

BESCHLUSS (EU) 2015/658 DER KOMMISSION**vom 8. Oktober 2014****über die vom Vereinigten Königreich geplante staatliche Beihilfe SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) zugunsten des Kernkraftwerks Hinkley Point C***(Bekanntgegeben unter Aktenzeichen C(2014) 7142)***(Nur der englische Text ist verbindlich)****(Text von Bedeutung für den EWR)**

DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION —

gestützt auf den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, insbesondere auf Artikel 108 Absatz 2 Unterabsatz 1,

gestützt auf das Abkommen über den Europäischen Wirtschaftsraum, insbesondere Artikel 62 Absatz 1 Buchstabe a,

nach Aufforderung der Beteiligten zur Stellungnahme gemäß den genannten Artikeln ⁽¹⁾ und unter Berücksichtigung ihrer Stellungnahmen,

in Erwägung nachstehender Gründe:

1. VERFAHREN

- (1) Am 22. Oktober 2013 hat das Vereinigte Königreich nach Vorabkontakten auf elektronischem Wege Maßnahmen zur Unterstützung des neuen Kernkraftwerks Hinkley Point C (im Folgenden „HPC“) angemeldet, die von der Kommission am selben Tag registriert wurden.
- (2) Am 18. Dezember 2013 leitete die Kommission wegen der angemeldeten Maßnahmen ein förmliches Prüfverfahren ein, da sie deren Vereinbarkeit mit den Vorschriften über staatliche Beihilfen stark anzweifelte.
- (3) Der Beschluss der Kommission über die Einleitung des Verfahrens (im Folgenden „Einleitungsbeschluss“) wurde am 31. Januar 2014 auf der Website der Generaldirektion Wettbewerb und am 7. März 2014 im *Amtsblatt der Europäischen Union* veröffentlicht. Die Kommission forderte die Beteiligten zur Stellungnahme auf.
- (4) Das Vereinigte Königreich übermittelte seine Stellungnahme zum Einleitungsbeschluss am 31. Januar 2014.
- (5) Bei der Kommission gingen Stellungnahmen von Beteiligten ein. Sie leitete diese an das Vereinigte Königreich weiter, um ihm Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben. Sie hat dessen Bemerkungen mit Schreiben vom 13. Juni bzw. 4. Juli 2014 erhalten.

2. BESCHREIBUNG DER MASSNAHMEN**2.1. „CONTRACT FOR DIFFERENCE“**

- (6) Die angemeldete Maßnahme besteht vor allem aus einem „Contract for Difference“ (im Folgenden „CfD“), der während des Betriebs von HPC für ausgeglichene Einnahmen sorgen soll. Ursprünglich hatte das Vereinigte Königreich einen Investitionsvertrag angemeldet, der als Vorform des CfD beschrieben wurde. Da die Verhandlungen zwischen dem Vereinigten Königreich und der EDF Energy plc (im Folgenden „EDF“) — die zum Zeitpunkt dieses Beschlusses zu 100 % Begünstigte war — länger dauerten als vorgesehen, wurde der Investitionsvertrag durch einen CfD ersetzt. Die EDF ist die britische Tochtergesellschaft des französischen Stromversorgers Electricité de France.
- (7) Das begünstigte Unternehmen ist NNB Generation Company Limited (im Folgenden „NNBG“), zum Zeitpunkt des Beschlusses eine 100 %ige Tochtergesellschaft der EDF. Beim CfD handelt es sich um einen privatrechtlichen Vertrag zwischen der NNBG und der CfD-Vertragspartei, der Low Carbon Contracts Company Ltd. Zwischen dem *Secretary of State* (d. h. dem zuständigen Ministerium) und den Anteilseignern der NNBG wird noch eine separate Vereinbarung unterzeichnet, die sich nur auf Teile der Vertragsbedingungen des Vorhabens, insbesondere jedoch auf die Teile bezieht, die potenzielle Abschalt ereignisse und die Gewinnbeteiligungsmechanismen betreffen.

⁽¹⁾ ABl. C 69 vom 7.3.2014, S. 60.

- (8) Im Rahmen des CfD wird die NNBG einen Einnahmenbetrag erhalten, der sich aus der Summe des Großhandelsmarktpreises, zu dem das Unternehmen den Strom verkauft, und einer Differenzzahlung ergibt, die der Differenz zwischen dem zuvor festgelegten Basispreis (*Strike Price*) und dem für den vorausgegangenen Bezugszeitraum festgestellten Referenzpreis (*Reference Price*) entspricht.
- (9) Liegt der Referenzpreis unter dem Basispreis, zahlt die CfD-Vertragspartei die Differenz zwischen Basis- und Referenzpreis, damit für die NNBG je nach Verkaufsstrategie und erzeugter Leistung letztlich ein relativ stabiles Einnahmenniveau gesichert ist. Liegt der Referenzpreis hingegen über dem Basispreis, ist die NNBG verpflichtet, den Differenzbetrag an die CfD-Vertragspartei zu zahlen. Die NNBG verfügt dementsprechend auch in diesem Fall über ein relativ stabiles Einnahmenniveau.
- (10) Der Referenzpreis ist der gewichtete Durchschnitt der Großhandelspreise, den das Vereinigte Königreich für alle im Rahmen von CfD geförderten Betreiber festlegt. Im Fall von NNBG ist der Referenzpreis der Referenzpreis auf dem Grundlastmarkt, der für alle Stromerzeuger im Grundlastbereich gilt. ⁽¹⁾
- (11) Konkret wird der Referenzpreis auf dem Grundlastmarkt zurzeit unter Verwendung der von der London Energy Broker's Association (LEBA) und der Rohstoffbörse NASDAQ OMX täglich gemeldeten Preisdaten festgelegt; in Bezug auf den Stromeinkaufspreis erfolgt dies eine Saison (sechs Monate) vor der Lieferung des Stroms, es handelt sich also um einen Preis der Folgesaison („season-ahead price“). ⁽²⁾
- (12) Der Referenzpreis auf dem Grundlastmarkt wird einmal pro Saison sowie unmittelbar vor Beginn jeder Saison berechnet, wenn das arithmetische Mittel der an jedem Tag der vergangenen Saison veröffentlichten täglichen Folgesaisonpreise ermittelt wird. Dieser Durchschnittswert wird gewichtet, damit die zum jeweiligen Referenzindex gehandelte Menge angemessen berücksichtigt wird.
- (13) Die NNBG wird zur Einhaltung eines im Voraus festgelegten Mindestleistungsniveaus verpflichtet, muss jedoch keine im Voraus festgelegte Menge erzeugen. Allerdings soll der Lastfaktor des Kraftwerks 91 % betragen. Erreicht die NNBG diesen Wert nicht, wird sie auch nicht die Einnahmen erzielen, die bei diesem Projekt erwartet werden.
- (14) Auf der Grundlage der gemessenen erzeugten Leistung wird die NNBG bis zu einem im CfD festzulegenden Höchstbetrag Differenzzahlungen erhalten. Für die über diesen Höchstbetrag hinausgehende und auf dem Markt verkaufte Leistung wird die NNBG keine Zahlungen erhalten. Der von der NNBG erzeugte Strom wird auf dem Markt verkauft.

2.1.1. Funktionsweise des CfD

- (15) Der CfD wird mit der CfD-Vertragspartei geschlossen, d. h. mit einer Einrichtung, zu deren Finanzierung alle lizenzierten Stromversorger gemeinsam gesetzlich verpflichtet sind.
- (16) Der Abschluss des endgültigen Vertrags ist abhängig von der endgültigen Investitionsentscheidung von EDF/NNBG sowie einer Vereinbarung über die finanziellen Aspekte (einschließlich der Bedingungen einer staatlichen Garantie) und der endgültigen Zustimmung der Vertragsparteien.
- (17) Im Rahmen des CfD haften die lizenzierten Stromversorger gemeinsam für die sich aus dem Vertrag ergebenden Verpflichtungen, wobei die Vertragspartei nur insoweit haftbar ist, als ihr von den lizenzierten Stromversorgern oder vom britischen Staat Mittel übertragen wurden. Die Stromversorger würden je nach Marktanteil haften, der anhand des gemessenen Stromverbrauchs bestimmt wird. Im Falle der Nichteinhaltung der Zahlungsverpflichtungen würde das Ministerium eine andere Vertragspartei bestimmen, Zahlungen bei anderen Stromversorgern eintreiben oder Direktzahlungen an die Stromerzeuger leisten.

⁽¹⁾ Von Grundlasterzeugung wird üblicherweise bei Kraftwerken gesprochen, die ununterbrochen Leistung erzeugen können und somit zu jedem Zeitpunkt den Grundbedarf an Strom decken können. Kernkraftwerke sind Grundlasterzeuger und zeichnen sich durch relativ geringe variable Kosten aus, da sie üblicherweise auf den anfänglichen Abschnitten der Angebotskurve angesiedelt sind.

⁽²⁾ Im Rahmen des CfD wird dafür folgende Formel verwendet:

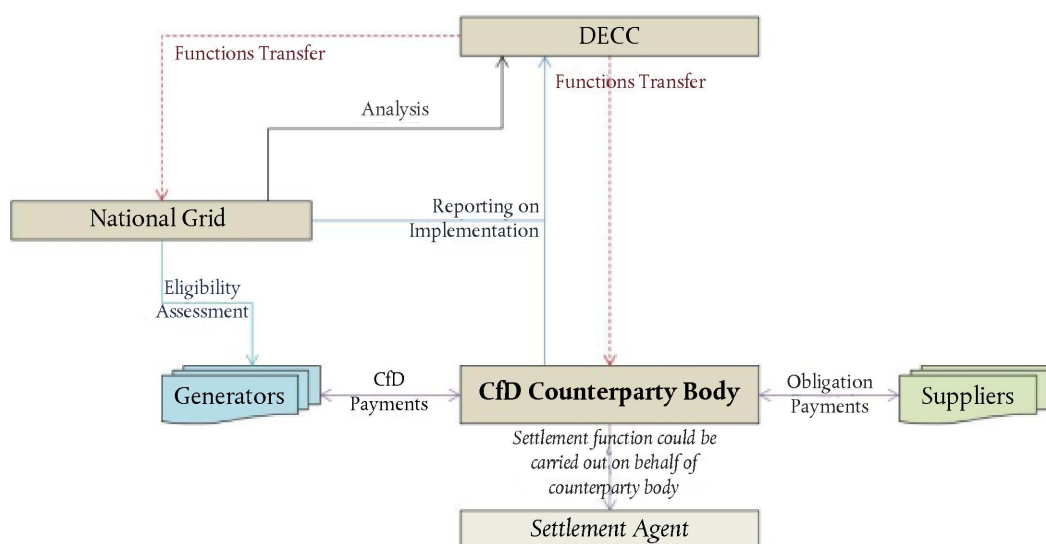
$$\sum_{i=1}^d \left(\frac{\sum_{j=1}^e (BP_{ij} \times BQ_{ij})}{\sum_{j=1}^e (BQ_{ij})} \right) \times \frac{1}{N_d},$$

darin bezeichnet d die Anzahl der Handelstage in der vorherigen Saison, e die Anzahl der Quellen, BP den Preis an jedem einzelnen Tag für jede einzelne Quelle und BQ die Menge an jedem einzelnen Tag für jede einzelne Quelle.

- (18) Unabhängig davon wird die Vertragspartei eine Verrechnungsstelle beauftragen, die einerseits zur Tätigkeit von Einnahmen (d. h. zum Inkasso gegenüber den Stromversorgern) berechtigt ist, andererseits verpflichtet ist, Zahlungen an die Stromerzeuger zu leisten bzw. von diesen entgegenzunehmen. Die britische Regierung beabsichtigt, eine Tochtergesellschaft von Elexon (das zurzeit als Verrechnungsstelle im Vereinigten Königreich tätig ist und sich vollständig im Besitz des britischen Übertragungsnetzbetreibers National Grid befindet) als Verrechnungsstelle einzusetzen.
- (19) Im Rahmen des CfD wird die Vertragspartei des Stromerzeugers Entscheidungen treffen und dabei einen Ermessensspielraum haben, wenn sie beispielsweise feststellt, dass ein Stromerzeuger seine Verpflichtungen erfüllt oder er als Garantie für seine vertraglich zugesagten Zahlungen eine Sicherheit stellen muss oder indem die Vertragspartei in Abhängigkeit von den jeweiligen Marktbedingungen eine Befreiung von bestimmten Verpflichtungen ausspricht. Die Regierung des Vereinigten Königreichs plant die Veröffentlichung weiterer Leitlinien zu den Parametern, die den Ermessensspielraum der Vertragspartei, hinsichtlich der Durchführung des CfD Entscheidungen zu treffen, möglicherweise eingrenzen.
- (20) In Abbildung 1 sind die Aufgaben sämtlicher Stellen dargestellt, die für den CfD vorgesehen sind.

Abbildung 1

Aufgaben und Zuständigkeiten bei der Erfüllung des CfD



Quelle: Behörden des Vereinigten Königreichs.

2.1.2. Vertragsbedingungen der CfD-Vereinbarung

- (21) Das Vereinigte Königreich und EDF haben sich auf die Vertragsbedingungen des CfD geeinigt, die vor der endgültigen Unterzeichnung des Vertrags und der endgültigen Investitionsentscheidung seitens EDF in die Langform des Vertrags aufgenommen werden.
- (22) Viele der vereinbarten Vertragsbedingungen entsprechen denen der CfD für andere Technologien, insbesondere denen für Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen. Sie sind öffentlich zugänglich ⁽¹⁾. Andere Bedingungen gelten speziell für den CfD für das Kernkraftwerk HPC.
- (23) Im Rahmen der vereinbarten Bedingungen wird der Basispreis auf 92,50 GBP pro MWh festgelegt (zu laufenden Preisen von 2012). Wird eine Investitionsentscheidung zum Bau des neuen Kernkraftwerks Sizewell C getroffen, das baugleich errichtet wird und die Möglichkeit der Übernahme eines Teils der Kosten für die Reaktoren des HPC eröffnet, wird der Basispreis auf 89,50 GBP pro MWh geändert, ebenfalls zu laufenden Preisen des Jahres 2012.

⁽¹⁾ Abrufbar unter folgender Adresse: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/267649/Generic_CfD_-_Terms_and_Conditions_518596495_171_.pdf

- (24) Der Basispreis wird vollständig an den Verbraucherpreisindex (VPI) gekoppelt, wie es auch bei anderen CfD der Fall ist. Die Anpassung des VPI erfolgt einmal im Jahr unter Verwendung des Basisdatums November 2011. Der Basispreis wird in jedem Jahr unter Zugrundelegung des letzten verfügbaren VPI, der vom Nationalen Statistischen Amt (ONS) für Februar veröffentlicht wurde, am ersten Tag der Saison angepasst.
- (25) Die Laufzeit des CfD beginnt spätestens mit Beginn des Inbetriebnahmezeitraums des jeweiligen Reaktors, also [...] (*) Jahre ab dem vereinbarten Inbetriebnahmedatum. Nach diesem Datum beginnt die Laufzeit des CfD, unabhängig davon, ob das Kraftwerk in Betrieb gegangen ist oder nicht.
- (26) Spätester Termin des Vertragsbeginns ist der [...] Jahrestag des letzten Tags des Inbetriebnahmezeitraums für den zweiten Reaktor. Wurde bis zu diesem Termin kein Reaktor in Betrieb genommen, kann die CfD-Vertragspartei den Vertrag kündigen. Bei höherer Gewalt oder Anschlussproblemen kann dieser Termin verschoben werden.
- (27) Für die Gewinnbeteiligung sind zwei Regelungen getroffen worden. Die erste beruht auf den Baukosten ⁽¹⁾ und sieht Folgendes vor:
- i) Die ersten [...] des Gewinns aus der Bauausführung (Nominalwert) werden im Verhältnis 50:50 geteilt, wobei auf die CfD-Vertragspartei und die NNBG jeweils die Hälfte entfällt, und
 - ii) jeglicher über [...] (Nominalwert) hinausgehende Gewinn aus der Bauausführung wird im Verhältnis 75:25 geteilt, d. h. 75 % des Gewinns entfallen auf die CfD-Vertragspartei und 25 % auf die NNBG.
- (28) Die zweite Gewinnbeteiligungsregelung beruht auf der Höhe der Eigenkapitalrendite. Hierzu wurden zwei Schwellenwerte festgelegt ⁽¹⁾:
- (29) Der erste Schwellenwert wird festgelegt auf die prognostizierte Höhe des internen Zinsfußes (IRR) des Eigenkapitals, der zum Zeitpunkt dieser Entscheidung anhand des jüngsten Finanzmodells ⁽²⁾ berechnet wird, bzw. auf 11,4 % auf der Grundlage des bereitgestellten Eigenkapitals und nominal. Sämtliche darüber hinausgehenden Gewinne werden im Verhältnis 30 % (CfD-Vertragspartei) zu 70 % (NNBG) aufgeteilt.
- (30) Der zweite Schwellenwert wird höher angesetzt, zwischen 13,5 % nominal bzw. 11,5 % real (mit dem VPI deflationiert), der auf demselben unter Buchstabe a genannten Modell beruht. Sämtliche darüber hinausgehenden Gewinne werden im Verhältnis 60 % (CfD-Vertragspartei) zu 40 % (NNBG) aufgeteilt.
- (31) Für die Überprüfung der Betriebskosten sind zwei Zeitpunkte festgelegt: 15 bzw. 25 Jahre nach Inbetriebnahme des ersten Reaktors. Dadurch lassen sich die langfristigen Kostenrisiken für beide Seiten senken, und der Basispreis kann in beide Richtungen geändert werden. Mit dieser Regelung kann der Basispreis anhand der bekannten tatsächlichen Kosten und der revidierten Prognosen der künftigen Kosten bei den folgenden Betriebskostenpositionen erhöht oder gesenkt werden, je nachdem, wie es die Fortführung des Betriebs des Kraftwerks erfordert:
- a) Wechsel der Kernbrennelemente;
 - b) Versicherung;
 - c) Gebühren der Atomaufsichtsbehörde ONR;
 - d) Business Rates;
 - e) bestimmte Übertragungsentgelte;
 - f) Änderungen bei den Kosten für mittelaktive Abfälle/die Endlagerung abgebrannter Brennelemente aufgrund von Änderungen beim Abfallverbringungspreis gemäß dem Abfallverbringungsvertrag;
 - g) Änderungen bei den Kosten für die Entsorgung und Endlagerung abgebrannter Brennelemente;
 - h) Betriebs- und Instandhaltungskosten;
 - i) Modernisierungsmaßnahmen und in der Gewinn- und Verlustrechnung des Stromerzeugers gemäß IFRS verbuchte betriebliche Kosten sowie sämtliche angefallenen Investitionsausgaben.

(*) Geschäftsgeheimnis.

⁽¹⁾ Eine ausführliche Beschreibung der Zusagen findet sich in Anhang C.

⁽²⁾ Insbesondere HPC IUK Model [...].

- (32) Sämtliche Kosten im Zusammenhang mit der Auslegung des Kraftwerks, seinem Betrieb, sofern er nicht nach branchenüblichen Standards fachgerecht abläuft, seiner Verfügbarkeit und Kapazität sowie Investitionsausgaben (ohne Instandhaltungskosten), Ausgaben für den Neuanlagenbau (nicht innerhalb eines bestehenden Gebäudes), Finanzierungskosten und bestimmte Abfallverbringungskosten sind von den Betriebskostenüberprüfungen ausgenommen.
- (33) Die bei der Überprüfung der Betriebskosten verwendeten revidierten Kostenschätzungen werden auf einem von der NNBG erstellten und von der CfD-Vertragspartei gebilligten Bericht beruhen, in dem Vergleichskosten anderer Kernkraftwerke mit EPR-Technologie sowie anderer Kernkraftwerke mit Druckwasserreaktortechnik in Nordamerika und der EU berücksichtigt werden, die nach branchenüblichen Standards fachgerecht betrieben werden. Die Anpassung des Basispreises wird unter Bezugnahme auf die obere Hälfte der Vergleichskosten berechnet.
- (34) Um den sich aus der Finanzierung durch die Anteilseigner und der Besteuerungsstruktur der NNBG ergebenden Änderungen der von ihr zu entrichtenden Steuern Rechnung zu tragen, wird der Basispreis gesenkt (oder es erfolgt die Zahlung einer Pauschalsumme bzw. es werden jährliche Zahlungen an die CfD-Vertragspartei geleistet). In diesem Fall ist eine Erhöhung des Basispreises nicht gestattet.
- (35) Einmalig wird eine vorausschauende Bereinigung des Basispreises um die Business Rates vorgenommen, die sich aus der offiziellen Neubewertung seitens der Valuation Office Agency nach Inbetriebnahme des Kraftwerks ergeben. Spätere Änderungen der Business Rates werden im Rahmen der Überprüfungen der Betriebskosten vorgenommen.
- (36) Zusätzlich zu der in der allgemeinen CfD-Standardvertragsbedingungen vorgesehenen Bereitstellung von Informationen muss die NNBG bestimmte Garantien in Bezug auf die Informationen geben, die in den der Regierung des Vereinigten Königreichs übermittelten Daten und Modellen zu den Projektkosten enthalten sind. Im Vertrag wird die Verwendung eines vereinbarten Finanzmodells vorgeschrieben werden, um die verschiedenen Basispreise festzulegen sowie weitere aufgrund der Vertragsbedingungen erforderlichen Anpassungen vorzunehmen.
- (37) Für die NNBG wird insofern Schutz bestehen, als dass im Zusammenhang mit einem Anspruch begründenden Gesetzesänderungen (Qualifying Change in Law QCIL) bestimmte Kosten erstattet werden.
- (38) Bei einer einen Anspruch begründenden Gesetzesänderung handelt es sich um eine diskriminierende Gesetzesänderung (Discriminatory Change in Law), eine spezifische Gesetzesänderung (Specific Change in Law), eine spezifische Änderung des Steuerrechts (Specific Tax Change in Law), eine sonstige Gesetzesänderung (Other Change in Law) oder eine Änderung der Regulierungsgrundlage (Change in Regulatory Basis), die jeweils nicht vorhersehbar ist.
- (39) Bei einer diskriminierenden Gesetzesänderung handelt es sich um eine Gesetzesänderung, deren Bedingungen speziell (und nicht nur mittelbar oder daraus folgend oder kraft der unverhältnismäßigen Wirkung einer allgemein anwendbaren Gesetzesänderung) für das Projekt, das Kraftwerk oder die NNBG gelten, ansonsten aber nicht.
- (40) Bei einer spezifischen Gesetzesänderung handelt es sich um eine Gesetzesänderung, deren Bedingungen speziell (und nicht nur mittelbar oder daraus folgend oder kraft der unverhältnismäßigen Wirkung einer allgemein anwendbaren Gesetzesänderung) für kerntechnische Anlagen oder einem CfD unterliegende Anlagen gelten.
- (41) Eine spezifische Änderung des Steuerrechts ist (i) eine Änderung der Uransteuer oder die Einführung einer solchen oder (ii) eine Gesetzesänderung oder Verfahrensänderung seitens der Steuerbehörde HMRC, aufgrund derer die NNBG steuerlich ungünstiger behandelt wird als bei bestimmten anderen Steuerfestlegungen der HMRC.
- (42) Eine Änderung der Regulierungsbasis liegt vor, wenn (i) die Atomaufsichtsbehörde ONR (oder deren Nachfolgerin) für das Kraftwerk keine Bewertung mehr zu der Frage vornimmt, ob ein zur Risikosenkung in Kauf zu nehmender Nachteil in einem krassen Missverhältnis zum damit zu erzielenden Nutzen steht, oder (ii) das zuständige Umweltamt (oder dessen Nachfolger) eine für das Kraftwerk vorgesehene Risikominderungsoption nicht mehr als tragbares Umweltrisiko einstuft, da zwischen den Kosten für deren Umsetzung und den erzielbaren ökologischen Vorteilen ein Missverhältnis besteht.
- (43) Ausgleichsleistungen im Zusammenhang mit einem Anspruch begründenden Gesetzesänderungen werden nur dann erbracht, wenn alle aus diesen Änderungen resultierenden Ansprüche den Betrag von 50 Mio. GBP zu laufenden Preisen des Jahres 2012 und indiziert überschreiten. Doppelerstattungen sind nicht zulässig. Die Anpassung des Basispreises erfolgt während der verbleibenden Vertragslaufzeit bei jeder einen Anspruch begründenden Gesetzesänderung nur einmal, und zwar mithilfe des vereinbarten Finanzmodells oder durch Berechnung des Kapitalwerts der erforderlichen Anpassung.
- (44) Unter bestimmten Bedingungen erhält die NNBG eine Ausgleichszahlung, wenn es sich um eine „politisch motivierte“ Abschaltung des Kernkraftwerks HPC (durch eine zuständige britische, EU- oder internationale Behörde) aus Gründen handelt, die nicht mit dem Gesundheitsschutz, der nuklearen Sicherheit, der Sicherheit, dem Umweltschutz, der Abfallverbringung oder nuklearen Sicherheitsmaßnahmen in Zusammenhang stehen (Anspruch begründende Abschaltung).

- (45) Ausgleichszahlungen fallen auch an, wenn das Kraftwerk aus Gründen der nuklearen Haftpflichtversicherung abgeschaltet wird, was zutrifft, wenn die Regierung des Vereinigten Königreichs beispielsweise vom Stromerzeuger vorgeschlagenen alternativen Versicherungsregelungen nicht zustimmt, denen sie normalerweise hätte zustimmen sollen, und dem Stromerzeuger keine anderen genehmigten Versicherungsmöglichkeiten offenstehen.
- (46) Neben der Zahlung eines Ausgleichs durch die CfD-Vertragspartei oder die Regierung des Vereinigten Königreichs umfassen die Schutzmaßnahmen im Falle einer einen Anspruch begründenden Abschaltung auch das Recht der Überführung von NNBG in britisches Staatseigentum (und das Recht des Vereinigten Königreichs, eine solche Überführung zu fordern).
- (47) Kündigungsgründe gelten nur für die NNBG. Die CfD-Vertragspartei allein kann entscheiden, ob sie den Vertrag aufgrund eines entstandenen Kündigungsgrunds beendet.

