (297) As autoridades do Reino Unido consideram que as medidas notificadas não representam uma vantagem para NNBG, uma vez que cumprem os critérios «Altmark».
- (298) O Tribunal de Justiça estabeleceu os critérios «Altmark» para esclarecer em que circunstâncias uma compensação concedida por uma entidade pública para a execução de um serviço de interesse económico geral («SIEG») se qualifica como auxílio estatal nos termos do 107.º, n.º 1, do TFUE ⁽¹⁾.
- (299) Em especial, o Tribunal declarou que, para que a compensação concedida por um SIEG não constitua um auxílio estatal, os quatro critérios têm de ser todos satisfeitos. Estas condições são cumulativas e são as descritas abaixo.
- (300) A empresa beneficiária deve efetivamente ser incumbida do cumprimento de obrigações de serviço público e essas obrigações devem estar claramente definidas;
- (301) Os parâmetros com base nos quais será calculada a compensação devem ser previamente estabelecidos de forma objetiva e transparente, a fim de evitar que aquela implique uma vantagem económica suscetível de favorecer a empresa beneficiária em relação a empresas concorrentes;
- (302) A compensação não pode ultrapassar o montante necessário para cobrir total ou parcialmente os custos ocasionados pelo cumprimento das obrigações de serviço público, tendo em conta as receitas obtidas e um lucro razoável pelo cumprimento dessas obrigações; e
- (303) Quando a escolha da empresa a encarregar do cumprimento de obrigações de serviço público, num caso concreto, não for 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 com os meios necessários teria suportado para cumprir estas obrigações, tendo em conta as respetivas receitas, assim como um lucro razoável relativo ao cumprimento das obrigações.
- (304) A Comissão esclareceu ainda as condições ao abrigo das quais a compensação pela prestação de serviço público deve ser considerada auxílio estatal, na sua comunicação sobre a aplicação das regras da União Europeia em matéria de auxílios estatais à compensação concedida pela prestação de serviços de interesse económico geral («a comunicação da compensação SIEG») ⁽²⁾.

7.4. EXISTÊNCIA DE UM SIEG

- (305) O Reino Unido considera que o primeiro critério se encontra cumprido, dado que o serviço a prestar pela NNBG está claramente definido e visto também que não seria prestado pelo mercado. O SIEG consiste, alegadamente, em assegurar o investimento em capacidade nuclear de nova geração a concluir num prazo específico.
- (306) No que respeita à definição de um SIEG, a jurisprudência concluiu que «[h]á que declarar que, em direito [da UE] e para efeitos da aplicação das regras de concorrência do Tratado [FUE], não existe uma definição regulamentar clara e precisa do conceito de missão SIEG nem um conceito jurídico estabelecido que fixe, de forma definitiva, as condições que devem estar preenchidas para que um Estado-Membro possa validamente invocar a existência e a proteção de uma missão SIEG, seja na aceção da primeira condição enunciada no acórdão Altmark, [...] seja na aceção do artigo [106.º, n.º 2, do TFUE] ⁽³⁾». Na ausência de regras específicas da UE, os Estados-Membros gozam

⁽¹⁾ Processo C-280/00, Altmark Trans GmbH e Regierungspräsidium Magdeburg/Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH, n.ºs 87 a 93.

⁽²⁾ 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, 2012/C 8/02 (JO C 8 de 11.1.2012, p. 4).

⁽³⁾ Processo T-289/03, BUPA e outros/Comissão, Col. 2008, p. II-81, n.º 165.

de uma ampla discricionariedade no que se refere à definição da existência de um SIEG. No entanto, esta discricionariedade tem limites. Deste modo, ainda que a Comissão não tenha competência para determinar os tipos exatos de serviços que se classificam como SIEG e aqueles que não se classificam, pode concluir, em princípio, que um Estado-Membro cometeu um erro manifesto ⁽¹⁾ de apreciação ao classificar um serviço como SIEG. Por exemplo, um Estado-Membro não pode associar obrigações de serviço público a serviços que já sejam ou que possam ser prestados de forma satisfatória e em condições compatíveis com o interesse público, tal como definido pelo Estado, por empresas que operam em condições normais de mercado.

- (307) O CfD foi várias vezes aprovado pela Comissão como meio para a concessão de auxílios estatais no âmbito da reforma do mercado da eletricidade do Reino Unido. ⁽²⁾ A Comissão considerou que um CfD é um meio adequado para a concessão de auxílios estatais para a produção de eletricidade aprovada como compatível com o mercado interno em conformidade com o artigo 107.º, n.º 3, alínea c). Por conseguinte, não haveria nenhuma razão para a Comissão se distanciar da avaliação efetuada nesse caso e considerar que o apoio à produção de eletricidade através de um CfD poderá ser objeto de um SIEG.
- (308) Em diversas ocasiões ao longo da sua resposta, as autoridades do Reino Unido mencionam que o objetivo da medida é incentivar ou desbloquear investimentos na produção de baixo teor de carbono, em especial de nova energia nuclear. Este objetivo político é consentâneo com um objetivo de interesse comum em relação ao qual pode ser concedido auxílio estatal, em detrimento da atribuição de um SIEG.
- (309) O CfD da HPC foi especialmente concebido para permitir eliminar os obstáculos ao projeto da forma mais eficaz possível, incluindo alguma proteção contra determinados riscos, especialmente no que respeita à incerteza em relação a futuros preços da eletricidade. Esta abordagem é compatível com a concessão de auxílio estatal nos termos do artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do TFUE e não constitui um SIEG.
- (310) No debate sobre se as regras de adjudicação de contratos públicos se aplicam ao projeto, as autoridades do Reino Unido reconhecem que a medida não implica qualquer adjudicação de contratos de fornecimento, de obras ou de serviços em benefício do governo do Reino Unido, o que contradiz a alegação de que a medida constitui um SIEG.
- (311) O primeiro critério Altmark também exige que a empresa tenha sido encarregada de uma obrigação de serviço público. Desta forma, e para o cumprimento da jurisprudência Altmark, é necessária uma atribuição de serviço público que defina as obrigações das empresas em causa e da autoridade ⁽³⁾.
- (312) No que respeita à natureza compulsória da obrigação de serviço público no caso em apreço, parece que o Reino Unido alega que esta é assegurada pela conjugação de disposições rigorosas, destinadas a garantir que a NNBG cumprirá o calendário específico e pelo facto de, uma vez envolvida na construção, a NNBG não poder fugir aos seus compromissos, dados os elevados custos irrecuperáveis em que incorrerá. Com efeito, o CfD parece fornecer uma série de disposições rigorosas que incentivam a NNBG a cumprir as suas obrigações de acordo com o contrato e que permitem que as autoridades do Reino Unido rescindam o contrato se determinadas obrigações não forem cumpridas. Além disso, a natureza do projeto implica custos irrecuperáveis extremamente elevados, que muito provavelmente irão desencorajar o abandono do projeto. No entanto, apesar da natureza específica do projeto, as disposições contratuais são as obrigações contratuais típicas que quaisquer partes contratuais tentariam incluir num acordo semelhante e não uma obrigação de serviço público imposta pelas autoridades do Reino Unido. A NNBG não está efetivamente obrigada a construir a central nuclear, nem é obrigada a construí-la até uma determinada data. As autoridades do Reino Unido não podem impor qualquer obrigação a esse respeito: só podem rescindir o contrato.
- (313) Além disso, não é imposta à HPC nenhuma obrigação de produzir eletricidade, de produzir uma determinada quantidade de eletricidade ou de disponibilizar essa eletricidade no mercado. Com efeito, ao abrigo do CfD, a HPC terá elevados incentivos para produzir tanta eletricidade quanto possível para aumentar os seus ganhos, mas não é obrigada a fazê-lo. No que diz respeito à venda de eletricidade, a HPC está autorizada a vender no mercado à vista ou por meio de contratos bilaterais, o que significa que não é obrigada nem incentivada a fornecer eletricidade ao público.
- (314) A Comissão considera que estas condições não podem ser consideradas obrigações de serviço público ou demonstrativas da atribuição de um SIEG à NNBG.
- (315) Por conseguinte, a Comissão conclui que o primeiro critério Altmark não se encontra cumprido, uma vez que assegurar o investimento em capacidade nuclear de nova geração a concluir num determinado prazo não constitui um SIEG genuíno e que a NNBG não é encarregada pelo Reino Unido de obrigações de serviço público.

⁽¹⁾ T-17/02 Olsen/Comissão, n.º 216; confirmado em C-320/05P Olsen/Comissão.

⁽²⁾ Ver SA. 36196, SA. 38812, SA. 38763, SA. 38761, SA. 38759 e SA. 38758.

⁽³⁾ Comunicação SIEG, ponto 51.

7.5. CONCLUSÃO DA AVALIAÇÃO AO ABRIGO DO ARTIGO 107.º, N.º 1, DO TFUE, COM BASE NOS CRITÉRIOS «ALTMARK»

- (316) Como os critérios Altmark são cumulativos e uma vez que o primeiro critério não foi cumprido, a Comissão não considera necessário avaliar os restantes critérios. Com base no exposto nas Secções VII.1 a VII. 5, o teste «Altmark» não foi cumprido no que se refere à medida. Por conseguinte, a Comissão considera que as medidas fornecerão uma vantagem seletiva à NNBG.

7.6. EXISTÊNCIA DE AUXÍLIO NA ACEÇÃO DO N.º 1 DO ARTIGO 107.º DO TFUE: COMPENSAÇÃO EM CASO DE ENCERRAMENTO POLÍTICO (ACORDO DO SECRETÁRIO DE ESTADO)

- (317) O Reino Unido tenciona conceder uma compensação à NNBG, caso a central HPC tenha de ser encerrada por motivos não diretamente imputáveis ao seu funcionamento, nomeadamente devido a alterações na política do governo.
- (318) O Reino Unido não parece achar que esta indemnização representa um auxílio.
- (319) O Reino Unido alega que todos os CfD incluirão disposições sobre a concessão de compensação aos investidores no caso de um «evento de encerramento elegível», por exemplo, uma alteração legislativa que encerra, de forma permanente, as instalações na sua totalidade (consoante a tecnologia) ou uma recusa por parte do governo do Reino Unido em consentir qualquer reinício das instalações passado um período de tempo específico após o encerramento. O acordo direto entre o Secretário de Estado e os investidores da NNBG constitui um acordo adicional e autónomo, que pretende funcionar como um mecanismo de proteção para as disposições relativas aos eventos de encerramento elegíveis necessárias devido às circunstâncias especiais da energia nuclear e aos maiores riscos de encerramento político.
- (320) De acordo com a EDF, os princípios gerais subjacentes à legislação do Reino Unido e da UE motivam um direito de compensação sempre que haja uma privação de um direito de propriedade. Estes princípios gerais aplicam-se a todos os operadores do mercado, apesar de determinadas vias para efetuar pedidos de compensação só estarem disponíveis para os operadores do mercado dos Estados-Membros da UE ou de outros Estados membros do Tratado da Carta da Energia.
- (321) Com efeito, todos os CfD parecem incluir disposições relativas a eventos de encerramento elegíveis, mas nem todos beneficiarão de um Acordo do Secretário de Estado especial e autónomo. A Comissão reconhece que poderia argumentar-se que a energia nuclear pode implicar riscos mais elevados de encerramento político do que outras tecnologias; no entanto, outras centrais nucleares no Reino Unido parecem não beneficiar de acordos similares do Secretário de Estado.
- (322) De facto, como a EDF alega, os princípios gerais subjacentes ao direito do Reino Unido e da UE dão origem a um direito de compensação quando tenha havido uma privação do direito de propriedade; no entanto, afigura-se que um acordo especial que salvaguarda especificamente uma determinada empresa em relação a esse risco isenta essa empresa de quaisquer taxas gastas e tempo despendido, em processos judiciais ou extrajudiciais, a fim de ver aplicados os seus direitos ao abrigo dos princípios gerais da legislação do Reino Unido e da UE. Apoiar um direito legal através de um direito contratual específico parece resultar numa vantagem para a entidade que goza desse direito especial, uma vez que parece ser a única nesta situação.

- (323) Por conseguinte, a Comissão considera que o Acordo do Secretário de Estado implica determinadas vantagens seletivas para a NNBG.

7.7. O CFD E O ACORDO DO SECRETÁRIO DE ESTADO: RECURSOS ESTATAIS E IMPUTABILIDADE AO ESTADO

- (324) O Acordo do Secretário de Estado é celebrado com uma autoridade pública e compromete a responsabilidade desta autoridade pública. Quaisquer vantagens daí decorrentes advêm de recursos estatais.
- (325) Posto que o CfD se deve ao Estado, a vantagem existente ao abrigo do CfD é imputável ao Estado.
- (326) Para que as vantagens possam ser classificadas como auxílio na aceção do artigo 107.º do TFUE, devem ser concedidas direta ou indiretamente através de recursos estatais. Isto significa que tanto as vantagens que são concedidas diretamente pelo Estado como as que são concedidas por um organismo público ou privado designado ou instituído por esse mesmo Estado se encontram abrangidas pelo conceito de recursos estatais na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE ⁽¹⁾. Neste contexto, o artigo 107.º, n.º 1, do TFUE abrange todos os meios pecuniários que as autoridades públicas podem efetivamente utilizar para apoiar empresas, não sendo relevante que esses meios pertençam ou não, de modo permanente, ao património do Estado ⁽²⁾. Consequentemente, mesmo que os montantes correspondentes à medida em causa não se encontrem de modo permanente na posse

⁽¹⁾ Processo 76/78, *Steinike & Weinlig/Alemanha*, Col. 1977, p. 595, n.º 21; Processo C-379/98, *PreussenElektra*, Col. 2001, p. I-2099, n.º 58.

⁽²⁾ Processo C-677/11, *Doux Elevage*, ainda não publicado, n.º 34, Processo T-139/09, *França/Comissão*, ainda não publicado, n.º 36.

do Ministério das Finanças, o facto de estarem constantemente sob controlo público e, portanto, à disposição das autoridades nacionais competentes, é suficiente para que sejam classificados como recursos estatais ⁽¹⁾.

- (327) As autoridades do Reino Unido não contestam que o CfD é financiado a partir de recursos sob o controlo do Estado.
- (328) Com base nos elementos explicados em seguida, a Comissão considera que a vantagem concedida ao abrigo do CfD será financiada por um organismo público ou privado designado pelo Estado.
- (329) O CfD será financiado através de uma taxa imposta aos fornecedores e, em tais circunstâncias, deve concluir-se que quaisquer vantagens pagas ao abrigo do CfD são imputáveis ao Estado, sendo igualmente financiadas através de recursos sob o controlo do Estado.
- (330) Em primeiro lugar, o PE e a taxa imposta serão estabelecidos pelo Estado.
- (331) Em segundo lugar, a Contraparte será, em princípio, uma empresa privada detida pelo Estado e será, em qualquer caso, designada pelo Estado. Os artigos relativos à Contraparte não podem ser alterados sem o consentimento do Secretário de Estado.
- (332) Em terceiro lugar, a Contraparte designada pelo Estado administrará o regime de pagamento, o que inclui a cobrança da taxa imposta aos fornecedores e a cobrança de pagamentos junto dos produtores quando o preço de mercado é superior ao PE. Incluirá também, em certos casos, pagamentos aos produtores e pagamentos aos fornecedores.
- (333) Em quarto lugar, a Contraparte irá dispor de poderes de cobrança de receitas ao abrigo da Lei sobre a energia, para que possa cobrar junto dos fornecedores os fundos necessários para efetuar pagamentos a produtores do CfD, e o Estado criará alguns mecanismos para garantir a segurança dos pagamentos aos produtores do CfD na eventualidade de não pagamento por parte de um fornecedor. Estes mecanismos incluirão a obrigação dos fornecedores apresentarem garantias, um fundo de reserva de insolvência e a designação de um fornecedor de último recurso. O fundo de reserva de insolvência proporcionaria à Contraparte um financiamento destinado a cobrir incumprimentos do pagamento da taxa imposta ao fornecedor desde o período em que a sua garantia se esgota até à nomeação de um fornecedor de substituição ao abrigo do mecanismo do fornecedor de último recurso, regulado pela Ofgem (a entidade reguladora para os mercados do gás e da eletricidade).
- (334) Em quinto lugar, a Contraparte deve comunicar ao Estado informações sobre a execução. Neste contexto, pretende-se que a Contraparte seja regida por um documento-quadro, que estabeleça, nomeadamente, a relação entre a Contraparte e o Estado, os princípios de funcionamento da Contraparte, as questões reservadas aos acionistas, as funções e a responsabilidade da Contraparte, as responsabilidades financeiras e de gestão e os requisitos de comunicação e de acompanhamento. Definirá também os parâmetros a que Contraparte deve atender ao desempenhar as suas funções no que se refere aos CfD.
- (335) Com base nesses elementos, pode concluir-se que a vantagem concedida ao abrigo do CfD será financiada por contribuições impostas pelo Estado e gerida e repartida em conformidade com as disposições legais por uma entidade designada e controlada pelo Estado.

7.8. A GARANTIA DE CRÉDITO: EXISTÊNCIA DE UMA VANTAGEM FINANCIADA ATRAVÉS DE RECURSOS ESTATAIS E IMPUTÁVEL AO ESTADO

- (336) O governo do Reino Unido considera que a garantia de crédito e os termos do CfD têm objetivos diferentes. A fixação de preços e a aprovação da garantia de crédito dependem fundamentalmente do risco de todo o projeto subjacente, incluindo os termos do CfD. No entanto, o inverso não seria verdade: a presença de uma garantia reafeta o perfil de risco entre os investidores da dívida e o Garante, ao invés de alterar o perfil de risco do projeto. O governo do Reino Unido não considera que a empresa do projeto receba qualquer apoio adicional pela combinação do CfD e da garantia de crédito.
- (337) No entanto, as intervenções do Estado relacionadas com a HPC devem coletivamente consideradas uma única medida de auxílio, em virtude do montante de dívida exigido para o projeto, que não poderia ser obtido sem a intervenção estatal, do calendário das intervenções estatais que ocorrem concomitantemente e da ligação entre a notação de risco da NNBG, a fixação do preço da garantia e as disposições do CfD. O CfD, o Acordo do Secretário de Estado e a garantia de crédito diferem em termos de meios, mas formam parte de uma mesma decisão de investimento das autoridades do Reino Unido e têm o mesmo objetivo de incentivar e possibilitar o investimento em nova energia nuclear. As três medidas estão interligadas, sendo todas elas necessárias para a construção da HPC.

⁽¹⁾ Processo C-262/12, *Vent de Colère*, ainda não publicado, n.º 21.

- (338) A garantia de crédito é a pedra angular do financiamento do projeto, cujo valor é inédito. A existência da garantia de crédito é igualmente essencial para o projeto atrair crédito externo. Não existem exemplos no mercado de garantias similares relativamente a projetos semelhantes, uma vez que não estão a ser concedidas nenhuma. Tendo em conta a natureza inédita do projeto, do financiamento e da garantia, para os quais não existem valores de referência comparáveis com precisão, ainda que pudesse considerar que a remuneração minimiza o apoio, a Comissão é da opinião que o preço pago pela NNBG pela garantia de crédito não pode ser considerado um preço de mercado, uma vez que o mercado não concede nem iria conceder uma tal linha de crédito.
- (339) A garantia de crédito é oferecida por um organismo público do Reino Unido e implica recursos do Reino Unido. Por conseguinte, a Comissão considera que a garantia de crédito fornecida pelo Reino Unido em relação à dívida da NNBG constitui um auxílio estatal.

7.9. DISTORÇÃO DA CONCORRÊNCIA E EFEITOS SOBRE AS TROCAS COMERCIAIS

- (340) O CfD, o Acordo do Secretário de Estado e a garantia de crédito são suscetíveis de distorcer a concorrência e afetar as trocas comerciais entre os Estados-Membros. A Comissão observa a este respeito que a produção e o fornecimento de energia elétrica são atividades liberalizadas. Posto que neste caso, as medidas notificadas permitirão o desenvolvimento de um nível elevado de capacidade que poderia, de outro modo, ter sido objeto de investimento privado por outros operadores de mercado que utilizam tecnologias alternativas, quer do Reino Unido ou de outros Estados-Membros, as medidas notificadas podem afetar as trocas comerciais entre os Estados-Membros e distorcer a concorrência.
- (341) A Comissão considera que as medidas de auxílio poderiam potencialmente distorcer as decisões de investimento e desviar investimentos alternativos. Uma vez que a EDF já está ativa no mercado de produção do Reino Unido, o auxílio pode provocar distorções no funcionamento do mercado a jusante. O auxílio também pode levar a eventuais reduções na liquidez do mercado grossista.

7.10. CONCLUSÃO GERAL QUANTO À EXISTÊNCIA DE AUXÍLIO

- (342) A Comissão conclui, por conseguinte, que o CfD, o Acordo do Secretário de Estado e a garantia de crédito, enquanto diferentes medidas pertencentes a uma única intervenção estatal, envolvem auxílios estatais na aceção do artigo 107.º, n.º 1, do TFUE.

8. AVALIAÇÃO DA MEDIDA NOS TERMOS DO ARTIGO 106.º, N.º 2, DO TFUE

- (343) Na sua comunicação sobre o enquadramento da União Europeia aplicável os auxílios estatais sob a forma de compensação de serviço público («Enquadramento dos SIEG»), a Comissão explicou como interpretaria o artigo 106.º, n.º 2, do TFUE, ao avaliar uma medida notificada que envolva um auxílio estatal e a prestação de um SIEG ⁽¹⁾. A Comissão concluiu acima, no considerando (315), que a medida notificada não implica a prestação de um SIEG genuíno, algo que constitui uma condição essencial para a apreciação da medida nos termos do artigo 106.º, n.º 2, do TFUE. Por conseguinte, a Comissão não considera necessário avaliar os restantes requisitos previstos no Enquadramento dos SIEG para concluir que a medida notificada não pode ser considerada compatível com o mercado interno com base nos requisitos do artigo 106.º, n.º 2, do TFUE.