2.2. KREDITGARANTIE

- (48) Das HPC-Projekt und insbesondere die NNBG werden nicht nur vom CfD profitieren, sondern auch von einer staatlichen Kreditgarantie für die emittierten Schuldverschreibungen.
- (49) Die zu begebenden Anleihen werden von der Kreditgarantie abgedeckt, die als Versicherungsvertrag angesehen werden könnte, der die fristgerechte Begleichung der Zinsaufwendungen und Tilgungszahlungen für entsprechend Schuldtitel garantiert, bei denen es sich auf einen Betrag von bis zu 17 Mrd. GBP handeln könnte. ⁽¹⁾
- (50) Die Kreditgarantie wird von der Infrastructure UK (im Folgenden „IUK“) gewährt, einer Abteilung im britischen Finanzministerium, die die Verwaltung des Garantiesystems „UK Guarantees“ überwacht. Sie stellt eine nach dem Prinzip der Whole-Business-Verbriefung operierende Kreditfinanzierungsplattform zur langfristigen Finanzierung des HPC dar.
- (51) Der IUK zufolge wurde das gesamte Vorhaben so strukturiert, dass eine Einstufung des HPC in eine der Risikokategorie BB+/Ba1 entsprechende Kategorie gerechtfertigt ist. Die Garantiegebühr beläuft sich auf 295 Basispunkte.
- (52) Mit dieser Regelung werden die im Rahmen der Finanzierungsstruktur zu begebenden Anleihen durch eine Garantie abgedeckt, die von den Lords Commissioners des britischen Finanzministeriums (das als Garantiegeber fungiert) zu gewähren ist. Darüber hinaus stellen Geschäftsbanken für die Bauzeit eine Überbrückungsfazilität zur Verfügung (für die im Rahmen von UK Guarantees keine Garantie gestellt wird). Das restliche Kapital für das Vorhaben wird von den Anteilseignern zur Verfügung gestellt. Mit Zustimmung des Garantiegebers können der Finanzierungsstruktur auch andere Kapitalquellen hinzugefügt werden.
- (53) Zum Zeitpunkt des Beschlusses sind folgende Finanzierungsquellen geplant:
 - a) Basiseigenkapital in Höhe von [...] GBP
 - b) (bei Eintritt bestimmter Ereignisse bereitzustellendes) Eventualeigenkapital in Höhe von [...] GBP
 - c) Überbrückungsfazilität für die Bauzeit in Höhe von [...] GBP
 - d) Anleihen in Höhe von [...] GBP.
- (54) Die Finanzierungsstruktur ist so gestaltet, dass zunächst das Basiseigenkapital komplett aufgebraucht wird, ehe die Anleihen angetastet werden. Das Eventualeigenkapital bietet die zusätzliche Sicherheit, dass der Tag, an dem der Garantiegeber davon überzeugt ist, dass das HPC in Betrieb genommen wurde und betriebsbereit ist, und an dem alle erforderlichen Reserven vollständig finanziert sind, auch eintreten wird („Abschluss sämtlicher finanzieller Transaktionen“).
- (55) Die eigenkapitalbezogenen Verpflichtungen der Anteilseigner werden in einer Vereinbarung über den Eigenkapitalbeitrag dargelegt werden, deren Vertragspartei auch der Garantiegeber sein wird, so dass er die Zusagen hinsichtlich der Bereitstellung des Eigenkapitals ebenfalls erhält.

⁽¹⁾ Die Begebung bezieht sich auf Anleihen in Höhe von ursprünglich 16 Mrd. GBP und Anleihen in Höhe von weiteren 1 Mrd. GBP für die Anpassung von Sizewell C im Rahmen des CfD (im Folgenden „SZC-Anleihe“).

- (56) Um zu gewährleisten, dass mit dem Eigenkapital wie oben beschrieben Verluste aufgefangen werden können, wenn es zu einem Ausfallereignis kommt, haben die Vertragsparteien zwei Bedingungen (die Basisbedingung ⁽¹⁾ und die „FFS Failure Condition“ ⁽²⁾) festgelegt, nach denen der Garantiegeber verlangen kann, dass das Basis- bzw. das Eventualeigenkapital vorzeitig erhöht werden, d. h. umgehend zur Verfügung gestellt und zur Deckung der Anleihen und der gegenüber dem Garantiegeber fälligen Beträge genutzt werden. Mit der Verknüpfung dieser beiden Bedingungen soll gewährleistet werden, dass das Hauptrisiko für die Durchführbarkeit der EPR-Technologie von den Anteilseignern und nicht vom Garantiegeber getragen wird, bis durch den Erfolg vorangegangener Projekte wie Flamanville 3 und Taishan 1 ein objektiver Nachweis dafür vorliegt, dass auch bei diesem Projekt Umsetzungsgewissheit besteht.
- (57) In der Zeit bis zum Erfüllen der Basisbedingung gilt eine Verschuldungsgrenze von mindestens der Verschuldungsgrenze für das betreffende Projektzwischenziel und [...] % des Basiseigenkapitals abzüglich des Eigenkapitals für die Entwicklungsphase, d. h. [...] Mrd. GBP. Tabelle 1 zeigt ein praktisches Beispiel für die Verlustauffangmerkmale des Eigenkapitals:

Tabelle 1

Kapitalinanspruchnahme bei Erfüllung und Nichterfüllung der Basisbedingung**Base Case Drawdown Profile**

GBP billion	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⁾ Die Basisbedingung („Base Case Condition“) lautet, dass ausreichend nachgewiesen sein muss, dass Flamanville 3 den Versuchsbetrieb abgeschlossen hat und die Auflagen des Garantiegebers in Bezug auf die in diesem Zeitraum zu erbringende Leistung erfüllt wurden. Der Garantiegeber kann die Frist für die Erfüllung der Basisbedingung verlängern, indem das Eigenkapital aufgestockt und dafür Sorge getragen wird, dass diese Aufstockung von der erforderlichen Kreditsicherung profitiert. Die Basisbedingung muss spätestens am 31. Dezember 2020 erfüllt sein.

⁽²⁾ Laut der „FFS Failure Condition“ muss Folgendes erfüllt sein:

- [...];
- [...] und
- [...].

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								
Undrawn Base Equity			7,53	7,53	7,53	7,53	7,53	7,53
Cumulative Cap on Debt			1,50	3,43	5,85	6,78	6,78	6,78

Source: UK Base Case

Quelle: Angaben der IUK vom 12. September 2014

- (58) Ist die Basisbedingung erfüllt, so ist der Schutz des Garantiegebers in der Bauausführungsphase hauptsächlich durch die Höhe des Eventualeigenkapitals geschützt, auf das zur Deckung von Mehrkosten zugegriffen werden kann, sowie durch die Zwischenziele des Projekts, durch die die Höhe der Verschuldung in den einzelnen Phasen begrenzt wird.
- (59) Die Zusagen der Anteilseigner in Bezug auf das Basis- und das Eventualeigenkapital sind zu 100 % kreditbesichert, wozu Instrumente wie Garantien der Muttergesellschaft, Akkreditive oder sonstige Formen der Zahlungszusagen, die der Garantiegeber für geeignet hält, herangezogen werden können.
- (60) Für die Erfüllung ihrer Verpflichtungen gegenüber der NNBG sowie die Erfüllung der Verpflichtungen der NNBG werden die Anteilseigner für sämtliche Vermögenswerte, Sachanlagen und Unternehmungen Schuldverschreibungen⁽¹⁾ ausgeben, die durch „fixed charges“⁽²⁾ und/oder „floating charges“⁽³⁾ einschließlich „qualifying floating charges“⁽⁴⁾ besichert sind. Für die Erfüllung der eingegangenen Verpflichtungen werden sowohl die NNBG und der Emittent der Schuldverschreibungen, ein eigens dafür gegründetes Unternehmen, für sämtliche Vermögenswerte, Sachanlagen und Unternehmungen umfassende Schuldverschreibungen ausgeben, die durch „fixed charges“ und/oder „floating charges“ einschließlich „qualifying floating charges“ besichert sind. Die Sicherheit wird durch Direktvereinbarungen mit den Vertragsparteien in Bezug auf bestimmte wichtige Verträge erhöht.

⁽¹⁾ Sicherungsrechte, die dem Empfänger Rechte in Bezug auf die besicherte Anleihe einräumen. Eine „charge“ ist eine Art Sicherungsmittel, das dem Sicherungsnehmer weder das Eigentums- noch das Besitzrecht verleiht. Vielmehr handelt es sich bei der „charge“ um die Belastung des Sicherungsgegenstands, durch die dem Sicherungsnehmer das Recht verliehen wird, den Sicherungsgegenstand für die Begleichung besicherter Forderungen zu verwerten. Die „charge“ verleiht dem Sicherungsnehmer ein billigkeitsrechtliches Eigentumsrecht am Sicherungsgegenstand, indem er das Recht erhält, den Sicherungsgegenstand in sein Eigentum zu übernehmen und den Erlös aus dessen Verkauf zur Begleichung besicherter Forderungen zu verwenden.

⁽²⁾ „Fixed charge“ bezieht sich auf den betreffenden konkreten Sicherungsgegenstand unmittelbar nach der Ausgabe der Schuldverschreibung, doch kann der Sicherungsnehmer ohne Zustimmung des Sicherungsgebers den Sicherungsgegenstand weder veräußern noch anderweitig über ihn verfügen.

⁽³⁾ „Floating charge“ bezieht sich auf (aktuelle und künftige) Vermögenswerte des Sicherungsnehmers, die bestimmten Schwankungen unterliegen.

⁽⁴⁾ „Qualifying floating charge“ im Sinne des Insolvency Act von 1986 bezieht sich (im Wesentlichen) auf das gesamte Vermögen eines Unternehmens, das den Erwerber dieses Rechts befugt, einen Insolvenzverwalter bzw. Zwangsverwalter zu benennen.

- (61) Aufgrund der Besonderheit des Vorhabens und der großen Bedeutung, die Sicherheitsfragen zukommt, wird bei der Vollstreckung der Sicherheit die Zustimmung der britischen Aufsichtsbehörde sowie die Tatsache berücksichtigt werden, dass das Verfügungsrecht nur an eine Einrichtung übertragen werden kann, die über eine Lizenz zum Betrieb einer kerntechnischen Anlage am Standort des HPC verfügt bzw. verfügen wird.
- (62) Mit den von den Anteilseignern, der NNBG und dem Emittenten gewährten Sicherungsrechten soll sichergestellt werden, dass die besicherten Parteien ⁽¹⁾ (i) im Falle der Insolvenz des Schuldners Vorrang vor den Forderungen ungesicherter Gläubiger des Schuldners haben, (ii) weiterhin die Möglichkeit haben, die besicherten Sicherungsgegenstände zu veräußern und den Erlös aus ihrem Verkauf zur Begleichung der offenen besicherten Forderungen zu verwenden, sofern dies die beste Möglichkeit zur Maximierung der eintreibbaren Forderungsbeträge darstellt, und (iii) im Falle der Insolvenz eines Sicherungsnehmers ein Höchstmaß an Kontrolle ausüben und das Sicherungsziel erreichen, indem für die Geschäfte und Vermögenswerte des betreffenden Schuldners ein Zwangsverwalter benannt wird.
- (63) Bei den Anleihen wird es sich um unbesicherte Verpflichtungen des Emittenten handeln, doch besteht keine Beteiligung an den dem Emittenten oder anderen Mitgliedern der Unternehmensgruppe HPC zu gewährenden Sicherungsmitteln.
- (64) Bezüglich der Rangfolge der Gläubiger kommt hinsichtlich des Erlöses aus der Vollstreckung der von der NNBG gewährten Sicherheit in der Praxis folgende Reihenfolge zur Anwendung:
1. gesetzlich bevorzugte Gläubiger;
 2. Vollstreckungskosten (d. h. Kosten der Sicherheitentreuhänder und gegebenenfalls des Insolvenzverwalters);
 3. FDP-Gläubiger ⁽²⁾;
 4. Gewährer der Überbrückungsfazilität für die Bauzeit;
 5. Anleihen und Garantiegeber;
 6. unbesicherte Gläubiger der NNBG;
 7. NNBG-Anteilseigner.
- (65) Diese Rangfolge bei der Verteilung der Vollstreckungserlöse kann ohne die Zustimmung des Garantiegebers nicht geändert werden.
- (66) Die Finanzierung der Transaktion wird unter Bezugnahme auf das Erreichen bestimmter Zwischenziele des Projekts in Phasen unterteilt.
- (67) In dem Zeitraum nach dem Tag, an dem die höchstmögliche Anzahl Anleihen (keine SZC-Anleihen) ausgegeben wurde, wird das Baseeigenkapital anhand eines Plans zur Verfügung gestellt, wobei das Eventualeigenkapital dazu dient, sämtliche im Zusammenhang mit diesem Plan anfallenden Mehrkosten abzudecken.
- (68) Dividenden für die Anteilseigner sind erst nach Abschluss sämtlicher finanzieller Transaktionen zulässig.
- (69) Nach Ansicht der britischen Behörden ist die Kreditgarantie nach Abschluss sämtlicher finanzieller Transaktionen weiterhin durch mehrere strukturelle und vertragsbasierte risikomindernde Maßnahmen abgesichert, einschließlich wesentlicher Einschränkungen bei der Fälligkeit von Dividenden und einer Schuldendienstreserve von [...] Monaten (die durch Barzahlungen, Garantieakkreditive oder andere zulässige Garantien finanziert werden kann), die sich auf [...] Mrd. GBP belaufen könnte. Der Marktstandard bei der Projektfinanzierung dürfte einer Schuldendienstreserve von sechs Monaten entsprechen.
- (70) Eine Inanspruchnahme der Kreditgarantie nach Abschluss sämtlicher finanzieller Transaktionen wird vermutlich nur erfolgen, wenn (a) die Betriebsleistung erheblich von den Vorgaben abweicht und somit für den Schuldendienst weniger Cashflow zur Verfügung steht als erwartet, und (b) diese Abweichung die in der Struktur vorgesehene und in beträchtlicher Höhe zur Verfügung stehende Schuldendienstreserve ausschöpft.
- (71) Wird die Schuldendienstreserve in Anspruch genommen, ist sie (ungeachtet der Höhe der Inanspruchnahme) vor etwaigen Dividendenzahlungen wieder vollständig aufzufüllen.

⁽¹⁾ Die besicherten Parteien sind der Garantiegeber, der Emittent, das Ministerium für Energie und Klimawandel und die Nuclear Decommissioning Fund Company Limited.

⁽²⁾ Das Ministerium für Energie und Klimawandel und die Nuclear Decommissioning Fund Company Limited in Bezug auf die Regelungen zur Abschaltung von Hinkley Point C.

- (72) Dem Vereinigten Königreich zufolge kann es nur unter sehr speziellen und mit hoher Unwahrscheinlichkeit verbundenen Umständen zu einer Vollstreckung kommen, da zahlreiche strukturelle Schutzmaßnahmen gegen den Eintritt des Sicherungsfalls vorhanden sind, zuvor bestimmte auslösende Ereignisse eintreten müssen und auf potenzielle Abhilfemaßnahmen zurückgegriffen werden kann. Muss dennoch vollstreckt werden, müssen die entsprechenden Umstände unerwartet aufgetreten und sehr ernster Natur sein, wobei davon abgesehen werden sollte, eine zuvor festgelegte Vollstreckungsmaßnahme anzuwenden. Die IUK sei der Auffassung, dass sie zu dem Zeitpunkt, da bestimmte Ereignisse eintreten, zur besseren Wahrung ihrer Interessen Flexibilität bei der Prüfung ihrer Handlungsoptionen benötige. Daher entschied die IUK sich für möglichst viele und flexible Vollstreckungsmöglichkeiten sowie einen gewissen Ermessensspielraum, um zu gegebener Zeit die geeignetste Vollstreckungsart zu bestimmen.
- (73) Der Kommission sind die bisher vereinbarten Eckpunkte zur Finanzierung des HPC-Projekts zur Beurteilung vorgelegt worden. Sie enthalten die Einigung der Parteien auf die wichtigsten Vorschriften und Bedingungen der Finanzierungsdokumente, wobei die Endfassung der entsprechenden rechtlichen Entwürfe zum Zeitpunkt dieses Beschlusses noch nicht vorlag. Das Vereinigte Königreich erklärte, dass die übrigen Vorschriften und Bedingungen sowie die endgültigen Finanzierungsdokumente Standardklauseln enthalten werden, wie sie von Kapitalgebern bei ähnlichen Projekten angestrebt werden. Da die Kommission nicht die Gelegenheit hatte, dies zu prüfen, und die Möglichkeit besteht, dass die der Kommission aktuell vorliegende Maßnahme durch die endgültigen Unterlagen abgeändert wird, müssen ihr die Behörden des Vereinigten Königreichs etwaige Änderungen melden.

2.3. VEREINBARUNG MIT DEM MINISTERIUM (SECRETARY OF STATE AGREEMENT)

- (74) Im CfD ist vorgesehen, dass die Kapitalgeber der NNBG Anspruch auf eine Ausgleichszahlung haben, sollte die Regierung des Vereinigten Königreichs die Abschaltung des Kernkraftwerks HPC aus politischen Gründen beschließen (und nicht aus Gründen der Gesundheit, der nuklearen Sicherheit, der Sicherheit, des Umweltschutzes, der Abfallverbringung oder aufgrund von Sicherungsmaßnahmen). Diese Zahlungen sollen genauso finanziert werden wie Zahlungen im Rahmen des CfD (d. h. durch die Stromversorgerabgabe). Mit dem CfD soll auch eine Vereinbarung mit dem Ministerium (*Secretary of State Agreement*) einhergehen, die zwischen den Ministerium und den Kapitalgebern von NNBG geschlossen werden soll.
- (75) Mit der Vereinbarung solle sichergestellt, dass für den Fall, dass nach einer politisch bedingten Abschaltung die Vertragspartei bei der Ausgleichszahlung an die Kapitalgeber von NNBG in Verzug geraten sollte, das Ministerium den vereinbarten Ausgleich an die Kapitalgeber zahlen würde. Zusätzliche Ausgleichszahlungen an die NNBG oder seine Investoren würden in der Vereinbarung nicht vorgesehen.

3. STELLUNGNAHMEN BETEILIGTER

- (76) Im Zuge der bis zum 7. April 2014 dauernden Konsultation zum Einleitungsbeschluss gingen bei der Kommission zahlreiche Stellungnahmen ein. Eine Beschreibung der für die Bewertung als staatliche Beihilfe relevanten Stellungnahmen findet sich im nachfolgenden Teil.
- (77) Auf die Stellungnahmen der Beteiligten wird ohne konkrete Nennung der jeweiligen Stellungnahme in den einschlägigen Teilen der Bewertung eingegangen.
- (78) Aufgrund der Vielzahl der eingegangenen Stellungnahmen werden diese thematisch zusammengefasst beschrieben.

3.1. EINGEGANGENE STELLUNGNAHMEN ZU DEN MASSNAHMEN ALS DIENSTLEISTUNGEN VON ALLGEMEINEM WIRTSCHAFTLICHEM INTERESSE (DAWI)

- (79) Ein Befragter pflichtete der Regierung des Vereinigten Königreichs dahingehend bei, dass die Maßnahmen keine staatlichen Beihilfen beinhalten, indem er auf die vom Vereinigten Königreich vorgelegten Beweise zur Untermauerung ihrer DAWI-Bewertung hinwies.
- (80) Eine Partei brachte vor, dass das HPC eine DAWI erbringe, da es eine gemeinwirtschaftliche Verpflichtung erfülle, was dazu führe, dass der Energiebedarf kurz-, mittel- und langfristig gedeckt werde, zudem werde das Projekt klar und transparent durchgeführt und führe für keines der beteiligten Unternehmen zu einem wirtschaftlichen Vorteil. Das HPC werde auch die Versorgungssicherheit verbessern, da die Abhängigkeit von Brennstoffimporten gesenkt werde und weniger fossile Brennstoffe benötigt würden.
- (81) Von den Parteien, die die Auffassung des Vereinigten Königreichs, dass die Maßnahme keine staatlichen Beihilfe beinhalte, nicht teilten, merkte ein Befragter an, dass die Maßnahme nicht die Altmark-Kriterien erfülle, da der CfD nur die Ausgleichszahlungen für die Erbringung einer Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse („DAWI“) enthalte.
- (82) Mehrere Befragte wiesen darauf hin, dass keine anderen Unternehmen an der Projektausschreibung teilnehmen konnten.

- (83) Mehrere Parteien führten an, dass die angemeldete Maßnahme nicht unter den DAWI-Rahmen der EU falle, da das Vereinigte Königreich die gemeinwirtschaftliche Verpflichtung, für die eine Ausgleichszahlung gewährt werden solle, nicht genau definiert habe, und die Bedingungen für die Betrauung mit einem Gemeinwohlaufrag gemäß Artikel 3 Absatz 2 der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁾ nicht eingehalten worden seien.
- (84) Mehrere Parteien waren der Auffassung, dass die Beihilfemaßnahmen nicht mit den Altmark-Kriterien vereinbar seien, wonach die Stromerzeugung eine gewöhnliche Wirtschaftstätigkeit darstelle, und die Kernenergie daher mit anderen Stromquellen auf einem liberalisierten Strombinnenmarkt konkurrieren sollte; der Maßnahme mangle es an einem Ziel von gemeinsamem Interesse; es gebe offenbar kein objektives Kriterium für die Begründung der Laufzeit von 35 Jahren; Kernkraft und erneuerbare Energieträger würden ungleich behandelt; die Maßnahme basiere auf unbekannten Parametern, und es liege keine Kosten-Nutzen-Analyse vor. Zudem könne die Kernkraft, da sie nur Grundlaststrom erzeugen könne, keine DAWI sein. Zudem bestehe ein großes Risiko der Überkompensation.

3.2. EINGEGANGENE STELLUNGNAHMEN ZUM VORLIEGEN EINER BEIHILFE

- (85) Mehrere Befragte machten geltend, dass die Maßnahmen eine staatliche Beihilfe darstellten, da sie bilaterale Verträge zwischen dem Staat und einem Unternehmen beinhalteten; die Zahlungen seien speziell auf das Ziel der Erzeugung von Kernenergie ausgerichtet; der Staatshaushalt werde direkt in die Zahlungen einbezogen, und der Vertrag unterstütze die Kernenergie und räume ihr besondere Bedingungen ein, was über die bei den erneuerbaren Energieträgern übliche Förderung hinausgehe.
- (86) Zur Abfallverbringung merkte ein Befragter an, dass beim Abfallverbringungspreis der Übergang von der Zahlung „pro Einheit“ zur Festlegung einer Obergrenze Beihilfen und weitere Subventionen für die Betreiber neuer kerntechnischer Anlagen beinhalten werde.

3.3. EINGEGANGENE STELLUNGNAHMEN ZU DEN ZIELEN VON GEMEINSAMEM INTERESSE, ZUM MARKTVERSAGEN UND ZUR ERFORDERLICHKEIT STAATLICHER MASSNAHMEN

- (87) Was die positiven Reaktionen anbelangt, so merkte ein Befragter an, dass die Kernkraft einen wesentlichen Beitrag zur Erzeugung CO₂-armen Stroms sowie zur Diversifizierung des Stromerzeugungssektors leisten könne. Auch wenn mit ihr nicht die gesamte in den nächsten Jahrzehnten im Vereinigten Königreich benötigte zusätzliche Kapazität abgedeckt werden könne, so werde sie wahrscheinlich eine entscheidende Rolle dabei spielen, abgeschaltete Kernenergiekapazitäten zu ersetzen und den künftigen Bedarf zu decken.
- (88) Mehrere Befragte führten an, dass die Lage im Vereinigten Königreich anders sei als in anderen EU-Mitgliedstaaten, da der Bau von Verbindungsleitungen aufgrund der Insellage nur eingeschränkt möglich sei. Vergleiche mit Finnland oder Frankreich seien unangemessen, da sich die Marktstruktur dort deutlich von der im Vereinigten Königreich unterscheide und in diesen Mitgliedstaaten Langzeitverträge zur Förderung des Baus von Kernkraftwerken abgeschlossen worden seien. Die Unbeständigkeit der Stromerzeugung bei den erneuerbaren Energieträgern könne das Vereinigte Königreich nicht durch die Einfuhr großer Energiemengen aus den Nachbarländern ausgleichen, auch könne es die Probleme, die bei Überproduktion im Bereich der erneuerbaren Energieträger entstehen, nicht einfach außer Acht lassen. Daher werde das Marktversagen in Bezug auf einen europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt im Vereinigten Königreich stets größer sein als auf dem europäischen Festland und mehr Abhilfemaßnahmen erfordern. Darüber hinaus werde die Förderung der Kernkraft die Diversifizierung der Energieversorgung und somit die Ausfallsicherheit des britischen Energiesystems erhöhen.
- (89) Ein Befragter wies auf spezielle Schwachpunkte im Bereich Kernenergie hin, insbesondere auf die lange Bauzeit und die Laufzeit von Kernkraftwerken, so dass erst in mehr als 30 Jahren, weit nach 2050, mit einer Rendite gerechnet werden könne. Aus Stromausfällen in einigen Mitgliedstaaten sei die Lehre gezogen worden, dass Verlass auf grenzüberschreitende Zusammenschaltung nur eingeschränkt bestehe und kein einziger Übertragungsnetzbetreiber könne Verbundkapazität in dem Maße garantieren, wie dies im Verbundnetz des eigenen Landes möglich sei. Staatliche Beihilfen für das HPC-Projekt würden den Wettbewerb möglicherweise weniger verzerren als die Einführung anderer Maßnahmen wie beispielsweise Kapazitätsmärkte.
- (90) Ein Befragter führte aus, dass das HPC das Umweltschutzziel nicht beeinträchtigen werde, da sein Betrieb von den einschlägigen Einrichtungen wie der Atomaufsichtsbehörde (ONR) genau überwacht werde. Darüber hinaus werde es die britischen Umweltschutzverordnungen von 2010 einhalten.
- (91) Mehrere Parteien machten geltend, dass es Technologien zur sicheren Lagerung radioaktiver Abfälle gebe.
- (92) Mehrere Parteien führten aus, dass die aktuelle Maßnahmenkombination nicht ausreiche, um Investitionen in die Kernkraft voranzutreiben, insbesondere da der CO₂-Preis des EHS zu niedrig sei; der britische CO₂-Mindestpreis werde die CO₂-Preise nicht so stark in die Höhe treiben, dass stärkere Anreize für Investitionen in die Kernenergie entstehen; zudem reiche das Garantiesystem „UK Guarantees“ allein nicht aus, um Investitionen zu fördern, da die

⁽¹⁾ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 55).

Langfristigkeit der Rentabilität der Kernkraft nicht berücksichtigt werde. Die Bilanz der CO₂-Emissionen der Kernenergie ähnele der der Windenergie und sei weit niedriger als die der erneuerbaren Energien aus dem Meer, der Photovoltaik und der Biomassetechnologie.

- (93) Eine Partei führte aus, dass das Vereinigte Königreich erneuerbare Energieträger zwar fördere, diese Technologien für die Bereitstellung von Grundlaststrom jedoch nicht ausreichen, und das gleichzeitige Angewiesensein auf Erdgas den britischen Markt von fossilen Brennstoffen abhängig mache und geopolitischen Risiken unterwerfe.
- (94) Ein Befragter machte geltend, dass die Kommission den ökologischen Nettonutzen des HPC im Vergleich zum aktuellen Energiemix im Vereinigten Königreich bewerten sollte. Anhand dieser Kriterien bewertet, würde das HPC eindeutig einen erheblichen ökologischen Nutzen aufweisen.
- (95) Mehrere Parteien führten an, dass die Mitgliedstaaten ihren Energiemix frei wählen können und diese die nötigen Anreize schaffen sollten, ohne die wirksame langfristige private Investitionen in CO₂-arme Erzeugungskapazitäten aufgehoben würden. Es sei nicht Aufgabe der Kommission, Entscheidungen dieser Art zu beeinflussen. Darüber hinaus seien mit Kernkraftwerken hohe Anfangsinvestitionen und geringe Grenzkosten verbunden, die zusammen mit der fehlenden Korrelation zwischen den Betriebskosten und den Strommarktpreisen das Vorhandensein eines Risikos bestimmten, das ohne staatliches Einschreiten nicht wirksam auf die Verbraucher übertragen werden könne.
- (96) Mehrere Parteien kritisierten Randnummer 337 im Einleitungsbeschluss, vor allem da im Vereinigten Königreich seit der Liberalisierung des Energiemarkts vor 20 Jahren keine neuen Investitionen in Kernkraftwerke getätigt worden seien. Auch die Gefahr sich ändernder Regierungspolitik und andere politische Risiken würden privaten Kapitalgebern Investitionen dieser Art erschweren.
- (97) Mehrere Parteien führten an, dass die Investitionskosten rund 75 % der Stromgestehungskosten ⁽¹⁾ ausmachten — gegenüber 10 bis 15 % bei Gaskraftwerken ohne CCS-Technologie. Ferner wurde festgestellt, dass für eine kosteneffiziente Verringerung der CO₂-Emissionen gemäß entsprechender Modellierung von einem Wert in Höhe von 50 g CO₂/kWh bis 2030 ausgegangen worden sei — gegenüber den aktuellen Werten von rund 500 g CO₂/kWh —, der sich mit dem geringstmöglichen Kostenaufwand nur erreichen ließe, wenn neue Kernenergiekapazitäten wesentliche Marktanteile erreichten (z. B. 11 bis 18 GW). Der Barwertvorteil eines großangelegten Atomprogramms läge bei 23 Mrd. GBP. Ein langfristiger Vertrag mit einem Kernkraftwerk würde zudem die Effizienz des Stromdispatchings aufrechterhalten, was aufgrund der geringen Grenzkosten sowohl für die Kerntechnik als auch für die Technologien für den Einsatz erneuerbarer Energieträger relevant wäre.
- (98) Ein Befragter gab an, dass sowohl innerhalb als auch außerhalb des Vereinigten Königreichs Kapitalgeber aufgrund der fehlenden Förderung der frühzeitigen Entwicklung neuer Technologien wie beispielsweise EPR ein geringeres Interesse an dieser Technologie hätten.
- (99) Ein Befragter machte geltend, dass der Euratom-Vertrag nicht unabhängig von der aktuellen Strategie der Kommission angewendet werden könne, da die Kommission nach dessen Artikel 40 regelmäßig Ziele für die Erzeugung von Kernenergie veröffentlichen müsse, und dass die Ziele dieses Vertrags nur im Einklang mit seinen anderen Vorschriften verfolgt werden könnten.
- (100) Ein Befragter wies darauf hin, dass vor der Liberalisierung Investitionen im Bereich Kernenergie durch tariffinanzierte Projekte ermöglicht wurden, die Investitionsrisiken beseitigten.
- (101) Eine Partei führte aus, dass Kernbrennstoffe aus verschiedenen Quellen stammten, die hinsichtlich der Energiesicherheit sehr hoch eingestuft würden.
- (102) Eine Partei stellte fest, dass außer der Kerntechnik keine nachgewiesenen CO₂-arme Grundlasttechnologien bestehen würden, die ununterbrochen auf gleichbleibendem Kapazitätsniveau betrieben werden könnten. Darüber hinaus seien Kapitalgeber aufgrund des politischen Risikos in der Europäischen Union immer vorsichtiger, extrem große Kapitalmengen in die neue Stromerzeugungsordnung zu investieren. Die Prognosen der Kommission hinsichtlich der Investitionen in neue Kernkraftwerke in den Jahren 2027-2030 seien aufgrund dieser Ungewissheit fraglich.
- (103) Mehrere Parteien stellten fest, dass das Vereinigte Königreich über keinen Mechanismus verfüge, der dem finnischen Mankala-Modell ähnele (gemeinsame Investitionen von Energieerzeugern und energieintensiven Wirtschaftszweigen), mit dem das Missverhältnis zwischen dem Risiko der hohen Anfangsinvestitionen und dem langfristigen Preis für den augenblicklichen Strombedarf bewältigt werden könne.
- (104) Eine Partei merkte an, dass die meisten Technologien für erneuerbare Energieträger Anfang des 20. Jahrhunderts entstanden seien, weshalb deren Förderung aus Gründen ihrer technologischen Reife weniger gerechtfertigt sei als die Förderung der Kerntechnik.

⁽¹⁾ Die Stromgestehungskosten sind ein Maß für die Kosten der Stromerzeugung mithilfe verschiedener Technologien, auf der Grundlage bestimmter Annahmen ermöglicht es den Vergleich dieser Kosten.

- (105) Mehrere Parteien führten aus, dass die Reaktoren frühestens 2023 in Betrieb genommen würden, weshalb das Kernkraftwerk die vom Vereinigten Königreich als Begründung für die Maßnahmen angeführte Versorgungssicherheit nicht gewährleisten könne.
- (106) Eine Partei merkte an, dass die Kerntechnik keine Versorgungssicherheit gewährleiste, da sie die Energieerzeugung von der Einfuhr spaltbaren Kernmaterials abhängig mache. Eine weitere Partei führte an, dass zur Verbesserung der Versorgungssicherheit die Abhängigkeit von der Brennstoffeinfuhr gesenkt werden sollte.
- (107) Ein Befragter führte aus, dass die Energiepolitik der britischen Regierung politisch motiviert sei und die Entwicklung von Onshore-Windparks und Solaranlagen einschränke.
- (108) Mehrere Befragte äußerten die Auffassung, dass die Kerntechnik die Versorgungssicherheit verschlechtere, da ihr die Flexibilität fehle, die für die Herstellung eines Gleichgewichts zwischen Angebot und Nachfrage im Netz erforderlich sei, und zwar aufgrund von unvorhersehbaren Ausfällen, reduzierten Kapazitäten oder routinemäßigen Wartungen. Ferner verbinde man mit der Kerntechnik unvorhersehbare Schocks, die unzählige Sicherungsmaßnahmen erforderten — im Gegensatz zur Variabilität des Winds, die zum großen Teil als vorhersagbar gelte. Zu guter Letzt ist die Kerntechnik denselben Befragten zufolge ein ungeeignetes Mittel zur Emissionsminderung, da der Brennstoffkreislauf wissenschaftlichen Untersuchungen zufolge zwischen 9- und 25-mal mehr CO₂ erzeuge als die Windkraft.
- (109) Mehrere Befragte führten aus, dass die Kerntechnik vergleichenden Statistiken zufolge keinen wesentlichen Beitrag zur Minderung der CO₂-Emissionen leiste.
- (110) Mehrere Parteien stellten fest, dass die Maßnahme keine Energiesicherheit gewährleiste, da sie abgeschaltete Kapazitäten nicht schnell genug ersetze und auf Uranreserven angewiesen sei, die begrenzt seien.
- (111) Mehrere Befragte führten aus, dass Subventionen zum Ausschluss anderer, innovativerer und umweltfreundlicherer Produktionstechnologien führten und Subventionen weder berechtigt noch mit dem Verursacherprinzip vereinbar seien. Die Kosten dieser Langzeitmaßnahme müssten künftige Generationen tragen.
- (112) Mehrere Befragte betonten, dass einige Mitgliedstaaten, insbesondere Deutschland, Österreich, Irland, Italien u. a., Kernenergie ablehnten bzw. aus der Kernenergie ausgestiegen seien und andere Mitgliedstaaten wie Portugal, Dänemark, Estland und Griechenland gar keine Kernkraft erzeugten, es somit kein gemeinsames Ziel in Bezug auf die Kernenergie geben könne.
- (113) Mehrere Befragte stellten fest, dass eine Technologie, die 60 Jahre lang subventioniert werden müsse und von sämtlichen damit verbundenen direkten und indirekten Kosten befreit werde und darüber hinaus einen verbürgten Vertrag mit einer Laufzeit von über 35 Jahren erfordere, nicht als machbar angesehen werden könne.
- (114) Eine Partei führte aus, dass die notwendige Entsorgung radioaktiver Abfälle nicht zufriedenstellend gelöst werden könne.
- (115) Ein Befragter führte aus, dass das Vereinigte Königreich neue Kernkraftwerke übermäßig befürworte, indem es die vielen Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Entsorgung auf sich nehme und den Kapitalgebern Sicherheit verschaffe.
- (116) Mehrere Befragte kritisierten die vom Vereinigten Königreich durchgeführte Risikobewertung, da die Kaskade unerwarteter auslegungsüberschreitender Störfälle, die in Fukushima eintraten, sowie weitere größere Nuklearunfälle weder erfasst noch berücksichtigt worden seien. Kritisiert wurden auch die Behauptungen, wonach die höchste Freisetzungsrates in Form der Umgehung des Containments im Falle eines größten anzunehmenden Unfalls/Störfalls (einschließlich eines Terroranschlags) im HPC höchstens 0,03 % des Reaktorkerninventars pro Tag betragen würde.
- (117) Mehrere Befragte merkten an, dass es unklar sei, ob das Vereinigte Königreich die Entwicklung neuer Technologien berücksichtigt habe, die die Flexibilität des Stromnetzes verbessern (z. B. dynamische Preisgestaltung, Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten oder zur dynamischen Lastbegrenzung in der Industrie, Bündelung von Dienstleistungen und Nachfrageoptimierung der Haushalte).
- (118) Ein Befragter kritisierte, dass das Vereinigte Königreich der Erzeugung der Grundlast so viel Bedeutung beimesse; angesichts der aktuellen Veränderungen im Energiesektor erscheine es fraglich, dass die Grundlast Mitte der 2020er Jahre noch so relevant sein werde wie heute. Demgegenüber werde die Flexibilität des Systems immer wichtiger werden.
- (119) Mehrere Parteien merkten an, dass das HPC angesichts der Kraftwerke in Finnland und Frankreich und der beiden weiteren, bereits errichteten Anlagen in China nicht das erste Kernkraftwerk dieser Art (FOAK-Anlage) sein werde, sondern eher das fünfte oder sechste. Ferner seien in Finnland und Frankreich ähnliche Reaktoren ohne staatliche Beihilfen in Auftrag gegeben worden.
- (120) Eine Partei führte aus, dass die Solarindustrie in der Lage sei, zu vergleichbaren Kosten jährlich dieselbe Strommenge zu liefern wie das HPC, und dass die Offshore-Windenergie im Jahr 2020 oder kurz danach kostengünstiger sein könne als die Kernenergie.

- (121) Eine Partei machte geltend, dass selbst aus den Zahlenangaben der britischen Regierung hervorgehe, dass keine neuen Kernkraftwerke erforderlich seien, anders als es in mehreren Dokumenten und Reden hieß, in denen fälschlicherweise behauptet worden sei, dass sich der Strombedarf — entgegen Untersuchungen der Regierung zum langfristigen Strom- und Kapazitätsbedarf bis 2025 — verdoppeln oder sogar verdreifachen könnte.

3.4. STELLUNGNAHMEN ZUR ANGEMESSENHEIT UND ZUM ANREIZEFFEKT DER MASSNAHMEN

- (122) Was die positiven Reaktionen anbelangt, so merkten mehrere Befragte an, dass die Kernkraft einen wesentlichen Beitrag zur Erzeugung CO₂-armen Stroms sowie zur Diversifizierung des Stromerzeugungssektors leisten könne. Auch wenn mit ihr nicht die gesamte in den nächsten Jahrzehnten im Vereinigten Königreich benötigte zusätzliche Kapazität abgedeckt werden könne, so werde sie wahrscheinlich eine entscheidende Rolle dabei spielen, abgeschaltete Kernenergiekapazitäten zu ersetzen und den künftigen Bedarf zu decken.
- (123) Mehrere Befragte führten aus, dass private Investitionen ohne staatliche Maßnahmen nur auf die kurzfristige Erzielung von Renditen ausgerichtet seien, was den Bau neuer Kernkraftwerke verhindere.
- (124) Ein Befragter argumentierte, dass für die Betreiber ohne Beihilfen kein Anreiz bestehe, in neue Kernkraftwerke zu investieren, und dass der erfolgreiche Abschluss des ersten Projekts die Kosten weiterer Projekte erheblich senken werde. Ferner könnten die Reaktoren der dritten Generation nicht mit den bestehenden Anlagen verglichen werden, und private Investitionen in die Kernenergie seien ohne eine langfristig ausgerichtete Preisstabilität unmöglich.
- (125) Mehrere Befragte behaupteten, dass das britische Programm zum Bau neuer Kernkraftwerke sich positiv auf die Beschäftigung im Vereinigten Königreich und in Europa auswirken werde.
- (126) Mehrere Befragte stellten fest, dass aufgrund der Beihilfe hochspezialisierte Fachkräfte ihr Kompetenzniveau halten und neue Techniken entwickeln könnten, was auch für die Abschaltung der aktuell in Betrieb befindlichen Reaktoren entscheidend sei. Ferner äußerten sie sich zu den positiven Auswirkungen, die die Beihilfe auf die Akteure der Versorgungskette haben werde.
- (127) Mehrere Befragte wiesen darauf hin, dass britische Unternehmen einen diversifizierten Energiemix nachdrücklich befürworten und insbesondere Kern-, Wind- und Wasserkraft fördern würden. Durch das britische Programm entstehe ein stabileres Investitionsumfeld für Unternehmen, insbesondere für Strom-Großverbraucher.
- (128) Mehrere Befragte stellten fest, dass der vorgeschlagene Mechanismus im Vergleich zu den aktuell nur für die erneuerbaren Energieträger genutzten grünen Zertifikaten den Vorteil der Begrenzung der Überkompensation aufweise.
- (129) Mehrere Parteien merkten an, dass der Staat verpflichtet sei, den Investoren Anreize für Diversifizierungsentscheidungen zu verschaffen, da liberalisierte Märkte die Vorteile der Versorgungssicherheit eines Mitgliedstaats nicht internalisieren könnten.
- (130) Eine Partei kritisierte den Standpunkt der Kommission, dass CfD-Verträge die meisten Marktrisiken aus der Welt schafften, da Einspeisetarife zur Förderung erneuerbarer Energieträger in vielen Mitgliedstaaten allgemein üblich seien und es keinen Grund für eine Sonderbehandlung der Kernkraft gebe.
- (131) Mehrere Befragte argumentierten, dass die Kerntechnik nicht umweltfreundlich, nicht erneuerbar, sondern endlich und äußerst kostspielig sei, obwohl es sich um eine reife Technologie ohne Lerneffekt handele.

3.5. STELLUNGNAHMEN ZUR VERHÄLTNISSMÄSSIGKEIT DER MASSNAHMEN

- (132) Eine Partei merkte an, dass die CfD-Regelung das Risiko zwar senke, die NNBG jedoch weiterhin einem Grundrisiko aussetze und Überkompensation verhindere, weil Zahlungen nur erfolgten, wenn der Referenzpreis unter dem Basispreis liege. Ferner werde die in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen gewährte Gewinnbeteiligung eine Überkompensation begrenzen, und der NNBG werde keine feste Einnahmen- oder Gewinnhöhe garantiert. Zudem trage der CfD zur Preisstabilisierung bei, was zu einem besseren Investitionsumfeld führe.
- (133) Mehrere Parteien führten an, dass der Basispreis mit dem Basispreis anderer CO₂-armer Technologien und nicht mit den Kosten von Gaskraftwerken verglichen werden sollte und dass statt des aktuellen Preisniveaus eher das künftige Preisniveau berücksichtigt werden sollte.

- (134) Mehrere Parteien merkten an, dass der CfD für das HPC eine Laufzeit von 35 Jahren habe, während sich die Laufzeit von Verträgen im Bereich erneuerbare Energieträger üblicherweise auf höchstens 15 Jahre belaufe. Das Kernkraftwerk werde jedoch 60 Jahre in Betrieb sein, Anlagen für erneuerbare Energieträger hingegen 20 bis 25 Jahre, was gemessen an der Betriebsdauer einem geringeren Subventionsanteil entspreche. Durch die CfD werde das Vereinigte Königreich davor geschützt, höher ausfallende Baukosten tragen zu müssen.
- (135) Eine Partei legte eine Kostenschätzung vor, wonach der Kostenrahmen nach der Errichtung der ersten Anlage erheblich sinken werde, nämlich auf 60-75 GBP pro MWh im Jahr 2030. Zudem werde der Basispreis der angemeldeten Maßnahme auf die in ihrer Analyse angegebene Spanne fallen, nämlich auf 85 bis 100 GBP pro MWh.
- (136) Mehrere Parteien waren der Ansicht, dass derzeit nur sehr wenige Technologien als kostengünstiger erachtet werden, von denen keine einzige künftig signifikante Strommengen liefern könne.
- (137) Mehrere Parteien stellten fest, dass die Kernkraft bei Berücksichtigung sämtlicher Systemkosten der erneuerbaren Energieträger zum vom Vereinigten Königreich angegebenen Basispreis eine viel kostengünstigere Option sei.
- (138) Eine Partei argumentierte, dass ein Beschluss der Kommission, bei kerntechnischen Projekten keine Mechanismen nach Art des CfD zuzulassen, wesentliche Auswirkungen auf die Fähigkeit der Behörde für die Stilllegung kerntechnischer Anlagen (NDA) haben könne, eine Lösung für den Umgang mit dem im Vereinigten Königreich zu zivilen Zwecken eingesetztem Plutonium durchzusetzen. Die mit den Entsorgungskosten verbundene Belastung des Steuerzahlers sei dank der britischen Regierung minimal/gering.
- (139) Mehrere Befragte führten aus, dass Investitionsbeihilfen nicht von den Betriebsbeihilfen abgezogen würden.
- (140) Ein Befragter war der Ansicht, dass alle Verträge und Vertragsänderungen mit Auswirkungen auf die Finanzierung sowie die praktischen Vorkehrungen für die Abschaltung und die Entsorgung und Endlagerung von Abfällen und abgebrannten Brennelementen für die Öffentlichkeit einsehbar sein und vom Parlament kontrolliert werden müssten. Zudem seien wichtige Informationen über die Kostenmodellierung nicht veröffentlicht worden.
- (141) Mehrere Parteien äußerten Bedenken, dass das Vereinigte Königreich der NNBG zusätzliche Beihilfen gewähren könnte, einschließlich in Form einer Regelung zur Einschränkung der Haftung der Betreiber kerntechnischer Anlagen. Manche Parteien waren auch der Ansicht, dass bei anderen Technologien als der Kerntechnik eine uneingeschränkte Haftung gelte, während bei der Kerntechnik nur eine beschränkte Haftung zum Tragen komme.
- (142) Eine weitere Form der Förderung, die möglicherweise von der angemeldeten Beihilfe ausgeschlossen werde, sei die Unterschätzung der Kosten der Entsorgung und Endlagerung radioaktiver Abfälle im Rahmen des Abfallverbringungsvertrags (Waste Transfer Contract), zu dessen Unterzeichnung das Vereinigte Königreich neue Betreiber kerntechnischer Anlagen verpflichten möchte. In ähnlicher Weise waren manche Parteien der Ansicht, dass die angeblich nicht vollständige Berücksichtigung der Stilllegungskosten gegen das Verursacherprinzip verstoße.
- (143) Ausgehend von den Erfahrungen mit den Modellen des Europäischen Druckwasserreaktors EPR in Finnland und Frankreich äußerte ein Befragter Bedenken hinsichtlich potenzieller Mehrkosten.
- (144) Finanzielle Unterstützung der derzeitigen Betreiber kerntechnischer Anlagen im Vereinigten Königreich werde bereits durch etliche Finanzinstrumente gewährt, beispielsweise durch Haftungsbeschränkungen, Übernahme kommerzieller Risiken, Subventionen für die Entsorgung radioaktiver Abfälle und Subventionen für Vorkehrungen zur Abwehr terroristischer Anschläge.
- (145) Mehrere Parteien äußerten, dass die Beihilfe zu einer Übertragung des wirtschaftlichen Risikos von der Unternehmung auf die Steuerzahler und zu einer Festschreibung führe, wodurch die Energiepreise in den nächsten 35 Jahren steigen würden.
- (146) Mehrere Parteien führten aus, dass der Basispreis zu hoch sei und das HPC das teuerste Kraftwerk aller Zeiten werde. Durch Verzerrungen würden zusätzliche Kosten entstehen.
- (147) Eine Partei führte aus, dass die Beurteilung der Verhältnismäßigkeit erst endgültig sein könne, nach dem die Vorschriften über die Gewinnbeteiligung und die Überprüfung der Kosten vollständig mitgeteilt worden seien.
- (148) Eine Partei stellte dar, dass der Basispreis höher sei als der Preis, den Deutschland für seine Onshore-Windenergie zahle.
- (149) Eine Partei führte aus, dass die Annahme richtig sei, dass normalerweise nicht von einem deutlichen Absinken der Kosten des EPR ausgegangen werden könne, solange die Technik gefördert werde, und dass der Reaktor keine neue Technologie darstelle.

- (150) Mehrere Parteien argumentierten, dass eine ganze Reihe neu entstehender Technologien für den Einsatz erneuerbarer Energien sich als viel kostenwirksamer erweisen könnten als das HPC und dass ein aktueller Bericht von Carbon Connect ⁽¹⁾ Schätzungen enthalte, wonach die Einnahmen von EDF und anderen Investoren beim HPC viel höher seien als bei anderen Projekten, da mit Eigenkapitalrenditen von rund 19 % bis 21 % gerechnet werde, was höher sei als die erwarteten Eigenkapitalrenditen bei Projekten im Rahmen der Private Finance Initiative. Würden die Kosten der Vollversicherung gegen Atomunfälle berücksichtigt, würden die wirtschaftlichen Argumente für die Kernkraft im Vergleich zu anderen CO₂-armen Quellen wesentlich an Überzeugungskraft verlieren. Laut einem aktuellen Bericht des Rechnungsprüfungsausschusses des Unterhauses und der Behörde für die Stilllegung kerntechnischer Anlagen belaufen sich die Kosten für nukleare Altlasten auf über 2,5 Mrd. GBP jährlich bzw. auf 42 % des Gesamthaushalts des Ministeriums für Energie und Klimawandel.
- (151) Mehrere Parteien führten an, dass hinreichender Verdacht auf Überkompensation bestehe.
- (152) Würde der Basispreis über 35 Jahre in einen äquivalenten Basispreis über 15 Jahre umgerechnet, so eine Partei, würde er in konstanten Preisen von 2012 rund 117 GBP pro MWh betragen bzw. mehr als 20 % über dem Basispreis für Onshore-Windkraft liegen und 10 bis 15 % über dem für die Umwandlung von Biomasse. Ferner könne davon ausgegangen werden, dass die Kosten für Onshore-Windkraft im Jahr 2023 aufgrund stärkerer Nutzung weiter gesunken sein werden, wodurch die Differenz noch deutlicher zum Tragen komme.
- (153) Mehrere Parteien führten aus, dass die Preise für alternative Technologien und insbesondere für Technologien für den Einsatz erneuerbarer Energieträger künftig wahrscheinlich sinken werden, was zu einer relativen Überkompensation des HPC-Projekts führe.
- (154) Eine Partei brachte vor, dass das Vereinigte Königreich sich auf dem Markt nicht nach einer gleichwertigen Kapazität oder Leistung für denselben Zeitraum umgesehen habe. In Frankreich und Finnland würden die Preise für Strom aus Kernenergie 45 bis 50 EUR pro MWh betragen. Berichten von Finanzanalysten zufolge werde EDF beim Eigenkapital jährlich einen internen Zinsfuß in Höhe von 25 bis 35 % erzielen. Durch CfD-Verträge werde es für die Kernenergie leichter als für die erneuerbaren Energieträger, den Referenzpreis zu erzielen, zudem werde eine Kombination aus CO₂-Mindestpreis und Kapazitätsmarkt Investitionen in neue kerntechnische Anlagen fördern.