9. AVALIAÇÃO DA MEDIDA DE AUXÍLIO NOS TERMOS DO ARTIGO 107.º, N.º 3, ALÍNEA c), DO TFUE

- (344) Como observação preliminar, a Comissão sublinha que as medidas que envolvem um auxílio ao funcionamento são, em princípio, incompatíveis ao abrigo do artigo 107.º, n.º 3, alínea c) ⁽²⁾. No entanto, as medidas notificadas, e em especial o CfD, equivalem a auxílios ao investimento, pelos motivos explicados abaixo.
- (345) O objetivo das medidas e, nomeadamente, do CfD, é permitir que a NNBG se comprometa a investir na construção da central HPC. O CfD fornece efetivamente um instrumento de cobertura do risco sob a forma de um estabilizador de preços, proporcionando estabilidade e certeza em matéria de receitas durante um período de tempo suficiente para permitir à NNBG investir as consideráveis quantidades de fundos precisas para construir a central HPC.

⁽¹⁾ Comunicação da Comissão — Enquadramento da União Europeia aplicável aos auxílios estatais sob a forma de compensação de serviço público, 2012/C 8/03 (JO C 8 de 11.1.2012, p. 15).

⁽²⁾ Ver o primeiro parágrafo da secção 8.1 da decisão de início do procedimento.

- (346) Com efeito, a central HPC incorre em riscos mais significativos durante a fase de construção do que durante a fase de exploração. A longa duração da exploração da HPC apela a que as medidas de apoio tenham esse aspeto em consideração. Na perspetiva deste tipo específico do projeto, a Comissão considera que a medida de auxílio equivale efetivamente à prestação de um auxílio ao investimento que tem em conta as características e o perfil de risco do projeto e, por conseguinte, minimiza o montante do auxílio necessário e as medidas adicionais essenciais para incentivar o investimento. Do ponto de vista da modelização financeira, o valor atual líquido dos pagamentos do PE pode ser considerado equivalente a um pagamento de montante fixo que permite à NNBG cobrir os custos da construção.
- (347) Por conseguinte, a Comissão conclui que, neste caso específico, devido às particularidades do projeto, o auxílio tem características de auxílio ao investimento e a sua compatibilidade será apreciada nessa conformidade. As distorções específicas da concorrência decorrentes do auxílio serão avaliadas na secção IX.6.

9.1. COMPATIBILIDADE COM A REGULAMENTAÇÃO ATUAL DO MERCADO

- (348) A Comissão examinou a questão de saber se as medidas são compatíveis com a regulamentação existente a nível do mercado interno.
- (349) Em especial, algumas partes interessadas manifestaram a preocupação de que o auxílio possa infringir o artigo 8.º da Diretiva da Eletricidade. Alguns inquiridos também questionaram se as medidas respeitam as regras de adjudicação de contratos públicos da UE ⁽¹⁾.
- (350) A Comissão considera que as duas questões estão, em certa medida, interligadas. Em especial, as regras de adjudicação de contratos públicos que constam da Diretiva 2004/17/CE e da Diretiva 2004/18/CE não são aplicáveis à medida em apreço, uma vez que esta não envolve qualquer adjudicação de contratos de fornecimento, obras ou serviços.
- (351) As Diretivas 2004/17/CE e 2004/18/CE aplicam-se à aquisição, mediante contrato público, de obras, fornecimentos ou serviços por uma ou mais autoridades adjudicantes ou entidades de operadores económicos selecionados por tais autoridades, independentemente de as obras, os fornecimentos ou os serviços se destinarem ou não a uma finalidade de interesse público. Tal implica, entre outros aspetos, a celebração de um contrato que prevê obrigações mutuamente vinculativas e com força executiva sempre que a execução de obras, fornecimentos ou serviços se encontre sujeita a requisitos específicos definidos pela autoridade ou entidade adjudicante.
- (352) Em contrapartida, não constituem contratos públicos atos de natureza estatal, como autorizações ou licenças pelas quais um Estado-Membro ou uma sua autoridade pública estabelecem as condições para o exercício de uma atividade económica, incluindo uma condição para efetuar uma determinada operação, concedidos normalmente a pedido do operador económico e não por iniciativa da autoridade ou entidade adjudicante e no âmbito dos quais o operador económico é livre de se retirar da execução da obra ou da prestação de serviços.
- (353) De igual modo, o simples financiamento de uma atividade, em especial através de subvenções, frequentemente associado à obrigação de reembolsar os montantes recebidos que não sejam utilizados para os efeitos previstos, não se enquadra no âmbito de aplicação das diretivas acima mencionadas.
- (354) Com base nas informações disponíveis, não é possível concluir que o CfD diz respeito à aquisição de quaisquer obras, serviços ou fornecimentos e que se qualifica, por conseguinte, como uma concessão ou contrato público.
- (355) Em primeiro lugar, o CfD não estabelece quaisquer requisitos específicos em matéria de fornecimento, à entidade adjudicante ou a terceiros, de qualquer tipo de serviços, bens ou obras. Tais contratos apenas implicam um compromisso genérico, assumido pela NNBG, de investir, construir e explorar a central HPC. Além disso, tal como explicado no considerando 315 acima, a Comissão entende que o serviço prestado não é considerado um serviço de interesse económico geral.
- (356) Em segundo lugar, os contratos não preveem obrigações mutuamente vinculativas com força executiva perante um tribunal. Pelo contrário, contêm apenas os prazos relativos à fase de construção dos reatores nucleares, correndo a NNBG o risco de o contrato ser rescindido em cada um desses prazos (ver considerando 219 acima).
- (357) Em terceiro lugar, não existe seletividade quanto ao número de operadores económicos que podem celebrar um CfD para além da que resulta do número limitado de locais disponíveis para a construção de centrais nucleares. Como as autoridades do Reino Unido destacaram, o sistema continua aberto a todas as potenciais partes interessadas.

⁽¹⁾ Em especial, foi posto em causa o cumprimento das regras estabelecidas nas Diretivas 2004/17/CE e 2004/18/CE.

(358) Por conseguinte, a Comissão conclui que o CfD da HPC estabelece as condições para o exercício da atividade de produção de eletricidade através da utilização da tecnologia nuclear e não constitui um contrato público ou uma ação de adjudicação de contratos.

(359) Mesmo se se argumentar que o artigo 8.º da Diretiva da Eletricidade se aplica à medida notificada, a Comissão considera que não existe nenhuma violação do mesmo.

O artigo 8.º da Diretiva da Eletricidade não impõe a utilização de um procedimento de concurso público, prevendo a possibilidade de serem utilizados procedimentos equivalentes em termos de transparência e não discriminação, baseados em critérios publicados. O Reino Unido lançou um convite público à manifestação de interesse para identificar investidores adequados no domínio da energia nuclear.

(360) Em especial, o DECC publicou um convite à manifestação de interesse para os potenciais investidores em projetos que satisfaçam as características necessárias, tal como descrito no documento publicado, em dezembro de 2011 ⁽¹⁾.

(361) O quadro operacional para os CfD e a lei sobre a energia foram publicados posteriormente, em 29 de novembro de 2012 ⁽²⁾. O quadro operacional clarificou o modo como o CfD pretende apoiar o investimento na produção de eletricidade de baixo teor de carbono. Estabeleceu propostas sobre o modo como os promotores se podem candidatar a um CfD, as condições em que estes contratos serão emitidos e o quadro institucional que os sustenta.

(362) A única empresa de produção de energia nuclear que respondeu ao convite, e com um projeto de criação de nova energia nuclear suficientemente avançado para ser considerada elegível para efeitos de negociações, foi a NNBG, que, por carta de 22 de março de 2012, apresentou os seus critérios de elegibilidade. O projeto foi confirmado como sendo elegível na resposta do DECC, em 22 de maio de 2012.

(363) O Reino Unido confirmou, em julho de 2012, que tinha negociado com outros promotores de nova energia nuclear que não a NNBG ⁽³⁾. Após a aprovação interna por parte do governo do Reino Unido, as negociações formais com a NNBG sobre as potenciais condições para um contrato de investimento tiveram início em 15 de fevereiro de 2013.

(364) A Comissão conclui que o processo de seleção utilizado pelo Reino Unido para identificar um adjudicatário adequado do CfD para novos investimentos em energia nuclear teve por base um quadro claro, transparente e não discriminatório, que pode ser considerado equivalente a um procedimento de concurso público em termos de transparência e de não discriminação.

(365) Por conseguinte, não é necessário determinar se uma potencial violação da regulamentação do mercado interno tornaria os auxílios incompatíveis.

9.2. OBJETIVOS DE INTERESSE COMUM

(366) Na decisão de início do procedimento, a Comissão pôs em causa três dos objetivos comuns apresentados pelo Reino Unido, a saber, a diversificação, a segurança de fornecimento e a descarbonização.

(367) A decisão de início do procedimento reconheceu que a segurança de fornecimento pode ser considerada um objetivo comum, mas manifestou dúvidas se neste caso específico a medida de auxílio ajudaria a resolver o problema, uma vez que parece haver um desfasamento entre o défice previsto na procura e o momento em que a HPC estaria disponível. Além disso, não era claro para a Comissão se as tecnologias alternativas podiam responder à necessidade de capacidade energética adicional.

(368) Por último, a diversificação foi considerada um aspeto importante da segurança de fornecimento, mas não algo que pudesse ser reconhecido como um objetivo de interesse comum por mérito próprio.

(369) No entanto, a Comissão aceitou que a medida estava em conformidade com o Tratado Euratom.

⁽¹⁾ DECC, «Planning our electric future», dezembro de 2011. Ver, em especial, o anexo B. Disponível no seguinte endereço: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48253/3884-planning-electric-future-technical-update.pdf

⁽²⁾ DECC, *Annex A: Feed-in Tariff with Contracts for Difference: Operational Framework*, 29 de novembro de 2012. Os documentos estão disponíveis nos seguintes endereços: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/66554/7077-electricity-market-reform-annex-a.pdf e <http://services.parliament.uk/bills/2012-13/energy.html>

⁽³⁾ Ver documento, disponível no seguinte endereço: <https://www.gov.uk/government/publications/purchase-of-horizon-nuclear-power-meetings-between-ond-and-hitachi-ltd-foi-request-12-1718>

- (370) Como reconhecido em anteriores decisões da Comissão ⁽¹⁾, o Tratado Euratom tem por objetivo a criação de «condições para o desenvolvimento de uma poderosa indústria nuclear, fonte de vastos recursos energéticos». Este objetivo é reiterado no artigo 1.º do Tratado Euratom, que estabelece que «[a] Comunidade tem como missão contribuir, pelo estabelecimento das condições necessárias à formação e crescimento rápido das indústrias nucleares, para a melhoria do nível de vida nos Estados-Membros [...]».
- (371) Neste contexto, o Tratado Euratom institui a Comunidade Euratom, prevendo os instrumentos e a atribuição de responsabilidades necessários para atingir estes objetivos. A Comissão tem de assegurar a aplicação das disposições deste Tratado.
- (372) O artigo 2.º, alínea c), do Tratado Euratom prevê que os Estados-Membros devem «[f]acilitar os investimentos e assegurar, designadamente encorajando as iniciativas das empresas, a criação das instalações essenciais ao desenvolvimento da energia nuclear da Comunidade». O artigo 40.º do mesmo Tratado prevê que a Comissão publique programas de natureza indicativa «que estimulem o investimento, indicando objetivos de produção».
- (373) Com base na avaliação da Comissão, a medida contribui para a segurança a longo prazo do fornecimento, em especial, com base em previsões de capacidade e no papel que o fornecimento de eletricidade da HPC irá desempenhar na altura para que está previsto começar o seu funcionamento.
- (374) Por conseguinte, a Comissão considera que as medidas de auxílio destinadas a promover a energia nuclear prosseguem um objetivo de interesse comum e, ao mesmo tempo, podem contribuir para os objetivos de diversificação e de segurança de fornecimento.

9.3. DEFICIÊNCIAS DO MERCADO E A NECESSIDADE DE INTERVENÇÃO ESTATAL

- (375) Na sua decisão de início do procedimento, a Comissão questionou a opinião segundo a qual a energia nuclear sofre, necessariamente, de uma deficiência do mercado.
- (376) A Comissão referiu, em especial, a existência de outros instrumentos que visam a descarbonização (por exemplo, o RCLE) e a aparente viabilidade comercial da energia nuclear. A Comissão referiu ainda que, a existir uma deficiência do mercado, esta pode estar relacionada com entraves à angariação do nível de fundos necessários, devido aos enormes custos envolvidos, que pareceriam ser adequadamente resolvidos através de uma garantia de crédito, sem que sejam necessários outros instrumentos.
- (377) A Comissão avaliou a questão das potenciais deficiências do mercado olhando para os elementos de prova fornecidos pelos inquiridos e realizando uma vasta análise económica ⁽²⁾.
- (378) Existe fundamento nas alegações do Reino Unido de que existe uma deficiência residual do mercado no que respeita às emissões de carbono a longo prazo, uma vez que não existem sinais relativos aos preços do carbono a longo prazo e que falta um quadro regulamentar suficientemente preciso e estável para as reduções de carbono a longo prazo. Este argumento justifica alguma intervenção estatal para promover a produção de baixo teor de carbono, o que inclui a energia nuclear.
- (379) Além disso, têm ainda fundamento os argumentos de que a segurança do fornecimento de eletricidade não tem um preço devidamente fixado e que as decisões de investimento privado na produção de eletricidade podem manter-se abaixo do nível social ideal.
- (380) No entanto, estas duas potenciais deficiências do mercado não parecem justificar um investimento específico na produção de energia nuclear, mas sim, de forma mais ampla, um investimento na produção de baixo teor de carbono e soluções para se proceder à internalização da externalidade positiva da disponibilização de eletricidade, respetivamente. Esta última deficiência do mercado é resolvida, especificamente, através da criação de um mecanismo de regulação da capacidade. A Comissão aprovou a medida do Reino Unido relativa a um mercado de capacidade na sua decisão de 23 de julho de 2014 ⁽³⁾.
- (381) Existem, no entanto, duas deficiências de mercado mais significativas no que se refere especificamente à energia nuclear.

⁽¹⁾ Ver, por exemplo, a Decisão 2005/407/CE da Comissão, de 22 de setembro de 2004, relativa aos auxílios estatais que o Reino Unido prevê instituir a favor da British Energy plc (JO L 142 de 6.6.2005, p. 26).

⁽²⁾ A situação específica pela qual está a passar o setor da eletricidade do Reino Unido é descrita na secção 2.1. da decisão de início do procedimento.

⁽³⁾ Ver o comunicado de imprensa no seguinte endereço: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-865_en.htm

- (382) Em primeiro lugar, o investimento na energia nuclear está sujeito a riscos significativos, tendo em conta a combinação de elevados custos de capital inicial, longos tempos de construção e um longo período de exploração até serem recuperados os custos do investimento. A ausência de instrumentos financeiros baseados no mercado, bem como de outros tipos de contratos, para garantir proteção contra esses riscos substanciais, constitui uma deficiência do mercado específica para algumas tecnologias, entre as quais a energia nuclear. Os instrumentos atualmente disponíveis no mercado não oferecem horizontes temporais superiores a 10 ou 15 anos, quer sob a forma de contratos a longo prazo ou de instrumentos de cobertura de riscos.
- (383) A produção de energia nuclear, em particular, tem ciclos de vida extremamente longos e complexos, ao contrário da maioria das outras infraestruturas de energia e, com efeito, ao contrário da maioria dos investimentos em infraestruturas. Normalmente, são necessários oito a dez anos para construir uma central nuclear, com custos a serem suportados antes de serem geradas quaisquer receitas e sendo o investidor o único a assumir os riscos. Os 60 anos de vida operacional caracterizam-se pela criação de receitas, mas estas baseiam-se numa evolução incerta dos preços grossistas. O subsequente período de desativação pode demorar 40 anos, sendo preciso colocar de parte fundos para o encerramento da central. Por último, habitualmente o tratamento e armazenamento de resíduos nucleares de alto nível são efetuados no local antes de ser efetuada a transferência para um depósito, onde se espera que os resíduos fiquem armazenados durante milhares de anos.
- (384) Em segundo lugar, uma vez feito o investimento existe o risco de «bloqueio» (predominantemente político), numa altura em que o investidor se encontra numa posição de negociação mais fraca. Tendo em conta a natureza controversa da tecnologia nuclear, os sucessivos governos podem ter diferentes pontos de vista sobre a sua conveniência, o que pode constituir uma incerteza para os investidores privados. A Comissão não está convencida de que esta questão possa ser considerada uma deficiência do mercado, mas reconhece que pode ser um fator que torna mais difícil o investimento em nova energia nuclear, em especial tendo em conta a longa duração da construção, exploração e desativação das centrais nucleares.
- (385) Estas questões dizem exclusivamente respeito à tecnologia nuclear. Todas as tecnologias podem, em princípio, estar sujeitas a um «bloqueio» político, no entanto, dado o horizonte temporal mais longo e a maior dimensão do investimento, é expectável que os projetos nucleares sejam mais afetados. E a impossibilidade de partilhar adequadamente os riscos decorrentes do elevado investimento através de instrumentos do mercado tem uma influência desproporcionalmente maior sobre a energia nuclear do que sobre outras tecnologias.
- (386) A Comissão considerou igualmente a questão de saber se ocorreria investimento em nova energia nuclear na ausência de auxílio. O trabalho de modelização levado a cabo recorreu a diversos cenários alternativos com pressupostos diferentes sobre os preços dos combustíveis fósseis e sobre o panorama político passíveis de prevalecer na ausência de um CfD para criação de nova energia nuclear⁽¹⁾. Embora o Reino Unido reitere que a modelização por si só e, nomeadamente, durante horizontes temporais tão longos, só pode fornecer indicações úteis com base na simplificação necessária da dinâmica do mundo real, a Comissão considera que este trabalho de modelização pode ser útil para elucidar o seu ponto de vista sobre aspetos fundamentais da avaliação.
- (387) Num cenário em que os CfD estão disponíveis para as tecnologias renováveis e CAC, mas não para a energia nuclear, o investimento privado em nova energia nuclear não se torna rentável até 2046, segundo o modelo. Num cenário em que não são implementados quaisquer CfD e em que é criado um mercado de capacidade, utilizando os pressupostos de preços dos combustíveis fósseis do DECC, não ocorrem iniciativas de investimento em nova energia nuclear até 2037. Num contexto de preços elevados dos combustíveis fósseis, ocorrem decisões de investimento em nova energia nuclear em 2032 e com preços baixos para o combustível fóssil e preços do carbono estáveis, não ocorrem de todo até ao final do horizonte de modelização, ou seja, até 2049.
- (388) Foram modelizados oito cenários adicionais, cada um deles transformado, em seguida, até um máximo de oito variantes. Um resumo dos resultados principais de uma seleção de cenários pode ser consultado no quadro 9 no Anexo.
- (389) A conclusão fundamental do trabalho de modelização efetuado é a existência de uma incerteza significativa sobre se ocorreria investimento privado em nova energia nuclear na ausência de auxílio estatal, com datas que vão desde o início da década de 2030 até não antes de 2049. Além disso, a celebração de CfD no âmbito de nova energia nuclear parece contribuir para o bem-estar da sociedade no seu todo e para os consumidores em particular, exceto se as metas de descarbonização forem ignoradas e os preços dos combustíveis fósseis forem baixos.

⁽¹⁾ A Comissão exigiu que o DECC efetuasse análises de sensibilidade, utilizando o seu modelo de previsão e que avaliasse cuidadosamente as entradas e as saídas em cada um dos cenários. O modelo de expedição dinâmica do DECC é um modelo de mercado da energia integrado que abrange o mercado da energia da Grã-Bretanha a médio e a longo prazo. Simula a expedição de eletricidade de produtores de eletricidade da Grã-Bretanha e as decisões de investimento em capacidade de produção a partir de 2010 até 2049, com base numa estimativa da procura e oferta de eletricidade a cada meia hora. As decisões de investimento baseiam-se no facto de as receitas previstas e o fluxo de tesouraria possibilitarem impactos políticos e alterações ao cabaz energético. O modelo de expedição dinâmica permite uma análise comparativa do impacto de diferentes decisões políticas sobre a produção, capacidade, custos, preços, segurança de fornecimento e emissões de carbono.

- (390) A análise efetuada pela Comissão confirma que existe uma elevada incerteza relativamente à questão de saber se o mercado garantiria investimento em nova energia nuclear dentro de prazos realistas. Embora os elementos de prova fornecidos e a análise efetuada não sejam conclusivos, indicam, com um nível de confiança razoavelmente elevado e dentro dos inevitáveis condicionalismos inerentes impostos por previsões com este horizonte temporal, que, na ausência de auxílio estatal, o investimento puramente comercial em nova energia nuclear não ocorreria atempadamente para resolver as necessidades que o Reino Unido enfrenta em termos de política energética.
- (391) Além disso, os mecanismos alternativos são insuficientes para incentivar o investimento em nova energia nuclear. Nem o preço mínimo do carbono, nem o mercado de capacidade, são suficientes para gerar investimentos no domínio da energia nuclear. Em especial, os operadores nucleares só se tornam elegíveis para participar no mercado de capacidade quando renunciam a outras formas de apoio, incluindo um CfD ou uma garantia de crédito, e o mercado de capacidade tem uma vigência que seria demasiado curta para garantir investimento no domínio da energia nuclear. O preço mínimo do carbono não fornece certeza suficiente em relação aos futuros preços grossistas para que um investimento da dimensão e duração da nova energia nuclear possa prosseguir. Com base no trabalho de modelização efetuado, outras formas de apoio não seriam suficientes para garantir o investimento em nova energia nuclear num horizonte temporal realista e conforme é necessário pelo Reino Unido. Nenhuma das medidas de apoio aborda a elevada incerteza dos preços grossistas e a impossibilidade de celebrar e garantir cobertura para acordos de longo prazo.
- (392) Pelas razões apontadas acima e na medida em que o investimento em nova energia nuclear visa o objetivo de interesse comum da UE realçado na secção 9.2 acima, a Comissão conclui, portanto, que as medidas de auxílio estatal propostas são necessárias, tendo por base este tipo específico de investimento em nova energia nuclear e com base no estado e no funcionamento dos mercados financeiros constatados no Reino Unido à data da presente decisão.

9.4. INSTRUMENTOS ADEQUADOS E EFEITO DE INCENTIVO

- (393) Na sua decisão de início do procedimento, a Comissão questionou se o CfD podia ser considerado um instrumento adequado para o fornecimento de auxílio estatal, uma vez que elimina o sinal de preço e interfere com a conceção atual do mercado, segundo a qual a produção de eletricidade é um mercado concorrencial e o investimento ocorre com base em receitas futuras, decorrentes da venda de eletricidade a nível grossista.
- (394) A Comissão questionou igualmente a duração da medida e o facto de esta fornecer proteção das receitas numa medida que elimina o risco de preço, o que é reforçado quando o CfD é implantado em conjunto com uma garantia de crédito. Por último, a Comissão levantou dúvidas sobre a falta de um processo de concurso público aberto e transparente, o que, entre outras coisas, viola a neutralidade tecnológica, permitindo negociações privadas entre o Reino Unido e a EDF relativamente a um projeto com base numa tecnologia específica.
- (395) Os argumentos do Reino Unido a favor do CfD estão relacionados com as principais deficiências do mercado destacadas na secção 9.3 acima, principalmente a incapacidade de os investidores privados partilharem ou transferirem, de forma eficiente, o risco da volatilidade dos preços devido à atual existência de mercados de transferência do risco limitados.
- (396) Na medida em que estão presentes tais deficiências do mercado de capitais a longo prazo, a prestação de uma garantia de crédito não seria suficiente por si só para catalisar investimento em nova energia nuclear, uma vez que apenas aborda a necessidade de contrair dívida para o projeto, mas não aborda os problemas específicos que essa energia nuclear implica, tais como os riscos específicos resultantes da sua construção e do seu ciclo de vida longo e complexo. A garantia de crédito permite que o investidor obtenha financiamento, ao passo que o CfD permite que o investidor invista capital próprio no projeto. Mais ainda, a garantia de crédito em si mesma tem por base a existência do CfD e está intrinsecamente ligada a este, na medida em que a notação de risco do projeto tem em conta a existência do CfD. Apenas as receitas garantidas do CfD poderiam compensar o perfil de risco a longo prazo do projeto.
- (397) A Comissão já aceitou na sua decisão de 23 de julho de 2014 que os CfD podem ser um instrumento adequado para apoiar as tecnologias de baixo teor de carbono e, em especial, as tecnologias renováveis ⁽¹⁾.
- (398) O CfD lida abertamente com a necessidade de garantir a previsibilidade e estabilidade das taxas de rentabilidade do capital próprio e do projeto, que são particularmente importantes em investimentos desta dimensão e duração e que, por conseguinte, são essenciais para possibilitar o investimento. Neste sentido, os CfD abordam as principais deficiências do mercado acima identificadas.

⁽¹⁾ Ver o comunicado de imprensa no seguinte endereço: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-866_en.htm

- (399) As condições adicionais que são específicas do CfD do HPC e do Acordo do Secretário de Estado e, em especial, as compensações concedidas em caso de penalização política ou legislativa discriminatória da tecnologia nuclear, abordam os riscos adicionais que poderiam ser considerados específicos da energia nuclear, ou seja, a possibilidade de bloqueio do investimento devido a alterações no quadro legislativo, por exemplo, por motivos políticos.
- (400) Tendo em conta o objetivo das medidas de auxílio, ou seja, concretizar um investimento no domínio da energia nuclear, a Comissão considera que não teria sido adequado um concurso público no qual participassem mais tecnologias de produção de eletricidade, dado o calendário exigido pelo Reino Unido.
- (401) Na sequência do convite aberto à manifestação de interesse lançado pelo Reino Unido, só a EDF apresentou uma proposta de investimento. O Reino Unido forneceu elementos de prova ⁽¹⁾ de que nenhum outro projeto estava em condições de competir com a HPC aquando das negociações com a EDF. Tendo em conta as especificidades da tecnologia nuclear, os custos anteriores ao compromisso são substanciais e apenas um número limitado de operadores possui o conhecimento e a solidez financeira para realizar investimentos da dimensão da HPC. O Reino Unido explicou que teria preferido uma situação de tensão concorrencial entre proponentes, mas que nenhuma outra empresa se ofereceu para criar nova energia nuclear.
- (402) A Comissão reconhece que, habitualmente, a energia nuclear diverge das outras tecnologias em termos dos requisitos que os investidores têm de cumprir. Não existem, muito simplesmente, projetos comparáveis a uma central nuclear em termos de vida útil e dimensão do investimento. O projeto da HPC é muito particular. É um projeto de infraestruturas a uma escala quase sem precedentes, tanto no setor da energia como noutra qualquer. Por conseguinte, a Comissão reconhece que no caso em apreço um procedimento de concurso público no caso não teria permitido obter resultados significativos, tendo em conta as limitações do projeto.
- (403) A Comissão considera também que o fornecimento do CfD para o investimento em nova energia nuclear não discrimina excessivamente outras tecnologias e não é mais favorável para a nova energia nuclear do que para outras tecnologias. De facto, as restantes tecnologias podem ser apoiadas do mesmo modo pelo CfD, através do mesmo tipo de instrumento, exceto no que toca a adaptações que podem ser consideradas necessárias dadas as diferenças entre as tecnologias (tais como acordos do Secretário de Estado ou reaberturas de negociações das despesas operacionais).
- (404) Além disso, a natureza intermitente de muitas tecnologias de energias renováveis não permite que elas sejam uma alternativa adequada a uma tecnologia de carga de base como a energia nuclear. Tal como explicado no considerando 199 acima, a substituição da capacidade que se espera que o projeto da HPC garanta corresponde a 14 GW de capacidade de energia eólica terrestre ou a 11 GW de capacidade de energia eólica marinha, algo que é improvável que venha a ser conseguido no mesmo calendário.
- (405) Além disso, o CfD para a nova energia nuclear não discrimina as centrais nucleares existentes, que não têm de receber incentivos para serem construídas e que foram construídas em circunstâncias distintas das do momento presente, a saber, antes da liberalização do mercado.
- (406) Por conseguinte, dentro dos limites do caso e do projeto em questão, a Comissão conclui que o CfD, em conjunto com a garantia de crédito e o Acordo do Secretário de Estado, conforme estruturados nas medidas notificadas, são instrumentos adequados para prestar auxílio e fornecem ao beneficiário um efeito de incentivo suficiente.

9.5. PROPORCIONALIDADE

- (407) Na decisão de início do procedimento, a Comissão questionou se a taxa de rentabilidade é proporcional, tendo em conta a conjugação do CfD e da garantia de crédito e de outros elementos de atenuação do risco da medida, que, devido à existência de um risco mais baixo, parece ser compatível com taxas de rentabilidade substancialmente mais baixas do que as concedidas à NNBG. Em especial, por definição o CfD elimina essencialmente o risco do preço de mercado, ao passo que a medida se destina a proteger o investidor de vários acontecimentos através da concessão de compensação.
- (408) De igual modo, a decisão de início do procedimento levantou dúvidas no que respeita à taxa de rentabilidade potencialmente elevada e a possibilidade de o beneficiário colher lucros aleatórios, se se provar que os pressupostos estão errados.
- (409) Em relação à proporcionalidade da medida prevista pelo Reino Unido, existem três preocupações principais que são importantes para a avaliação da Comissão.

⁽¹⁾ Em especial, o Reino Unido forneceu o convite público à manifestação de interesse no Contrato de Investimento, que foi aberto a todos os potenciais investidores, mas ao qual apenas a EDF respondeu.

- (410) Em primeiro lugar, a taxa de rentabilidade prevista foi considerada elevada, o que não permite excluir a possibilidade de sobrecompensação ao ter em conta a combinação do CfD e da garantia, tal como notificada. Em especial, quando a central estiver construída, pode considerar-se que funcionará de forma eficaz como um ativo regulamentado durante o período de vigência do CfD, com um fluxo de receitas relativamente estável.
- (411) Em segundo lugar, o CfD dissocia a taxa de rentabilidade do montante do auxílio. O PE pode ser fixado a um nível que permita à NNBG cobrir os custos e obter um lucro razoável, mas tal nível não determina o montante do auxílio, que em última análise, será desembolsado e que também depende dos preços grossistas. Este facto cria a necessidade de interpretar o teste de sobrecompensação como um teste à taxa de rentabilidade, mais do que por referência ao nível absoluto do auxílio.
- (412) Em terceiro lugar, não é certo que a obtenção de ganhos mais elevados do que o esperado após a construção beneficie os clientes, reduzindo a taxa de rentabilidade ao mínimo e maximizando o bem-estar geral.
- (413) As secções que se seguem procurarão abordar estas questões no que respeita à garantia de crédito, ao CfD e à taxa de rentabilidade, antes de se tirarem conclusões finais sobre o pacote na sua globalidade.

9.5.1. A garantia de crédito

- (414) As obrigações a emitir pelo emitente serão apoiadas pela garantia de crédito, conforme descrito na secção 2.2 acima.
- (415) A Comissão avaliou a metodologia inicial da garantia de crédito utilizada pela IUK. De acordo com esta metodologia, a taxa seria a média de três indicadores no momento do encerramento comercial para o financiamento global, mas estaria sujeita a um mínimo de 225 pontos base. O Reino Unido declarou que, a partir de 21 de agosto de 2014, a taxa da garantia de crédito seria fixada em 250 pontos base (conforme a média de 263, 243 e 245, respetivamente) ⁽¹⁾.
- (416) Na ausência de taxas de mercado diretamente observadas para garantias de crédito (suficientes) que assegurem tipos de risco similares, é necessário ter por base abordagens alternativas para estabelecer uma taxa de remuneração de garantia nas condições de mercado. Uma primeira abordagem é a chamada abordagem de prejuízos esperados. Esta abordagem relaciona o plano de negócios da empresa com a sua estrutura de capital sob diferentes cenários, tendo por resultado uma probabilidade de incumprimento. Como alternativa, é possível fazer uma avaliação comparativa da garantia com os preços de mercado de instrumentos comparáveis com um risco de crédito semelhante.
- (417) Tendo por base as observações do Reino Unido e a sua própria análise, a Comissão estabeleceu que existiam motivos sérios para crer que a taxa de remuneração mínima da garantia inicialmente proposta (225 pontos base) e a taxa a partir de 26 de agosto de 2014 (250 pontos base) eram inferiores às taxas de mercado. Esta conclusão baseou-se em duas linhas de inquérito: primeiro, as metodologias utilizadas para determinar a taxa de remuneração; e, em segundo lugar, a notação de risco proposta pelo Reino Unido para o mecanismo de garantia.

9.5.1.1. As metodologias de taxa de remuneração da garantia

- (418) Na ausência de preços de mercado para instrumentos similares, foram apresentadas à Comissão duas abordagens para avaliar a taxa de remuneração de garantia.
- (419) A primeira abordagem é a chamada abordagem de referência de fixação de preços, descrita mais pormenorizadamente nas respostas do Ministério das Finanças de 26 de agosto, 5 de setembro, 12 de setembro e 19 de setembro de 2014. O ponto de partida da análise é a pontuação de crédito com um equivalente de notação BB+/Ba1 durante a construção. A IUK considera que, em consequência das proteções para a dívida incorporadas em acordos de financiamento, o projeto da HPC deveria ser capaz de atingir um equivalente de notação de risco de BB+/Ba1 durante o período de construção ⁽²⁾.
- (420) De acordo com o anexo B (informação do valor de referência), que dá uma visão geral de cada conjunto de valores de referência, a taxa de remuneração varia entre 243 pontos base (utilizando valores de referência da dívida das empresas) e 263 pontos base (utilizando os empréstimos bancários de financiamento de projetos).

⁽¹⁾ Ver a comunicação do Ministério das Finanças britânico de 5 de setembro de 2014.

⁽²⁾ Em especial, o Ministério das Finanças britânico delineia três conjuntos de valores de referência: empréstimos bancários recentes para financiamento de projetos de recursos limitados (energia de baixo teor de carbono); diferenciais de dívida empresarial (com notação BB+) em 21 de agosto de 2014; e *swaps* de risco médio de incumprimento de crédito a 10 anos e iTraxx Europe XOver (área BB+).

- (421) A IUK também apresentou a média dos diferenciais dos CDS de sete entidades BB+ incluídas no índice da iTraxx Europe XOver (prazo de vencimento de 10 anos) ⁽¹⁾, incluindo sessenta componentes que se pretende constituírem um grau de investimento marginal, mas incluindo entidades que vão de BBB (com a perspetiva negativa) a CCC. O diferencial médio das sete denominações BB+ foi calculado para ficar cerca de 250 pontos base à data em que a informação foi apresentada à Comissão. A IUK considerou que tal era uma confirmação de que a taxa de remuneração da garantia devia ser 250 pontos base se tivesse sido calculada à data respetiva.
- (422) No entanto, não é claro se estes índices não podem ser totalmente considerados como pontos de referência para a garantia de crédito da HPC. Embora o iTraxx Europe XOver pudesse ser usado como ponto de partida para se obter uma taxa de remuneração da garantia para Hinkley Point C, as empresas selecionadas para o índice são apenas as empresas com «melhor» notação especulativa; o prazo de vencimento do índice é de 10 anos, o que é incompatível com a instalação da HPC; e existe uma vasta gama de diferenciais CDS individuais a refletir as diferenças na qualidade de crédito.
- (423) Por conseguinte, a Comissão não ficou totalmente convicta da avaliação da IUR, tanto pelo número limitado de valores de referência de financiamento do projeto como pelos critérios de seleção que suscitam dúvidas sobre a análise dos valores de referência. Quadro 16 no anexo B apresenta uma panorâmica dos valores de referência de financiamento do projeto.
- (424) A segunda abordagem é a abordagem de prejuízos esperados. Uma abordagem completa de prejuízos esperados relaciona o modelo de negócios com a estrutura de capital sob diferentes cenários e deriva probabilidades de incumprimento e correspondentes taxas de recuperação para cada ano do projeto, com as probabilidades de incumprimento a refletirem a probabilidade de a empresa não ser capaz de reembolsar os juros ou os pagamentos de capital. No entanto, tal não foi feito para este projeto. Em vez disso, o modelo apresenta o valor atual líquido da garantia naquele que é considerado um cenário punitivo ⁽²⁾.
- (425) Assumindo uma taxa de remuneração de garantia de 250 pontos base e os pressupostos de contributos acima, o modelo indicador da abordagem de prejuízos esperados mostra um valor atual líquido positivo da garantia.
- (426) A Comissão também não ficou totalmente convencida dos resultados desta segunda abordagem. Em especial, o modelo não relaciona o plano de negócios com probabilidades de incumprimento. Em vez disso, as probabilidades de incumprimento são impostas e tomadas como contributos para os cálculos do VAL.
- (427) Por conseguinte, a Comissão considerou que essas metodologias podiam ser utilizadas para instruir a sua avaliação, mas não podia justificar integralmente a taxa de remuneração proposta de 250 pontos base.

9.5.1.2. A incerteza em torno da notação de risco interno BB+/Ba1

- (428) As duas abordagens descritas acima são necessárias para determinar quer a remuneração quer a pontuação de crédito do mecanismo. As notações de risco podem ser usadas para comparar parâmetros diferentes de instrumentos financeiros, incluindo o seu grau de risco e, fundamentalmente, a sua fixação de preços.
- (429) A IUK considera que uma notação equivalente a BB+/Ba1 pode ser conseguida neste projeto. A notação indicada não é nem notação externa nem uma pontuação apoiada por um relatório de crédito.
- (430) No entanto, a Comissão avaliou que a notação BB+ só podia ser tomada como ponto de referência, devido às incertezas inerentes à notação de risco de um mecanismo de tal complexidade.

⁽¹⁾ Comunicação da IUK de 26 de agosto de 2014.

⁽²⁾ Em especial, o cenário punitivo assentou nos seguintes pressupostos em termos de taxas de recuperação e taxas de probabilidades de incumprimento anuais:

- a perda em caso de incumprimento nos anos 1-6 é igual a zero, pois, se a Condição de Referência não se encontrar preenchida até dezembro de 2020, ocorre um reembolso integral da dívida com uma taxa de recuperação de 100 %;
- é presumida a ausência de incumprimento entre os anos 7 a 10, uma vez que não existe qualquer obrigação de reembolso do capital em dívida e todos os juros durante a fase de construção (incluindo as taxas de remuneração de garantia) serão cobertos pelo montante de capital próprio de base ou pelo capital próprio de base e/ou contingente;
- fase de construção de 14 anos (prevendo um atraso de quatro anos) e fase de exploração de 30 anos.
- probabilidade de incumprimento cumulativo de 10 % durante os quatro anos de atraso de construção (0 % nos anos 11 e 12 e 5 % nos anos 13 e 14) e uma perda de 100 % em caso de incumprimento.
- 5,6 % de probabilidade de incumprimento num dado ano de exploração. É assumido um nível constante de 5,6 % para garantir correspondência com as taxas médias para projetos de energia fora dos EUA.

- (431) Uma das principais incertezas é que o projeto está sujeito a um risco significativo da taxa de juro. Uma vez que as obrigações serão emitidas nos primeiros sete anos da fase de construção, existe uma incerteza significativa em torno da taxa *gilt* no momento da emissão ⁽¹⁾. Os rendimentos das obrigações do governo do Reino Unido (*gilts*) com prazo de vencimento de 10, 20 e 30 anos mostram que estamos em níveis historicamente baixos (ver gráfico 1, do anexo B). As projeções do Banco de Inglaterra das taxas de *gilt* (as curvas da taxa a prazo) indicam um aumento das taxas de *gilt* esperadas.
- (432) Uma segunda incerteza é dada pelos diferentes potenciais prazos de vencimento das obrigações relacionadas com a HPC, em oposição aos valores de referência fornecidos. Em particular, é previsto o prazo da dívida garantida ter uma vida média ponderada (VMP) de 27,4 anos, com prazos de obrigações a variar entre 8 e 41 anos. A garantia do Reino Unido será implementada até ao vencimento final, que é até 41 anos a contar do encerramento do exercício. A análise de referência, no entanto, centra-se nos instrumentos com vencimentos até 10-15 anos, principalmente devido à disponibilidade de valores de referência para a fixação de preços até esse ponto. A IUK tem sido aconselhada por subscritores de obrigações que a curva dos diferenciais é estável e muitas vezes invertida entre prazos de 10 e 30 anos.
- (433) Por conseguinte, a Comissão não aceitou que a notação de risco proposta da IUK fosse suficientemente apoiada pelos elementos de prova. A Comissão decidiu tomar a notação de risco proposta apenas como ponto de referência, o que conduziu novamente à conclusão de que a taxa proposta de 250 pontos base, como inicialmente notificada, não pode ser considerada plenamente justificada.

9.5.2. O nível do PE e consequente taxa de rentabilidade

- (434) Tal como referido na decisão de início do procedimento, a versão notificada do modelo financeiro (versão 5.1) revelou uma taxa de rentabilidade do projeto de [9,75 a 10,25] % após impostos, em termos nominais, tendo por base um PE de 92,50 GBP por MWh. Este teria sido reduzido em 3 GBP por MWh (ou um pagamento de montante fixo com um valor equivalente em termos de VAL) se tivesse sido acordada a construção de uma central nuclear nova subsequente no Sizewell C, tendo por base que a EDF seria capaz de partilhar os custos dos protótipos (em particular do projeto e da engenharia) dos reatores EPR entre as duas centrais.
- (435) O Reino Unido defendeu consistentemente que uma taxa de rentabilidade para a NNBG de aproximadamente 10 % (após impostos, nominal) seria razoável, incluindo através da comparação de preços para a energia eólica marinha e de outros projetos de comparação.
- (436) No decurso da investigação da Comissão, foram apresentadas diversas atualizações do modelo financeiro, atendendo às atualizações dos pressupostos de modelização e uma previsão da estrutura de financiamento do projeto.