3.6. STELLUNGNAHMEN ZU POTENZIELLEN WETTBEWERBSVERZERRUNGEN UND BEEINTRÄCHTIGUNGEN DES HANDELS ZWISCHEN MITGLIEDSTAATEN

- (155) Was die positiven Reaktionen anbelangt, so merkten mehrere Parteien an, dass die Maßnahme keine wesentlichen Auswirkungen auf den Wettbewerb oder den Handel zwischen Mitgliedstaaten haben werde, da sie sich nicht wesentlich auf das Verbraucherwohl auswirken und keine höheren Einzelhandelspreise nach sich ziehen werde. Zudem sei die NNBG den Marktkräften und Anreizen, auf dem Großhandels-Strommarkt zu konkurrieren, ausgesetzt.
- (156) Mehrere Parteien führten aus, dass gleiche Ausgangsbedingungen für alle CO₂-armen Technologien geschaffen werden und sich die Subventionen für neue kerntechnische Anlagen in Einklang mit den aktuellen Förderstrategien für erneuerbare Energieträger befinden sollten. Zudem sollte Technologieneutralität gewahrt werden, weshalb die Kerntechnik nicht diskriminiert werden dürfe.
- (157) Mehrere Parteien stellten fest, dass die Maßnahmen Investitionen in erneuerbare Energieträger nicht verdrängen könnten, da für sie ebenfalls CfD-Verträge abgeschlossen würden. Zudem werde die Beihilfe vielmehr als Katalysator für neue Investitionen in Energieerzeugungstechnologien fungieren.
- (158) Eine Partei stellte fest, dass das HPC eine installierte Kapazität von knapp über 3 GW haben werde, während der britische Markt insgesamt in Kürze 80 GW erreichen werde. So gesehen wäre die Marktverzerrung durch die Beihilfe nicht signifikant (d. h. 4 %).
- (159) Mehrere Parteien merkten an, dass mit dem Zugewinn aus anderen Energieträgern als neuen kerntechnischen Anlagen keine Kapazität erreicht werden könne, die hoch genug sei, um sie als machbare Optionen in Betracht ziehen zu können. Insbesondere könnten Gewinne aus der Laststeuerung nicht als sicher gelten, werde die Energieeffizienz zusätzliche Maßnahmen erfordern und die Zusammenschaltung einen wesentlichen Beitrag zur effizienten Ressourcennutzung leisten, wobei die Haupthindernisse politischer und ordnungspolitischer Art sein würden.
- (160) Mehrere Befragte behaupteten, dass die Maßnahmen den Wettbewerb verzerren. Dies geschehe durch die Verdrängung alternativer Technologien und insbesondere die Diskriminierung bzw. das Ersetzen von Investitionen in Technologien für erneuerbare Energieträger. Zudem werde der Handel im Binnenmarkt verzerrt, da die Importeure mit dem subventionierten Preis für die Kernenergie nicht konkurrieren könnten, was zu einem künstlichen Überangebot in anderen Mitgliedstaaten führe.
- (161) Ein Befragter wies darauf hin, dass die Beihilfe den Wettbewerb zwischen bestehenden und neuen Kernkraftwerken verzerre, da Letztere eine Betriebsbeihilfe erhielten, Erstere jedoch nicht. Eine weitere Partei führte aus, dass Technologieneutralität gewahrt werden müsse, weshalb die Kernenergie nicht diskriminiert werden dürfe.

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

- (162) Eine Partei stellte fest, dass der Markt, an dem Technologien für erneuerbare Energieträger teilnehmen können, aufgrund der Subventionierung der Kernenergie wahrscheinlich schrumpfe und es dadurch schwerer werde, neue Kapazitäten für die Stromerzeugung mit erneuerbaren Energieträger in der EU zu schaffen.
- (163) Eine Partei kritisierte das Sachverständigengutachten von Prof. Green und Dr. Staffell vor allem, weil die darin verwendete Methode weder eine Wohlfahrtsanalyse noch eine Bewertung eventueller Wettbewerbsverzerrungen ermögliche; mit den Annahmen dieser Sachverständigen könne auf Fälle von Versagen des Finanzmarkts nicht reagiert werden; die Annahme der Exogenität der gewichteten durchschnittlichen Investitionskosten (WACC) sei unbegründet, zudem würden in diesem Gutachten Lernprozesse, die externen Kosten von CO₂-Emissionen, die Vielfalt des Angebots und die Marktmacht außer Acht gelassen.
- (164) Eine Partei führte aus, dass die Beihilfe das Ungleichgewicht zwischen den Gesamtkosten anderer Energietechnologien und denen der Kerntechnik zum Nachteil der Verbraucher und des erforderlichen Steueraufkommens deutlich größer werden lasse. Zudem erlange EDF eine marktbeherrschende Stellung auf dem britischen Energiemarkt, insbesondere wenn die Verlängerung der Betriebsdauer bestehender Kernkraftwerke genehmigt würde.
- (165) Eine Partei führte aus, dass die Zahlung der CfD-Differenzen anhand der gemessenen erzeugten Leistung zu Wettbewerbsverzerrungen führen könne, da die Stromerzeuger Strom sogar zu Negativpreisen verkaufen könnten, weil der CfD positive Einkünfte sichere.
- (166) Eine Partei argumentierte, dass der Umfang der Beihilfe Investitionen in künftige Verbindungsleitungen untergrabe, einschließlich der Verbindungsleitungen zwischen Schottland und Island (Stromgewinnung aus Erdwärme) und zwischen England und den nordischen Ländern (Stromgewinnung aus Erdwärme, Wind, Gezeiten).

3.7. STELLUNGNAHMEN ZUR KREDITGARANTIE

- (167) Mehrere Befragte führten aus, dass eine Überkompensation nicht auszuschließen sei, da das Beihilfepaket neben dem CfD eine Kreditgarantie umfasse.

3.8. WEITERE STELLUNGNAHMEN

- (168) Mehrere Befragte berichteten von Wildschweinen, bei denen im März 2013 eine hohe Strahlenbelastung nachgewiesen worden sei, 27 Jahre nach dem Störfall von Tschernobyl. Mehrere Befragte baten um Durchführung einer zweiten Konsultation nach Abschluss der angemeldeten Maßnahme.
- (169) Mehrere Befragte wiesen darauf hin, dass die Regierung des Vereinigten Königreichs in ihrem Wahlprogramm zugesagt habe, kerntechnische Anlagen nicht mit öffentlichen Mitteln zu subventionieren.
- (170) Eine Partei stellte fest, dass das Vereinigte Königreich sich nach wie vor auf den, wie das Vereinigte Königreich es nenne, erfolgreichen Abschluss von Prozessen im Zusammenhang mit dem Neubau von Anlagen stütze, die wesentlichen Unsicherheiten hinsichtlich des Standorts, der Bestimmung und des Betriebs einer geologischen Endlagerstätte jedoch außer Acht lasse, um sie in entsprechende Pläne einzubeziehen und die einschlägigen Kosten zu bestimmen. Zudem kritisierte sie die aktuellen Vorschläge des Vereinigten Königreichs zur Entsorgung und Endlagerung radioaktiver Abfälle.

4. STELLUNGNAHME DES VEREINIGTEN KÖNIGREICHS

- (171) Das Vereinigte Königreich übermittelte seine Stellungnahme auf den Einleitungsbeschluss am 31. Januar 2014. Die britische Stellungnahme enthielt u. a. folgende Analysen:
- a) Modellierungen des Ministeriums für Energie und Klimawandel und eine Analyse alternativer Szenarien;
 - b) einen Bericht von Oxera über Marktversagen, Verhältnismäßigkeit und mögliche Wettbewerbsverzerrungen;
 - c) eine Studie von Pöyry zu möglichen Verzerrungen im Binnenmarkt und Alternativen zu neuen Kernkraftwerken;
 - d) einen Bericht von Redpoint über die Entwicklung des britischen Stromsektors;
 - e) eine Beschreibung des Kostenfeststellungs- und -überprüfungsverfahrens unter Beteiligung von KPMG und LeighFisher;
 - f) einen Bericht von KPMG über mögliche Wettbewerbsverzerrungen;
 - g) Benchmarkingarbeiten zur Rendite.

- (172) In seiner Stellungnahme bekräftigt das Vereinigte Königreich im Großen und Ganzen den Standpunkt, den es in der Anmeldung dargelegt hatte. Insbesondere seien neue Kernkraftwerke ein wichtiger Bestandteil des neuen britischen Energiemix und würden dazu beitragen, eine sichere und diversifizierte Stromversorgung ohne CO₂-Ausstoß zu tragbaren Kosten zu erreichen.
- (173) Die Argumente des Vereinigten Königreichs werden im Folgenden ausführlich dargelegt.

4.1. STELLUNGNAHMEN ZUM VORLIEGEN EINER STAATLICHER BEIHILFE UND ZU DAWI

- (174) Das Vereinigte Königreich machte geltend, dass die angemeldete Maßnahme nach den Altmark-Kriterien für den CfD und nach der Garantiemitteilung ⁽¹⁾ für die Garantie keine Beihilfe darstelle. Dagegen vertritt das Vereinigte Königreich weiterhin die Auffassung, dass die Beihilfe im DAWI-Rahmen ⁽²⁾ mit dem Binnenmarkt vereinbar sei. Andernfalls wäre die Beihilfe nach Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV mit dem Binnenmarkt vereinbar.
- (175) Hinsichtlich der ersten Altmark-Voraussetzung, d. h. des Vorliegens einer Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse („DAWI“) macht das Vereinigte Königreich geltend, dass die Errichtung von HPC innerhalb eines vorgegebenen Zeitplans und sein Betrieb im Rahmen des CfD eine DAWI zur Erreichung der Ziele der britischen Regierung von allgemeinem Interesse darstellt.
- (176) Das Vereinigte Königreich stellt die Definition der DAWI klar. Die DAWI bestehe aus der Sicherung von Investitionen in Kernkraftkapazitäten der neuen Generation, die innerhalb eines festgelegten Zeitrahmens bereitzustellen seien. Kein marktwirtschaftlich handelnder privater Kapitalgeber würde innerhalb des im CfD festgelegten Zeitrahmens in ein Kernkraftwerk der neuen Generation investieren. Nach Aussage des Vereinigten Königreichs liegen bedeutende Fälle von Marktversagen hinsichtlich der Errichtung neuer Kernkraftwerke vor, die die Konstellation der Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse rechtfertigen.
- (177) Dem Vereinigten Königreich zufolge wird in der Stromrichtlinie ⁽³⁾ anerkannt, dass die gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen gemäß Artikel 3 Absatz 2 die notwendige langfristige Bereitstellung von Kapazität zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit berücksichtigen können. Es bestehe kein Grund, diese Basis auf gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen in Bezug auf die Bereitstellung von Reservekapazität zu beschränken. Das HPC werde zur langfristigen Planung der Versorgungssicherheit im Vereinigten Königreich beitragen, da mit ihm eine erhebliche Erzeugungskapazität auf langfristiger Basis, wie dies in Artikel 3 Absatz 2 der Stromrichtlinie vorgesehen sei, entstehe, nämlich für den Zeitraum von 35 Jahren, in dem die Differenzzahlungen im Rahmen des CfD geleistet würden. Dass die Inbetriebnahme von HPC möglicherweise nicht rechtzeitig genug erfolge, um das niedrige Kapazitätsniveau, mit dem bis 2020 gerechnet werde, auszugleichen, sei in Anbetracht der nicht kurz-, sondern langfristigen Orientierung des Gemeinwohlziels nicht entscheidend. Die Beweggründe für das Projekt würden durch den Umstand, dass im Vereinigten Königreich vor der Inbetriebnahme des HPC Kapazitätssengpässe entstehen könnten, nicht untergraben. Ohne weitere Maßnahmen würde das Land sogar in den gesamten 2020er Jahren und darüber hinaus unter Engpässen leiden und müsste einen Energiemix konzipieren, der diesen Herausforderungen kontinuierlich begegnet.
- (178) Durch einen bedeutenden Beitrag zur langfristigen Versorgungssicherheit des Vereinigten Königreichs bei CO₂-arm erzeugtem Strom würden die Investitionen in neue Kernkraftwerkskapazitäten gelenkt, die innerhalb eines konkreten Zeitrahmens bereitgestellt und betrieben würden, und deren Betrieb im Rahmen des CfD auf ein allgemeines oder öffentliches Interesse abstelle, das als DAWI bezeichnet werden könne. Der Regierung des Vereinigten Königreichs zufolge wird neue Grundlastkapazität und werden insbesondere neue Kernkraftprojekte nicht von unter normalen Marktbedingungen handelnden Unternehmen in einem Zeitraum bereitgestellt, der zur Wahrung der britischen Gemeinwohlinteressen ausreicht.
- (179) Das Vereinigte Königreich führt an, dass der CfD als Beauftragung von NNBG mit einer spezifischen Gemeinwohlverpflichtung zu betrachten sei. Die genaue Definition und der obligatorische Charakter der Gemeinwohlverpflichtung im Rahmen der DAWI ließen sich aus den strengen Klauseln, mit denen die Einhaltung des festgelegten Zeitrahmens durch NNBG gesichert werden soll, in Kombination mit der Tatsache herleiten, dass es angesichts der entstehenden hohen versunkenen Kosten „kein Zurück“ gebe, sobald die NNBG mit dem Bau des Kraftwerks begonnen habe.
- (180) In Bezug auf die zweite Altmark-Voraussetzung macht das Vereinigte Königreich geltend, dass die Parameter zur Berechnung des Referenzpreises und die potenziellen Anpassungen des Basispreises im Grundsatz vereinbart worden und im CfD vor dessen Inkrafttreten objektiv und transparent aufgeführt seien.

⁽¹⁾ Mitteilung der Kommission über die Anwendung der Artikel 87 und 88 des EG-Vertrags auf staatliche Beihilfen in Form von Haftungsverpflichtungen und Bürgschaften (ABl. C 155 vom 20.6.2008, S. 10).

⁽²⁾ Mitteilung der Kommission über den Rahmen der Europäischen Union für staatliche Beihilfen in Form von Ausgleichsleistungen für die Erbringung öffentlicher Dienstleistungen (ABl. C 8 vom 11.1.2012, S. 15).

⁽³⁾ Richtlinie 2009/72/EG vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 55).

- (181) Hinsichtlich der dritten Altmark-Voraussetzung führt das Vereinigte Königreich an, dass laut Rechtsprechung in Anbetracht der Ermessensfreiheit eines Mitgliedstaats bei der Bestimmung einer gemeinwirtschaftlichen Aufgabe und der Bedingungen für deren Umsetzung der Umfang der von der Kommission auszuübenden Kontrolle hinsichtlich der Erforderlichkeit und Verhältnismäßigkeit des Ausgleichs im Sinne der dritten Altmark-Voraussetzung auf offenkundige Fehler beschränkt sei. ⁽¹⁾ Nach Auffassung des Vereinigten Königreichs ist die Maßnahme verhältnismäßig und minimiert der CfD-Mechanismus automatisch die Höhe der staatlichen Unterstützung, da die Differenzzahlung nur dann geleistet werde, wenn der Marktpreferenzpreis unter dem Basispreis liege, und eine Zahlung in umgekehrter Richtung erfolge, wenn der Marktpreferenzpreis den Basispreis übersteigt. Der CfD werde einige Schutzvorkehrungen gegen überhöhte Ausgleichszahlungen enthalten.
- (182) In Bezug auf die vierte Altmark-Voraussetzung ist das Vereinigte Königreich der Ansicht, dass mit dem Kriterium sichergestellt werden soll, dass der für die Erbringung einer DAWI gewährte Ausgleich der normalen marktüblichen Vergütung für eine derartige Dienstleistung entspricht. Im vorliegenden Fall dürfe das Fehlen eines geeigneten Vergleichsmaßstabs eine Anwendung der vierten Altmark-Voraussetzung nicht verhindern. Die Kommission müsse das Bestehen eines Vorteils anhand der in diesem Fall verfügbaren objektiven und nachprüfbaren Faktoren ermitteln. Nach Auffassung des Vereinigten Königreichs sollten die Kostenfeststellungs- und -überprüfungsarbeiten externer Berater, mit denen die Plausibilität der Kostenschätzungen von NNBG für die Erbringung der DAWI nachgewiesen worden sei, ausreichen, um die vierte Altmark-Voraussetzung als erfüllt zu betrachten.
- (183) Die Kreditgarantie verschafft einem Unternehmen nach Ansicht des Vereinigten Königreichs keinen Vorteil, da sie zu wirtschaftlichen Bedingungen gemäß dem Grundsatz des marktwirtschaftlich handelnden Kapitalgebers gestellt werde. Die Kreditgarantie und die Bedingungen des CfD dienten unterschiedlichen Zwecken. Der CfD sei eine langfristige vertragliche Vereinbarung zum Ausgleich von Unsicherheiten bei der Entwicklung der Großhandelspreise vorbehaltlich der Entwicklung des Basisobjekts. Die Kreditgarantie würde wie kommerzielle Kreditgarantien von Finanzversicherern einen breiteren Zugang zu Kapitalmärkten für langfristige Darlehen und Anleihen erleichtern. Die Entgelthöhe und die Genehmigung der Kreditgarantie richteten sich maßgeblich nach dem Risiko innerhalb des Gesamtprojekts, einschließlich der Bedingungen des CfD. Das Gegenteil träfe jedoch nicht zu: Durch eine Garantie werde das Risikoprofil zwischen Kapitalgebern und dem Garantiegeber neu aufgeteilt, das Projektrisikoprofil jedoch nicht verändert. Das Vereinigte Königreich ist nicht der Ansicht, dass das Projektunternehmen aus der Kombination von CfD und Kreditgarantie zusätzliche Unterstützung erhalten würde.
- (184) Was die Vereinbarung mit dem Ministerium über einen Ausgleich für die Abschaltung aus politischen Gründen betrifft, so führt das Vereinigte Königreich an, dass alle CfD Bestimmungen über Ausgleichszahlungen für die Kapitalgeber für den Fall einer Ansprüche begründenden Abschaltung („qualifying shutdown event“) enthalten werden, zum Beispiel für den Fall einer Gesetzesänderung, die (je nach Technologie) die Stilllegung der gesamten Anlage zur Folge hat, oder für den Fall, dass die Regierung des Vereinigten Königreichs ihre Zustimmung zum Wiederaufbau der Anlage im Anschluss an einen festgelegten Zeitraum nach der Abschaltung versagt. Die direkte Vereinbarung zwischen dem Ministerium und den Kapitalgebern von NNBG sei eine zusätzliche und gesonderte Vereinbarung, die als Ergänzung zu den Bestimmungen über die einen Anspruch begründende Abschaltung dienen soll. Mit der Vereinbarung solle sichergestellt, dass für den Fall, dass nach einer politisch bedingten Abschaltung die Vertragspartei bei der Ausgleichszahlung an die Kapitalgeber von NNBG in Verzug geraten sollte, das Ministerium den vereinbarten Ausgleich an die Kapitalgeber zahlen würde. Zusätzliche Ausgleichszahlungen an die NNBG oder ihre Investoren seien nicht vorgesehen.
- (185) Das Vereinigte Königreich macht des Weiteren geltend, dass die Vereinbarung notwendig sei, da bei der Kernenergie besondere Risiken für eine politisch bedingte Abschaltung bestünden.
- (186) Das Vereinigte Königreich beabsichtige nicht, jedem CfD eine Ministeriumsvereinbarung beizufügen, da dies fallweise für jedes Projekt geklärt werden sollte. Es sei jedoch möglich, dass die Beweggründe für eine direkte Vereinbarung vielleicht auf andere Projekte zutreffen, einschließlich auf neue Technologien — vor allem, wenn es sich um besonders große, kontroverse und/oder mit ähnlichen Regelungen zur Abschaltung ausgestattete Projekte handle.
- (187) Dem Vereinigten Königreich zufolge würden Ausgleichszahlungen praktisch der Wiederherstellung der Ausgangslage für die Kapitalgeber von NNBG dienen und sollten nicht als staatliche Beihilfe betrachtet werden.
- (188) Das Vereinigte Königreich macht weiter geltend, dass die Maßnahme, wenn sie dennoch staatliche Beihilfe beinhalte, im DAWI-Rahmen mit dem Binnenmarkt vereinbar wäre.
- (189) Bei den Investitionen in Kernkraftkapazitäten der neuen Generation, die innerhalb eines festgelegten Zeitrahmens bereitzustellen und zu betreiben seien, und bei deren Betrieb im Rahmen des Investitionsvertrags über einen Differenzzahlungszeitraum von 35 Jahren handle es sich um eine Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichen Interesse. Darüber hinaus seien in den CfD-Regelungen die notwendigen Elemente für einen Akt, mit dem die Betrauung erfolge, sowie die einschlägigen Gemeinwohlverpflichtungen und die Höhe des Ausgleichs aufgeführt.

⁽¹⁾ Urteil des Gerichts vom 15. Juni 2005, Fred Olsen/Kommission, T-17/02, Slg. 2005, II-2031, Randnr. 216 und Urteil des Gerichts vom 12. Februar 2008, BUPA und andere/Kommission, T-289/03, Slg. 2008, II-81, Randnrn. 166 und 220.

- (190) Da der Betrauungszeitraum 35 Jahre betrage (entspricht dem Differenzzahlungszeitraum) und damit kürzer sei als der vollständige Abschreibungszeitraum von 60 Jahren für das HPC, sei der Betrauungszeitraum in Anbetracht der in Frage stehenden DAWI gerechtfertigt.
- (191) Im Hinblick auf das öffentliche Auftragswesen führt das Vereinigte Königreich an, dass die Kommission von einem Regelverlauf des Auswahl- und Verhandlungsverfahrens ausgehen sollte, sofern die Prüfung nicht die Fehlerhaftigkeit des Verfahrens ergebe. Die Vorschriften für die öffentliche Auftragsvergabe in Richtlinie 2004/17/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁾ und Richtlinie 2004/18/EG ⁽²⁾ des Europäischen Parlaments und des Rates zur Vergabe öffentlicher Bauaufträge, Lieferaufträge und Dienstleistungsaufträge für die in Frage stehende Maßnahme würden in diesem Falle nicht gelten, da es nicht um Bauaufträge, Lieferaufträge und Dienstleistungsaufträge seitens der britischen Regierung oder einer anderen staatlichen Stelle im Sinne dieser Richtlinien gehe. Aus den gleichen Gründen sei Artikel 8 der Stromrichtlinie nicht auf die angemeldete Maßnahme anwendbar. Dennoch gibt das Vereinigte Königreich an, dass die bislang von der britischen Regierung eingehaltenen Verfahren bei der Ermittlung geeigneter Kapitalgeber im Rahmen des Programms zur Reform des Elektrizitätsmarkts auf klaren, transparenten und nichtdiskriminierenden Regelungen basierten und hinsichtlich Transparenz und Nichtdiskriminierung einem Ausschreibungsverfahren gleichwertig seien. Darüber hinaus müssten die genauen Bedingungen eines Vertrags wie dem über das HPC einzeln ausgehandelt werden, damit sie die Merkmale der konkreten Investition widerspiegeln.
- (192) Was die Diskriminierung anbelangt, so würde die Regierung des Vereinigten Königreichs, sollte sie ein anderes Unternehmen mit der gleichen DAWI für neue Kernstromerzeugungskapazität betrauen, dafür sorgen, dass die gleiche Methodik zur Berechnung des Referenzpreises und des Basispreises herangezogen wird. Die genauen Bedingungen des jeweiligen Investitionsvertrags könnten aufgrund der einmaligen Produktmerkmale jedoch unterschiedlich sein. Dennoch wären mögliche Abweichungen objektiv begründet und würden keine Diskriminierung darstellen.
- (193) Hinsichtlich der Anforderungen an die Ausgleichszahlung führt das Vereinigte Königreich an, dass der Basispreis auf der Grundlage der von NNBG veranschlagten Bau- und Betriebskosten, einschließlich eines nicht garantierten angemessenen Gewinns, errechnet wurde, wobei die NNBG-Kosten nachgewiesen und unabhängig geprüft worden seien.
- (194) Nach Ansicht des Vereinigten Königreichs wären zu der Maßnahme keine zusätzlichen Anforderungen erforderlich, da sie unter keinen der Fälle des DAWI-Rahmens einzuordnen sei und keine Gründe für den Schluss vorlägen, dass die Maßnahme zu gravierenden Verfälschungen des Wettbewerbs auf dem Binnenmarkt führt oder den Handel zwischen Mitgliedstaaten in derartigem Maße beeinträchtigt. Vom privaten Sektor würden keine ähnlichen Dienstleistungen in Konkurrenz zu der DAWI erbracht und seien auch in naher Zukunft nicht zu erwarten. Die Kommission habe in einem früheren Beschluss anerkannt, dass eine öffentliche Förderung des Stromsektors in einem Land in geografisch isolierter Lage (Irland) nur geringe Auswirkungen auf den Handel hat und den Interessen der Gemeinschaft nicht zuwiderläuft ⁽³⁾. Das Gleiche gelte für den britischen Stromsektor.
- (195) Weitere Anmerkungen im Vorbringen des Vereinigten Königreichs:
- An mehreren Stellen in seinem Vorbringen weist das Vereinigte Königreich darauf hin, dass das Ziel der Maßnahme darin besteht, Investitionen in die CO₂-arme Stromerzeugung, insbesondere in neue Kernkraftkapazitäten, anzustoßen und in Gang zu setzen.
 - Der CfD für das HPC solle es ermöglichen, Hindernisse für das Projekt so effizient wie möglich aus dem Weg zu räumen, darunter durch einen gewissen Schutz vor bestimmten Risiken, vor allem im Zusammenhang mit den Unwägbarkeiten künftiger Strompreise.
 - Die Kosten von NNBG könnten aus vielerlei Gründen höher als erwartet oder die Einnahmen niedriger als erwartet ausfallen (wenn beispielsweise der angestrebte Umfang der Erzeugungskapazität nicht erreicht wird oder die realisierten Preise für den Verkauf von Strom niedriger sind als der Marktreferenzpreis).
 - NNBG werde es freistehen, den erzeugten Strom entweder auf dem Spotmarkt oder auf Vertragsbasis zu verkaufen. Es werde nicht gefordert, dass NNBG nur auf dem Spotmarkt verkauft.

4.2. STELLUNGNAHMEN ZU DEN ZIELEN VON GEMEINSAMEM INTERESSE

- (196) Das Vereinigte Königreich macht geltend, dass es die gemeinsamen EU-Ziele Verringerung der CO₂-Emissionen, Versorgungssicherheit und diversifizierte Versorgung zu geringstmöglichen Kosten verfolgt und es wie andere Mitgliedstaaten vor der Herausforderung stehe, diese umzusetzen.

⁽¹⁾ Richtlinie 2004/17/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 31. März 2004 zur Koordinierung der Zuschlagserteilung durch Auftraggeber im Bereich der Wasser-, Energie- und Verkehrsversorgung sowie der Postdienste (ABl. L 134 vom 30.4.2004, S. 1).