9.5.2.1. A análise do modelo financeiro e do cenário

- (437) O Reino Unido analisou o modelo financeiro da EDF e baseou-se nele para antecipar a taxa de rentabilidade do projeto. A Comissão analisou o modelo financeiro e efetuou controlos de sensibilidade aprofundados para obter indicadores financeiros importantes para o projeto da HPC.
- (438) A fim de estabelecer que a taxa de rentabilidade de [9,75 a 10,25] % (após impostos, nominal) não era excessiva, o Reino Unido apresentou um relatório de consultor, elaborado pela KPMG, tendo em conta cinco métodos para avaliar o nível adequado de rendimento para a NNBG em relação à HPC. Estes métodos e o correspondente intervalo de rendimento são resumidos no anexo A, Quadro 4.
- (439) O relatório forneceu taxas de rentabilidade nominais, após impostos, compreendidas num intervalo que vai de 6 % a 14,5 %. O Reino Unido alegou que a taxa de rentabilidade inicialmente estimada dos projetos de [9,75 a 10,25] % estava num nível razoável dentro desse intervalo.
- (440) A Comissão manifestou três principais reservas sobre a análise apresentada pelo Reino Unido e os seus consultores, relacionadas com a taxa de rentabilidade admissível ⁽²⁾.

⁽¹⁾ Conforme mostrado nas respostas do Ministério das Finanças britânico, de 19 de setembro de 2014, a probabilidade de um aumento de 1,5 % associada a prazos de obrigações de 20-30 anos é de cerca de 17 % a 20 %. Conforme mostrado nas respostas do Ministério das Finanças britânico, de 12 de setembro de 2014 (anexo B — análise de sensibilidade da IUK), um aumento da curva *gilt* de 1,5 % durante o tempo de emissão das obrigações (*ceteris paribus*) deverá reduzir os capitais próprios em [...] mil milhões de GBP (versão do modelo v19.7).

⁽²⁾ Estas encontram-se resumidas na mensagem de correio eletrónico enviada pela DG COMP ao DECC do Reino Unido, às 15:43 de 9 de setembro de 2014, «CfD para a HPC — Nota sobre a taxa de rentabilidade».

- (441) Em primeiro lugar, a metodologia da KPMG parecia ignorar, em larga medida, uma diferença significativa entre o risco na construção e as fases operacionais do projeto. Em segundo lugar, a Comissão questionou em que medida os valores de referência propostos eram comparáveis ao projeto da HPC em termos de nível de risco e de estrutura, medidas de endividamento e outras medidas de apoio, tais como garantias e outras salvaguardas. Em terceiro lugar, a Comissão manifestou dúvidas sobre a remuneração da garantia de crédito ser fixada em condições de mercado. Uma remuneração da garantia definida abaixo dos níveis de mercado afetaria o custo da dívida do projeto e, como tal, a validade de comparações com diferentes valores de referência da taxa de rentabilidade, na medida em que os valores de referência se baseiam em custo da dívida não subvencionado.
- (442) Por conseguinte, a Comissão efetuou vários controlos de sensibilidade, utilizando uma atualização posterior do modelo financeiro (versão 9.8) ⁽¹⁾.
- (443) Uma vez que a maior parte do risco parece referir-se à fase de construção, a Comissão testou cenários em que estes riscos são tidos em consideração alterando os fluxos de caixa nominais do projeto (dinheiro após impostos) em relação a um cenário de base por uma certa percentagem em toda a fase de construção ⁽²⁾. Foi efetuado o desconto através da utilização de taxas proporcionais aos riscos assumidos na fase operacional, uma vez que a central se encontrava construída. Os resultados são apresentados no anexo A, Quadro 5.
- (444) Além disso, a Comissão inquiriu em que medida os riscos foram tidos em conta nos fluxos de caixa em várias versões do modelo financeiro apresentado. Em especial, a Comissão analisou o «Relatório de Avaliação: Detecção e Verificação de Custos (outubro de 2013)» apresentado pelo DECC para avaliar em que medida os riscos, incertezas e contingências foram incluídos nos fluxos de caixa do modelo financeiro apresentado.
- (445) A análise de Detecção e Verificação de Custos (DVC) foi efetuada pelo DECC sobre a estimativa de custos da NNBG para o projeto da HPC, com base na conceção da EDF/Areva para um reator nuclear EPR. O relatório de DVC efetuou múltiplos exercícios de avaliação comparativa. Incluiu uma avaliação comparativa dos dados de custos da HPC estimados em relação aos dados de custos disponíveis publicamente e concluiu que «o intervalo das estimativas de custos de capital de referência parece ser 10 mil milhões de GBP a 18 mil milhões de GBP, com um custo médio inferior a 13 mil milhões de GBP».
- (446) A Comissão analisou também o relatório da NNBG, «Estimativa TESLA4 — Volume 2 -Avaliação de Riscos Financeiros (custos de construção)» ⁽³⁾ («TESLA4»). Com base na análise de risco efetuada internamente pela NNBG, o relatório apresentou uma distribuição de probabilidade estimada para o custo total da execução do projeto da HPC para a data de referência de novembro de 2014, tal como apresentado no anexo A, quadro 3.
- (447) Com base na análise do DVC, bem como no TESLA4, a Comissão estimou que os custos totais de execução de aproximadamente [...] mil milhões de GBP (em termos de 2010) deverão situar-se na faixa superior do custo provável. Esta conclusão serviu para instruir a avaliação da Comissão da taxa de rentabilidade do projeto, tanto em termos da TIR do projeto como em termos da TIR do capital próprio.
- (448) O modelo financeiro distingue entre uma medida de TIR de capital próprio calculada com «base num empréstimo» («drawn basis») e outra calculada com «base num investimento» («committed basis»). No modelo, a TIR do capital próprio (com base num empréstimo) é calculada com base em montantes de capital próprio obtido por empréstimo e com exclusão dos custos relacionados com o fornecimento de capital próprio contingente.
- (449) O quadro 6 (anexo A) revela que no «cenário de base da NNBG» com a garantia de crédito fixada em 250 pontos base, se prevê que o projeto renda uma TIR de capital próprio de [11,5-12,0] % (após impostos, nominal, com base em investimento).

9.5.2.2. Avaliação comparativa das taxas de rentabilidade

- (450) O modelo financeiro mais recente do projeto da HPC avaliado pela Comissão ⁽⁴⁾ revelou uma TIR do projeto de [9,25-9,75] % e uma TIR de capital próprio de [11,5-12,0] %. Estas duas taxas de rentabilidade correspondem ao mesmo resultado financeiro e são compatíveis internamente.

⁽¹⁾ Esta versão constituiu uma atualização do modelo financeiro notificado, estando previstas novas atualizações. Em especial, a versão 21.10 (de 29 de agosto de 2014) apresenta uma TIR do projeto de [...] % e uma TIR de capital próprio de [...] % (nominal, após impostos) paracapital próprio obtido através de empréstimo e [...] % para capital próprio investido. A versão 21 corresponde ao cenário de base da NNBG e, em relação à versão 5.1, inclui várias atualizações relacionadas com o calendário de construção, o impacto das disposições financeiras e os parâmetros macroeconómicos.

⁽²⁾ Em especial, a Comissão presumiu que essas alterações nos fluxos de caixa ocorrem no período compreendido entre 1 de janeiro de 2017 e 30 de junho de 2023. Neste período, os fluxos de caixa nominais do projeto (após impostos em dinheiro) são negativos na versão 9.8 do modelo financeiro.

⁽³⁾ Documento da NNBG n.º HPC-NNBGPCP-XX-000-EST-000069, de 27 de junho de 2014.

⁽⁴⁾ Versão 21.10 do Modelo da IUK da HPC, entregue à Comissão em 19 de setembro de 2014.

- (451) Para efetuar declarações fundamentadas sobre se a taxa de rentabilidade do projeto e do capital próprio emergente do modelo financeiro da EDF para a HPC é adequada ou não, é necessário avaliar os riscos envolvidos, ou seja, os riscos do projeto (para a TIR do projeto) e os riscos com que se deparam os titulares de capital próprio (para a TIR de capital próprio). Para este efeito, a Comissão teve em conta vários parâmetros de referência, que tiveram de ser considerados à luz (i) dos riscos envolvidos, (ii) do endividamento, (iii) do custo da dívida, (iv) do horizonte de investimento, (v) da dimensão do investimento, (vi) da presença ou ausência de proteção de receitas, (vii) da presença ou ausência de mecanismos de partilha de ganhos e (viii) da presença ou ausência de capital próprio contingente.
- (452) Para além das taxas de rentabilidade de referência compiladas pela KPMG para a notificação do caso (ver considerando 435 e anexo A, quadro 4), o Reino Unido e a NNBG apresentaram vários outros parâmetros de referência para fundamentar que a taxa de rentabilidade prevista era adequada. Estes parâmetros de referência relacionam-se sobretudo com operações recentes de infraestruturas, outros projetos de produção de energia nuclear, outros projetos de produção, empresas regulamentadas e recentes pagamentos regulamentados ⁽¹⁾. São apresentados no anexo A, quadro 3 e quadros 10 a 14.
- (453) A Comissão avaliou igualmente as informações publicamente disponíveis sobre as estimativas do custo de capital para empresas similares, tal como apresentado no anexo A, quadro 15. Finalmente, considerou os cenários de custo e probabilidades anexas resumidas no anexo A, quadro 6 ⁽²⁾, para determinar se os custos de construção foram adequadamente modelados e o grau de risco que caracterizou o projeto.
- (454) Com base nos elementos de prova disponíveis e na avaliação efetuada, a Comissão considerou que a TIR de [9,25-9,75] % após impostos, nominal, do projeto da HPC está dentro do intervalo de taxas de rentabilidade comparáveis, tendo em conta a avaliação dos riscos e parâmetros envolventes ⁽³⁾.
- (455) No entanto, a Comissão considerou igualmente que o rendimento do capital próprio pode, neste caso específico, ser uma forma superior para avaliar a eventual sobrecompensação, tal como é uma medida do ganho financeiro direto dos acionistas, em oposição a uma medida de rendimento do projeto global.
- (456) Uma TIR do projeto revela a taxa de rentabilidade que se estima que o projeto produza, tendo em conta toda a estrutura de capital que é utilizada para financiar o projeto. Em especial, uma TIR do projeto normalmente tem em conta tanto o capital próprio fornecido pelos acionistas como a dívida fornecida pelos credores. O custo do capital próprio é normalmente superior ao custo da dívida, uma vez que os acionistas esperam um retorno sobre o capital que comprometem maior do que os credores exigem, refletindo os diferentes níveis de risco envolvidos. Os acionistas enfrentam um maior risco ao comprometerem-se a disponibilizar fundos, uma vez que podem perder todos ou parte desses fundos se o projeto não evoluir conforme as expectativas. Por outro lado, os credores são normalmente confrontados com um risco de o devedor não cumprir os seus pagamentos e, normalmente, desfrutam de um nível de proteção, mesmo nesses casos.
- (457) Por conseguinte, a TIR do projeto nivela o custo dos elementos subjacentes de capital no âmbito da estrutura de financiamento global. Consoante a percentagem de financiamento obtido em relação ao capital próprio (o rácio de endividamento) e nos termos da dívida, a TIR do projeto irá variar em conjunto com a TIR do capital próprio. Espera-se normalmente que as duas evoluam ao longo de linhas paralelas, sem prejuízo do rácio de endividamento e da dívida estar em conformidade com o mercado.
- (458) A exclusividade e o grau de risco do projeto justificam a TIR do projeto de [9,25-9,75] %. No entanto, a Comissão receava que a TIR do capital próprio, estimada em [11,5-12,0] % do modelo financeiro mais recente e com base na taxa de remuneração da garantia proposta de 250 pontos base, pode ter evoluído substancialmente, em especial após a construção, quando os custos da dívida deverão diminuir significativamente. Para um projeto da dimensão da HPC, mesmo pequenas alterações nas percentagens de rendimento podem implicar grandes diferenças existentes nos níveis absolutos da remuneração do capital próprio, que suscitam preocupações em termos de potencial sobrecompensação que beneficia os acionistas na NNBG.

9.5.3. Avaliação e conclusões sobre a proporcionalidade das medidas

- (459) A Comissão realizou uma avaliação aprofundada da proporcionalidade do impacto combinado, tanto da taxa de remuneração da garantia e a taxa de rentabilidade do projeto, tendo por base a metodologia descrita nas secções 9.5.1 e 9.5.2 acima.

⁽¹⁾ A Comissão não teve em conta valores de referência cuja fonte de informação não pôde ser determinada de forma fiável. A Comissão também recebeu vários relatos de TIR de capital próprio obtidas em projetos sujeitos a regulamentação *ex ante* da taxa de rentabilidade. Embora a Comissão tenha tomado nota destes valores de referência *ex post* e os considere informativos, na sua avaliação colocou mais peso nas taxas de rentabilidade admissíveis determinadas *ex ante*. A Comissão considera que as taxas de rentabilidade determinadas *ex ante* pelas autoridades reguladoras fornecem uma melhor estimativa da taxa crítica real das entidades regulamentadas. Além disso, as taxas de rentabilidade admissíveis são, frequentemente, fixadas em termos de um nível mínimo que as entidades regulamentadas podem atingir. É pois natural que as taxas de rentabilidade obtidas *ex post* sejam superiores ao valor determinado *ex ante*.

⁽²⁾ Um ponto de vista similar resulta da avaliação dos cenários previstos no quadro 8.

⁽³⁾ Em especial, [...].

- (460) A título preliminar, a Comissão observa que qualquer outro auxílio, que poderia ser fornecido às centrais de energia nuclear existentes ou novas e que não são parte do pacote de medidas notificado, tem de ser notificado pelo Reino Unido e teria de ser avaliado individualmente. Tal é especialmente verdade para os auxílios concedidos em relação aos custos associados à responsabilidade, desativação ou resíduos.
- (461) A Comissão observa que o modelo financeiro para a HPC já inclui os elementos de custos para as despesas relacionadas com a gestão e a eliminação de resíduos, as taxas de dívida e desativação. A este respeito, o projeto conforme notificado já abrange os custos incorridos nessas atividades, tal como estimado no momento da presente decisão. A Comissão prevê que qualquer elemento de auxílio suplementar que não conste das medidas notificadas deve ser notificado separadamente e salienta que o Reino Unido teve conversações com a Comissão sobre potenciais auxílios estatais envolvidos nos seus planos para construir uma instalação de eliminação geológica permanente e para obrigar todos os novos operadores nucleares a celebrar um contrato de eliminação de resíduos ⁽¹⁾.
- (462) Na secção seguinte, a Comissão apresentará suas conclusões sobre a proporcionalidade da taxa de remuneração da garantia e a taxa de rentabilidade do projeto.

9.5.3.1. Avaliação e conclusões sobre a taxa de remuneração da garantia de crédito

- (463) Tendo por base as condições associadas às medidas conforme notificadas pelo Reino Unido, a Comissão aceitou que a fixação de preços de um mecanismo como a garantia de crédito para a HPC foi uma tarefa difícil, dado o horizonte temporal e a complexidade do projeto, mas considerou também que, tendo em conta os elementos de prova disponíveis e os argumentos estabelecidos na secção 9.5.1, a proposta inicial de taxa de remuneração da garantia mínima (225 pontos base) e a taxa implícita da metodologia do Reino Unido (250 pontos base) eram suscetíveis de serem inferiores às taxas de mercado.
- (464) A Comissão considera que a escolha da IUK de um nível adequado de taxa de remuneração da garantia, que reflita adequadamente os riscos inerentes à prestação dessa garantia, deverá ter em conta a utilização de ambas as abordagens para o cálculo da taxa de remuneração que são descritas nas secções 9.5.1.1.
- (465) A Comissão conclui que não é possível aceitar a notação de risco específica inicialmente proposta pelo Reino Unido, ou seja, o BB+/Ba1, para avaliar o mecanismo da garantia. No entanto, com base nos valores de referência fornecidos pela IUK e as duas metodologias utilizadas (ou seja, preços de referência e a abordagem de prejuízos esperados, tal como descrito na secção 9.5.1.1), a Comissão considera que uma pontuação de crédito na categoria (principal) de notação de risco de BB/Ba pode ser considerada adequada para este mecanismo.
- (466) Em especial, esta notação é compatível com a escala de rácios de cobertura do serviço da dívida («RCSD»), que caracteriza o mecanismo. Esta é uma medida em que o beneficiário pode pagar as obrigações pendentes (em termos de pagamentos de capital em dívida e de juros). Um nível inferior a 1 indica que o devedor entraria em incumprimento e, por conseguinte, a garantia teria de ser desencadeada.
- (467) Para a NNBG, foram apresentados à Comissão elementos de prova que o RCSD mínimo em cenários financeiramente desgastantes desce para um nível compatível com uma notação BB (ou seja, 1,2 a 1,4) e, nalguns cenários mais otimistas, está sistematicamente acima desse nível. O cenário de base é caracterizado por um RCSD mínimo de [...].
- (468) A notação geral de BB é igualmente compatível com os requisitos relativamente fortes em termos de capital próprio de base e contingente, que são impostos aos acionistas da NNBG (ver considerando 54 e *infra*). Os requisitos de capital próprio proporcionam uma reserva que protege o Garante contra o incumprimento, o que, por sua vez, reforça a notação de risco.
- (469) Tal como discutido na secção 9.5.1.2, uma taxa de remuneração de 250 pontos base pode ser considerada demasiado baixa para um mecanismo dentro da categoria geral de notação de risco BB/Ba. Por conseguinte, a Comissão considerou que a taxa de remuneração da garantia tem de ser ajustada para um nível superior, coerente com esta escala de notação de risco.
- (470) A fim de ter em conta as preocupações da Comissão de subvalorização do risco, a taxa de remuneração da garantia foi ajustada para um nível de 295 pontos base ou 45 pontos base acima do inicialmente determinado pela IUK. Esta será referida como a taxa de remuneração de garantia ajustada na parte restante da presente decisão.

⁽¹⁾ Ver o método de fixação do preço do contrato de eliminação de resíduos, disponível no seguinte endereço: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/42629/3798-waste-transfer-pricing-methodology.pdf

- (471) A taxa de 295 pontos base pode ser comparada à taxa de 291 pontos base, que corresponde à média dos CDS de 102 empresas europeias na categoria BB (desde 9 de setembro de 2014). A Comissão considera que o valor médio de 286 pontos base para a mesma categoria, ajustado em alta para refletir o efeito de maturidade referido na secção 9.5.1.2, também representa um valor de referência pertinente para a avaliação e justifica a taxa de remuneração da garantia ajustada.
- (472) A taxa de remuneração da garantia ajustada tem em conta as preocupações da Comissão sobre o mérito de crédito do projeto, o excepcionalmente longo prazo de vencimento das obrigações a emitir, bem como a incerteza da taxa *gilt* na emissão de obrigações. Corresponde a uma taxa comercial que reflete o nível de risco deste projeto, tendo igualmente em conta o grau de risco em que o Garante incorrerá.
- (473) Em especial, a Comissão conseguiu analisar parte das intenções de financiamento acordadas até ao momento no que respeita à questão de financiamento do projeto da HPC. Após a análise, a Comissão conseguiu determinar em que medida o capital próprio incorre em prejuízos antes de o Garante sofrer qualquer prejuízo.
- (474) Com base nesta avaliação, a Comissão conclui que, pelo menos, até ao momento em que é cumprida a Condição de Referência, o Garante incorrerá em riscos limitados. Posteriormente, existem uma série de salvaguardas constituídas que limitam os riscos do Garante. A Comissão reconhece igualmente a flexibilidade de que o Garante goza em caso de execução, a qual se afigura apropriada para a natureza invulgar do projeto e os seus requisitos de segurança específicos.
- (475) A taxa de remuneração da garantia ajustada e a metodologia que lhe subjaz proporcionam efetivamente uma aproximação de uma taxa de mercado hipotética, para um mecanismo que não seja oferecido pelo mercado. Em especial, o novo nível da taxa de remuneração evita uma transferência indevida do risco dos titulares de capital próprio para o Garante e tenta aproximar as estruturas financeiras comparáveis às iniciativas de mercado na categoria de notação de risco de BB/Ba.
- (476) A Comissão considera que a taxa de remuneração da garantia ajustada, por conseguinte, limita o auxílio ao mínimo e, por conseguinte, é considerada proporcional.
- (477) Uma vez que a taxa de remuneração da garantia tinha sido fixada refletindo os preços de mercado para este projeto, a Comissão avaliou se o preço de exercício notificado e a taxa de rentabilidade subjacente poderiam ser considerados proporcionais ao nível de risco inerente ao projeto.

9.5.3.2. Avaliação e conclusões sobre o preço de exercício e a taxa de rentabilidade

- (478) Tal como debatido na secção 9.5.2, a TIR do projeto pode considerar-se estar em consonância com a taxa de rentabilidade que um projeto desta dimensão e caracterizado por este nível de incerteza pode esperar atingir. A Comissão observa que a TIR do projeto é inferior à que é geralmente concedida a projetos de grande produção no setor da energia ou aos produtores de energias renováveis financiados através de auxílios estatais⁽¹⁾, mesmo que as características desses projetos sejam muito diferentes.
- (479) Em especial, a Comissão considera que a taxa de rentabilidade proposta para o projeto é igualmente coerente com o conjunto global de medidas do seu enquadramento. Embora algumas destas medidas, tais como o mecanismo de compensação para ALE, as reaberturas de negociações das despesas operacionais e o Acordo do Secretário de Estado, deem um elemento de vantagem à NNBG, para além do efeito do CfD por si, a TIR do projeto, tendo em conta os elementos acima em conta, é compatível com o equilíbrio global dos riscos e a proteção concedida ao beneficiário.
- (480) No entanto, a Comissão manteve-se preocupada com o facto de o projeto também precisar de uma estrutura de incentivos adequada em termos quer de TIR do projeto quer de TIR do capital próprio.
- (481) Em especial, os acionistas no projeto da HPC deverão manter os incentivos adequados para diminuir os custos e produzir ganhos de eficiência, mas também não devem estar em posição de beneficiar indevidamente de potenciais ganhos nos seus investimentos relacionados apenas com a estrutura de financiamento. Em termos de TIR, tal significaria assegurar que a NNBG possui incentivos suficientes para diminuir os custos e obter ganhos de eficiência, garantindo ao mesmo tempo que os ganhos de financiamento são partilhados de forma adequada entre o beneficiário e a Contraparte do CfD.

⁽¹⁾ Ver, por exemplo, o processo SA.31107 (2011/N), em que foi considerada aceitável uma taxa de rentabilidade do capital entre 9,6 % e 11 %. Ver também o processo N354/2009, em que foi considerada aceitável uma rentabilidade do capital de 12 %.

- (482) Enquanto a TIR do projeto pode mudar por motivos relacionados com os níveis de eficiência global do projeto, a TIR do capital próprio pode aumentar em consequência do refinanciamento do projeto, por conseguinte, através de alterações que afetam a sua estrutura de capital. Em especial, tal como mencionado no considerando 457 acima, é concebível que um projeto caracterizado pelo nível de risco que a HPC terá na fase inicial de construção, mas que, em seguida, se pode esperar que diminua durante a fase operacional, onde a NNBG beneficiará de receitas relativamente estáveis e determinadas, venha a atrair operações de refinanciamento de dimensão potencialmente grande. É, por exemplo, mais concebível que uma parte do financiamento obtido durante a fase de construção possa ser refinanciada, após a central ter sido construída, a taxas mais baixas do que as cobradas inicialmente, refletindo precisamente o menor nível de risco em que a dívida da NNBG possa incorrer após a construção. Por outras palavras, a TIR do projeto pode ficar no mesmo nível, enquanto a TIR do capital próprio poderá evoluir, na sequência de alterações no rácio da dívida/capital próprio e do custo da dívida.
- (483) Embora a TIR do projeto de [9,25-9,75] % possa ser considerada proporcional, a TIR de capital próprio de [11,0-11,5] % (com base na taxa de remuneração da garantia ajustada) pode evoluir de modo a beneficiar de forma significativa os acionistas da NNBG. Tal suscita uma questão de uma eventual sobrecompensação, uma vez que, mesmo pequenas alterações na TIR de capital próprio podem envolver grandes rendimentos em níveis absolutos para um projeto da dimensão da HPC e que esses rendimentos serão financiados através de auxílios.
- (484) Além disso, a Comissão receava que as proporções da partilha dos ganhos de construção fossem estabelecidas a níveis fixos, independentemente da quantidade de potenciais poupanças realizadas.
- (485) A Comissão, por conseguinte, exigiu mecanismos mais rigorosos de partilha dos ganhos de capital próprio, nomeadamente em relação à partilha de ganhos de capital próprio, em comparação com os inicialmente notificados pelo Reino Unido.

9.5.3.3. *Compromissos da partilha de ganhos*

- (486) O Reino Unido comprometeu-se a alterar substancialmente os mecanismos de partilha dos ganhos que inicialmente propôs para ter em conta as preocupações da Comissão.
- (487) A nova partilha de ganhos da construção ⁽¹⁾ irá prever que:
- a) os primeiros [...] mil milhões de GBP dos ganhos de construção (valor nominal) serão partilhados numa base 50:50, com 50 % dos ganhos a serem atribuídos à Contraparte do CfD e 50 % à NNBG; e
 - b) quaisquer ganhos de construção que excedam [...] mil milhões de GBP (valor nominal) serão partilhados numa base 75:25, com 75 % dos ganhos a serem atribuídos à Contraparte do CfD e 25 % à NNBG.
- (488) As maiores mudanças efetuaram-se na partilha dos ganhos de capital próprio. Embora o limite inicial para a partilha de ganhos de capital ter sido fixado a um nível de 15 % na notificação, o Reino Unido comprometeu-se a um limite ajustado. Tal implica que NNBG terá imediatamente de partilhar quaisquer ganhos acima do nível da TIR de capital próprio, que se prevê que faça no momento da decisão. Em especial, o nível ajustado da partilha de ganhos é o seguinte ⁽¹⁾:
- a) é definido um primeiro limite no que diz respeito ao nível de TIR (taxa interna de rentabilidade) dos capitais próprios previsto, no momento da presente decisão, pelo mais recente Modelo Financeiro ⁽²⁾ ou 11,4 % com base em capitais próprios investidos e em termos nominais. Qualquer ganho que fique acima deste nível será partilhado pela Contraparte do CfD em 30 % e pela NNBG em 70 %;
 - b) um segundo limite, fixado no valor máximo de 13,5 % em termos nominais ou 11,5 % em termos reais (deflacionado pelo IPC), tendo por base o mesmo modelo do ponto acima. Acima deste limite, qualquer ganho será partilhado pela Contraparte do CfD em 60 % e pela NNBG em 40 %;
 - c) o mecanismo de partilha dos ganhos de capital próprio será implementado para toda a vida útil das instalações HPC, em contraposição com unicamente a duração da medida.
- (489) A prorrogação da duração da partilha dos ganhos de capital próprio para o período de vida útil do projeto aborda problemas de sobrecompensação, após os 35 anos de vigência do CfD, o que é compatível com o ponto de vista de que a medida prevê auxílios ao investimento.

⁽¹⁾ Para uma descrição pormenorizada do compromisso, consulte o anexo C.

⁽²⁾ Em especial, o modelo da IUK da HPC v[21.10] (Beta) _2014-09-19_DECC.xlsx, em conformidade com a folha de dados «Produção do DECC».

- (490) Além disso, o limiar da partilha de ganhos de capital próprio é o que resultou do aumento da taxa de remuneração da garantia para 295 pontos base, em especial, a TIR de capital próprio de [11,0-11,5] %, calculada com base na taxa de remuneração ajustada de 295 pontos base, é inferior à TIR de capital próprio inicialmente proposta de [11,5-12,0] %, que foi calculada com base na taxa de remuneração proposta de 250 pontos base ⁽¹⁾. Por conseguinte, a parte do ganho de capital próprio é desencadeada por um nível da TIR de capital próprio mais elevado do que é estimado à data da presente decisão.
- (491) Os ganhos obtidos pela Contraparte do CfD serão refletidos num ajustamento do PE. Em especial, para a partilha de ganhos de capital próprio, o mecanismo ajustado é suscetível de traduzir-se em reduções significativas do PE, por conseguinte, a menores níveis de apoio a ser fornecido pelos fornecedores e, em última análise pelos consumidores de eletricidade, durante todo o período de funcionamento da central ⁽²⁾.
- (492) Além disso, tanto a partilha de ganhos de capital próprio como a partilha de ganhos da construção garantem que a NNBG continua a ter incentivos à eficiência durante todo o tempo de vida útil do projeto, uma vez que os investidores da NNBG retêm parte dos ganhos.
- (493) Tendo por base os limiares acordados da partilha de ganhos de capital próprio e de construção e tendo em conta a taxa de remuneração da garantia ajustada e a conceção global da medida, a Comissão conclui que as medidas são proporcionais.
- (494) Como consequência das alterações acordadas com a Comissão, os indicadores financeiros do projeto, com e sem estes compromissos, são apresentados no quadro 2.

Quadro 2

Indicadores financeiros do projeto da HPC antes e depois das alterações acordadas com a Comissão

(%)

Versão do modelo financeiro 21.10	29 de agosto de 2014 Taxa de remuneração da garantia menor e limiar superior da partilha de ganhos de capital próprio	19 de setembro de 2014
TIR do projeto	[9,25-9,75]	[9,25-9,75]
TIR de capital próprio (com base num empréstimo)	[12,75-13,25]	[12,25-12,75]
TIR de capital próprio (com base num investimento)	[11,50-12,00]	[11,00-11,50]

9.6. POTENCIAIS DISTORÇÕES DA CONCORRÊNCIA E DAS TROCAS COMERCIAIS

- (495) Para que o auxílio seja compatível com o mercado interno, os efeitos negativos da medida de auxílio, em termos de distorção da concorrência e de impacto nas trocas comerciais entre Estados-Membros, devem ser limitados e compensados pelos efeitos positivos em termos de contribuição para o objetivo de interesse comum. Em especial, uma vez o objetivo do auxílio tenha sido estabelecido, é imperativo reduzir ao mínimo os potenciais efeitos negativos sobre a concorrência e as trocas comerciais.
- (496) Na decisão de início do procedimento, a Comissão alegou que o projeto pode falsear a concorrência de três formas. Em primeiro lugar, os auxílios podem distorcer as decisões de investimento e desviar investimentos alternativos. Em segundo lugar, podem distorcer o funcionamento do mercado a jusante, em especial através do impacto pouco claro do PE nos preços do mercado grossista e a retalho; através de um comportamento estratégico por parte do beneficiário para afetar o PR; e através de outros tipos de comportamento estratégico permitido pela produção de grandes volumes que NNBG e a EDF Energy, na qualidade de fornecedor encarregue

⁽¹⁾ Estes números foram calculados no momento da redação desta decisão, utilizando o modelo financeiro 21.10, conforme entregue à Comissão em 19 de setembro de 2014.

⁽²⁾ Após a vigência de 35 anos do CfD, os ganhos deixarão de poder ser convertidos numa redução do PE, uma vez que já não existirá PE. Por conseguinte, após o termo do CfD, os ganhos serão partilhados diretamente entre a Contraparte do CfD e a NNBG.

pela NNBG para vender a sua produção, podem oferecer, tais como a manipulação dos preços nos mercados a prazo ou limitar a capacidade de fornecedores alternativos para adquirir eletricidade de forma independente. Uma distorção final foi a atribuição de prosperidade entre os utilizadores finais e a NNBG (debatido acima no contexto da proporcionalidade). Para além dos pontos acima indicados, a Comissão avaliou amplamente quatro principais distorções da concorrência a jusante que o auxílio pode causar.

- (497) Em primeiro lugar, a possibilidade de a EDF ou a NNBG alterarem o PR vendendo estrategicamente nos mercados que são utilizados para o calcular. Por exemplo, é pouco claro que o efeito é sobre os incentivos da EDF para propor capacidade a um preço muito baixo (mesmo negativo) para os mercados e, em especial, no(s) mercado(s) de referência, numa situação em que recebe um prémio que reflete a diferença entre o PR (mesmo negativo) vigente e o PE do anterior período de referência. Alterar o PR teria um impacto nos pagamentos da diferença para todas as outras tecnologias do CfD, incluindo nas instalações da EDF, que beneficiam de outros CfD.
- (498) Em segundo lugar, a EDF como um grupo pode manipular os mercados a prazo através da venda ou retenção de grandes quantidades de eletricidade produzida pela central HPC a favor do comércio ou das posições de cobertura do grupo. A EDF é um operador verticalmente integrado que opera em mercados de negociação, fornecimento (a montante) e de geração (a jusante). No âmbito de um CfD, pode ter um incentivo para favorecer as suas filiais a jusante. Por exemplo, se o grupo beneficiasse de preços antecipados a 10 anos maiores ou menores, a HPC poderia ser fundamental para alcançar este resultado.
- (499) Em terceiro lugar e relacionado com o que precede, a HPC pode aumentar a rentabilidade da EDF ao permitir-lhe reduzir os seus custos de cobertura, em especial se o fornecedor for capaz de compensar posições internas de negociação utilizando a produção vasta e estável fornecida pela HPC.
- (500) Em quarto lugar, o projeto pode ter um impacto negativo na liquidez do mercado grossista, dado que acresceria aos ativos de produção de uma empresa verticalmente integrada, suscetível de conduzir à exclusão de fornecedores independentes ou a barreiras à entrada de potenciais novos operadores a nível do fornecimento.
- (501) As secções seguintes avaliarão cada uma destas questões.

9.6.1. Distorções dos fluxos de investimento e do comércio

- (502) A Comissão considerou as questões sobre se o auxílio falsearia os fluxos de energia ou os preços da eletricidade.
- (503) Como observação preliminar, a Comissão observa que uma ampla utilização dos CfD pode interferir significativamente ou eliminar no seu todo o papel dos preços como sinais de investimento e conduzir efetivamente a uma regulação dos preços de produção de eletricidade aos níveis escolhidos pelo governo.
- (504) A Comissão reconhece que o CfD exige que os produtores vendam no mercado, preservando deste modo alguns dos incentivos que se aplicam aos operadores de mercado sem apoios. No entanto, esses incentivos são principalmente conservados ao nível operacional e não ao nível das decisões de investimento, que provavelmente serão determinadas pela estabilidade e certeza das receitas fornecida pelo CfD.
- (505) Em qualquer caso, as distorções do mercado decorrentes do CfD ao nível operacional são muito limitadas para os produtores de energia nuclear, que são caracterizados por reduzidos custos marginais de funcionamento e, por conseguinte, são suscetíveis de vender no mercado, independentemente do nível de preços e, como será explicado em maior detalhe, ocupam as posições iniciais da curva de mérito de fornecimento.
- (506) Em termos de construção da interligação e a direção e a intensidade dos fluxos comerciais, a análise pela Comissão confirma que se estima que a prestação do auxílio e a construção resultante da HPC tenham um impacto mínimo nos preços grossistas do Reino Unido.
- (507) Em especial, a modelização das atividades empreendidas ⁽¹⁾ sugere que os preços na Grã-Bretanha diminuirão menos de 0,5 % com o funcionamento da central HPC. Por sua vez, tal irá traduzir-se numa diminuição cumulativa e global na receitas de interligação em menos de 1,7 %, até 2030. Este resultado resulta do facto de que o custo marginal de eletricidade produzida pela HPC será inferior ao preço das centrais já existentes, mas que a sua capacidade global será uma pequena fração da capacidade global de Grã-Bretanha.

⁽¹⁾ A análise foi realizada pela Comissão, tendo em conta o modelo do DECC e o trabalho de modelização da Pöyry.

- (508) Este resultado baseia-se num cenário pessimista, uma vez que, na ausência da HPC, pode esperar-se que o Reino Unido prossiga outros tipos de produção de baixo teor de carbono, na medida do possível (e não até à capacidade global fornecida pela HPC, que seria demasiado grande para substituir apenas através de fontes de baixo teor de carbono, tal como discutido no considerando 199). Por conseguinte, pode prever-se a ocorrência de uma diminuição dos preços grossistas e das receitas de interligação também na ausência da HPC.
- (509) Em termos de distorções das trocas comerciais, a Comissão considerou que a HPC tem um impacto negligenciável nos preços fora da Grã-Bretanha, que foi quantificado em 0,1 %, no máximo. Isso iria traduzir-se numa diminuição dos fluxos transfronteiriços inferior a 1 %.
- (510) Por último, a Comissão modelizou cenários alternativos em que o projeto da HPC não ocorre. Os resultados desta análise indicam que o efeito de desvio de investimentos alternativos é limitado. Em especial, as previsões de contração de fornecimento deixam espaço suficiente para outros produtores e tecnologias de produção entrarem e/ou expandirem a capacidade, independentemente do investimento na HPC, em especial, tendo em conta a calendarização do encerramento das centrais nucleares e de carvão existentes. O Reino Unido precisará que cerca de 60 GW de capacidade de nova geração entrem em funcionamento entre 2021 e 2030, dos quais a HPC fornecerá 3,2 GW. Seria impossível serem apenas as fontes de baixo teor de carbono a suprir esta lacuna.
- (511) Por conseguinte, a Comissão conclui que o auxílio tem um impacto insignificante nos fluxos comerciais, nos preços e nos investimentos.

9.6.2. Tentativas de manipular o PR

- (512) A Comissão manifestou preocupações iniciais que a NNBG ou a EDF podem ter incentivos para agir de forma estratégica para manter o PR baixo, a fim de maximizar os pagamentos da diferença.
- (513) Em resposta à decisão de início do procedimento, o Reino Unido apresentou um relatório da KPMG ⁽¹⁾ que analisou se a NNBG ou a EDF tinham tal incentivo e a capacidade de reduzir estrategicamente o PR da forma prevista pela Comissão.
- (514) A NNBG apenas terá um incentivo para reduzir o PR se conseguir vender volumes significativos a um preço mais elevado do que o PR. Se a NNBG vender eletricidade abaixo do PR, os pagamentos da diferença podem não compensá-la plenamente até ao preço de exercício.
- (515) A Comissão considera que a estratégia de minimização do risco da NNBG será vender a capacidade produzida pela HPC nos mercados da «estação seguinte», para que o preço seja tão próximo quanto possível do PR. Procurar reduzir estrategicamente o PR irá aumentar o risco de a capacidade da HPC ser vendida a um preço inferior ao PR e, por conseguinte, implica o afastamento da NNBG em relação à sua estratégia de minimização do risco.
- (516) Mesmo que a EDF e a NNBG tenham um incentivo para exercer uma estratégia para reduzir o PR, a capacidade que têm para o fazer é limitada. Isto acontece porque as forças do mercado e a arbitragem exercida por outros vendedores de eletricidade atuam de forma a neutralizar qualquer redução estratégica do PR. Se o PR for mais baixo, os outros produtores seriam incentivados a vender a sua capacidade noutro lugar.
- (517) A Comissão testou em que medida a EDF poderia ter a possibilidade de conseguir sistematicamente preços mais elevados no mercado. Tal como explicado no considerando 11, a curva do PR baseia-se nos preços de uma estação (ou seja, seis meses) antes do abastecimento, ou seja, um preço de «estação seguinte». Como a energia nuclear é uma tecnologia de produção de carga de base com um perfil de produção constante e fiável em termos comparativos, a HPC poderia, em teoria, vender grandes quantidades de eletricidade com uma antecedência superior a uma estação. Se os preços que são antecipados mais do que uma estação forem sistemática e significativamente mais elevados do que os preços da «estação seguinte» — a base da curva do PR —, então, em média, a HPC poderia obter um preço efetivo mais elevado por MWh do que o preço de exercício.
- (518) Para avaliar essa possibilidade, a Comissão solicitou ao Reino Unido que aplicasse a fórmula apresentada no considerando 11 às condições de mercado históricas (preços e quantidades) durante o período compreendido entre o inverno de 2012 e o inverno de 2014, a fim de criar uma curva de PR histórica simulada. A Comissão fez corresponder a curva PR obtida com dados sobre os preços de eletricidade de uma e duas estações seguintes referentes a datas de entrega no mesmo intervalo de tempo ⁽²⁾. O resultado é apresentado na Figura 2 no anexo A.

⁽¹⁾ Anexo 8 da resposta do governo do Reino Unido à decisão de início do procedimento da Comissão, 31 de janeiro de 2014.

⁽²⁾ A correspondência entre datas de entrega e datas de comercialização foi efetuada utilizando o calendário EFA, disponível em https://www.theice.com/publicdocs/EFA_Calendar.pdf, consultado em 13 de junho de 2014.

- (519) A Figura 2 revela que, apesar de por vezes existirem dias de negociação em que o preço da carga de base para duas estações seguintes poderá ser mais elevado do que o preço de estação seguinte e do que o PR, a diferença não é particularmente elevada, nem parece haver uma relação sistemática. Além disso, para sistematicamente obter lucros mais elevados do que o PR, a EDF teria muito provavelmente de vender a maior parte da sua produção fora do mercado de referência. Fazê-lo implicaria provavelmente um maior nível de risco para a EDF do que a venda no mercado de referência, tornando-se menos rentável envolver-se numa tal estratégia.

9.6.3. Possíveis incentivos para a EDF reter capacidade

- (520) Em teoria, a retenção estratégica pode levar ao aumento dos lucros para os produtores, mesmo que tenham quotas de mercado muito baixas. O elemento-chave que lhes permite exercerem poder de mercado deste modo é a sua posição na curva da ordem de mérito. Dado que a EDF possui tanto centrais de carga de base como centrais flexíveis, a entrada em funcionamento da HPC pode permitir que a EDF retenha capacidade das suas centrais flexíveis a fim de aumentar os preços grossistas e obter preços mais elevados na venda de eletricidade das suas centrais de carga de base (incluindo a HPC).
- (521) O Reino Unido afirmou ⁽¹⁾ que a HPC não conferiria à EDF nem a capacidade, nem os incentivos para reter capacidade flexível.
- (522) Em especial, o Reino Unido afirma que, até 2025, a quota de mercado da EDF em termos de produção de capacidade flexível será de apenas 6,5 % (tendo em conta o encerramento de uma central alimentada a carvão que se aproxima do fim da sua vida útil, bem como a possível abertura de uma nova central). Reconhecendo que as quotas de mercado podem ser um indicador fraco da capacidade de um produtor para influenciar os preços através da retenção de capacidade, são calculados vários índices de «essencialidade» (ou seja, a medida em que uma unidade de produção ou empresa específica é necessária para a satisfação da procura, o que torna essa unidade ou empresa potencialmente capaz de influenciar o preço de mercado ao limitar a capacidade) para mostrar que a capacidade flexível da EDF não deverá ser essencial em 2025. Assumindo vários cenários alternativos, mostra-se também que a construção da HPC não aumentará em qualquer caso esta essencialidade.
- (523) A Comissão considera que o CfD, dada a sua natureza, limita os incentivos à retenção. Em especial, como um efeito de primeira ordem do CfD, a maioria da energia da HPC seria vendida no mercado de referência, para minimizar o risco de base, de acordo com a estratégia de cobertura definida pela NNBG juntamente com a IUK. Por conseguinte, a EDF Energy obterá o PE pelo fornecimento da HPC e as suas receitas não aumentariam se os preços à vista grossistas aumentassem em consequência de uma retenção temporária da capacidade. Não é provável que uma estratégia que passe pela venda de um nível elevado de capacidade no mercado à vista seja rentável neste contexto.
- (524) No entanto, tendo em conta as especificidades da curva de mérito, a Comissão considera que, mesmo que uma determinada capacidade flexível não seja essencial, pode, no entanto, ter uma influência no preço. Dependendo da sua posição relativa na curva da oferta, mesmo a retenção de uma pequena capacidade do mercado pode empurrar a curva da oferta para a esquerda, conduzindo ao equilíbrio com preços mais elevados. Uma vez que a construção da HPC pode aumentar os potenciais ganhos derivados da retenção, a EDF pode ter mais incentivos para reter capacidade após a implementação do auxílio.
- (525) Por conseguinte, a Comissão avaliou os incentivos da EDF para reter capacidade através de uma simulação produzida pelo Reino Unido, com base na curva da ordem de mérito de 2025.
- (526) Esta simulação mostra que, mesmo no cenário hipotético e irrealista que exclui o efeito do CfD, a entrada em funcionamento da HPC não aumentaria qualquer incentivo teórico de retenção da capacidade flexível que a EDF Energy pudesse ter na ausência do CfD. A simulação do Reino Unido utiliza um cabaz de produção esperado para 2025, no Reino Unido, que segue de muito perto os cenários da reforma do mercado da eletricidade do DECC. Este exercício revela que os níveis plausíveis de procura aos quais uma estratégia de retenção seria rentável têm uma baixa probabilidade de ocorrência.
- (527) Em suma, a Comissão considera que as distorções da concorrência relativamente à potencial retenção de capacidade são reduzidas ao mínimo.