⁽²⁾ Richtlinie 2004/18/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 31. März 2004 über die Koordinierung der Verfahren zur Vergabe öffentlicher Bauaufträge, Lieferaufträge und Dienstleistungsaufträge (ABl. L 134 vom 30.4.2004, S. 114).

⁽³⁾ Siehe Entscheidung der Kommission vom 30. Oktober 2001, Staatliche Beihilfe N 6/A/2001 — Irland C(2001)3265 final, Erwägungsgrund 56.

- (197) Das Vereinigte Königreich stellt fest, dass Energieeffizienz, Laststeuerung, Zusammenschaltung und besseres Funktionieren der Ausgleichsmärkte zwar wichtig seien, die Ziele damit allein aber nicht erreicht werden könnten, auch wenn all dies eingeführt sei. Die Zuständigkeit für die Festlegung des Energiemix liege bei den Mitgliedstaaten, und das Vereinigte Königreich habe sich für die Kernkraft als Bestandteil seines Energiemix entschieden.
- (198) Die Kernenergie trage zur Verringerung der CO₂-Emissionen bei, da es sich um eine Technologie mit geringem CO₂-Ausstoß handle, und wie die Würdigung des Vereinigten Königreichs zeige, stelle sie zusammen mit erneuerbaren Energieträgern und mit CCS-Technologie ausgestatteten Kraftwerksanlagen ein Element des kostengünstigsten Weges zur Verringerung der CO₂-Emissionen dar.
- (199) Sich allein auf andere Technologien zu stützen, wäre riskant. Insbesondere wären nach Einschätzung des Vereinigten Königreichs bei Wegfall der Kernenergie entweder 14 GW Windenergie an Land, 11 GW Offshore-Windenergie oder 5 GW Energie aus GuD-Anlagen ⁽¹⁾ zusätzlich zu der vorhandenen oder derzeit geplanten Kapazität notwendig, um die Nachfrage im selben Zeitraum zu decken.
- (200) Nach Auffassung des Vereinigten Königreichs ist für ein zuverlässiges und ausgeglichenes Stromnetz zudem ein diversifizierter Erzeugungsmix erforderlich.
- (201) Außerdem führt das Vereinigte Königreich an, dass seine Kernenergiepolitik mit der Verfolgung eines Ziels von gemeinsamem Interesse im Rahmen des Euratom-Vertrags in Einklang stehe.

4.3. STELLUNGNAHMEN ZUM MARKTVERSAGEN UND ZUR ERFORDERLICHKEIT STAATLICHER MASSNAHMEN

- (202) Das Vereinigte Königreich macht geltend, dass die Stromerzeugung, konkret die CO₂-arme Stromerzeugung, sowie die Stromerzeugung in neuen Kernkraftanlagen von mehreren Fällen von Marktversagen betroffen seien.
- (203) Insbesondere führt das Vereinigte Königreich die folgenden Fälle von Marktversagen an, die für Strommärkte im Allgemeinen charakteristisch seien:
- a) Verbleibende CO₂-Externalitäten. Mit den derzeitigen politischen Strategien (einschließlich des Emissionshandelsystems EHS aufgrund des niedrigen Preises der CO₂-Emissionszertifikate) gebe es keine ausreichend langfristige Gewissheit oder ausreichend starke Preissignale zur vollständigen Internalisierung der negativen Externalitäten der Stromerzeugung (d. h. die gleichzeitige Erzeugung von CO₂-Emissionen), was die Förderung neuer Investitionen in die Kernenergie erschwere.
 - b) Positive Externalitäten, die dazu führen, dass Sicherheit und Diversifizierung der Versorgung durch den Markt nicht hinreichend bereitgestellt werden. Die Verfügbarkeit von Strom weise für öffentliche Güter charakteristische Merkmale auf, was eine unkorrekte Einpreisung von Knappheit und letztendlich „Fehlsummen“ zur Folge habe, d. h. es komme zur Unterversorgung mit Erzeugungskapazität und zu mangelnder Versorgungssicherheit. Dies sei darauf zurückzuführen, dass private Investitionsentscheidungen im Bereich Stromerzeugung weder die volkswirtschaftlichen Kosten potenzieller Stromausfälle noch die Auswirkungen der Erzeugungsverfügbarkeit auf das Netz und auf andere Nutzer des Netzes berücksichtigten, so dass die Risiken und Vorteile einzelner Technologien nicht mit dem volkswirtschaftlichen Optimum abgestimmt würden, wobei selbstredend alles für die Gastechnologie getan werde, alle anderen Technologien hingegen benachteiligt würden, so dass die Diversifizierung der Versorgung auf der Strecke bleibe.
 - c) Unzureichende Anreize zur Erzielung von Lerneffekten aus der Einführung neuer und nicht ausgereifter Technologien. Dies führe zu unzureichenden Investitionen in FOAK-Anlagen und neue Technologien.
 - d) Finanzmarktversagen, was die Verfügbarkeit von Mitteln für Energieinfrastrukturprojekte einschränke. Es würde keine Projektfinanzierung für die Kernkraft zur Verfügung stehen, da die Risikotransfermärkte unvollständig seien und keine Instrumente zum Schutz vor diesen Risiken bereitstünden. Langfristige Verträge für die Stromversorgung hätten im Vergleich zur Investitionshöhe zu kurze Laufzeiten, während die Preisschwankungen sehr groß seien und langfristige Preisprognosen einen hohen Unsicherheitsfaktor aufwiesen.
- (204) Das Vereinigte Königreich macht auch geltend, dass bestimmte zusätzliche Fälle von Marktversagen insbesondere im Bereich Kernenergie vorliegen und die Hürden für Investitionen in diese Technologie noch weiter erhöhen:
- e) Exposition gegenüber politischen Risiken und
 - f) ungesicherte Exposition gegenüber Strompreiss Risiken, bei der es sich um eine akutere Version des in Buchstabe d genannten allgemeinen Marktversagens handle und die dem notwendigen extrem hohen Investitionsniveau bei der Kernenergieerzeugung geschuldet sei.

⁽¹⁾ Gas- und Dampfturbinen-Anlagen (GuD) sind eine moderne Technologie zur Energieerzeugung mit Gas.

- (205) Das Vereinigte Königreich führt an, dass dieses Marktversagen nicht nur rein theoretisch ist, wie der Umstand zeige, dass seit der Liberalisierung des Marktes keine Investitionen in neue Kernkraftwerke im Vereinigten Königreich getätigt wurden.
- (206) Das Vereinigte Königreich erklärt, dass die im Einleitungsbeschluss genannten Modellierungsarbeiten und insbesondere die Prognosen von Redpoint und vom britischen Ministerium für Energie und Klimawandel, wonach neue Kernkraftanlagen bis 2027 oder 2030 ans Netz gehen würden, nicht zuverlässig seien.
- (207) Das Vereinigte Königreich hat seine Modellierung mit neueren Daten aktualisiert, wonach auf kommerzieller Basis neue Kernenergie frühestens 2032, möglicherweise nicht vor 2050, zur Verfügung stehen werde. Modellierungen stellten die Wirklichkeit zwangsläufig vereinfacht dar, und nicht sämtliche Risiken und Unwägbarkeiten könnten berücksichtigt werden, denen Investoren in der Realität ausgesetzt seien.
- (208) Nach Auffassung des Vereinigten Königreichs würde das ausschließliche Vertrauen auf die Kräfte des Marktes mit dem Risiko einhergehen, das der Beitrag neuer Kernkraftkapazität zur Erreichung der britischen Ziele um mehrere Jahre hinausgeschoben wird und potenziell höhere Kosten verursacht. Selbst eine kurze Verzögerung von drei bis vier Jahren würde einen Wohlfahrtsverlust mit sich bringen, den das Vereinigte Königreich auf bis zu 30 Mrd. GBP beziffert.
- (209) Außerdem bestreitet das Vereinigte Königreich, dass andere Projekte in ähnlichen Märkten ohne ein gewisses Maß an staatlicher Intervention oder Förderung durchgeführt würden.

4.4. STELLUNGNAHMEN ZUR ANGEMESSENHEIT UND ZUM ANREIZEFFEKT DER MASSNAHMEN

- (210) In seiner Erwiderung auf den Einleitungsbeschluss hielt das Vereinigte Königreich an seiner Ansicht fest, dass der CfD das geeignetste Instrument zur Förderung von Investitionen in neue Kapazitäten der CO₂-armen Stromerzeugung und insbesondere in neue Kernenergiekapazitäten sei.
- (211) Mit dem CfD werde es möglich, das Preisschwankungsrisiko aufgrund unvollständiger Risikotransfermärkte und fehlender geeigneter marktbasierter Sicherungsinstrumente effizient zu teilen oder zu übertragen. CfD-Verträge würden das Risiko einer unbesicherten Großhandelspreisvolatilität mindern, indem die Ungewissheit hinsichtlich des von NNBG realisierbaren Verkaufspreises des erzeugten Stroms verringert werde. Dabei biete der CfD die Gewissheit, dass nach der Investition eine angemessene Rendite erzielt wird.
- (212) Das Vereinigte Königreich stellt fest, dass der CfD im Vergleich zu alternativen Mechanismen wie einer Standard-einspeiseprämie das angeführte Marktversagen zu für die Verbraucher geringeren Kosten beheben werde, da Preisobergrenzen gelten würden und somit die staatliche Förderung verringert werde, wenn die Großhandelspreise über dem Basispreis liegen. Während bei einer festen Einspeiseprämienregelung der gleiche Betrag für jede Stromeinheit unabhängig vom Großhandelspreisniveau gezahlt werde, würden CfD-Verträge das Risiko einer Überkompensation bei hohen Großhandelspreisen begrenzen.
- (213) Das Vereinigte Königreich betont zudem, dass der CfD ein marktbasiertes Instrument sei, weil für den Begünstigten die Verpflichtung bestehe, Strom zu den herrschenden Großhandelspreisen auf den Markt zu bringen. Damit würden kommerzielle Anreize für die NNBG aufrechterhalten, den erzeugten Strom entsprechend der normalen Funktionsweise des Marktes zu verkaufen. Insbesondere würde die NNBG bei einer Abweichung vom Referenzpreis — beispielsweise durch den Verkauf von Strom zu Preisen unterhalb des Referenzpreises — geringere Einnahmen verzeichnen, da die Differenzzahlung auf der Grundlage dieses Preises berechnet werde. Die Begünstigten würden dennoch einem gewissen Wettbewerbsdruck vonseiten anderer Marktteilnehmer unterliegen.
- (214) Die britische Regierung hält überdies an ihrer Ansicht fest, dass die Kombination aus CfD und Kreditgarantie das geeignete Instrument sei.
- (215) Nach Auffassung des Vereinigten Königreichs würde eine Kreditgarantie allein die Ungewissheit der Kapitalanleger hinsichtlich der künftigen Entwicklung der Großhandelspreise nicht verringern, was ein höheres Förderniveau erfordern würde und höhere Kosten für die Verbraucher zur Folge hätte. Die Kreditgarantie wäre auf die Behebung von Problemen bei der Kreditaufnahme auf den Kapitalmärkten in der für Investitionen in neue Kernkraftkapazität erforderlichen erheblichen Höhe gerichtet.
- (216) Die Kreditgarantie würde den Kapitaleignern im Vergleich zum Schutzangebot des Marktes keinen zusätzlichen Schutz vor den Projektrisiken bieten und löst daher nicht das Problem, Eigenkapitalgeber zu finden. Kapitalgeber wären ohne die Einnahmensicherheit aufgrund eines CfD nicht bereit, sehr hohe Beträge zum Basis- bzw. Eventualeigenkapital beizusteuern.
- (217) Des Weiteren stellte das Vereinigte Königreich fest, dass das Projekt HPC das einzige Kernkraftprojekt im Land sei, das sich in einem diskussionsreifen Stadium befinde, so dass es unangebracht gewesen wäre, eine echte Ausschreibung zu initiieren.

4.5. STELLUNGNAHMEN ZUR VERHÄLTNISSMÄSSIGKEIT DER MASSNAHMEN

- (218) In seiner Stellungnahme hielt das Vereinigte Königreich an seiner Ansicht fest, dass der Basispreis so niedrig wie möglich angesetzt worden sei, um Anreize für die angestrebten Investitionen zu schaffen, und auf der Grundlage eines strikten Kostenfeststellungs- und -überprüfungsverfahrens, einer Einschätzung der Renditehöhe, die von den Kapitalgebern billigerweise in Bezug auf das HPC-Projekt angestrebt werden könnte, und einer schwierigen Verhandlungsrunde mit EDF festgelegt worden sei.
- (219) Das Vereinigte Königreich machte geltend, dass die Kapitalgeber für das HPC im Rahmen des CfD weiterhin erhebliche Risiken eingehen, insbesondere Baukostenrisiken, aber auch einige Betriebsrisiken und ein Mengenrisiko in Sachen Verfügbarkeit. Sie würden das Risiko von Baumehrkosten und Bauverzögerungen tragen, da die CfD-Vergütung erst beginne, wenn Strom verkauft wird, d. h. wenn das Kraftwerk in Betrieb gegangen sei. Sollte die NNBG die Anlage nicht innerhalb des vorgegebenen Zeitrahmens für die Inbetriebnahme errichten, so würde sie Gefahr laufen, dass sich die Laufzeit des CfD verkürzt, da diese von diesem Stichtag an berechnet wird. Wird der Bau nicht vor Ablauf des spätesten Termins für den Vertragsbeginn abgeschlossen, so wäre das Vereinigte Königreich berechtigt, den CfD einseitig zu kündigen.
- (220) Darüber hinaus müssten die Kapitalgeber entsprechend den Festlegungen der Kreditgarantie dennoch Kapital in erheblicher Höhe für das Projekt und zur Deckung von Mehrkosten bereitstellen, wobei das Eigenkapital in Bezug auf diese Risiken nicht durch die Garantie geschützt sei.
- (221) Die Höhe des Basispreises werde unter Bezug auf die Kosten berechnet, mit denen die NNBG für das Projekt rechnet, wobei ein angemessener Gewinn einkalkuliert werde. Allerdings könnten die Kosten nach Angaben des Vereinigten Königreiches höher oder die Einnahmen geringer als erwartet ausfallen, so dass die NNBG Ergebnisrisiken ausgesetzt sei.
- (222) Das Vereinigte Königreich stellt fest, dass der CfD vor Überkompensation schütze, weil die Stromerzeuger eine Zahlung an die Stromversorger leisten müssten, sobald die Großhandelsmarktpreise den Basispreis übersteigen. Es verweist auch auf weitere Sicherungsmaßnahmen gegen Überkompensation in Form der Regelung für die in Abhängigkeit von der Bauausführung bzw. den Beteiligungserträgen gewährte Gewinnbeteiligung, womit dafür gesorgt werde, dass jeder Vorteil für die NNBG mit den Stromversorgern und letztendlich den Verbrauchern geteilt werde, während gleichzeitig ausreichende Anreize für die NNBG weiterbestehen, eine Realisierung dieser Vorteile anzustreben. Alle Nachteile würden jedoch allein von der NNBG getragen.
- (223) Das Vereinigte Königreich macht geltend, dass künftige Anpassungen des Basispreises im Anschluss an eine einen Anspruch begründende Gesetzesänderung und an Überprüfungen der Betriebskosten nur unter begrenzten und vorbestimmten Umständen gelten und sich auf ausgewählte Kosten beziehen würden. Die Überprüfungen der Betriebskosten würden zudem als Begrenzung der Überkompensation fungieren, da der Basispreis nach unten korrigiert werde, sobald diese Kosten niedriger als geschätzt ausfallen.
- (224) Das Vereinigte Königreich bekräftigt seine Ansicht, dass die Garantie zu marktüblichen Bedingungen bereitgestellt und somit keine staatliche Beihilfe darstellen würde.

4.6. STELLUNGNAHMEN ZUM POTENZIAL FÜR WETTBEWERBSVERZERRUNGEN UND BEEINTRÄCHTIGUNGEN DES HANDELS ZWISCHEN MITGLIEDSTAATEN

- (225) Das Vereinigte Königreich machte geltend, dass der CfD keine wesentlichen Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel zwischen Mitgliedstaaten hat und legte zur Untermauerung seiner Behauptung Berichte von KPMG, Oxera und Pöyry vor.
- (226) Das CfD-Instrument würde eine Verfälschung des Wettbewerbs zwischen den Stromerzeugern minimieren, indem die Exposition von NNBG gegenüber den Kräften des Marktes aufrechterhalten werde und Anreize für eine Wettbewerbstätigkeit des Unternehmens im Stromgroßhandelsmarkt bestehen blieben. Die NNBG werde keine Garantie für die Erzielung des Referenzpreises erhalten und die erzeugte Leistung im Wettbewerb um den bestmöglichen Preis verkaufen müssen, wobei ihr die gleichen Anreize zur Verfügung stehen würden wie anderen Marktteilnehmern.
- (227) Das Vereinigte Königreich machte geltend, dass der CfD keine wesentliche Wettbewerbsverfälschung bewirke, da NNBG oder EDF weder den Anreiz hätten noch in der Lage seien, eine Strategie zur Beeinflussung des Referenzpreises zu betreiben, da dieser zur Berechnung der Differenzzahlungen herangezogen werde. Sollte die NNBG versuchen, den Referenzpreis strategisch zu verringern, würde es von seiner Strategie der Risikominimierung, also der Bemühung um Realisierung des Referenzpreises, abweichen. Zweifelhafte sei zudem, ob die NNBG auf dem vorgelagerten Markt oder die NNBG bzw. EDF auf den nachgelagerten Endkundenmärkten Vorteile aus einer solchen Strategie ziehen könnten. Die Regulierungsbehörden würden die NNBG im Rahmen der rechtlichen Rahmenbedingungen des Vereinigten Königreiches und der EU ebenfalls daran hindern, strategisch vorzugehen und den Referenzpreis zu beeinflussen.
- (228) Der CfD schade auch nicht dem Verbraucherwohl oder führe zu höheren Endkundenpreisen, sondern würde sogar dafür sorgen, dass durch die Stabilisierung der Großhandelspreise eine ausschließliche Weitergabe von Kostensteigerungen durch die Stromversorger weniger wahrscheinlich wäre.

- (229) Das Vereinigte Königreich machte geltend, es bekenne sich nach wie vor zum Verbund, und der CfD würde keine wesentlichen Auswirkungen auf die Energieströme der Verbindungsleitungen und auf Anreize für Investitionen in Verbindungsleitungen haben, da diese vom Preisgefälle zwischen dem britischen und anderen Märkten bestimmt seien.
- (230) Aus der Analyse von Pöyry gehe hervor, dass das HPC begrenzte Auswirkungen auf das Preisgefälle zwischen dem britischen und jenen benachbarten Märkten haben werde, die derzeit über Verbindungsleitungen mit dem Vereinigten Königreich verbunden sind, so dass das Projekt den Handel zwischen Mitgliedstaaten nicht beeinträchtigen werde.
- (231) Das Vereinigte Königreich stellte ferner fest, dass die geringe Senkung der Endkundenpreise, die von der Inbetriebnahme von HPC verursacht werden könnte, Anreize für Energieeffizienz nicht wesentlich verändern würde und dass die potenziellen Energieeinsparungen durch Alternativen zu neuen Kernkraftanlagen wie Laststeuerung oder Energieeffizienz nicht groß genug sein würden, um als realistische Option gelten zu können.

5. STELLUNGNAHMEN VON EDF

- (232) EDF übermittelte seine Stellungnahme gemeinsam mit EDF S.A. und NNBG am 7. April 2014. Darin liefert EDF wesentliche zusätzliche Belege und Analysen für sein Argument, dass keiner der von der Kommission in ihrem Einleitungsbeschluss geäußerten Zweifel begründet sei.
- (233) Die wichtigsten Argumente von EDF werden im Folgenden kurz beschrieben, auch sie sind nach den Grundsätzen der Würdigung als staatliche Beihilfe geordnet.
- (234) EDF macht geltend, dass der CfD die Altmark-Kriterien erfülle und die Maßnahme mithin keine staatliche Beihilfe gemäß Artikel 107 Absatz 1 AEUV darstelle.
- (235) Was das erste Altmark-Kriterium anbelangt, so führt EDF an, dass die DAWI des Kraftwerks HPC nicht die Bereitstellung von Grundlaststrom durch die NNBG umfasse. Vielmehr bestehe die DAWI aus Investitionen in ein Kernkraftwerk der neuen Generation, das innerhalb einer bestimmten Frist zu errichten sei. Die von der Kommission geäußerten Bedenken, ob die Bereitstellung von Grundlaststrom als DAWI betrachtet werden könne oder nicht, seien daher nicht relevant.
- (236) Das HPC sei notwendig, um die Ziele Verringerung der CO₂-Emissionen, Sicherheit/Diversifizierung der Versorgung und Bezahlbarkeit von Energie anzugehen.
- (237) Hinsichtlich der letzten drei Altmark-Kriterien werde die NNBG keinerlei Vorteil aus der Maßnahme ziehen. Die Parameter für die Berechnung des Ausgleichs würden im CfD festgelegt. Eine Überkompensation werde anhand mehrerer Methoden vermieden und insbesondere durch das formelle Kostenfeststellungs- und -überprüfungsverfahren, das vor der Festlegung des Basispreises durchgeführt wurde. Darüber hinaus dürfe die von der britischen Regierung vorgenommene eingehende Analyse der finanziellen Parameter des HPC-CfD Bedenken im Zusammenhang damit ausräumen, dass die Höhe des Ausgleichs tatsächlich auf der Grundlage einer Analyse der Kosten bestimmt wird, die bei einem durchschnittlichen, gut geführten und mit den notwendigen Mitteln angemessen ausgestatteten Unternehmen anfallen würden.
- (238) In Bezug auf die Kreditgarantie macht EDF geltend, dass sie keine staatliche Beihilfe nach sich ziehe, da sie mit dem Grundsatz des marktwirtschaftlich handelnden privaten Kapitalgebers im Einklang stehe.
- (239) Was die Vereinbarung mit dem Ministerium über das Risiko einer Abschaltung aus politischen Gründen betrifft, so macht EDF geltend, dass die Bestimmungen zum Risiko einer Abschaltung aus politischen Gründen keine Beihilfe darstellten.
- (240) EDF zufolge erwächst aus den allgemeinen Grundsätzen des britischen und des EU-Rechts bei Entzug eines Eigentumsrechts ein Ausgleichsanspruch. Diese allgemeinen Grundsätze würden für alle Marktteilnehmer gelten, wengleich bestimmte Möglichkeiten zur Geltendmachung von Ausgleichsansprüchen nur Marktteilnehmern aus EU-Mitgliedstaaten oder aus Unterzeichnerstaaten des Vertrags über die Energiecharta zur Verfügung stünden. Die einschlägigen Bestimmungen des CfD würden der Anwendung der allgemeinen Grundsätze vertragliche Sicherheit verleihen. Dementsprechend gelangt EDF zu dem Schluss, dass die Vereinbarung nicht als staatliche Beihilfe gelten könne.

5.1. STELLUNGNAHMEN ZU DEN ZIELEN VON GEMEINSAMEM INTERESSE

- (241) EDF machte geltend, dass im Vereinigten Königreich von 2021 bis 2030 etwa 60 GW an neuer Erzeugungskapazität ins Netz eingespeist werden müssten, um die Energielücke zu schließen, die aufgrund der Stilllegung von vorhandenen mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerken und von Kernkraftwerken entstehe. Die Lücke sei durch einen breiter ausgebauten Verbund und durch Energieeffizienz allein nicht zu schließen, sondern erfordere den Aufbau neuer Erzeugungskapazitäten in erheblichem Umfang.

- (242) Nach Angaben von EDF würden Modelle des Ministeriums für Energie und Klimawandel zeigen, dass Anfang der 2020er Jahre Kapazitätsprobleme auftreten werden und dass HPC, das voraussichtlich 2023 ans Netz gehe, einen Beitrag zur Bewältigung dieser Energieengpässe leisten werde.
- (243) EDF stellte fest, dass die neue Kapazität hauptsächlich CO₂-arm erzeugt werden müsste, um die Vorgaben für die Verringerung der CO₂-Emissionen zu erfüllen, die mit dem „Energiefahrplan 2050“⁽¹⁾ der Kommission in Einklang stehen. Neue Kernkraftkapazitäten wären ein maßgeblicher Bestandteil der kostengünstigen Verringerung des CO₂-Ausstoßes des Stromsektors.
- (244) Außerdem würde HPC auch dabei behilflich sein, eine weitere Diversifizierung der Energieversorgung zu erreichen, indem die Abhängigkeit der EU von Gasimporten aus Drittstaaten begrenzt werde. Dies stehe im Einklang mit dem Recht des Vereinigten Königreichs, sein Ermessen gemäß Artikel 194 AEUV auszuüben und neue Kernkraftkapazitäten zusammen mit anderen Formen der CO₂-armen Stromerzeugung in den künftigen Energiemix aufzunehmen.
- (245) Diese strategische Entscheidung sei auch mit dem Euratom-Vertrag vereinbar.