9.6.4 Vantagem para a EDF através de redução dos custos de cobertura

- (528) Os mercados grossistas da eletricidade são incertos tanto para os produtores como para os fornecedores, devido às características próprias da oferta e da procura. A fim de obter uma maior certeza em relação às receitas da venda de eletricidade e aos custos da eletricidade, de um modo geral os fornecedores e os produtores compram ou vendem a eletricidade a prazo e usam mercados à vista e a curto prazo para ajustar as suas posições.

⁽¹⁾ Comunicação da Compass Lexecon, «Analysis of the impact of HPC on the potential for capacity withholding», 4 de agosto de 2014.

- (529) O comércio (ou cobertura) a prazo é, por conseguinte, utilizado para garantir um certo grau de proteção contra a volatilidade dos preços. Os custos de cobertura são, sobretudo, determinados pelos diferenciais de compra e venda aplicados às taxas a prazo, que representam a diferença entre o preço de oferta (o preço a que os compradores estão dispostos a comprar) e o preço de venda (o preço a que os vendedores estão dispostos a vender). Quanto maior for o número de participantes e os volumes negociados, menor o diferencial de compra e venda e, por conseguinte, menores serão os custos de transação para compradores e vendedores.
- (530) A Comissão tinha a preocupação preliminar que a capacidade de carga de base adicional fornecida pela HPC e vendida pela EDF Energy pudesse permitir que a última diminuísse os seus custos de cobertura, adquirindo uma vantagem competitiva sobre os seus pares, nomeadamente no que respeita à sua capacidade potencialmente maior de otimizar a sua carteira de riscos. A Comissão manifestou outra preocupação preliminar de que a EDF Energy pudesse estar em melhor posição para aumentar a sua quota em segmentos específicos, tais como os utilizadores intensivos de energia.
- (531) A Comissão avaliou os elementos de prova apresentados pela EDF em termos de capacidade fornecida no cenário posterior ao auxílio. A EDF já tinha uma produção líquida de 22,9 TWh em 2013, ou seja, a diferença entre a quantidade produzida a partir de ativos próprios e a quantidade vendida através das suas operações de venda a retalho. Estima-se que, em 2020, terá de uma posição de produção líquida de [...] TWh e, em 2025, uma posição de produção líquida de [...] TWh com a HPC.
- (532) Por conseguinte, a Comissão conclui que os custos de cobertura não são suscetíveis de se alterar em consequência do auxílio.
- (533) Além disso, o fornecimento de eletricidade a clientes não domésticos, incluindo utilizadores intensivos de energia, pode ser considerado competitivo. A quota da EDF é inferior a 25 % do mercado, apesar da elevada capacidade de produção de carga de base que detém atualmente. Na sua recente consulta à Autoridade da Concorrência e dos Mercados para uma investigação completa dos mercados da eletricidade, a Ofgem ⁽¹⁾ excluiu nomeadamente o setor não-doméstico, pelo facto de o setor poder ser considerado globalmente competitivo ⁽²⁾.
- (534) Não obstante as incertezas inerentes à previsão de estratégias e resultados do mercado durante um horizonte temporal relativamente longo, designadamente até ao momento em que a HPC estará em funcionamento, a Comissão considera estes argumentos suficientemente sólidos para dissipar as suas preocupações no que diz respeito a este tipo específico de distorção potencial da concorrência.

9.6.5. Eventuais reduções na liquidez do mercado grossista

- (535) O simples facto de se dispor de eletricidade própria adicional pode causar um impacto negativo sobre os níveis de liquidez do mercado grossista, que por sua vez podem ter um impacto negativo sobre os fornecedores independentes. Embora tal não implique automaticamente que a integração vertical conduza a mercados menos líquidos ou a exclusão, implica todavia que sempre que a maior parte da capacidade de produção é detida pelos fornecedores, os mercados podem tornar-se progressivamente menos líquidos.
- (536) A Comissão tinha algumas preocupações preliminares quanto a se o aumento do acesso a produção própria se podia traduzir, para a EDF, numa diminuição da necessidade de recorrer aos mercados a prazo para obter capacidade. A medida em que a EDF precisaria de comercializar após o auxílio seria inversamente proporcional à sua capacidade de aceder à produção da HPC.
- (537) Em resposta às perguntas da Comissão sobre o impacto potencial que a HPC pode ter na liquidez do mercado, a EDF respondeu que não seria capaz de a reduzir nem teria incentivos para tal.
- (538) A EDF Energy alega que a sua atividade de fornecimento é totalmente independente da construção ou qualquer outro tipo de exploração da HPC ⁽³⁾. Tal como explicado na secção anterior, a política da atividade de produção e fornecimento da EDF é a de reduzir os riscos do preço de mercado. Não existe uma política de fornecimento interno sistemático, uma vez que esta não é a melhor forma de reduzir os riscos do preço de mercado. Pelo contrário, a melhor forma de reduzir os riscos do preço de mercado é comprar e vender no mercado (ou a um preço de mercado).
- (539) A EDF Energy explicou ainda que não exerce a sua atividade de uma forma que vise a compensação de posições entre o fornecimento e a produção. A EDF nem sequer identifica especificamente transações transferidas entre as suas atividades de produção e de fornecimento sem passarem pelo mercado.

⁽¹⁾ Ofgem, Decision to make a market investigation reference in respect of the supply and acquisition of energy in Great Britain, 26 de junho de 2014. Disponível no seguinte endereço: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/decision-make-market-investigation-reference-respect-supply-and-acquisition-energy-great-britain>

⁽²⁾ Ver Ofgem, *State of the Market Assessment*, 27 de março de 2014, ponto 4.41 e seguintes. Disponível no seguinte endereço: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/state-market-assessment>

⁽³⁾ Ver a resposta da EDF/NNBG às questões relativas ao impacto potencial sobre a liquidez do mercado, de 8 de setembro de 2014.

- (540) Para sustentar a alegação de que o grau de compensação interna de posições é limitado, a EDF apresentou dados referentes aos volumes comercializados e ao rácio de comercialização ⁽¹⁾. Por último, a EDF explicou que, dada a recente evolução da regulamentação, nem sequer é capaz de reduzir a liquidez do mercado grossista. A fim de aumentar a liquidez de uma série de segmentos de mercado, a Ofgem introduziu uma obrigação vinculativa de «criação de mercado» nas licenças dos seis dos maiores fornecedores de energia do Reino Unido, incluindo a EDF Energy. O requisito é o de publicar os preços de compra e venda no mercado, com vista a apoiar a determinação de preços e assegurar oportunidades de comércio regulares.
- (541) A Comissão avaliou até que ponto a medida pode ser suscetível de resultar em menor liquidez nos mercados grossistas.
- (542) Observou que o rácio de volume comercializado da EDF Energy em comparação com o seu volume gerado tem estado a diminuir de forma constante de um rácio de comercialização (volume comercializado/produção) de 3, em 2010, para um rácio de comercialização de 2, em 2014. Além disso, esta é a relação mais baixa entre os seis principais produtores de energia verticalmente integrados do Reino Unido ⁽²⁾.
- (543) A Comissão observa que as obrigações regulamentares de «criação de mercado» impostas pela Ofgem podem limitar a medida em que os fornecedores verticalmente integrados poderiam, de forma voluntária ou não, optar por estratégias que resultam em níveis inferiores de liquidez. No entanto, não é clara para a Comissão a medida em que tais obrigações são suscetíveis de permanecer em vigor ou até que ponto podem, de facto, impedir a compensação de posições internas (ou seja, a utilização de ativos de produção próprios para servir os seus próprios clientes).
- (544) Por conseguinte, a Comissão solicitou novas medidas de salvaguarda, a fim de dissipar plenamente qualquer preocupação em relação ao potencial prejuízo para a liquidez do mercado num cenário posterior ao auxílio.
- (545) Em especial, a EDF concordou em aumentar as condições de transparência em que irá comercializar e vender eletricidade no mercado, reduzindo, assim, a medida em que poderá melhorar indevidamente a sua rentabilidade e causar um impacto negativo sobre a liquidez.
- (546) Na qualidade de único fornecedor de serviços de mercado à NNBG no que se refere à produção prevista da HPC, a EDF comprometeu-se ⁽³⁾ a:
- a) registar as transações relativas à produção prevista da HPC num livro contabilístico da NNBG separado;
 - b) fixar o preço das transações de produção prevista da HPC efetuadas com a EDF ao preço do mercado para o produto em causa no momento da transação;
 - c) realizar ao preço do mercado todas as transações bilaterais de produção prevista da HPC com qualquer outra carteira de ativos detida pela EDF ou transacionada pela EDF; e
 - d) apresentar anualmente um relatório à Contraparte do CfD e à Comissão Europeia para demonstrar o cumprimento dos compromissos acima.

9.6.6. Conclusão sobre as distorções da concorrência

- (547) A Comissão conclui que, em geral, a probabilidade de distorções da concorrência é limitada, com base no exposto nas secções 9.6.1, 9.6.2, 9.6.3, 9.6.4 e 9.6.5 e tendo em conta os compromissos propostos pela EDF.
- (548) Após uma ponderação minuciosa e tendo em conta os compromissos propostos pela EDF, a Comissão chegou à conclusão de que as distorções da concorrência resultantes da entrada em funcionamento da HPC são reduzidas ao mínimo necessário e são compensadas pelos efeitos positivos das medidas.
- (549) No que se refere ao cumprimento dos artigos 30.º e 110.º do TFUE, o Reino Unido comprometeu-se, enquanto o CfD não for disponibilizado a produtores de eletricidade situados fora da Grã-Bretanha, a ajustar a forma como são calculadas as dívidas dos fornecedores eletricidade no que respeita os pagamentos do CfD, de modo a que a eletricidade elegível gerada através de energia nuclear nos Estados-Membros da UE que não a Grã-Bretanha e fornecida a clientes na Grã-Bretanha, não seja incluída nas quotas de mercado dos fornecedores. O Reino Unido irá eliminar esta isenção a partir do momento em que os produtores situados fora da Grã-Bretanha se possam candidatar a um CfD.

⁽¹⁾ Quadro 3 da resposta da EDF/NNBG às questões relativas ao impacto potencial sobre a liquidez do mercado, 8 de setembro de 2014.

⁽²⁾ Ver figura 43, Ofgem — *State of the Market Assessment*, 27 de março de 2014.

⁽³⁾ Para uma descrição pormenorizada do compromisso, consultar o anexo C.

10. CONCLUSÃO

- (550) Com base na avaliação efetuada e em função das circunstâncias específicas do caso em apreço, a Comissão considera que o pacote de medidas notificadas pelo Reino Unido constitui um auxílio estatal que, conforme alterado pelos compromissos prestados, é compatível com o mercado interno, nos termos do artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do TFUE.
- (551) A Comissão observa que recebeu, para efeitos de avaliação, as cartas de intenções de financiamento acordadas até ao momento no que respeita ao financiamento do projeto da HPC. As autoridades do Reino Unido declararam que o resto dos termos e condições, bem como os documentos financeiros definitivos, conterão cláusulas-tipo que qualquer investidor procurará incluir num projeto similar. Uma vez que a Comissão não teve a oportunidade de o verificar, se os documentos definitivos alterarem de algum modo a medida tal como atualmente apresentada à Comissão, terão de ser notificados à Comissão pelas autoridades do Reino Unido. No entanto, se os documentos finais em matéria de financiamento contiverem elementos suplementares de auxílio estatal, então, *rebus stantibus*, não podem ser aprovados, uma vez que o atual pacote de medidas estatais representa todos os auxílios necessários para que o projeto de investimento da HPC seja realizado,

ADOTOU A PRESENTE DECISÃO:

Artigo 1.º

O auxílio à Hinkley Point C, sob a forma de um Contrato Diferencial, do Acordo do Secretário de Estado e de uma garantia de crédito, bem como todos os elementos conexos que o Reino Unido tenciona aplicar, é compatível com o mercado interno na aceção do artigo 107.º, n.º 3, alínea c), do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia.

Por conseguinte, é autorizada a execução do referido regime de auxílios.

Artigo 2.º

O Reino Unido da Grã-Bretanha e da Irlanda do Norte é o destinatário da presente decisão.

Feito em Bruxelas, em 8 de outubro de 2014.

Pela Comissão
Joaquín ALMUNIA
Vice-Presidente

ANEXO A

TAXA DE RENTABILIDADE DO CFD

Quadro 3

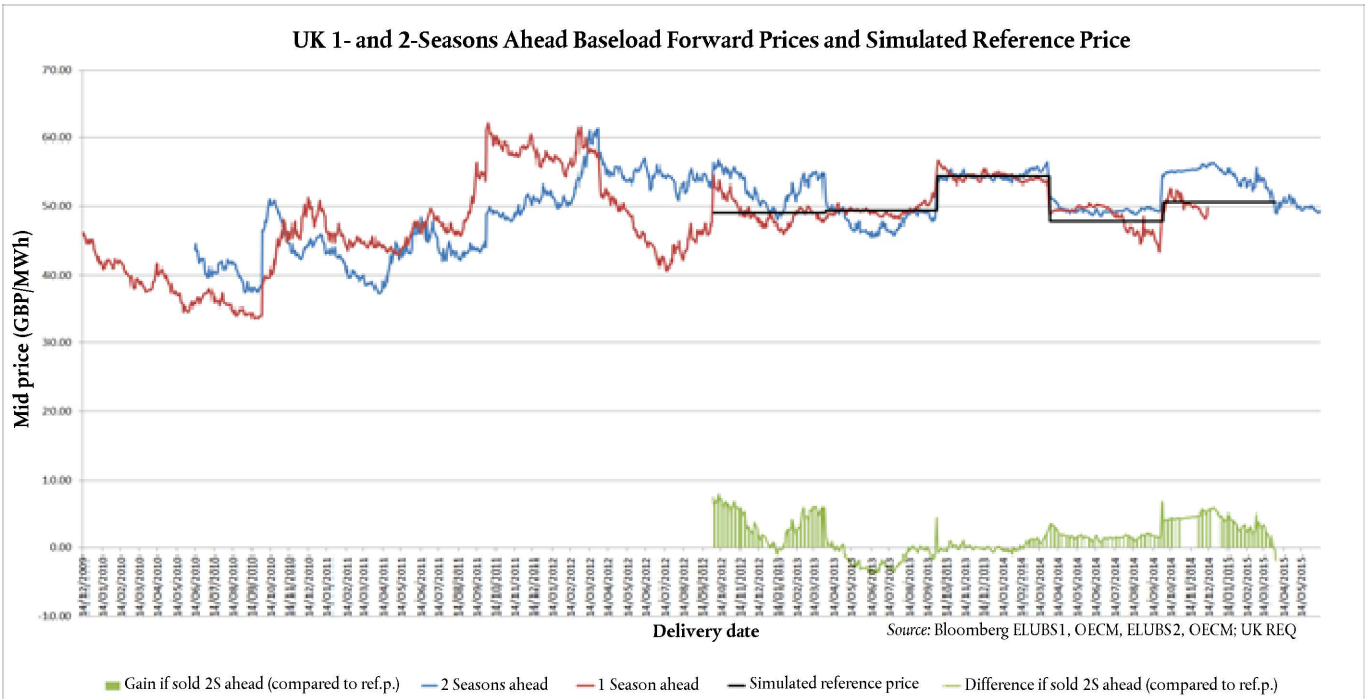
Avaliação dos riscos financeiros da NNBG — distribuição da probabilidade estimada dos custos totais dos resultados da HPC

[...]

Fonte: TESLA4, página 12

Figura 2

Preços a prazo e PR históricos do Reino Unido



Quadro 4

Resumo das abordagens adotadas pela KPMG para a análise de uma taxa de rentabilidade adequada

(%)

Abordagem	Intervalo das receitas (TIR do projeto; nominal e após impostos)	Comentários
Análise do risco relativo	8,5-11 (com base no projeto)	Comparação do rendimento da energia eólica marinha e das PPP/IFP (parcerias público-privadas e iniciativas de financiamento privado, respetivamente) durante a fase de construção e também dos operadores de energia nuclear/serviços públicos regulados do Reino Unido durante a fase de exploração
Análise comparativa	6-13 (com base no projeto)	Comparação de serviços públicos regulados/PPP/IWPP (produção independente de água e energia)/projetos de energia nuclear comparáveis do Reino Unido
Análise da taxa crítica («hurdle rate») do projeto	10,5-14,5	Com base em estimativas da EDF relativas ao CMPC, acrescidas de um prémio observado numa investigação académica de várias empresas

(%)

Abordagem	Intervalo das receitas (TIR do projeto; nominal e após impostos)	Comentários
Análise de financiamento	9-13 — construção 6-9,5 — exploração	Análise de eventuais estruturas de financiamento durante as fases de construção e exploração
Estrutura de financiamento da dívida assumida com garantia do Reino Unido	10,2 — TIR do projeto 12,8 — TIR do capital próprio obtido com recurso a endividamento	Análise do rendimento do projeto e do rendimento do capital próprio obtido com recurso a endividamento (para os níveis propostos de dívida garantida do Reino Unido), com base no PE negociado. Os 10,2 devem-se a um efeito de escudo fiscal sobre os fluxos de caixa ao nível do projeto e a fixação do preço indicativa da garantia da IUK.

Fonte: Notificação, quadro 5, com base na KPMG

Quadro 5

Análise de sensibilidade da Comissão — Modelo com fluxos de caixa anuais alterados na fase de construção

[...]

As células sombreadas indicam cenários de despesas de capitais com custos de construção/TIR-alvo que produzem um PE inferior a 92,50 GBP/MWh. Com base na versão do modelo financeiro 9.8 da NNBG

Quadro 6

Cenários do projeto, probabilidades (níveis de confiança de que os fatores de resultados serão mais favoráveis do que os pressupostos) e indicadores principais do projeto

[...]

Notas:

- (1) Inclui um benefício de partilha de ganhos de construção de 0,8 GBP/MWh (termos reais de 2012)
- (2) O montante fixo de SZC só foi implementado na fase pós-COD2 e, por conseguinte, não faz parte do requisito de financiamento
- (3) O ajustamento das despesas de custos operacionais só é aplicado aos primeiros 15 anos e após a duração do CfD devido ao mecanismo de proteção de reabertura de negociações das despesas operacionais.
- (4) RCSD mínimo, excluindo o primeiro período
- (5) TIR real do capital próprio investido convertida em TIR nominal do capital próprio investido menos o IPC previsto a longo prazo
- (6) Um nível mais baixo de capital próprio investido significa, nesta versão do modelo financeiro, que a TIR do capital próprio investido é otimista em comparação com os resultados modelizados atuais

MUITO BAIXA	Probabilidade muito reduzida de um resultado mais favorável do que o assumido
BAIXA	Probabilidade reduzida de um resultado mais favorável do que o assumido
MODERADA	Probabilidade moderada de um resultado mais favorável do que o assumido
ELEVADA	Probabilidade elevada de um resultado mais favorável do que o assumido
MUITO ELEVADA	Probabilidade muito elevada de um resultado mais favorável do que o assumido

Quadro 7

Perfil do financiamento durante a construção e RCSD durante a exploração

[...]

Quadro 8

Investimento de capitais combinado, atrasos e outros cenários desfavoráveis

[...]