5.2. STELLUNGNAHMEN ZUR ERFORDERLICHKEIT STAATLICHER MASSNAHMEN UND ZUM MARKTVERSAGEN

- (246) EDF trug vor, dass der Markt allein diese gemeinsamen Ziele nicht erfüllen könne, da die erforderlichen Investitionen doppelt so hoch seien wie die Investitionen, die in den beiden Jahrzehnten nach der Privatisierung im Jahr 1990 getätigt wurden.
- (247) Insbesondere komme es in Bezug auf die Stromerzeugung und vor allem die Kernenergie zu einer Kombination aus verschiedenen Faktoren des verbleibenden Marktversagens. Zur näheren Erläuterung dieser Form des Marktversagens wurde ein Bericht von Compass Lexecon vorgelegt:⁽²⁾
- a) Marktversagen im Zusammenhang mit dem CO₂-Ausstoß, da der Preis für CO₂-Emissionen im Rahmen des EHS nicht angemessen sei und der CO₂-Mindestpreis angesichts des Risikos, dass die Politik die Sätze in Zukunft senkt, nicht ausreiche.
 - b) Marktversagen im Zusammenhang mit der Sicherheit und Diversifizierung der Versorgung aufgrund der Tatsache, dass die volkswirtschaftlichen Nutzeffekte, die Sicherheit und Diversifizierung zuzuschreiben seien, von Investoren nicht angemessen gewürdigt würden. Investitionen in großtechnische Energieerzeugungsanlagen würden aufgrund fehlender Vorhersehbarkeit nicht auf der Grundlage von in den Perioden mit den höchsten Preisen erwarteten Renditen getätigt, was zu „Fehlsummen“-Problemen und mangelnder Vielfalt im Energiemix führe.
 - c) Unvollständige Risikotransfermärkte, da keine Gewissheit bestehe, dass die Stromgroßhandelspreise mit den Fixkosten der CO₂-armen Stromerzeuger korrelieren werden. Das daraus resultierende Preisschwankungsrisiko wäre kein Versagen an und für sich, wird jedoch zu einem solchen, wenn Risiken auf effiziente Weise übertragen, geteilt oder gebündelt werden können, was die derzeitigen Marktbedingungen nicht zuließen.
 - d) Politische und „Hold-up“-Risiken aufgrund der erheblichen politischen und regulierungsbedingten Risiken, die sich spürbar auf die von den Kapitalgebern beim Projekt erzielbaren Renditen auswirken können und die Kapitalgeber für neue Kernenergieanlagen einem potenziellen „Hold-up“-Problem aussetzen, d. h. dem Risiko, dass sie nach getätigter Investition aufgrund staatlicher Maßnahmen keine Rendite erzielen.
 - e) Finanzierungsrisiken aufgrund von Sachzwängen bei den aktuellen Bedingungen am Finanzmarkt, so dass Geldgeber gegenüber neuen Kernenergiekapazitäten risikoscheu seien.
- (248) Ausgehend von den angeführten Argumenten gelangt EDF zu dem Schluss, dass staatliche Beihilfen zur Erreichung der Ziele von gemeinsamem Interesse notwendig seien.

5.3. STELLUNGNAHMEN ZUR ANGEMESSENHEIT UND ZUM ANREIZEFFEKT DER MASSNAHMEN

- (249) EDF stellte fest, dass der von den Parteien verfolgte Verhandlungsprozess in Anbetracht der vom Vereinigten Königreich im Dezember 2011 ausgesprochenen öffentlichen Einladung an Projektträger neuer CO₂-armer Erzeugungskapazitäten zur Aufnahme von Gesprächen mit dem Ministerium für Energie und Klimawandel über potenzielle Investitionsverträge, auf die NNBG als einziger Entwickler eines neuen Kernkraftwerks reagiert habe, als angemessen zu betrachten sei. Das Vereinigte Königreich habe im Wege eines 18-monatigen Kostenfeststellungs- und -überprüfungsverfahrens eine umfassende Due-Diligence-Prüfung vorgenommen.

⁽¹⁾ KOM(2011) 885 endgültig, Energiefahrplan 2050, S. 6.

⁽²⁾ Compass Lexecon, Economic analysis of the Contract for Difference for Hinkley Point C, 14. April 2014.

- (250) Des Weiteren würde der CfD die NNBG nicht vor Marktrisiken abschirmen. Die NNBG würde weiterhin Strom auf dem Großhandelsmarkt verkaufen. Die Differenzzahlung würde einen angemessenen Betrag darstellen, der ausgehend von den Kosten des Projekts errechnet wird. Die NNBG erhielte den Anreiz, ihre Leistung auf dem Markt abzusetzen, um den Referenzpreis zu erzielen, und würde das Risiko eingehen, dass ihr das nicht gelingt oder dass sie nicht in der Lage ist, so viel Strom wie geplant zu erzeugen.
- (251) Darüber hinaus würde die NNBG erhebliche Risiken tragen, darunter Baurisiken, Betriebsrisiken, Finanzrisiken sowie Abfall- und Stilllegungsrisiken. Mehrkosten würden nicht an die Verbraucher weitergegeben, sondern von der NNBG übernommen.
- (252) Außerdem sei der CfD ein geeignetes Instrument, da es sich um einen langfristigen Vertrag handle, der Preisstabilität bietet und zugleich kostenwirksamer ist als Einspeiseprämieninstrumente mit fester Prämie. Auch sei die Kombination aus CfD und Kreditgarantie notwendig, da der CfD auf die Projektrisiken von HPC ausgerichtet werde, während die Garantie die NNBG den Zugang zu Krediten erleichtern und dabei zu marktüblichen Bedingungen gewährt würde.
- (253) EDF trug vor, dass Investitionen in neue Kernkraftanlagen im Allgemeinen und in HPC im Besonderen ohne den CfD und die Kreditgarantie nicht realisiert würden, und begrüßte die vorläufige Feststellung der Kommission, dass der Anreizeffekt der angemeldeten Maßnahme plausibel sei.

5.4. STELLUNGNAHMEN ZUR VERHÄLTNISSMÄSSIGKEIT DER MASSNAHMEN

- (254) EDF führte an, dass die Differenzzahlungen nicht höher sein würden, als notwendig sei, um das Projekt HPC hinreichend rentabel zu machen. Der angestrebte interne Zinsfuß (IRR) von [9,75 bis 10,25] % stehe im Einklang mit den Investitionskriterien der EDF-Gruppe und sei in Anbetracht der Risiken des Projekts angemessen, zudem sei er mit den anderen CfD-Begünstigten zugestanden Renditen vereinbar.
- (255) EDF stellte fest, dass die 35-jährige Laufzeit des CfD das erforderliche Minimum darstelle, um das Projekt finanzieren zu können. Jede Verkürzung würde Änderungen der Fremdfinanzierungsstruktur, des Profils der Finanzierungsregelungen für die Stilllegung und der Einnahmehöhe sowie der politischen Risiken zur Folge haben.
- (256) Außerdem trug EDF vor, dass der CfD vertragliche Mechanismen enthalte, die eine Überkompensation der NNBG und ihrer Kapitalgeber verhindern sollen, insbesondere in Form von Gewinnbeteiligungsklauseln.

5.5. STELLUNGNAHMEN ZUM POTENZIAL FÜR WETTBEWERBSVERZERRUNGEN UND BEEINTRÄCHTIGUNGEN DES HANDELS ZWISCHEN MITGLIEDSTAATEN

- (257) EDF stellte fest, dass der CfD aufgrund des relativ geringen Anteils der in Auftrag gegebenen Kapazität private Investitionen in andere Formen der Erzeugungskapazität, einschließlich erneuerbare Energien, nicht verdrängen werde.
- (258) Jede Verdrängung von Investitionen für die Errichtung neuer, auf fossilen Brennstoffen beruhender Erzeugungskapazitäten würde nach Ansicht von EDF lediglich bewirken, dass die mit der Maßnahme angestrebten Ziele von gemeinsamem Interesse erreicht werden. Ohne HPC könnte das Vereinigte Königreich vielleicht seine Unterstützung anderer CO₂-armer Technologien erhöhen, doch wäre dieses Szenario weniger effizient, da derartige Technologien kostenaufwändiger sind und die Umsetzung der britischen Ziele der CO₂-Emissionsverringerung damit unsicherer würde.
- (259) Die Auswirkungen auf die Verbundkapazität wären ebenfalls begrenzt, da das HPC Investitionsanreize für Verbindungsleitungsprojekte nicht berühre, vorwiegend von der Tarifstruktur bestimmte Investitionen in die Laststeuerung nicht verringere und auch Investitionen in die Energieeffizienz, bei denen vor allem spezifische Zuschüsse und finanzielle Förderung zum Tragen kämen, nicht reduziere.
- (260) EDF trug zudem vor, dass der CfD EDF oder NNBG keinen Vorteil verschaffen würde, der anderen Stromerzeugern nicht zur Verfügung steht. Mitbewerber könnten einen CfD beantragen, und der CfD würde nicht zum Verlust des Anreizes für die NNBG führen, Entscheidungen über einen effizienten Dispatch und über Kostensenkungen zu treffen.
- (261) Außerdem würde der CfD die NNBG nicht in die Lage versetzen oder den Anreiz verschaffen, den Referenzpreis zu manipulieren oder Mitbewerber von EDF auszuschließen, da der Referenzmarkt sehr liquide sei und die Saisonzeugung von NNBG nur einen geringen Anteil der gehandelten Mengen ausmachen würde. Überdies würden CfD-Verträge Maßnahmen zum Schutz vor einer Verzerrung des Referenzpreises enthalten. Ein Ausschluss der Mitbewerber vom Zugang zur Grundlastkapazität von HPC wäre für die anderen Anteilseigner von NNBG außer EDF nicht hinnehmbar und würde auch vom Vereinigten Königreich als Garantiegeber im Rahmen der Kreditgarantie oder von den Geldgebern des Projekts nicht akzeptiert.

6. ERWIDERUNG DES VEREINIGTEN KÖNIGREICHS AUF DIE STELLUNGNAHMEN DER BETEILIGTEN

- (262) Das Vereinigte Königreich übermittelte seine Stellungnahme zu den Stellungnahmen der Beteiligten am 13. Juni und am 4. Juli 2014.
- (263) Alles in allem schätzte das Vereinigte Königreich die meisten Stellungnahmen als positiv ein und erklärte, dass es auf die große Mehrzahl der angesprochenen Probleme bereits in früheren Äußerungen eingegangen sei. Auf die Hauptargumente, die vom Vereinigten Königreich als Erwiderung auf die wichtigsten Befürchtungen der Beteiligten vorgebracht wurden, soll im Folgenden eingegangen werden. Dabei werden lediglich die Erwiderungen auf die wichtigsten Anmerkungen zur Bewertung des Beihilfeelements herausgestellt.

6.1. VORLIEGEN EINER BEIHILFE UND DIENSTLEISTUNGEN VON ALLGEMEINEM WIRTSCHAFTLICHEM INTERESSE

- (264) Das Vereinigte Königreich wiederholte seine Auffassung, dass die Mitgliedstaaten über einen großen Ermessensspielraum bei der Einstufung von Maßnahmen als Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse verfügen. Artikel 8 der Stromrichtlinie treffe auf die angemeldete Maßnahme nicht zu.
- (265) Das Vereinigte Königreich vertrat außerdem den Standpunkt, dass es, obwohl kein formales Ausschreibungsverfahren stattgefunden habe, umfassend auf die Gelegenheit für Projektträger hingewiesen habe, sich an der Diskussion über die Investitionsverträge bzw. die Vorform des CfD für die CO₂-arme Stromerzeugung zu beteiligen.
- (266) In Bezug auf die Kreditgarantie bestritt das Vereinigte Königreich weiterhin das Vorliegen einer Beihilfe, da diese zu marktüblichen Bedingungen ausgereicht werde und für andere Projekte ebenfalls zur Verfügung stehe. Das Vereinigte Königreich gibt an, die IUK-Garantieregelung stehe für große Investitionsvorhaben im Vereinigten Königreich zur Verfügung, darunter auch für Investitionen in Projekte im Bereich der erneuerbaren Energieträger und im Bereich Kernenergie.
- (267) In Bezug auf den Ausgleich erklärt das Vereinigte Königreich, dass der Basispreis bestimmt worden sei auf der Grundlage (i) eines strengen Kostenfeststellungs- und -überprüfungsverfahrens zur Bewertung der Kosten des HPC-Projekts, zu dem externe Finanz- und Fachberater hinzugezogen worden seien; (ii) einer eingehenden Prüfung des Ertragsniveaus, das Anleger bei dem HPC-Projekt üblicherweise anstreben würden, mittels Vergleich mit anderen, ähnlichen Projekten und (iii) einer Reihe schwieriger Verhandlungen, untersetzt durch eine Analyse im oberen Bereich des Basispreises, den das Vereinigte Königreich für das HPC als angemessen ansah (auch im Vergleich zu den Kosten anderer Arten der Stromerzeugung). Die Regierung des Vereinigten Königreichs habe außerdem eine Kosten-Nutzen-Bewertung vorgenommen, bei der sie zu folgendem Ergebnis gekommen sei: (i) Die Rendite bei dem HPC-Projekt sei angemessen und bringe keine Überkompensation von NNBG mit sich; (ii) der Basispreis sei im Vergleich mit der CO₂-armen und der unvermindert fortgesetzten Gaserzeugung konkurrenzfähig, und (iii) alles in allem bringe HPC volkswirtschaftliche Vorteile und werde den Sachzwängen, denen sich das Vereinigte Königreich in Bezug auf die Finanzierbarkeit zu stellen habe, gerecht.
- (268) Zu der Vereinbarung mit dem Ministerium macht das Vereinigte Königreich geltend, der Grund für diese zusätzliche Vereinbarung bestehe darin, dass das Betreiben von Kernkraftwerken für Veränderungen in der politischen Unterstützung der Kernkraft besonders anfällig sei. Unter diesen Umständen habe sich das Ministerium zur Zahlung eines Ausgleichs verpflichtet (sofern die Zahlung nicht durch die CfD-Vertragspartei erfolge), um die NNBG-Kapitalgeber in die gleiche Lage zu versetzen, in der sie sich befunden hätten, wenn es nicht zur Abschaltung aus politischen Gründen gekommen wäre.
- (269) Die Vereinbarung mit dem Ministerium schränke die Fähigkeit des Vereinigten Königreichs nicht ein, Kernkraftwerke zu schließen. Im CfD in Kombination mit der Ministeriumsvereinbarung werde anerkannt, dass das Vereinigte Königreich genau dazu weiterhin in der Lage sei, weil es für einen Ausgleich sorgen werde, sollte HPC aus politischen Gründen stillgelegt werden. Die derzeitige Regierung könne künftige Regierungen nicht dazu verpflichten, Kernkraftwerke weiterhin zu betreiben.

6.2. ZIELE VON GEMEINSAMEM INTERESSE

- (270) Zu der Anmerkung, der Euratom-Vertrag könne kein gemeinsames Ziel liefern, wenn dieses von der Kommission nicht ausdrücklich befürwortet werde, stellte das Vereinigte Königreich fest, dass der Euratom-Vertrag nicht aufgehoben, sondern nach wie vor Bestandteil der verfassungsrechtlichen Grundlagen der EU sei und dass die Behauptung, die Politik der Kommission im Nuklearbereich könne Einfluss auf die Bedeutung oder die Auslegung des Vertrags haben, der von der Kommission nicht einseitig geändert werden könne, jeder Grundlage entbehre.
- (271) Das Vereinigte Königreich widersprach den Stellungnahmen, in denen der Beitrag der Kernenergie zur Verringerung der CO₂-Emissionen in Frage gestellt wurde, und auch den Stellungnahmen, wonach die Kernenergie sich nachteilig auf die Umwelt auswirke. Die Kernenergie sei eine anerkannte Form der CO₂-armen Energieerzeugung, die zur Verringerung der CO₂-Emissionen beitrage. Insbesondere sei der Beitrag von HPC zu den Zielen der Senkung des Kohlenstoffausstoßes von der Kommission im Rahmen des in den Artikeln 41 bis 43 des Euratom-Vertrags vorgesehenen Konsultationsprozesses anerkannt worden.

- (272) Die Kernenergie sei eine stabile Quelle der Grundlastversorgung und trage damit in stärker vorhersehbarer Weise zur Versorgungssicherheit bei als Technologien der intermittierenden Energieerzeugung.

6.3. MARKTVERSAGEN UND NOTWENDIGKEIT STAATLICHER EINGRIFFE

- (273) Das Vereinigte Königreich widersprach Stellungnahmen, wonach der Markt Investitionen in neue Kernkraftwerke hervorbringen würde, wenn keine Beihilfen flössen. Andererseits stimmte es Aussagen zu, wonach die Kernenergieerzeugung für verschiedene Formen des Marktversagens anfällig sei, die den Markt am Erreichen eines effizienten Niveaus der Verringerung des CO₂-Ausstoßes und der Versorgungssicherheit hinderten, wenn der Staat nicht eingreife. Die drei wichtigsten Formen von Marktversagen, die die Anreize für Investitionen in die Kernenergieerzeugung beeinflussten, seien 1. das Versagen des die Verringerung der CO₂-Emissionen betreffenden Marktes, 2. Marktversagen in Bezug auf Versorgungssicherheit und -diversifizierung und 3. Unzulänglichkeiten der Finanzmärkte (unzureichende Risikotransfermärkte und Behinderungen).
- (274) Das Vereinigte Königreich wies noch einmal darauf hin, dass es sich beim Europäischen Druckwasserreaktor EPR um eine neue Technologie handle und es im Vereinigten Königreich seit 30 Jahren keine Investitionen in die Kernenergie mehr gegeben habe. In anderen Ländern würden andere neue Projekte im Nuklearbereich staatlich gefördert. Ohne Förderung durch den Staat wäre im Vereinigten Königreich keine einzige Druckwasserreaktor-Anlage in Auftrag gegeben worden.
- (275) Das Vereinigte Königreich verwies außerdem erneut darauf, dass andere Mechanismen nicht ausreichen würden, um die gemeinsamen Ziele zu erreichen. Über einen CfD-geförderte Betreiber könnten sich nicht am Kapazitätsmarkt beteiligen, und die Auswirkungen des CO₂-Mindestpreises auf die Preise für Kohlendioxidemissionen seien nicht ausreichend, um Investitionen in neue Kernkraftwerke zu fördern.

6.4. ANGEMESSENHEIT DES INSTRUMENTS UND ANREIZEFFEKT

- (276) Das Vereinigte Königreich ist nicht der Auffassung, dass CfD-Verträge für den Nuklearbereich günstiger seien als bei den erneuerbaren Energiequellen, da sie zusätzliche Bestimmungen enthalten würden, die strenger gefasst seien (z. B. Gewinnbeteiligungsregelungen). Zudem spiele ein weiterer Aspekt eine Rolle, der sich mit der Angemessenheit der Maßnahme überschneide: Ihre Laufzeit könne nicht als unverhältnismäßig angesehen werden, da sie als die kürzest mögliche Laufzeit anzusehen sei, die die Investitionen begünstige.
- (277) Von der Maßnahme gehe ein Anreizeffekt aus, unter anderem indem sie der NNBG einen Anreiz biete, das Kraftwerk zu bauen, bevor Ausgleichszahlungen welcher Art auch immer geleistet würden.

6.5. VERHÄLTNISSMÄSSIGKEIT DER MASSNAHMEN

- (278) Das Vereinigte Königreich wiederholte noch einmal seine Argumente zur Untermauerung seiner Auffassung, dass die Maßnahmen angemessen seien. Eigenkapitalrenditen in einer Höhe, die in einigen Stellungnahmen genannt worden seien, seien unrealistisch, zumal der Gewinnbeteiligungsmechanismus eine Überkompensation verhindere, sobald die Schwelle von 15 % erreicht sei.
- (279) EDF sei nicht in der Lage, Marktmacht auszuüben oder bei Auslaufen des CfD unerwartete Gewinne zu erzielen, da seine vorhandenen Kernkraftwerke vor dem Anlaufen des neuen Kernkraftwerks, der Inbetriebnahme neuer CO₂-armer Anlagen und dem Markteintritt weiterer Betreiber kerntechnischer Anlagen stillgelegt würden.
- (280) Die Großhandelspreise für Kernenergie in Finnland und Frankreich seien aufgrund der besonderen Gegebenheiten in diesen Mitgliedstaaten keine geeigneten Vergleichsmaßstäbe. Insbesondere müsse die Tatsache berücksichtigt werden, dass dem Preis in Frankreich bereits bestehende Anlagen zugrunde liegen, bei denen sich die Investitionen in die Anlagen zum großen Teil bereits amortisiert hätten.
- (281) Das Vereinigte Königreich macht außerdem geltend, dass die Preise für eine umsichtige Stilllegung und die Entsorgung des Atomabfalls über seinen Plan zur Bereitstellung eines Endlagers und der mit der Entsorgung und Endlagerung nuklearer Abfälle verbundenen Dienstleistungen in die dem Geschäftsszenario zugrunde liegende Analyse eingeflossen seien.

6.6. WETTBEWERBSVERZERRUNGEN UND BEEINTRÄCHTIGUNG DES HANDELS ZWISCHEN MITGLIEDSTAATEN

- (282) Das Vereinigte Königreich erklärte, zu den von den Beteiligten genannten Marktverfälschungen durch die Beihilfe werde es nicht kommen. Die NNBG und EDF hätten keine Möglichkeit, den Referenzpreis zu manipulieren, und EDF werde auf den Strommärkten des Vereinigten Königreichs nicht über Marktmacht oder eine marktbeherrschende Stellung verfügen.
- (283) Das Vereinigte Königreich wiederholte noch einmal, dass das HPC keine nachteiligen Auswirkungen auf Investitionen in neue Zusammenschaltungskapazitäten haben werde, und es trage sich mit der Absicht, diese Kapazitäten auszubauen. Außerdem könne der vom HPC erzeugte Strom ausgeführt werden und damit Investitionen in neue Verbindungsleitungen unterstützen.

- (284) Die Beihilfe werde sich nicht negativ auf andere CO₂-arme Energieträger auswirken, da diese ebenfalls durch das Vereinigte Königreich gefördert würden, und eine Benachteiligung der Technologien für erneuerbare Energien finde nicht statt. Tatsächlich werde die Beihilfe Investitionen in ein breites Spektrum von Energieinitiativen förderlich sein.

6.7. WEITERE STELLUNGNAHMEN

- (285) Das Vereinigte Königreich ging auf die Kostenfrage im Zusammenhang mit der Haftung, der Abschaltung von Anlagen und der Abfallentsorgung ein und erklärte ausdrücklich, dass die Bestreitung dieser Kosten keine Bereitstellung weiterer staatlicher Fördermittel einschließe.
- (286) Insbesondere werde die Haftungsregelung für Nuklearunfälle gemäß dem Nuclear Installations Act von 1965 keine staatlichen Beihilfen nach sich ziehen, da das Vereinigte Königreich für die NNBG im Zusammenhang mit deren Verpflichtungen im Falle von nuklearen Störfällen keine Sicherheiten bereitstelle. Gemäß §§ 16 und 18 des Nuclear Installations Act von 1965 haften für Nuklearunfälle sowohl die Betreiber als auch der Staat, wobei die Betreiber bis zum einem bestimmten Betrag und der Staat von diesem bis zu einem weiteren Betrag haftbar seien.
- (287) Außerdem würden durch die Vorschriften über die Haftungsbeschränkung für Betreiber und Staat die Artikel 6 und 7 des Pariser Übereinkommens und die Artikel 2 und 3 des Brüsseler Zusatzübereinkommens umgesetzt, da sie sich aus völkerrechtlichen Verpflichtungen ergeben, die von der EU unterstützt werden, insbesondere durch die Empfehlungen 65/42/Euratom und 66/22/Euratom der Kommission.

7. VORLIEGEN EINER STAATLICHEN BEIHILFE

7.1. STAATLICHE BEIHILFE IM SINNE DES ARTIKELS 107 ABSATZ 1 AEUV

- (288) In Artikel 107 Absatz 1 AEUV werden staatliche Beihilfen als staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art definiert, die durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen, soweit sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen.

7.2. DER EINLEITUNGSBESCHLUSS

- (289) Das Vereinigte Königreich machte in seiner Anmeldung geltend, dass die angemeldete Maßnahme insbesondere deshalb keine Beihilfe gemäß Artikel 107 Absatz 1 AEUV sei, da sie keinem Unternehmen einen Vorteil im Sinne der Altmark-Kriterien ⁽¹⁾ verschaffe.
- (290) Die Kommission hatte in ihrem Einleitungsbeschluss festgestellt, dass die Nukleartechnologie in der Vergangenheit als wirtschaftlich tragfähige kommerzielle Tätigkeit gegolten habe, was im Allgemeinen noch heute zutreffe. Aufgrund des Zeitrahmens für den Bau von HPC bezeichnete es die Kommission zudem als unwahrscheinlich, dass es nach seiner Fertigstellung die Probleme im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit werde lösen können, die im Vereinigten Königreich voraussichtlich im Jahr 2020 gelöst werden müssten. Die Kommission bezweifelte außerdem, dass die NNBG mit der Erfüllung besonderer gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen betraut worden sei.
- (291) Ferner äußerte die Kommission Zweifel, ob die Bedingungen, die NNBG auferlegt wurden, als gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen betrachtet werden können oder ob die NNBG mit einer DAWI betraut werde.
- (292) Da eine Reihe wesentlicher Elemente im Zusammenhang mit dem Ausgleich noch nicht geregelt, sondern Gegenstand weiterer Verhandlungen war, kam die Kommission im Einleitungsbeschluss zu dem Schluss, noch nicht bestätigen zu können, dass die ausgehandelten Parameter objektiv und transparent aufgestellt würden, um zu verhindern, dass der Ausgleich einen wirtschaftlichen Vorteil mit sich bringt, der das Unternehmen, dem er gewährt wird, gegenüber konkurrierenden Unternehmen begünstigt.
- (293) In Bezug auf eine mögliche Überkompensation stellte die Kommission fest, dass sich zum Zeitpunkt des Einleitungsbeschlusses noch nicht einschätzen ließe, ob die NNBG den marktüblichen Zinssatz für die Garantie zahlen würde, und bezweifelte in verschiedener Hinsicht, ob der CfD-Mechanismus eine Überkompensation ermöglichen würde.
- (294) Zweifel meldete die Kommission im Einleitungsbeschluss außerdem dahingehend an, ob das zur Festlegung des Basispreises benutzte Ertragsniveau der Rendite eines typischen Unternehmens entspreche, und stellte Überlegungen in der Frage an, ob die DAWI in Anbetracht des Risikogrades während des gesamten Betrauungszeitraums zu erbringen sei oder nicht.

⁽¹⁾ Urteil des Gerichtshofs in der Rechtssache C-280/00, Altmark Trans GmbH und Regierungspräsidium Magdeburg gegen Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH (Altmark), Randnrn. 87 bis 93. Der Gerichtshof hat die Altmark-Kriterien formuliert, um Klarheit zu schaffen, unter welchen Umständen der von einer Behörde gewährte Ausgleich für die Erbringung einer Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse als staatliche Beihilfe im Sinne des Artikels 107 Absatz 1 AEUV anzusehen ist.

- (295) Im Hinblick auf die Vereinbarung mit dem Ministerium fragte sich die Kommission, ob sie als staatliche Beihilfe einzustufen sei.