Quadro 9

Resumo dos resultados DDM (modelo de atualização dos dividendos) para uma seleção de cenários

Apli- cado	Pressupostos fundamentais	Mercado de capacidade?	Instalação da primeira central nuclear	Intensidade de carbono da rede em 2030	Intensidade de carbono da rede em 2040	Intensidade de carbono da rede em 2049
1a	BAU (business as usual)	Não	2037	232	188	96
1d	BAU, elevados preços dos combustíveis	Não	2031	186	101	46
1e	BAU, baixos preços dos combustíveis	Não	2041	269	233	121
2a	BAU + CfD Nuclear	Não	2023	158	88	37
3a	CfD para energia não nuclear de baixo teor de carbono	Não	2037	164	135	61
3d	CfD para energia não nuclear de baixo teor de carbono, elevados preços dos combustíveis	Não	2031	181	123	52
3e	CfD para energia não nuclear de baixo teor de carbono, baixos preços dos combustíveis	Não	2041	182	120	66
3h	CfD para energia não nuclear de baixo teor de carbono, mais interligação	Não	2037	160	133	59
4a	CfD para energia de baixo teor de carbono	Não	2023	100	42	25
5a	BAU (business as usual)	Sim	2037	236	194	88
5d	BAU, elevados preços dos combustíveis	Sim	2032	194	111	52
5e	BAU, baixos preços dos combustíveis	Sim	2041	272	235	126
7a	CfD para energia não nuclear de baixo teor de carbono	Sim	2046	104	49	33

Apliado	Pressupostos fundamentais	Mercado de capacidade?	Instalação da primeira central nuclear	Intensidade de carbono da rede em 2030	Intensidade de carbono da rede em 2040	Intensidade de carbono da rede em 2049
7d	CfD para energia não nuclear de baixo teor de carbono, elevados preços dos combustíveis	Sim	2038	137	65	28
7e	CfD para energia não nuclear de baixo teor de carbono, baixos preços dos combustíveis	Sim	Não antes de 2049	113	51	44
7f	CfD para energia não nuclear de baixo teor de carbono, elevados custos nucleares, custos baixos de FER e CAC	Sim	2048	97	46	35
7g (apenas para 2030)	CfD para energia não nuclear de baixo teor de carbono, mais resposta do lado da procura, mais redução da procura de energia, mais interligação	Sim	Não antes de 2030	104	N/D	N/D
7h	CfD para energia não nuclear de baixo teor de carbono, mais interligação	Sim	2046	101	48	32
8a	CfD para energia de baixo teor de carbono	Sim	2023	104	50	31
8d	CfD para energia de baixo teor de carbono, elevados preços dos combustíveis	Sim	2023	99	48	30
8e	CfD para energia de baixo teor de carbono, baixos preços dos combustíveis	Sim	2023	99	38	30
8f	CfD para energia de baixo teor de carbono, elevados custos nucleares, custos baixos de FER e CAC	Sim	2023	102	45	28
8g (apenas para 2030)	CfD para energia de baixo teor de carbono, mais resposta do lado da procura, mais redução da procura de energia, mais interligação	Sim	2023	98	N/D	N/D
8h	CfD para energia de baixo teor de carbono, mais interligação	Sim	2023	100	53	32

Quadro 10

Operações de infraestrutura de referência

Sponsor	Antin Infrastructure Partners	CDP Capital	Brookfield Renewable Energy Partners	Borealis, First State EDIF
Fund Target Equity IRR	15 %	16 %	9 – 12 %	9 – 15 %

Fonte: Comunicação do Reino Unido: «Answers to the Commission's questions received 16 September 2014», com base nos sítios Web do Fundo, Preqin, comunicados de imprensa. Nota: As TIR-alvo do Fundo são apresentadas sem descontar as taxas remuneração e despesas. Taxas de câmbio utilizadas: GBP EUR: 1: 1,26, GBP CAD: 1: 1,81. A TIR do capital próprio, nominal e após impostos, da HPC é utilizada para efeitos de comparação. TIR-alvo «borealis»: 9 %-12 %, TIR-alvo do fundo First State EDIF 10 %-15 %

Quadro 11

Cálculos selecionados do rendimento permitido pela regulamentação

	Transporte de eletricidade (Ofgem ⁽¹⁾)	Ofwat ⁽²⁾ — PR09	Ofwat — PR 14 (não concluído) ⁽³⁾
Nota			
Período	2013-2021	2010-2015	2015-2020

Real

Custo de capitais próprios obtidos com recurso a endividamento (após impostos)	7,00 %	7,10 %	5,65 %
Custo da dívida (após impostos, real)	2,92 %	3,60 %	2,75 %
Endividamento nocional	60,0 %	57,5 %	62,5 %
CMPC Vanilla	4,55 %	5,10 %	3,85 %
Pressuposto de inflação	3,50 %	3,50 %	3,50 %

Custos/rendimentos nominais permitidos (cálculo geométrico)

Custo de capitais próprios obtidos com recurso a endividamento	10,7 %	10,8 %	9,3 %
Custo da dívida (antes de impostos)	6,5 %	7,2 %	6,3 %
CMPC Vanilla*	8,2 %	8,8 %	7,5 %

Nominal (cálculo aritmético)

Custo de capitais próprios obtidos com recurso a endividamento*	10,5 %	10,6 %	9,2 %
Custo da dívida (após impostos)*	6,4 %	7,1 %	6,3 %
CMPC Vanilla	8,1 %	8,6 %	7,3 %

	Transporte de eletricidade (Ofgem ⁽¹⁾)	Ofwat ⁽²⁾ — PR09	Ofwat — PR 14 (não concluído) ⁽³⁾
Nota			
Período	2013-2021	2010-2015	2015-2020

<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53602/4riiot1fpfinancedec12.pdf>

http://www.ofwat.gov.uk/pricereview/pr14/gud_tec20140127riskreward.pdf

http://www.ofwat.gov.uk/pricereview/pr09phase3/det_pr09_finalfull.pdf

⁽¹⁾ «Final Proposals for National Grid Electricity Distribution and National Grid Gas»

⁽²⁾ «Ofwat Future water and sewerage charges 2010-2015: Final determinations»

⁽³⁾ Ofwat: «Setting price controls for 2015-20 — risk and reward guidance»

Fonte: Apresentação da EDF Energy aos funcionários da Comissão, de 15 de julho de 2014, diapositivo «Comparison of HPC with UK regulated utilities»

Quadro 12

Projeto de referência de produção nuclear

Projeto	Autoridade para a energia de Ontário
Tecnologia	Renovação da central nuclear da Bruce Power
Recurso a capitais alheios	20-40 %
Custo real da dívida (antes de impostos)	6,20 %
TIR de capital próprio alvo nominal (após impostos)	13,7-18 % (12,8-17,1 % ajustado em função da taxa de juro atual do Reino Unido)
TIR-alvo do projeto	10,6-13,8 % (9,7-12,9 % ajustado em função da taxa de juro atual do Reino Unido)
Horizonte de investimento (vida útil do ativo)	25 anos
Dimensão do investimento	4 mil milhões de CAD
Nível de Certeza de receitas	CfD de preço fixo para a restante vida útil da central (25 anos)
Nível de risco de construção	Inferior — renovação, ausência de nova construção, partilha de ultrapassagem de custos
Nível de risco operacional	Inferior — partilha de ultrapassagem de custos de pessoal, custo do combustível cofinanciado (pass-through)
Nível de risco de financiamento	Inferior — projeto mais pequeno em termos de capital, prazo mais curto
Capital próprio contingente necessário	Desconhecido

Fonte: Comunicação do Reino Unido «Answers to the Commission's questions received 16 September 2014», com base em documentos disponíveis ao público (relatório de auditoria da Bruce Power — abril de 2007, p. 14: Confirmado como taxa de rentabilidade do projeto por carta da CIBC World Markets Inc. ao Ministério da Energia, Ontário, 17 de outubro de 2005, http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/67137/view/PWU_Exhibit_K11.3_fairness_opinion_bruce_20080613.pdf; Carta da CIBC World Markets Inc. ao Ministério da Energia, Ontário, 17 de outubro de 2005, http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/67137/view/PWU_Exhibit_K11.3_fairness_opinion_bruce_20080613.pdf; Parecer de equidade da Bruce Power (CIBC World Markets Inc.) — outubro de 2005, p. 5.

Quadro 13

Projetos de Contrato Aquisição de Energia (CAE) de referência

Tecnologia	TGCC	Projetos CAE
Recurso a capitais alheios	< 80 %	Desconhecido
Custo da dívida	Desconhecido	Desconhecido
Rendimento-alvo nominal sobre o capital próprio (após impostos)	> 13 %	
Rendimento-alvo nominal do projeto (após impostos)		9-15 % (*)
Horizonte de investimento (vida útil do ativo)	25 anos	Vários
Dimensão do investimento	Vários	Vários
Nível de certeza de receitas	CAE a 20 anos	Projetos
Nível de risco de construção em comparação com a HPC	Inferior — Tecnologia bem conhecida, baseado num contrato EPC	Desconhecido, mas provavelmente inferior
Nível de risco operacional em comparação com a HPC	Inferior	Desconhecido
Nível de risco de financiamento	Inferior — período de construção mais curto	Desconhecido, mas provavelmente inferior
Capital próprio contingente necessário	Desconhecido	Desconhecido
Referências	(¹)	(²)

Fonte: Comunicação do Reino Unido, Quadro 2, sobre a taxa de rentabilidade, de 10 de setembro, bem como as notas (1) e (2) abaixo.

(¹) Em concursos para contratos de Produtores Independentes de Água e Energia (IWPP), em Abu Dhabi, que incluem um acordo de compra de água/energia a preço fixo de 20 anos com indexação à inflação, «a taxa interna de rentabilidade (TIR) nominal sobre o capital próprio não deve ser inferior a 13 %». Estes projetos normalmente implicam a construção de capacidades de TGCC tecnicamente desenvolvidas no âmbito de um contrato EPC de montante fixo, com data certa e do tipo «chave em mão» (turnkey), com disposições para compensar os investidores por eventuais atrasos e desvios em relação às condições contratuais. Ver Produtores Independentes de Água e Energia, Gabinete de Regulamentação e Supervisão de Abu Dhabi <http://rsb.gov.ae/assets/documents/231/infoiwpp.pdf>. (Fonte: comunicação do Reino Unido)

(²) <http://www.gdfsuez.com/wp-content/uploads/2012/07/GDF-SUEZ-at-a-glance-060712-final.pdf> Diapositivo 8

(*) Embora a comunicação do Reino Unido cite taxas de rentabilidade nominais após impostos de 9 %-15 % baseadas da fonte mencionada na nota (2), a Comissão observa que tal parece ignorar os projetos «regulados e de concessão» mencionados na referida fonte. A Comissão entende, da leitura do contido na nota (2), que as atividades reguladas e de concessão da GDF-Suez obtêm rendimentos do projeto nominais e após impostos de cerca de 5-13 %, ficando mais provavelmente esse intervalo abaixo 10 %.

Quadro 14

Valores de referência de liquidação regulada: Rendimentos permitidos sobre os ativos regulados para serviços públicos de energia e água do Reino Unido em recentes controlos regulamentares dos preços

Regulador	Ofwat	Ofgem	CC	Ofgem	CC	CAA	ORR
Determinação	PR14 (não final) (¹)	WPD 14 (²)	NIE 2014 Final (³)	RIO T1 2012 (NGET) (⁴)	Bristol W 2010 (⁵)	HAL 2014 Final (⁶)	NR 2013 (⁷)
Recurso a capitais alheios	62,50 %	65 %	45 %	60 %	60 %	60 %	62,50 %

[illegible]

Regulador	Ofwat	Ofgem	CC	Ofgem	CC	CAA	ORR
Determinação	PR14 (não final) ⁽¹⁾	WPD 14 ⁽²⁾	NIE 2014 Final ⁽³⁾	RIIO T1 2012 (NGET) ⁽⁴⁾	Bristol W 2010 ⁽⁵⁾	HAL 2014 Final ⁽⁶⁾	NR 2013 ⁽⁷⁾
Outros riscos	Inferior à HPC. Ver discussão pormenorizada sobre diferenças nos modelos de negócio fundamentais, diversificação dos ativos e os riscos relacionados com a tecnologia, nos considerandos 113 a 122 Comunicação da NNBG sobre a taxa de rentabilidade, de 10 de setembro						
Capital próprio contingente necessário	Nenhum						

⁽¹⁾ http://www.ofwat.gov.uk/pricereview/pr14/gud_tec20140127riskreward.pdf

⁽²⁾ <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/86375/fast-trackdecisionletter.pdf>

⁽³⁾ https://assets.digital.cabinet-office.gov.uk/media/535a5768ed915d0fdb000003/NIE_Final_determination.pdf. A Comissão observou que, embora o quadro 13.10 do documento citado forneça uma estimativa «baixa» e «alta» para os indicadores financeiros comunicados, a comunicação do Reino Unido parece basear-se unicamente nas estimativas «altas».

⁽⁴⁾ <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/riio-t1-final-proposals-national-grid-electricity-transmission-and-national-grid-gas-overview>

⁽⁵⁾ Fonte não fornecida na comunicação.

⁽⁶⁾ <http://www.caa.co.uk/docs/33/CAP%201140.pdf>

⁽⁷⁾ http://orr.gov.uk/data/assets/pdf_file/0011/452/pr13-final-determination.pdf

⁽⁸⁾ Os valores nominais são calculados utilizando uma abordagem aritmética. Uma abordagem geométrica acrescentaria entre 0,1 a 0,2 % ao custo nominal do capital próprio e estimativas dos CMPC vanilla nominais.

⁽⁹⁾ Credit Suisse: «National Grid — No longer a growth/value play, cut to Neutral», 29 de maio de 2014; Credit Suisse: «SSE — Referendum risk to be addressed», 15 de agosto de 2014; Macquarie: «National Grid — Quality costs, but better opportunities elsewhere», 24 de março de 2014.

⁽¹⁰⁾ A comunicação interpretou a duração do horizonte de investimento como equivalente à duração de um período de controlo de preços. No entanto, a comunicação observa que a vida útil dos ativos dos investimentos efetuados pelas empresas reguladas abrange frequentemente vários períodos de controlo dos preços, com «vidas úteis» de até 60 anos.

⁽¹¹⁾ O valor atribuído pela autoridade reguladora ao capital investido na empresa do titular da licença.

⁽¹²⁾ Quando os valores RAV originais são indicados em termos de preço históricos, foram convertidos para preços correntes utilizando o índice ONS RPI (a não ser que o contrário seja indicado).

⁽¹³⁾ Observámos que a despesa de investimento das empresas reguladas foi realizada em projetos diversos e inúmeros que formam, normalmente, uma pequena proporção dos seus RAV.

⁽¹⁴⁾ http://ofwat.gov.uk/regulating/prs_web_rcvupdates

⁽¹⁵⁾ <http://www.westernpower.co.uk/docs/About-us/financial-information/2014/Annual-reports-and-financial-statements/Financial-performance-for-website-Mar-14.aspx>

⁽¹⁶⁾ http://www.uregni.gov.uk/uploads/publications/RP5_Main_Paper_22-10-12_FINAL.pdf, página 100

⁽¹⁷⁾ Esta é a previsão da Ofgem para o RAV no fim do período de controlo dos preços. Deve ser tido em atenção que se estima que, no início do período de controlo dos preços, a SHETL tenha um RAV de 0,7 mil milhões (com previsão de aumento para 3,6 mil milhões até 2020-2021): <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53747/sptshetlfp-support.pdf> (páginas 36,37) e <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53602/4riiot1fpfinancedec12.pdf> (páginas 8 e 9)

⁽¹⁸⁾ <http://www.bristolwater.co.uk/wp/wp-content/uploads/2013/04/Annual-Report-2013.pdf>, página 27

⁽¹⁹⁾ http://www.heathrowairport.com/static/HeathrowAboutUs/Downloads/PDF/Development_of_Regulatory_Asset_Base_30-Jun-2014.pdf

⁽²⁰⁾ <http://www.networkrail.co.uk/browse%20documents/regulatory%20documents/regulatory%20compliance%20and%20reporting/regulatory%20accounts/nril%20regulatory%20financial%20statements%20for%20the%20year%20ended%2031%20march%202013.pdf>, página 331

Fonte: baseado na comunicação do Reino Unido «Processo de auxílio estatal SA.34974 Hinkley Point C — Respostas às questões da Comissão recebidas em 16 de setembro de 2014»

Quadro 15

Estimativas do custo de capital para as empresas que pertencem ao grupo da indústria «Serviços de utilidade pública (geral)» da União Europeia

(%)					
Nome da empresa	País	Custo do capital próprio em USD	Custo da dívida antes de impostos em USD	Custo da dívida após impostos em USD	Custo do capital em USD
E.ON SE (DB:EOAN)	Alemanha	8,25	4,04	3,19	5,78
RWE AG (DB:RWE)	Alemanha	7,95	4,54	3,59	5,54

(%)

Nome da empresa	País	Custo do capital próprio em USD	Custo da dívida antes de impostos em USD	Custo da dívida após impostos em USD	Custo do capital em USD
Centrica plc (LSE:CNA)	Reino Unido	6,99	4,44	3,11	6,04
Veolia Environnement S.A. (ENXTPA:VIE)	França	11,62	5,44	4,30	6,46
National Grid plc (LSE:NG.)	Reino Unido	9,37	4,44	3,11	6,33
Suez Environnement Company SA (ENXTPA:SEV)	França	9,97	4,94	3,90	6,38
A2A S.p.A. (BIT:A2A)	Itália	13,72	7,44	5,88	8,68
Hera S.p.A. (BIT:HER)	Itália	12,65	5,94	4,69	7,94
MVV Energie AG (XTRA:MOV1)	Alemanha	8,31	4,04	3,19	5,70
ACEA S.p.A. (BIT:ACE)	Itália	12,15	6,44	5,09	7,68
Iren SpA (BIT:IRE)	Itália	13,85	7,94	6,27	8,80
Mainova AG (DB:MNV6)	Alemanha	6,96	5,54	4,38	6,30
Gelsenwasser AG (DB:WWG)	Alemanha	6,09	5,54	4,38	6,08
Telecom Plus plc (LSE:TEP)	Reino Unido	6,45	4,94	3,46	6,44
Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain (ENXTPA: CHAU)	França	7,73	4,94	3,90	6,33
Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA Spółka Akcyjna (WSE:KGN)	Polónia	7,44	5,39	4,26	6,94
Fintel Energia Group SpA (BIT: FTL)	Itália	9,88	8,94	7,06	9,02
REN — Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A. (ENXTLS:RENE)	Portugal	19,97	7,64	6,04	10,05
GDF SUEZ S.A. (ENXTPA:GSZ)	França	8,70	4,44	3,51	5,74
Burgenland Holding Aktiengesellschaft (WBAG:BHD)	Áustria	6,08	5,54	4,38	6,08

Fonte: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/Eurocompfirm.xls> (consultada em 14 de junho de 2014)

(Os CMPC apresentados são nominais — expressos em USD, utilizando a taxa sem risco para USD de 3,04 % — e após impostos. Para consultar as várias definições utilizadas por Damodaran, ver: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/variable.htm)

ANEXO B

GARANTIA DE CRÉDITO

Quadro 16

Informações de referência

1. Recent Limited Recourse Project Finance Bank Loans (Low Carbon Energy)

This table updates the one provided in Annex A of our responses dated 5 September 2014 to show the quantum of the commercial debt tranche distinct from the total debt quantum which, for certain projects, included export credit guaranteed or multilateral debt facilities.

Project	Financial Close	Amount [Commercial Bank Tranche]	Tenor (Years)	Commercial Bank Loan Margin ⁽⁶⁾	Government Support ⁽⁷⁾
Gemini Offshore Wind	May 2014	EUR 2 000 m [EUR 850 m]	14	300	SDE renewable subsidy (per MWh) from Dutch government Separate export credit facilities provided by EKF (Denmark), Euler Hermes (Germany) and Delcredere/Ducroire from Belgium
London Array Offshore Wind	Oct 2013	GBP 266 m [GBP 266 m]	13	275	Renewables Obligation subsidy (per MWh) from UK Government Separate export credit facility provided by EKF (Denmark) for initial financing
Butendiek Offshore Wind	Feb 2013	EUR 950 m [EUR 230 m]	8,5	300	Feed-in Tariff subsidy (per KWh) from German government Separate export credit facility provided by EKF (Denmark)
Westermost Rough Offshore Wind	Aug 2014	GBP 370 m [GBP 197 m]	15	300	Renewables Obligation subsidy (per MWh) from UK Government
[...]	[...]	EUR 650 m [EUR 650 m]	10	175-275	Finance from commercial banks only
Derbyshire Energy from Waste PFI	Aug 2014	GBP 145 m [GBP 145 m]	25	315-320	Renewables Obligation subsidy (per MWh) from UK Government Local Authority payments for waste recycling
MEDIAN				300	
SWAP SPREAD ⁽⁸⁾				+ 13	(To convert from LIBOR margin to Gilt benchmark)
ILLIQUIDITY PREMIUM				- 50	
MARKET INDICATION ⁽⁹⁾				263	

Source: Commercial banks; InfraNews; InfraJournal

2. Corporate Debt (rated BB+) Spreads

Issuer	Ticker	Coupon	Maturity	Amount	Rating	Tenor (years)	Current Spread (bp)	Government Support
Heathrow Airport	HTHROW	7,125%	01/03/2017	GBP 325 m	NR/Ba3/BB+	3	231	Nil
Heathrow Airport	HTHROW	5,375%	01/09/2019	GBP 275 m	NR/Ba3/BB+	5	253	Nil

Issuer	Ticker	Coupon	Maturity	Amount	Rating	Tenor (years)	Current Spread (bp)	Government Support
Anglian Water	OSPRAQ	7,000%	31/01/2018	GBP 350 m	NR/Ba3/BB+	3	290	Nil
Electricity North-West	NWENET	5,875%	21/06/2021	GBP 80 m	BB+/NR/NR	7	274	Nil
Yorkshire Water	KEL	5,750%	17/02/2020	GBP 200 m	BB-/NR/BB+	5	314	Nil
Enel SpA	ENELIM	7,75 %	10/09/2075	GBP 400 m	BB+/Ba1/BBB-	61	373	31,2 % owned by Government Ministry
Enel SpA	ENELIM	6,625%	15/09/2076	GBP 500 m	BB+/Ba1/BBB-	62	367	
Telecom Italia	TITIM	5,875%	19/05/2023	GBP 400 m	BB+/Ba1/BBB-	9	281	Nil
Energias de Portugal	ELEPOR	8,625%	04/01/2024	GBP 425 m	BB+/Ba1/BBB-	10	256	Nil
MEAN							293	
ILLIQUIDITY PREMIUM							- 50	
MARKET INDICATION							243	

Source: Bloomberg as at 21 August 2014 using BGN Source.

3. iTraxx Europe Crossover Series 21 Constituents Rated BB+/Ba1

Company	Ticker	Identifier	Rating	Tenor (Years)	CDS Flat Spread
ArcelorMittal	MT NA	CX375716	BB+/Ba1	10	347
EDP Energias de Portugal SA	EDP PL	CEPO1E10	BB+/Ba1	10	203
Finmeccanica SpA	FNC IM	CFME1E10	BB+/Ba1	10	285
HeidelbergCement AG	HEI GY	CHEI1E10	NR/Ba1	10	226
Lafarge SA	LG FP	CLAF1E10	BB+/Ba1	10	168
Telecom Italia SpA	TIT IM	CTII1E10	BB+/Ba1	10	281
Wendel SA	MF FP	CMWP1E10	BB+/NR	10	206
MEAN					245

Source: Markit; Bloomberg as at 21 August 2014 using CMAN Source.

Quadro 17

Distribuição simulada da curva de rendimento a 10 anos

		1992 - 2013 VAR model simulation		10 Yr (P) vs. 1992-2013 VAR model simulation		
	[...]	[...]	[...]			
	Spot in 10 years time	VAR simulation 10 years ahead (June 2024)	VAR simulation 10 years ahead (June 2024)			
Tenor	10 Yr (P)	Median	95 % percentile	Distance from median (ppts)	Distance from 95th percentile (ppts)	10 Yr (P) + 1,5 ppt probability
1 Yr	3,47	3,80	6,20	– 0,33	– 2,72	19 %
2 Yr	3,55	4,00	6,24	– 0,45	– 2,69	21 %
3 Yr	3,62	4,16	6,24	– 0,54	– 2,61	22 %
4 Yr	3,70	4,31	6,20	– 0,61	– 2,50	21 %
5 Yr	3,78	4,44	6,17	– 0,66	– 2,39	20 %
7 Yr	3,93	4,64	6,20	– 0,71	– 2,27	19 %
9 Yr	4,09	4,76	6,19	– 0,66	– 2,10	15 %
10 Yr	4,17	4,79	6,14	– 0,62	– 1,97	13 %
12 Yr	4,11	4,88	6,15	– 0,77	– 2,03	15 %
15 Yr	4,07	4,97	6,09	– 0,89	– 2,02	17 %
20 Yr	4,07	4,99	6,12	– 0,92	– 2,05	17 %
30 Yr	3,98	4,97	6,08	– 1,00	– 2,10	20 %
50 Yr	3,91	5,01	6,04	– 1,10	– 2,13	24 %

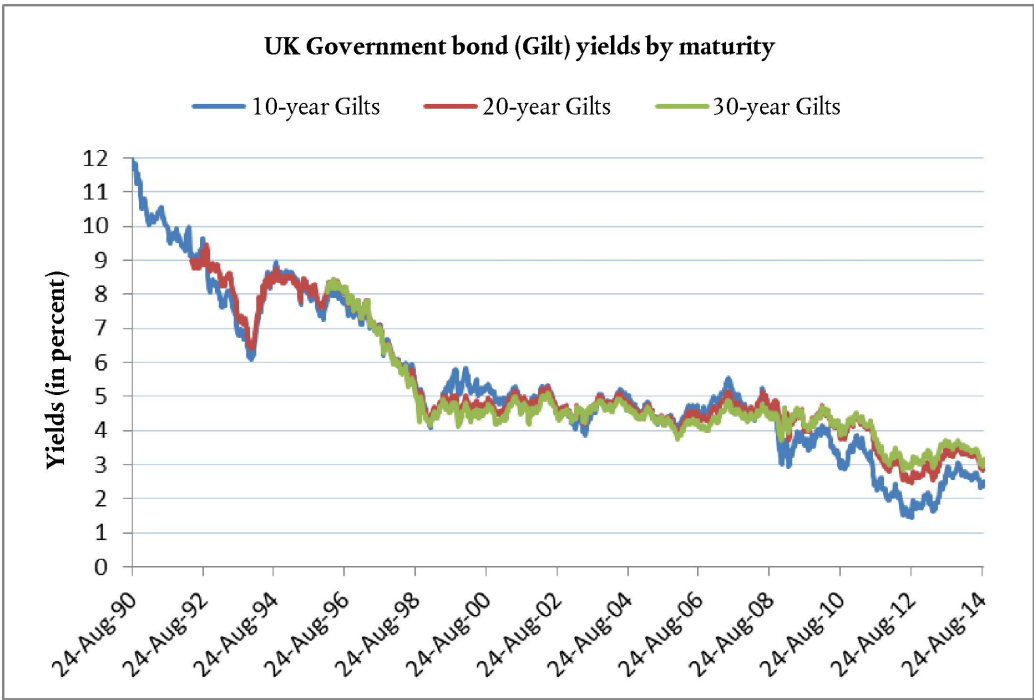
Análise de sensibilidade da IUK

[...]

Rendimentos de obrigações (gilt) do Reino Unido por prazo de vencimento

Gráfico 1

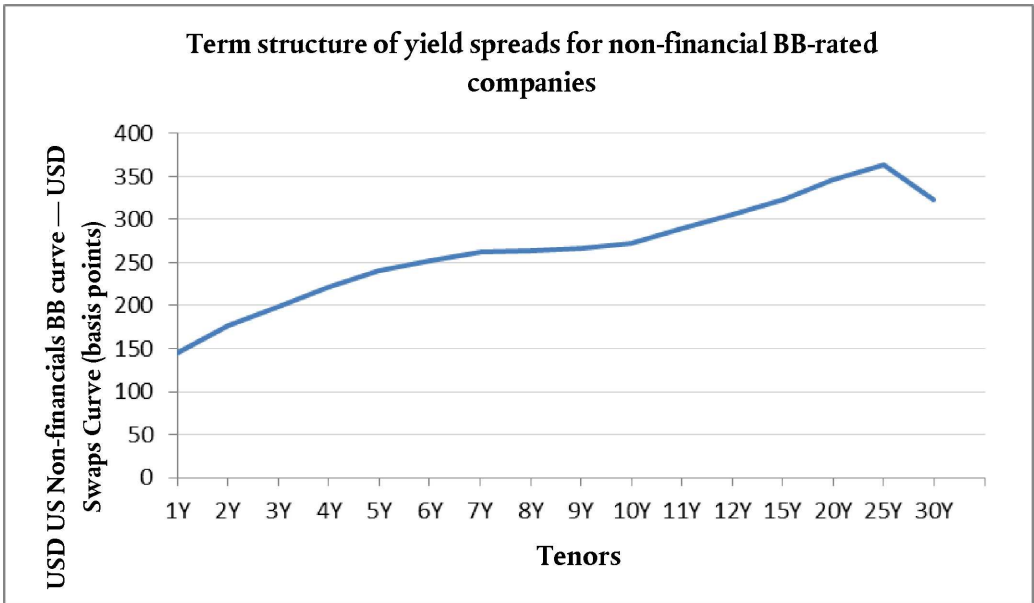
Rendimentos de obrigações (gilt) do Reino Unido a 10, 20 e 30 anos



Estrutura dos diferenciais de rendimento, em USD, para empresas com notação BB

Figura 3

Estrutura dos diferenciais de rendimento, em USD, para empresas com notação BB



Nota: Dados da Bloomberg, de 21 de agosto de 2014.

ANEXO C

COMPROMISSOS ASSUMIDOS PELO REINO UNIDO

COMPROMISSO RELATIVO À COMERCIALIZAÇÃO

Definição

«Empresa do grupo EDF» designa um membro do mesmo grupo de empresas a que pertence a EDF Energy.

Condições operacionais

- [.]1 Tanto a NNBG como a EDF Energy garantem, em qualquer contrato de serviços de mercado para a venda da produção da HPC, celebrado com qualquer empresa do grupo EDF (a «Contraparte do contrato de serviços») que, enquanto qualquer empresa do grupo EDF for acionista da NNBG (direta ou indiretamente), a Contraparte do contrato de serviços compromete-se a:
- A) registar, num livro contabilístico autónomo da NNBG, todas as transações efetuadas para vender a produção prevista da HPC;
 - B) fixar o preço de todas as transações para vender a produção prevista da HPC realizadas com qualquer empresa do grupo EDF ao preço do mercado para o produto em causa no momento da transação;
 - C) realizar ao preço do mercado todas as transações bilaterais da produção prevista da HPC com qualquer outra carteira de ativos detida ou transacionada por qualquer empresa do grupo EDF; e
 - D) fornecer à NNBG (consentindo que a NNBG as forneça à Contraparte do CfD, ao Secretário de Estado e à Comissão Europeia) as informações que possam ser razoavelmente necessárias para a NNBG apresentar um relatório à Contraparte do CfD, ao secretário de Estado e à Comissão Europeia sobre o cumprimento dos considerandos A), B) e C) *supra* pela Contraparte do contrato de serviços.
- [.]2 A NNBG deve fornecer — e a EDF Energy garantirá que a NNBG o faz — até ao [•] dia útil de cada ano civil, à Contraparte do CfD (consentindo que a Contraparte do CfD o forneça ao Secretário de Estado e à Comissão Europeia) um relatório escrito sobre o cumprimento, por parte da Contraparte do contrato de serviços, dos pontos A), B) e C) da cláusula [•]. 1, no ano civil anterior.

MECANISMO DE PARTILHA DE GANHOS DE CAPITAL PRÓPRIO

1. Descrição geral da cláusula**1.1. Existirá uma disposição de partilha dos ganhos de capital próprio constituída por duas componentes distintas:**

- A) uma componente mecânica para a retenção de ganhos do projeto acima de certos níveis, resultantes da superação, pelo projeto, dos pressupostos do cenário de base inicial («componente mecânica de ganhos do projeto»); e
- B) uma componente mecânica para a retenção de ganhos acima de certos níveis, decorrentes da venda de capital próprio por parte dos acionistas iniciais («componente mecânica de venda de capital próprio»).

1.2. O montante dos ganhos de capital próprio deve ser partilhado com a Contraparte do CfD e dependerá do nível da TIR de capital próprio conseguida no momento adequado. Todos os níveis-limite terão em conta o custo do capital próprio investido, conforme determinado em conformidade com o modelo:

Modelo da IUK da HPC [...] de acordo com a folha de dados «Produção do DECC»

- A) se a TIR de capital próprio alcançada for superior à TIR de capital próprio do modelo que inclui o custo do capital próprio investido (11,4 % (nominal) de acordo com o modelo:

Modelo da IUK da HPC [...] de acordo com a folha de dados «Produção do DECC», tal como fornecida à Comissão em 19 de setembro de 2014), mas inferior ou igual ao limiar previsto no ponto (B) abaixo, qualquer ganho acima desse limiar de TIR do capital próprio será partilhado com a Contraparte do CfD em 30 %; e

- B) se a taxa de capital próprio alcançada for superior (i) a 13,5 % (nominal) e (ii) a 11,5 % (expresso em termos reais, mas tendo em conta a inflação do IPC), qualquer ganho acima deste limiar será partilhado com a Contraparte do CfD em 60 %.

1.3. Não haverá uma contabilização dupla dos mecanismos.

- 1.4. O modo como as componentes mecânicas funcionam é descrito em maior pormenor abaixo. Além disso, estas obrigações serão apoiadas por um pacote de acordos, o que poderá incluir a segurança.

2. Mecanismo pertinente — Componente mecânica dos ganhos do projeto

- 2.1. Após ser ativada primeiro a componente mecânica dos ganhos do projeto, se for necessária uma injeção adicional de capital próprio em qualquer altura, tal injeção de capital próprio deverá ser tida em conta no cálculo dos ganhos dos titulares do capital próprio.
- 2.2. A componente mecânica de ganhos do projeto retém os ganhos acima do limiar aplicável (conforme descrito no ponto 1.2 acima), em resultado da superação, pelo projeto, dos pressupostos do cenário de base inicial.
- 2.3. Para determinar se um limiar foi atingido em qualquer momento, a TIR de capital próprio cumulativa conseguida até à data será calculada utilizando um modelo financeiro atualizado ao longo da vida útil do projeto. O cálculo da partilha de ganhos de capital próprio é aplicado a partir do momento em que um limiar é atingido.
- 2.4. Com a ativação da componente mecânica de ganhos do projeto, a Contraparte do CfD terá direito à percentagem aplicável de distribuições dos titulares de capital próprio nesse período e em todos os períodos futuros (até ser atingido o limiar seguinte, caso em que a percentagem aplicável de partilha será ajustada em conformidade).
- 2.5. O direito da Contraparte do CfD aos ganhos dos titulares de capital próprio produzirá efeitos durante toda a vida útil do projeto da HPC, desde a primeira vez em que é acionada a componente mecânica de ganhos do projeto.

3. Mecanismo pertinente — componente mecânica de venda de capital próprio

- 3.1. Uma partilha de ganhos de capital próprio será também acionada mediante a venda, direta ou indireta, de ações ou adiantamentos de acionistas (se aplicável) pelos acionistas originais da NNBG, a qualquer momento durante a vida útil do projeto da HPC. Os passos envolvidos são:
- A) Passo 1 — Para cada investidor, estabelecer o cenário de base no que se refere à injeção de capital próprio e ao preço (conforme retirado do modelo financeiro adequado).
- B) Passo 2 — Após a ocorrência de uma venda/alienação de uma tranche de capital próprio por um investidor, estabelecer a TIR de venda de capital próprio conseguida por esse investidor na venda/alienação da tranche de capital próprio em causa.
- C) Passo 3 — A TIR de venda de capital próprio conseguida pelo investidor que vende a tranche de capital próprio é calculada tendo em conta a receita bruta efetiva da venda/alienação da tranche de capital próprio, as injeções de capital próprio efetivas em termos proporcionais à tranche de capital próprio vendida/alienada e dividendos passados/juros de adiantamentos de acionistas e reembolsos de capital em dívida (proporcionais a esta tranche de capital próprio vendida/alienada) desse investidor relativos à NNBG.
- D) Passo 4 — Se a TIR da venda de capital próprio ficar acima dos limiares estabelecidos no ponto 1.2 acima, a partilha de ganhos de capital próprio será calculada como se segue.
- E) Passo 5 — Calcular o montante teórico de dinheiro que teria de ter sido obtido pelo acionista com a mesma venda de capital próprio que, se usado para calcular a TIR de capital próprio de acordo com o Passo 3 acima, teria resultado numa TIR da venda de capital próprio igual ao limiar do período em questão.
- F) Passo 6 — A diferença positiva (se existir) entre o montante efetivo das receitas da venda usado no Passo 3 acima e o montante teórico das receitas da venda de capital próprio calculado no Passo 5 acima é, então, o ganho de capital próprio em excesso a partilhar entre os acionistas da NNBG e a Contraparte do CfD.
- 3.2. Os cálculos acima são efetuados para cada venda/alienação de capital próprio independente de qualquer venda/alienação prévia de capital próprio sendo irrelevante o facto de quaisquer vendas/alienações prévias de capital próprio terem resultado numa partilha de ganhos para a Contraparte do CfD.
- 3.3. As vendas/alienações de capital próprio por investidores secundários (ou seja, que compraram/adquiriram o capital próprio na qualidade de terceiros e em condições de concorrência aos investidores em fundos próprios) ficarão isentas desta componente mecânica se tais investidores secundários posteriormente venderem/alienarem tal capital (sendo este «capital próprio secundário»).

4. Disposições destinadas a apoiar os mecanismos de partilha de ganhos do capital próprio

- 4.1. As disposições antievasão garantem que as transações não são concebidas de modo a minar a intenção dos mecanismos de ganhos do projeto ou da componente mecânica de venda do capital próprio.
- 4.2. Para apoiar as componentes mecânicas de partilha dos ganhos de capital próprio, serão previstas disposições para garantir a Contraparte do CfD receba os pagamentos em circunstâncias em que existe uma violação da componente mecânica dos ganhos do projeto ou da componente mecânica da venda de capital próprio ou em que existe uma violação dos compromissos antievasão.

5. Litígios

Quaisquer litígios decorrentes do mecanismo de partilha de ganhos do capital próprio serão resolvidos nos termos de um processo de resolução de litígios semelhante ao estipulado no contrato da HPC.

MECANISMO DE PARTILHA DE GANHOS DE CONSTRUÇÃO**1. Descrição geral da cláusula**

- 1.1. O mecanismo de partilha de ganhos de construção destina-se a partilhar as poupanças, através de uma redução do preço de exercício, sempre que a construção é realizada a um custo inferior ao previsto no modelo financeiro acordado para o projeto da HPC. Este mecanismo funcionará num sentido, sem que haja lugar a aumento do preço de exercício caso os custos de construção sejam superiores ao previsto.
- 1.2. O cálculo inicial da partilha de ganhos terá lugar na primeira das seguintes datas: i) seis meses após a Data de Início do Reator Dois; ii) no décimo aniversário da Data de Início do Reator Um; e iii) na data (se for caso disso), após a Data de Início do Reator Um, em que as partes acordam que o Reator Dois não atingirá a sua data de início. O cálculo final da partilha dos ganhos ocorrerá no sexto aniversário da data do cálculo inicial da partilha de ganhos (ou anteriormente se todos os créditos relacionados com a construção já tiverem sido liquidados).
- 1.3. Abaixo está estabelecido em maior detalhe o modo como as componentes mecânicas desta disposição funcionam.

2. Mecanismo pertinente

- 2.1. Não antes de um período definido antes de cada Data de Reconciliação Inicial e da Data de Reconciliação Final, a NNBG apresentará um relatório escrito à Contraparte do CfD.
- 2.2. Este relatório deve:
- 2.2.1. descrever, com um detalhe razoável:
- a) o montante total dos custos de construção até à data do relatório, expresso em libras esterlinas;
 - b) o montante total dos custos de construção que razoavelmente se prevê virem a ser suportados, pagos ou acrescidos pela NNBG, expresso em libras esterlinas, desde que esses custos de construção se limitem aos custos de construção que seriam razoável e devidamente suportados, pagos ou adquiridos pela NNBG para satisfazer exigências regulamentares sem incorrer em custos ou em gastos excessivos;
 - c) os calendários de construção efetivos da NNBG; e
 - d) os calendários de construção previstos da NNBG para qualquer período após a data do relatório em causa;
- 2.2.2. descrever, em detalhe razoável, elementos que comprovem os passos tomados para garantir que o montante dos custos de qualquer construção que se prevê virem a ser suportados, pagos ou acrescidos pela NNBG após a data do relatório, se limitam aos custos de construção que seriam razoável e devidamente suportados, pagos ou acrescidos pela NNBG para satisfazer as exigências regulamentares sem incorrer em custos ou em gastos excessivos;
- 2.2.3. se o relatório, ou qualquer parte do mesmo, for preparado por um ou mais terceiros ou com a assistência destes, deve incluir pormenores sobre esse(s) terceiro(s) e cópias de quaisquer relatórios por ele(s) elaborados; e
- 2.2.4. o consequente ajustamento (se for caso disso) do preço de exercício.
- 2.3. O relatório fornecerá informações complementares pertinentes e será acompanhado por um certificado dos administradores, que atesta as informações contidas no relatório.
- 2.4. A Contraparte do CfD pode exigir mais informações de apoio à NNBG num prazo determinado. Se a Contraparte do CfD fizer tal pedido, a NNBG deve apresentar essas informações de apoio num determinado prazo após o pedido.

- 2.5. A Contraparte do CfD notificará a NNBG se aceita ou não o relatório apresentado pela NNBG, num prazo determinado. Se a NNBG e a Contraparte do CfD não conseguirem chegar a acordo, então qualquer uma das partes pode submeter o assunto a uma resolução independente.
 - 2.6. Se a NNBG não fornecer um relatório à Contraparte do CfD, esta pode solicitar um parecer de uma empresa independente de consultores de custos relativamente aos custos de construção e calendários de construção e tal parecer será utilizado em vez do relatório.
 - 2.7. A NNBG fornecerá à Contraparte do CfD e aos seus consultores profissionais (incluindo os consultores de custos) o apoio que a Contraparte do CfD possa razoavelmente requerer para efeitos da análise do relatório e verificação dos custos de construção.
 - 2.8. O modelo financeiro será atualizado com base nos custos de construção e calendários de construção revistos, conforme mencionado no relatório ou como recomendado pelos consultores de custos e aplicado novamente para determinar um preço de exercício revisto. A diferença entre os preços de exercício resultantes da aplicação do modelo financeiro utilizando os custos de construção e calendários de construção previstos e os resultantes de nova aplicação do modelo com os custos de construção e os calendários de construção revistos irão determinar a dimensão dos ganhos de construção, expressos em GBP/MWh. A Contraparte do CfD terá direito a 50 % dos ganhos de construção constatados pelo exercício acima (uma percentagem que aumenta para 75 % relativamente a qualquer ganho de construção que exceda [...] GBP, em termos nominais), reduzindo então nesse montante o preço de exercício vigente.
 - 2.9. Se, a qualquer momento durante o período compreendido entre as Datas de Reconciliação Inicial e Final a NNBG identificar quaisquer custos de construção ou calendários de construção diferentes dos utilizados na atualização do modelo e que originam poupanças relativamente aos custos de construção, a NNBG pode optar por efetuar pagamentos intercalares à Contraparte do CfD num montante igual à totalidade ou parte dessas poupanças adicionais dos custos de construção.
-