7.3. „CONTRACT FOR DIFFERENCE“: VORLIEGEN EINES VORTEILS

- (296) Die Kommission stellt fest, dass die NNBG durch den CfD vor Preisschwankungen auf dem Strommarkt geschützt wird, da die NNBG stets den im Voraus festgelegten Basispreis erhält, auch wenn es selbst zu Preisen verkauft, die unter dessen Niveau liegen. Das verschafft der NNBG in den ersten 35 Jahren des Betriebs von HPC einen beständigen Einnahmenezufluss, den andere Betreiber, die nicht von einem CfD profitieren, nicht erhalten. Daher ist die Kommission der Auffassung, dass der CfD der NNBG einen selektiven Vorteil verschafft.
- (297) Das Vereinigte Königreich ist der Auffassung, dass die angemeldeten Maßnahmen der NNBG keinen Vorteil verschaffen, da sie die Altmark-Kriterien erfüllen.
- (298) Der Gerichtshof hat die Altmark-Kriterien formuliert, um Klarheit zu schaffen, unter welchen Umständen der von einer Behörde gewährte Ausgleich für die Erbringung einer Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse als staatliche Beihilfe im Sinne des Artikels 107 Absatz 1 AEUV anzusehen ist. ⁽¹⁾
- (299) Insbesondere wurde vom Gerichtshof festgestellt, dass alle vier Kriterien erfüllt sein müssen, damit der Ausgleich für eine Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse keine staatliche Beihilfe darstellt. Dies sind die folgenden kumulativen Voraussetzungen.
- (300) Das begünstigte Unternehmen muss tatsächlich mit der Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen betraut sein, und diese Verpflichtungen müssen klar definiert sein.
- (301) Die Parameter, anhand derer der Ausgleich berechnet wird, sind zuvor objektiv und transparent aufzustellen, um zu verhindern, dass der Ausgleich einen wirtschaftlichen Vorteil mit sich bringt, der das Unternehmen, dem er gewährt wird, gegenüber konkurrierenden Unternehmen begünstigt.
- (302) Der Ausgleich darf nicht über das hinausgehen, was erforderlich ist, um die Kosten der Erfüllung der gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen unter Berücksichtigung der dabei erzielten Einnahmen und eines angemessenen Gewinns aus der Erfüllung dieser Verpflichtungen ganz oder teilweise zu decken, und
- (303) wenn die Wahl des Unternehmens, das mit der Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen betraut werden soll, im konkreten Fall nicht im Rahmen eines Verfahrens zur Vergabe öffentlicher Aufträge erfolgt, das die Auswahl desjenigen Bewerbers ermöglicht, der diese Dienste zu den geringsten Kosten für die Allgemeinheit erbringen kann, so ist die Höhe des erforderlichen Ausgleichs auf der Grundlage einer Analyse der Kosten zu bestimmen, die ein durchschnittliches, gut geführtes Unternehmen, das so angemessen mit den erforderlichen Mitteln ausgestattet ist, dass es den gestellten gemeinwirtschaftlichen Anforderungen genügen kann, bei der Erfüllung der betreffenden Verpflichtungen hätte, wobei die dabei erzielten Einnahmen und ein angemessener Gewinn aus der Erfüllung dieser Verpflichtungen zu berücksichtigen sind.
- (304) Die Kommission hat außerdem in ihrer Mitteilung für staatliche Beihilfen in Form von Ausgleichsleistungen für die Erbringung öffentlicher Dienstleistungen (der „DAWI-Mitteilung“) die Voraussetzungen erläutert, unter denen Ausgleichsleistungen für öffentliche Dienstleistungen als staatliche Beihilfen anzusehen sind. ⁽²⁾

7.4. VORLIEGEN EINER DIENSTLEISTUNG VON ALLGEMEINEM WIRTSCHAFTLICHEM INTERESSE

- (305) Nach Auffassung des Vereinigten Königreichs ist das erste Kriterium erfüllt, insbesondere da die Dienstleistung, die von der NNBG erbracht werden solle, klar definiert sei und vom Markt nicht erbracht werde. Die DAWI bestehe aus der Sicherung von Investitionen in Kernkraftkapazitäten der neuen Generation, die innerhalb eines festgelegten Zeitrahmens bereitzustellen seien.
- (306) Zur Definition einer Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse heißt es in der Rechtsprechung: „Es ist festzustellen, dass es im Gemeinschaftsrecht zur Anwendung der Wettbewerbsregeln des EG-Vertrags weder eine klare und genaue gesetzliche Definition des Begriffs der gemeinwirtschaftlichen Aufgabe noch ein Rechtsinstitut gibt, das definitiv die Voraussetzungen festlegt, die erfüllt sein müssen, damit sich ein Mitgliedstaat zu Recht auf das Vorhandensein und den Schutz einer gemeinwirtschaftlichen Aufgabe — sei es im Sinne der ersten im oben in Randnr. 89 angeführten Urteil Altmark genannten Voraussetzung oder im Sinne von Art. [106 Abs. 2 AEUV] — berufen kann.“ ⁽³⁾ Mangels besonderer EU-Regeln steht den Mitgliedstaaten ein weiter Ermessensspielraum bei der Feststellung, ob eine Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse vorliegt, zu Gebote. Jedoch hat dieser Ermessensspielraum auch seine Grenzen. Die Kommission kann zwar nicht vorschreiben, welche genaue Art von Dienstleistung als Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse gelten kann und welche nicht, sie kann jedoch grundsätzlich befinden, dass ein Mitgliedstaat bei der Einstufung einer Dienstleistung als Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse einen

⁽¹⁾ Urteil des Gerichtshofes in der Rechtssache C-280/00, Altmark Trans GmbH und Regierungspräsidium Magdeburg gegen Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH (Altmark), Randnrn. 87 bis 93.

⁽²⁾ Mitteilung der Kommission über die Anwendung der Beihilfenvorschriften der Europäischen Union auf Ausgleichsleistungen für die Erbringung von Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse (ABl. C 8 vom 11.1.2012, S. 4).

⁽³⁾ Urteil des Gerichts in der Rechtssache T-289/03 BUPA/Kommission, Slg. 2008, II-81, Randnr. 165.

offenkundigen Fehler ⁽¹⁾ begangen hat. Ein Mitgliedstaat kann beispielsweise nicht Dienstleistungen zu gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen erheben, die bereits unter Bedingungen, die dem vom Staat definierten öffentlichen Interesse gerecht werden, von unter normalen marktwirtschaftlichen Bedingungen tätigen Unternehmen in zufriedenstellender Weise erbracht werden bzw. erbracht werden können.

- (307) Der CfD ist von der Kommission zu mehreren Gelegenheiten als Mittel zur Gewährung staatlicher Beihilfen im Rahmen der Reform des Strommarkts des Vereinigten Königreichs bestätigt worden. ⁽²⁾ Die Kommission betrachtete einen CfD als geeignetes Mittel zur Gewährung staatlicher Beihilfen für die Stromerzeugung, das gemäß Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c als mit dem Binnenmarkt vereinbar anerkannt wurde. Daher hat die Kommission keinen Grund, sich von der darin vorgenommenen Einschätzung zu distanzieren und die Auffassung zu vertreten, die Förderung der Stromerzeugung über einen CfD könnte Gegenstand einer Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse sein.
- (308) Bei zahlreichen Gelegenheiten hat das Vereinigte Königreich in seinem Vorbringen ausgeführt, dass das Ziel der Maßnahme darin bestehe, Investitionen in die CO₂-arme Stromerzeugung, insbesondere in neue Kernkraftkapazitäten, anzustoßen und in Gang zu setzen. Dieses strategische Anliegen steht eher mit einem Ziel von gemeinsamem Interesse im Einklang, für das eine staatliche Beihilfe gewährt werden kann, als mit der Beauftragung mit einer Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse.
- (309) Der CfD für das Kraftwerk HPC soll es insbesondere ermöglichen, Hindernisse für das Projekt so effizient wie möglich aus dem Weg zu räumen, darunter durch einen gewissen Schutz vor bestimmten Risiken, vor allem im Zusammenhang mit den Unwägbarkeiten künftiger Strompreise. Dieser Ansatz steht im Einklang mit der Gewährung einer staatlichen Beihilfe im Sinne des Artikels 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV und würde keine Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse darstellen.
- (310) Bei seiner Erörterung der Frage, ob auf das Projekt die Vorschriften für die öffentliche Auftragsvergabe anwendbar sind, räumt das Vereinigte Königreich ein, dass die Maßnahme keinerlei Vergabe eines Liefer-, Bau- oder Dienstleistungsvertrags zugunsten des Vereinigten Königreichs beinhaltet, was dessen Behauptung widerspricht, bei der Maßnahme handele es sich um eine Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse.
- (311) Im ersten Altmark-Kriterium wird auch gefordert, dass das Unternehmen mit der Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen betraut sein muss. Um der Rechtsprechung in der Sache Altmark nachzukommen, ist daher ein öffentlicher Auftrag für die Erbringung der Dienstleistung notwendig, in dem die Verpflichtungen der betreffenden Unternehmen und der Behörde festgehalten sind ⁽³⁾.
- (312) In Bezug auf den obligatorischen Charakter der Gemeinwohlverpflichtung im vorliegenden Fall macht das Vereinigte Königreich offenbar geltend, dass sich dieser aus den strengen Klauseln, mit denen die Einhaltung des festgelegten Zeitrahmens durch NNBG gesichert werden soll, in Kombination mit der Tatsache ergebe, dass es angesichts der entstehenden hohen versunkenen Kosten „kein Zurück“ gebe, sobald NNBG mit dem Bau des Kraftwerks begonnen habe. Tatsächlich enthält der CfD eine Reihe derart strenger Bedingungen, die für die NNBG einen Anreiz schaffen, ihren Pflichten vertragsgemäß nachzukommen, und dem Vereinigten Königreich die Aufkündigung des Vertrags gestatten, wenn bestimmten Pflichten nicht nachgekommen werden sollte. Überdies bringt der Charakter des Projekts extrem hohe versunkene Kosten mit sich, die aller Wahrscheinlichkeit nach von der Aufgabe des Projekts abschrecken dürften. Ungeachtet des besonderen Charakters des Projekts handelt es sich jedoch bei den vertraglichen Bestimmungen um typische Vertragspflichten, die alle Vertragsparteien bei einem Geschäft dieser Art aufzunehmen versuchen würden, und nicht um eine vom Vereinigten Königreich auferlegte Gemeinwohlverpflichtung. Die NNBG ist derzeit weder verpflichtet, das Kernkraftwerk zu errichten, noch ist das Unternehmen verpflichtet, dessen Bau zu einem bestimmten Zeitpunkt fertigzustellen. Das Vereinigte Königreich kann keine derartige Verpflichtung auferlegen, es kann lediglich den Vertrag kündigen.
- (313) Darüber hinaus wurde HPC keinerlei Verpflichtung auferlegt, Strom zu erzeugen, diesen Strom in bestimmtem Umfang zu erzeugen oder ihn auf den Markt zu bringen. Tatsächlich wird für das HPC im Rahmen des CfD ein hoher Anreiz bestehen, im Interesse der Gewinnsteigerung möglichst viel Strom zu erzeugen, es ist jedoch nicht dazu verpflichtet. Zum Verkauf des Stroms ist festzustellen, dass das HPC entweder auf dem Spotmarkt oder mittels bilateraler Verträge verkaufen darf, es ist also weder verpflichtet noch besteht für das Unternehmen irgendein Anreiz, die Allgemeinheit mit Strom zu versorgen.
- (314) Nach Auffassung der Kommission lässt sich nicht sagen, dass diese Bedingungen als Gemeinwohlverpflichtungen bzw. als Beleg dafür, dass die NNBG mit einer Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse betraut wurde, angesehen werden können.
- (315) Daher kommt die Kommission zu dem Schluss, dass das erste Altmark-Kriterium nicht erfüllt ist, da die Sicherstellung der Investition in eine Nuklearkapazität der neuen Generation innerhalb eines bestimmten Zeitrahmens keine echte Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse darstellt und die NNBG vom Vereinigten Königreich nicht mit Gemeinwohlverpflichtungen betraut wurde.

⁽¹⁾ Urteil des Gerichts in der Rechtssache T-17/02 Olsen/Kommission, Randnr. 216; bestätigt in der Rechtssache C-320/05P, Olsen/Kommission.

⁽²⁾ Siehe SA. 36196, SA. 38812, SA. 38763, SA. 38761, SA. 38759 und SA. 38758.

⁽³⁾ DAWI-Mitteilung, Nummer 51.

7.5. ERGEBNIS DER WÜRDIGUNG NACH ARTIKEL 107 ABSATZ 1 AEUV AUF DER GRUNDLAGE DER ALTMARK-KRITERIEN

- (316) Da die Altmark-Kriterien kumulativer Art sind und das erste Kriterium nicht erfüllt wurde, hält es die Kommission nicht für erforderlich, die übrigen Kriterien zu bewerten. Auf Grundlage der Beweisführung in den Abschnitten 7.1 bis 7.5 hat die Beihilfemaßnahme der Altmark-Prüfung nicht standgehalten. Daher ist die Kommission der Auffassung, dass die Maßnahmen der NNBG einen selektiven Vorteil verschaffen.

7.6. VORLIEGEN EINER BEIHILFE IM SINNE DES ARTIKELS 107 ABSATZ 1 AEUV: AUSGLEICH IM FALLE EINER ABSCHALTUNG AUS POLITISCHEN GRÜNDEN (MINISTERIUMSVEREINBARUNG)

- (317) Das Vereinigte Königreich hat die Absicht, der NNBG einen Ausgleich zu gewähren, wenn das HPC-Kraftwerk aus Gründen abgeschaltet werden sollte, die nicht unmittelbar mit dessen Geschäftsbetrieb in Zusammenhang stehen, insbesondere bei entsprechenden Änderungen der Regierungspolitik.
- (318) Das Vereinigte Königreich sieht diese Entschädigungsleistung offenbar nicht als Beihilfe an.
- (319) Das Vereinigte Königreich führt an, dass alle CfD Bestimmungen über Ausgleichszahlungen für die Kapitalgeber für den Fall einer Ansprüche begründenden Abschaltung („qualifying shutdown event“) enthalten werden, zum Beispiel für den Fall einer Gesetzesänderung, die (je nach Technologie) die Stilllegung der gesamten Anlage zur Folge hat, oder für den Fall, dass die Regierung des Vereinigten Königreichs ihre Zustimmung zum Wiederaufstart der Anlage im Anschluss an einen festgelegten Zeitraum nach der Abschaltung versagt. Bei der direkten Vereinbarung zwischen dem Ministerium und den Kapitalgebern von NNBG handelt es sich um eine zusätzliche und gesonderte Vereinbarung, die als Ergänzung zu den Bestimmungen über die einen Anspruch begründende Abschaltung dienen soll, welche aufgrund der besonderen Situation der Kernenergie und der erhöhten Gefahr einer Abschaltung aus politischen Gründen erforderlich ist.
- (320) EDF zufolge erwächst aus den allgemeinen Grundsätzen des britischen und des EU-Rechts bei Entzug eines Eigentumsrechts ein Ausgleichsanspruch. Diese allgemeinen Grundsätze würden für alle Marktteilnehmer gelten, wenngleich bestimmte Möglichkeiten zur Geltendmachung von Ausgleichsansprüchen nur Marktteilnehmern aus EU-Mitgliedstaaten oder aus Unterzeichnerstaaten des Vertrags über die Energiecharta zur Verfügung stünden.
- (321) Tatsächlich enthalten alle CfD Bestimmungen für den Fall einer Ansprüche begründenden Abschaltung, doch nicht alle profitieren von einer gesonderten Vereinbarung mit dem Ministerium. Die Kommission räumt ein, dass geltend gemacht werden könnte, dass die Gefahr der Abschaltung aus politischen Gründen bei der Kernenergie größer ist als bei anderen Technologien; allerdings scheinen andere Kernkraftwerke im Vereinigten Königreich nicht in den Genuss vergleichbarer Ministeriumsvereinbarungen gekommen zu sein.
- (322) In der Tat begründen, so wie EDF behauptet, die allgemeinen Grundsätze, die dem Recht des Vereinigten Königreichs und der EU zugrunde liegen, einen Ausgleichsanspruch, wenn es zum Entzug eines Eigentumsrechts gekommen ist. Doch eine spezielle Vereinbarung, die ein bestimmtes Unternehmen in besonderer Weise vor einem derartigen Risiko schützt, entlastet dieses Unternehmen offensichtlich von sämtlichen Mitteln, die es bei der gerichtlichen oder außergerichtlichen Geltendmachung seiner Rechte aufgewendet hat, welche sich aus den allgemeinen Grundsätzen der Rechtsvorschriften des Vereinigten Königreichs und der EU ergeben, und dem gesamten dafür eingesetzten Zeitaufwand. Die Untermauerung eines gesetzlichen Anspruchs mit einem speziellen vertraglichen Recht dürfte der Einheit, die dieses Recht genießt, einen Vorteil verschaffen, vor allem wenn sie offenbar als einzige in dieser Position ist.
- (323) Daher gelangt die Kommission zu der Auffassung, dass die Vereinbarung mit dem Ministerium der NNBG einen selektiven Vorteil verschafft.

7.7. CFD UND MINISTERIUMSVEREINBARUNG: STAATLICHE MITTEL UND ZURECHENBARKEIT AN DEN STAAT

- (324) Die Vereinbarung mit dem Ministerium wurde mit einer staatlichen Behörde geschlossen, was die Behörde in Form von Haftung bindet. Etwaige Vorteile, die sich aus ihr ergeben, entstammen staatlichen Mitteln.
- (325) Da der CfD dem Staat zuzurechnen ist, ist auch der Vorteil, der aus ihm erwächst dem Staat zurechenbar.
- (326) Damit Vorteile als Beihilfen im Sinne des Artikels 107 AEUV eingestuft werden können, müssen sie mittelbar oder unmittelbar aus staatlichen Mitteln gewährt werden. Dies bedeutet, dass sowohl Vorteile, die vom Staat direkt gewährt werden, als auch solche, die über eine vom Staat benannte oder errichtete öffentliche oder private Einrichtung gewährt werden, in den Begriff der staatlichen Mittel im Sinne des Artikels 107 Absatz 1 AEUV einzubeziehen sind. ⁽¹⁾ In diesem Sinne erfasst Artikel 107 Absatz 1 AEUV alle Geldmittel, auf die Behörden tatsächlich zur Unterstützung von Unternehmen zurückgreifen können, ohne dass es dafür eine Rolle spielt, ob diese Mittel auf Dauer zum Vermögen des öffentlichen Sektors gehören. ⁽²⁾ Auch wenn die der fraglichen Maßnahme entsprechenden Beträge nicht auf Dauer dem Staat gehören, genügt folglich der Umstand, dass sie

⁽¹⁾ Urteil des Gerichtshofes vom 22. März 1977, Steinike & Weinlig/Deutschland, 76/78, Slg. 1977, 595, Randnr. 21; Urteil des Gerichtshofes vom 13. März 2001, PreussenElektra, C-379/98, Slg. 2001, I-2099, Randnr. 58.

⁽²⁾ Urteil des Gerichtshofes vom 30. Mai 2013, Doux Elevage, C-677/11, noch nicht veröffentlicht, Randnr. 34; Urteil des Gerichts vom 27. September 2012, Frankreich/Kommission, T-139/09, noch nicht veröffentlicht, Randnr. 36.

ständig unter staatlicher Kontrolle und somit den zuständigen Behörden zur Verfügung stehen, damit sie als staatliche Mittel qualifiziert werden können. ⁽¹⁾

- (327) Das Vereinigte Königreich bestreitet nicht, dass der CfD aus Mitteln finanziert wird, die unter staatlicher Kontrolle stehen.
- (328) Unter Zugrundelegung der nachstehend aufgeführten Aspekte ist die Kommission der Auffassung, dass der im Rahmen des CfD gewährte Vorteil über eine vom Staat benannte öffentliche oder private Einrichtung finanziert wird.
- (329) Die Finanzierung des CfD erfolgt über eine Abgabe, die bei den Stromversorgern erhoben wird; unter diesen Umständen liegt der Schluss nahe, dass sämtliche Vorteile, die im Rahmen des CfD finanziert werden, dem Staat zurechenbar sind sowie aus staatlichen Mitteln finanziert werden und unter Kontrolle des Staates stehen.
- (330) Erstens werden Basispreis und Abgabe vom Staat festgesetzt.
- (331) Zweitens handelt es sich bei der Vertragspartei im Grunde um ein in staatlichem Eigentum stehendes Privatunternehmen, das auf jeden Fall vom Staat errichtet wird. Die Satzung der Vertragspartei kann ohne Zustimmung des Ministeriums nicht abgeändert werden.
- (332) Drittens wird die vom Staat benannte Vertragspartei die Zahlungsregelung verwalten, was die Erhebung der Abgabe bei den Stromversorgern und die Veranlassung von Einzahlungen der Stromerzeuger, sollte der Marktpreis höher sein als der Basispreis, einschließt. Hierzu gehören außerdem die in bestimmten Fällen erfolgenden Zahlungen an die Stromerzeuger und Zahlungen an die Stromversorger.
- (333) Viertens wird die Vertragspartei durch das Energiegesetz mit der Ermächtigung zur Tätigkeit von Einnahmen ausgestattet, die sie in die Lage versetzt, bei den Stromversorgern die erforderlichen Mittel einzuziehen, um Zahlungen an die Stromerzeuger im Rahmen des CfD zu leisten; vom Staat wiederum werden verschiedene Mechanismen eingeführt, damit diese Zahlungen an die Stromerzeuger im Rahmen des CfD auch dann erfolgen, wenn ein Stromversorger nicht zahlen sollte. Zu diesen Mechanismen werden die Pflicht der Stromversorger zur Stellung von Sicherheiten, eine Insolvenzrücklage und die Benennung eines Stromversorgers letzter Instanz gehören. Aus der Insolvenzrücklage erhalte die Vertragspartei Mittel zur Bestreitung der Abgabenzahlungen eines in Verzug befindlichen Stromversorgers ab dem Zeitpunkt, an dem dessen Sicherheit ausgeschöpft ist, bis zu dem Zeitpunkt, an dem im Rahmen des von Ofgem betreuten Mechanismus zur Festlegung eines Stromversorgers letzter Instanz ein Ersatzstromversorger benannt ist.
- (334) Fünftens wird die Vertragspartei dem Staat Berichte über den Umsetzungsstand vorlegen. In diesem Zusammenhang soll die Vertragspartei einem Rahmendokument unterliegen, in dem unter anderem das Verhältnis zwischen Vertragspartei und Staat, die Arbeitsgrundsätze der Vertragspartei, die dem Anteilseigner vorbehaltenen Angelegenheiten, die Aufgaben und Zuständigkeiten der Vertragspartei, die Führungsaufgaben, die finanzielle Verantwortung sowie die Berichts- und Kontrollpflichten geregelt sind. Außerdem werden darin die Parameter genannt, die die Vertragspartei zu erfüllen hat, um ihren Aufgaben in Verbindung mit den CfD-Verträgen nachzukommen.
- (335) Unter Zugrundelegung dieser Aspekte liegt der Schluss nahe, dass der im Rahmen des CfD eingeräumte Vorteil über staatlich festgelegte Beiträge finanziert wird, die von einer vom Staat benannten und unter Kontrolle des Staates stehenden Einrichtung nach geltendem Recht verwaltet und aufgeteilt werden.

7.8. DIE KREDITGARANTIE: VORLIEGEN EINES AUS STAATLICHEN MITTELN FINANZIERTEN UND DEM STAAT ZURECHENBAREN VORTEILS

- (336) Nach Auffassung des Vereinigten Königreichs dienen die Kreditgarantie und die Bestimmungen des CfD unterschiedlichen Zwecken. Die Entgelthöhe und die Genehmigung der Kreditgarantie richten sich maßgeblich nach dem Risiko innerhalb des Gesamtprojekts, einschließlich der Bedingungen des CfD. Das Gegenteil träfe jedoch nicht zu: Durch eine Garantie werde das Risikoprofil zwischen Kapitalgebern und dem Garantiegeber neu aufgeteilt, das Projektrisikoprofil jedoch nicht verändert. Das Vereinigte Königreich ist nicht der Ansicht, dass das Projektunternehmen aus der Kombination von CfD und Kreditgarantie zusätzliche Unterstützung erhalten würde.
- (337) Trotzdem müssen die Maßnahmen des Staates im Zusammenhang mit HPC in Anbetracht der Höhe der Verschuldung, die für das Projekt erforderlich ist und ohne staatliche Intervention nicht hätten aufgebracht werden können, der zeitlichen Abstimmung der gleichzeitig erfolgenden staatlichen Maßnahmen und dem Zusammenhang zwischen dem Rating der NNBG, der Entgelthöhe für die Garantie und den Bestimmungen des CfD insgesamt als eine einzige Beihilfe betrachtet werden. Der CfD, die Vereinbarung mit dem Ministerium und die Kreditgarantie unterscheiden sich in Bezug auf ihre Mittel, sind jedoch Bestandteile ein und derselben Investitionsentscheidung des Vereinigten Königreichs und verfolgen das gleiche Ziel, nämlich einen Anreiz für Investitionen in neue Kernkraft zu schaffen und diese zu ermöglichen. Die drei Maßnahmen stehen miteinander in Zusammenhang und sind für den Bau von HPC notwendig.

⁽¹⁾ Urteil des Gerichtshofs (Zweite Kammer) vom 19. Dezember 2013, Vent de Colère, C-262/12, noch nicht veröffentlicht, Randnr. 21.

- (338) Die Kreditgarantie bildet das Fundament der Projektfinanzierung, deren Wert beispiellos hoch ist. Das Vorliegen der Kreditgarantie ist zudem maßgeblich dafür, dass das Projekt Kapitalgeber von außen anzieht. Es gibt keine Beispiele vergleichbarer Garantien für ähnliche Projekte auf dem Markt, denn es werden keine ausgereicht. In Anbetracht des beispiellosen Charakters des Projekts, der Finanzierung und der Garantie, für die keine exakt vergleichbaren Bewertungsmaßstäbe vorliegen, ist die Kommission der Auffassung, dass der von der NNBG gezahlte Preis für die Kreditgarantie selbst unter Berücksichtigung des Umstands, dass die Entschädigung die Höhe der Fördermittel verringert, nicht als Marktpreis angesehen werden kann, da der Markt keine vergleichbare Fazilität bereitstellt und dies auch nicht tun würde.
- (339) Die Kreditgarantie wird von einer öffentlichen Einrichtung des Vereinigten Königreichs angeboten und aus Mitteln des Vereinigten Königreichs gespeist. Daher kommt die Kommission zu dem Ergebnis, dass die Kreditgarantie des Vereinigten Königreichs für die Verbindlichkeiten der NNBG staatliche Beihilfe beinhaltet.

7.9. VERFÄLSCHUNG DES WETTBEWERBS UND AUSWIRKUNGEN AUF DEN HANDEL

- (340) Der CfD, die Vereinbarung mit dem Ministerium und die Kreditgarantie sind potenziell geeignet, den Wettbewerb zu verfälschen und den Handel zwischen Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen. Die Kommission stellt hierzu fest, dass die Stromerzeugung und -versorgung liberalisiert wurden. Da die angemeldeten Maßnahmen im vorliegenden Fall die Entwicklung einer sehr großen Kapazität ermöglichen, die andernfalls Gegenstand privater Investitionen anderer, alternative Technologien nutzender Marktteilnehmer entweder aus dem Vereinigten Königreich oder aus anderen Mitgliedstaaten gewesen wäre, sind die angemeldeten Maßnahmen geeignet, den Handel zwischen Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen und den Wettbewerb zu verfälschen.
- (341) Nach Auffassung der Kommission sind die Beihilfemaßnahmen geeignet, Investitionsentscheidungen zu verfälschen und alternative Investitionen zu verdrängen. Da EDF auf dem Strommarkt des Vereinigten Königreichs bereits jetzt aktiv ist, könnte die Beihilfe das Funktionieren des nachgelagerten Markts verfälschen. Darüber hinaus könnte sie einen Rückgang der Liquidität des Großhandelsmarkts nach sich ziehen.

7.10. ALLGEMEINE SCHLUSSFOLGERUNG ZUM VORLIEGEN EINER BEIHILFE

- (342) Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass der CfD, die Vereinbarung mit dem Ministerium und die Kreditgarantie als unterschiedliche Maßnahmen, die ein und dieselbe staatliche Intervention betreffen, staatliche Beihilfe im Sinne des Artikels 107 Absatz 1 AEUV beinhalten.

8. WÜRDIGUNG DER MASSNAHME IM SINNE DES ARTIKELS 106 ABSATZ 2 AEUV

- (343) Die Kommission hat in ihrer Mitteilung über den Rahmen der Europäischen Union für staatliche Beihilfen in Form von Ausgleichsleistungen für die Erbringung öffentlicher Dienstleistungen („DAWI-Rahmen“) erläutert, wie sie Artikel 106 Absatz 2 AEUV bei der Würdigung einer angemeldeten Maßnahme auslegt, die eine staatliche Beihilfe und die Erbringung einer Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse beinhaltet.⁽¹⁾ Im vorstehenden Erwägungsgrund (315) kam die Kommission zu dem Schluss, dass die angemeldete Maßnahme nicht die Bereitstellung einer echten Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse einschließt, was eine maßgebliche Voraussetzung für eine Würdigung der Maßnahme im Sinne des Artikels 106 Absatz 2 AEUV darstellt. Daher hält es die Kommission nicht für notwendig, die im DAWI-Rahmen vorgesehenen restlichen Anforderungen zu prüfen, um festzustellen, dass die angemeldete Maßnahme auf Grundlage der Anforderungen von Artikel 106 Absatz 2 AEUV als nicht mit dem Binnenmarkt vereinbar angesehen werden kann.

9. WÜRDIGUNG DER MASSNAHME IM SINNE DES ARTIKELS 107 ABSATZ 3 BUCHSTABE c AEUV

- (344) Als Vorbemerkung stellt die Kommission fest, dass Maßnahmen, die Betriebsbeihilfen einschließen, gemäß Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c grundsätzlich unvereinbar sind.⁽²⁾ Die angemeldeten Maßnahmen und insbesondere der CfD sind jedoch aus den im Folgenden erläuterten Gründen einer Investitionsbeihilfe äquivalent.
- (345) Ziel der Maßnahme und insbesondere des CfD ist es, der NNBG die Möglichkeit zu bieten, sich zu Investitionen in den Bau des HPC-Kraftwerks zu verpflichten. Der CfD liefert ein wirkungsvolles Risikoabsicherungsinstrument in Form eines Preisstabilisators, der Einnahmenstabilität und Einnahmensicherheit für einen ausreichend langen Zeitraum bietet und es der NNBG dadurch erlaubt, die sehr hohen Beträge, die für die Errichtung des HPC-Kraftwerks erforderlich sind, zu investieren.

⁽¹⁾ Mitteilung der Kommission über den Rahmen der Europäischen Union für staatliche Beihilfen in Form von Ausgleichsleistungen für die Erbringung öffentlicher Dienstleistungen (2012/C 8/03) (ABl. C 8 vom 11.1.2012, S. 15).

⁽²⁾ Siehe Abschnitt 8.1 Absatz 1 im Einleitungsbeschluss.

- (346) Tatsächlich ist das HPC-Kraftwerk während der Bauausführungsphase mit höheren Risiken verbunden als während der Betriebsphase. Der ausnehmend lange Zeitraum, in dem HPC in Betrieb sein wird, macht Fördermaßnahmen erforderlich, die diesem Umstand Rechnung tragen. Im Hinblick auf diese besondere Art von Projekt ist die Kommission der Auffassung, dass die Beihilfemaßnahme de facto der Bereitstellung einer Investitionsbeihilfe äquivalent ist, die den Besonderheiten und dem Risikoprofil des Projekts Rechnung trägt und auf diese Weise die notwendige Höhe der Beihilfe und auch die zusätzlichen Maßnahmen, die erforderlich sind, um einen Investitionsanreiz zu erzeugen, auf niedrigem Niveau hält. Aus dem Blickwinkel der Finanzmodellierung handelt es sich beim Kapitalwert des Basispreises um das Äquivalent der Pauschalzahlung, die der NNBG die Bestreitung der Baukosten ermöglicht.
- (347) Daher kommt die Kommission zu dem Schluss, dass die Beihilfe in diesem speziellen Fall aufgrund der Besonderheiten des Projekts den Charakter einer Investitionsbeihilfe trägt und ihre Vereinbarkeit mit dem Binnenmarkt dementsprechend gewürdigt wird. Die von der Beihilfe verursachten spezifischen Wettbewerbsverfälschungen werden in Abschnitt 9.6 bewertet.

9.1. VEREINBARKEIT MIT DER BESTEHENDEN MARKTORDNUNG

- (348) Die Kommission hat die Frage geprüft, ob die Maßnahmen mit den bestehenden Binnenmarktvorschriften vereinbar sind.
- (349) Insbesondere wurde von mehreren Beteiligten die Befürchtung geäußert, dass die Beihilfe gegen Artikel 8 der Stromrichtlinie verstoßen könnte. Einige Antragsgegner bezweifelten zudem, dass die Maßnahmen mit den Vorschriften der EU über die Vergabe öffentlicher Aufträge im Einklang stehen. ⁽¹⁾
- (350) Die Kommission vertritt die Auffassung, dass zwischen diesen beiden Punkten ein gewisser Zusammenhang besteht. Insbesondere lassen sich die Vorschriften über die Vergabe öffentlicher Aufträge, die in Richtlinie 2004/17/EG und Richtlinie 2004/18/EG verankert sind, nicht auf die in Rede stehende Maßnahme anwenden, da sie mit keinerlei Vergabe von Liefer-, Bau- oder Dienstleistungsaufträgen verbunden ist.
- (351) Die Richtlinien 2004/17/EG und 2004/18/EG sind anwendbar auf den im Wege eines öffentlichen Auftrags erfolgenden Erwerb von Bauleistungen, Lieferungen oder Dienstleistungen durch einen oder mehrere öffentliche Auftraggeber von Wirtschaftsteilnehmern, die von diesen öffentlichen Auftraggebern ausgewählt werden, unabhängig davon, ob diese Bauleistungen, Lieferungen oder Dienstleistungen für einen öffentlichen Zweck bestimmt sind oder nicht. Dies setzt neben anderen Aspekten den Abschluss eines Vertrags mit wechselseitig bindenden Verpflichtungen voraus, denen zufolge die Erbringung der Bau-, Liefer- oder Dienstleistungen bestimmten Anforderungen entsprechen muss, die vom öffentlichen Auftraggeber oder vom Auftraggeber festgelegt werden und rechtlich durchsetzbar sind.
- (352) Bestimmte Handlungen der Mitgliedstaaten hingegen, wie die Erteilung von Genehmigungen oder Lizenzen, durch die der Mitgliedstaat oder eine seiner Behörde die Bedingungen für die Ausübung einer Wirtschaftstätigkeit festlegt — einschließlich der Bedingung der Durchführung einer bestimmten Tätigkeit —, die üblicherweise auf Antrag des Wirtschaftsteilnehmers und nicht vom öffentlichen Auftraggeber oder vom Auftraggeber erteilt wird und bei der der Wirtschaftsteilnehmer das Recht hat, sich von der Erbringung von Bau- oder Dienstleistungen zurückzuziehen, sollten darüber hinaus nicht als Beschaffung gelten.
- (353) Ebenso fällt die bloße Finanzierung, insbesondere durch Finanzhilfen, von Tätigkeiten, die häufig mit der Verpflichtung verbunden ist, erhaltene Beträge bei nicht bestimmungsgemäßer Verwendung nicht in den Geltungsbereich der genannten Richtlinien.
- (354) Ausgehend von den vorliegenden Informationen kann nicht geschlossen werden, dass der CfD den Erwerb von Bauleistungen, Dienstleistungen oder Lieferungen betrifft und daher als öffentlicher Auftrag oder Konzession bezeichnet werden kann.
- (355) Erstens werden im CfD gegenüber dem öffentlichen Auftraggeber oder Dritten keine besonderen Anforderungen an die Bereitstellung von Dienstleistungen, Waren oder Bauleistungen gestellt. Diese Verträge enthalten lediglich eine allgemeine Verpflichtung der NNBG, in das HPC-Kraftwerk zu investieren, es zu errichten und zu betreiben. Außerdem ist die Kommission, wie im vorstehenden Erwägungsgrund 315 erläutert, der Auffassung, dass die erbrachte Dienstleistung nicht als Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse gewertet werden kann.
- (356) Zweitens sind in den Verträgen keine wechselseitig bindenden Verpflichtungen formuliert, die gerichtlich einklagbar wären. Im Gegenteil, die Verträge enthalten lediglich Fristen für die Bauausführungsphase der Kernreaktoren, zu denen die NNBG jedes Mal Gefahr läuft, dass der Vertrag gekündigt wird (siehe vorstehenden Erwägungsgrund 219).
- (357) Drittens besteht keine andere Selektivität in Bezug auf die Anzahl der Wirtschaftsteilnehmer, die einen CfD abschließen können, als die, die sich aus der begrenzten Anzahl der geeigneten Standorte für die Errichtung von Kernkraftwerken ergibt. Wie das Vereinigte Königreich betont hat, steht das System weiterhin allen potenziellen Interessenten offen.

⁽¹⁾ Vor allem wurde die Einhaltung der Vorschriften angezweifelt, die in den Richtlinien 2004/17/EG und 2004/18/EG dargelegt sind.

- (358) Daher kommt die Kommission zu dem Schluss, dass im CfD für HPC die Bedingungen für die Durchführung der Stromerzeugung unter Einsatz der Nukleartechnologie festgelegt werden und der Vertrag nicht als öffentlicher Vertrag oder als Beschaffungstätigkeit gewertet werden kann.
- (359) Selbst wenn geltend gemacht würde, dass auf die angemeldete Maßnahme Artikel 8 der Stromrichtlinie Anwendung findet, ist die Kommission der Ansicht, dass kein Verstoß dagegen vorliegt.

In Artikel 8 der Stromrichtlinie wird kein Ausschreibungsverfahren vorgeschrieben, sondern festgelegt, dass auf der Grundlage von veröffentlichten Kriterien transparente und diskriminierungsfreie gleichwertige Verfahren zur Anwendung kommen können. Das Vereinigte Königreich hat einen öffentlichen Aufruf zur Interessenbekundung gestartet, um geeignete Investoren für den Bereich Kernenergie ausfindig zu machen.

- (360) Insbesondere veröffentlichte das Ministerium für Energie und Klimawandel im Dezember 2011 einen Aufruf zur Interessenbekundung potenzieller Investoren für Projekte, die die in dem veröffentlichten Dokument geforderten Voraussetzungen erfüllen. ⁽¹⁾
- (361) Der Handlungsrahmen für CfD und das Energiegesetz wurden später, am 29. November 2012, veröffentlicht. ⁽²⁾ Der Handlungsrahmen schuf Klarheit, auf welche Weise der CfD Investitionen in die CO₂-arme Stromerzeugung fördern soll. Darin wurden Vorschläge unterbreitet, wie sich Projektträger um einen CfD bewerben können, zu welchen Konditionen diese Verträge ausgestellt werden und wie der institutionelle Unterstützungsrahmen aussehen sollte.
- (362) Der einzige Kernkraftwerkbetreiber, der den Aufruf beantwortete und sich mit einem neuen Nuklearprojekt als hinlänglich fortgeschritten erwies, so dass der Beschluss gefasst werden konnte, mit ihm in Gespräche einzutreten, war die NNBG, die ihre Eignungskriterien mit Schreiben vom 22. März 2012 übermittelte. In der Antwort des Ministeriums für Energie und Klimawandel vom 22. Mai 2012 wurde die Förderfähigkeit des Projekts bekräftigt.
- (363) Das Vereinigte Königreich bestätigte im Juli 2012, dass es zusätzlich zu NNBG Gespräche mit anderen Projektträgern im Bereich neue Kernenergie geführt hatte. ⁽³⁾ Im Anschluss an eine interne Genehmigung durch die Regierung des Vereinigten Königreichs wurden mit der NNBG am 15. Februar 2013 formelle Verhandlungen über die potenziellen Bedingungen eines Investitionsvertrags aufgenommen.
- (364) Nach Auffassung der Kommission lag dem Auswahlverfahren, das vom Vereinigten Königreich zur Ermittlung einer geeigneten CfD-Vertragspartei für Investitionen in eine neue Kernkraftanlage genutzt wurde, ein klarer, transparenter und diskriminierungsfreier Rahmen zugrunde, der in Bezug auf Transparenz und Diskriminierungsfreiheit als einem Ausschreibungsverfahren gleichwertig gelten kann.
- (365) Daher erübrigt sich eine Überprüfung, ob ein potenzieller Verstoß gegen die Binnenmarktvorschriften die Beihilfe mit dem Binnenmarkt unvereinbar machen würde.

9.2. ZIELE VON GEMEINSAMEM INTERESSE

- (366) Im Einleitungsbeschluss hinterfragte die Kommission drei der vom Vereinigten Königreich vorgetragenen gemeinsamen Ziele: Diversifizierung, Versorgungssicherheit und Verringerung der CO₂-Emissionen.
- (367) Im Einleitungsbeschluss hat die Kommission anerkannt, dass die Versorgungssicherheit ein gemeinsames Ziel darstellt, gleichzeitig jedoch bezweifelt, ob angesichts der Diskrepanz zwischen der vorausgesagten Unterachfrage und dem Zeitpunkt, zu dem das Kraftwerk HPC zur Verfügung stehen würde, die Beihilfemaßnahme in diesem besonderen Fall ein Beitrag zur Lösung des Problems wäre. Zudem meldete sie Zweifel an, ob der Bedarf an neuen Energiekapazitäten vielleicht durch alternative Technologien gedeckt werden könnte.
- (368) Und schließlich bezeichnete sie die Diversifizierung als wichtigen Aspekt der Versorgungssicherheit, der jedoch als solcher nicht als Ziel von gemeinsamem Interesse anerkannt werden könne.
- (369) Die Kommission räumte jedoch ein, dass die Maßnahme mit dem Euratom-Vertrag in Einklang stehe.

⁽¹⁾ DECC, Planning our electric future, Dezember 2011. Siehe insbesondere Anhang B, abrufbar unter folgender Adresse: 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. November 2012. Die Dokumente sind abrufbar unter: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/66554/7077-electricity-market-reform-annex-a.pdf und <http://services.parliament.uk/bills/2012-13/energy.html>.

⁽³⁾ Siehe folgendes Dokument: <https://www.gov.uk/government/publications/purchase-of-horizon-nuclear-power-meetings-between-ond-and-hitachi-ltd-foi-request-12-1718>.

- (370) Wie die Kommission in vorangegangenen Entscheidungen ⁽¹⁾ anerkannt hat, ist es Ziel des Euratom-Vertrags, die „Voraussetzungen für die Entwicklung einer mächtigen Kernindustrie, um umfangreiche Energiequellen bereitzustellen“, zu schaffen. Dieses Ziel wird in Artikel 1 des Euratom-Vertrags aufgegriffen, wonach „es Aufgabe der Gemeinschaft ist, durch die Schaffung der für die schnelle Bildung und Entwicklung von Kernindustrien erforderlichen Voraussetzungen für die Hebung der Lebenshaltung in den Mitgliedstaaten (...) beizutragen“.
- (371) Auf dieser Grundlage wird durch den Euratom-Vertrag die Europäische Atomgemeinschaft gegründet, der die notwendigen Instrumente und Aufgaben zugewiesen wurden, um diese Ziele zu erreichen. Die Kommission muss gewährleisten, dass die Bestimmungen dieses Vertrags angewandt werden.
- (372) In Artikel 2 Buchstabe c Euratom-Vertrag heißt es, die Mitgliedstaaten hätten „die Investitionen zu erleichtern und, insbesondere durch Förderung der Initiative der Unternehmen, die Schaffung der wesentlichen Anlagen sicherzustellen, die für die Entwicklung der Kernenergie in der Gemeinschaft notwendig sind“. Artikel 40 des Vertrags bestimmt, dass die Gemeinschaft hinweisende Programme veröffentlichen soll, um „Investitionen anzuregen“, „insbesondere hinsichtlich der Ziele für die Erzeugung“.
- (373) Nach Einschätzung der Kommission, der insbesondere Kapazitätsprognosen und die Rolle, die die Stromversorgung durch das Kraftwerk HPC nach Aufnahme des Betriebs spielen wird, zugrunde liegen, trägt die Maßnahme zu langfristiger Versorgungssicherheit bei.
- (374) Die Kommission kommt somit zu dem Ergebnis, dass auf die Förderung der Kernkraft ausgerichtete Beihilfemaßnahmen ein Ziel von gemeinsamem Interesse verfolgen und gleichzeitig einen Beitrag zu den Zielen Diversifizierung und Versorgungssicherheit leisten können.

9.3. MARKTVERSAGEN UND NOTWENDIGKEIT STAATLICHER EINGRIFFE

- (375) In ihrem Einleitungsbeschluss äußerte die Kommission Zweifel an der Auffassung, dass im Bereich Kernkraft notwendigerweise Marktversagen zu verzeichnen sei.
- (376) Sie berief sich insbesondere auf das Vorhandensein anderer Instrumente zur Verringerung des CO₂-Ausstoßes (wie des EHS) und auf die offensichtliche Rentabilität der Kernkraft. Hierzu stellte die Kommission außerdem fest, dass ein Marktversagen, wenn es denn vorliegen würde, mit den Hindernissen im Zusammenhang stehen könnte, die sich aufgrund der massiven Kosten, die damit verbunden sind, der Aufbringung der erforderlichen Mittel in den Weg stellen; dem könnte durch Bereitstellung einer Kreditgarantie wahrscheinlich angemessen begegnet werden, ohne dass andere Instrumente notwendig sind.
- (377) Die Kommission prüfte die Frage potenziellen Marktversagens anhand der von den Befragten übermittelten Argumente und mittels umfassender wirtschaftlicher Analysen. ⁽²⁾
- (378) Es spricht einiges für die Behauptung des Vereinigten Königreichs, dass bei den CO₂-Emissionen langfristig gesehen ein gewisser Anteil von Marktversagen verbleibt, da es keine langfristigen Preissignale für CO₂ gibt und ein hinreichend präziser und stabiler Regelungsrahmen für die Verringerung des CO₂-Ausstoßes auf lange Sicht fehlt. Dieses Argument rechtfertigt ein gewisses Eingreifen des Staates zur Förderung der CO₂-armen Stromerzeugung einschließlich der Kernkraft.
- (379) Auch erscheint die Aussage nicht ganz unbegründet, wonach die Sicherheit der Stromversorgung nicht angemessen in den Preis einfließe und private Investitionen in die Stromerzeugung daher unterhalb des Niveaus verbleiben, das aus Sicht der Gesellschaft optimal wäre.
- (380) Diese beiden potenziellen Fälle von Marktversagen dürften jedoch keine Investitionen speziell in die Erzeugung von Kernenergie rechtfertigen, sondern im weiteren Sinne eher Investitionen in die CO₂-arme Stromerzeugung bzw. in Maßnahmen zur Internalisierung der positiven externen Effekte der Verfügbarkeit von Strom. Die letztgenannte Art von Marktversagen wird speziell durch die Schaffung eines Kapazitätsmechanismus angegangen. Die Kommission hat in ihrem Beschluss vom 23. Juli 2014 die Maßnahme für einen Kapazitätsmarkt im Vereinigten Königreich genehmigt. ⁽³⁾
- (381) Es gibt jedoch zwei Arten von Marktversagen, die konkret für die Kernenergie eine größere Rolle spielen.

⁽¹⁾ Siehe beispielsweise Entscheidung der Kommission 2005/407/EG vom 22. September 2004 über die staatliche Beihilfe des Vereinigten Königreichs zugunsten von British Energy plc (ABl. L 142 vom 6.6.2005, S. 26).

⁽²⁾ Auf die besondere Situation des Stromsektors im Vereinigten Königreich wird in Abschnitt 2.1. des Einleitungsbeschlusses eingegangen.

⁽³⁾ Siehe Pressemitteilung unter: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-865_de.htm

- (382) Erstens sind Investitionen in die Kernenergie aufgrund der Kombination aus hohen Investitionskosten, langen Bauzeiten und einer langen Betriebsdauer zur Deckung dieser Kosten mit einem erheblichen Risiko verbunden. Das Fehlen marktbasierter Finanzinstrumente und anderer Vertragstypen zur Absicherung gegen dieses massive Risiko stellt ein Marktversagen dar, das für wenige Technologien gilt, zu denen die Kernenergie gehört. Die derzeit verfügbaren Marktinstrumente bieten keine Zeithorizonte, die über 10 oder 15 Jahre hinausgehen, und zwar weder als langfristige Verträge noch als Instrumente zur Risikoabsicherung.
- (383) Was die Kernenergieerzeugung von den meisten anderen Formen der Energieerzeugung und auf jeden Fall von der Mehrzahl der Infrastrukturinvestitionen im Allgemeinen unterscheidet, ist insbesondere der extrem lange und komplexe Lebenszyklus. Im Regelfall umfasst die Errichtung eines Kernkraftwerks einen Zeitraum von acht bis zehn Jahren, in dem Kosten, jedoch keine Einnahmen entstehen und die Risiken allein vom Investor getragen werden. In der Betriebszeit von 60 Jahren werden Einnahmen erwirtschaftet, denen jedoch eine ungewisse Entwicklung der Großhandelspreise zugrunde liegt. Die anschließende Stilllegungsphase kann 40 Jahre in Anspruch nehmen, wobei für die Außerdienststellung der Anlage Reserven gebildet werden müssen. Und schließlich werden Lagerung und Behandlung der hochaktiven nuklearen Abfälle vor deren Abtransport in ein Endlager, wo die Abfälle Jahrtausende lang gelagert werden sollen, üblicherweise auf dem Kraftwerksgelände vorgenommen.
- (384) Zweitens besteht (vorwiegend aus politischen Gründen) die Gefahr eines „Hold-up“, sobald die Investition erfolgt ist und der Investor sich in einer schwächeren Verhandlungsposition befindet. In Anbetracht des strittigen Charakters der Kerntechnologie ist es möglich, dass spätere Regierungen einen anderen Standpunkt vertreten, was die Unsicherheit für private Investoren verstärken kann. Die Kommission ist nicht sicher, ob dieser Punkt als Marktversagen gewertet werden kann, sie räumt jedoch ein, dass er ein Faktor sein kann, der Investitionen in neue Kernkraftwerke erschwert, insbesondere in Anbetracht der langen Zeiträume, die der Bau, der Betrieb und die Stilllegung von Kernkraftwerken in Anspruch nehmen.
- (385) Diese Aspekte treffen nur auf die Nukleartechnologie zu. Von einem politisch motivierten „Hold-up“ können grundsätzlich alle Technologien betroffen sein, doch ist angesichts des längeren Zeithorizonts und der höheren Investitionen bei Vorhaben im Bereich Kernenergie damit zu rechnen, dass sie stärker in Mitleidenschaft gezogen werden. Und die Unmöglichkeit, das aus der Höhe der Investitionen erwachsende Risiko mithilfe von Marktinstrumenten auf weitere Partner zu verteilen, trifft die Kerntechnik unverhältnismäßig stärker als andere Technologien.
- (386) Die Kommission stellte sich auch der Frage, ob Investitionen in neue Kernkraftwerke getätigt würden, wenn es keine Beihilfen gäbe. Bei den vorgenommenen Modellierungen wurde auf eine Vielzahl konterfaktischer Fallkonstellationen mit verschiedenartigen Annahmen zu den Preisen für fossile Brennstoffe und zu der politischen Landschaft zurückgegriffen, die die Oberhand gewinnen könnten, wenn es keinen CfD für neue Kerntechnologien geben würde⁽¹⁾. Während das Vereinigte Königreich erklärte, die Modellierung könne an und für sich, insbesondere über derart lange Zeithorizonte, lediglich bei Zugrundelegung der gebotenen Vereinfachung der in der Realität vorhandenen Dynamik nützliche Anhaltspunkte liefern, ist die Kommission der Auffassung, dass die Modellierung hilfreich sein kann, um sich in Kenntnis der Sachlage eine Meinung über wichtige Aspekte der Bewertung zu bilden.
- (387) In einem Szenario, in dem CfD für erneuerbare Energien und für CCS-Technologien, nicht jedoch für Nukleartechnologien zur Verfügung stehen, sind private Investitionen in neue Nuklearanlagen im Modell bis 2046 nicht wirtschaftlich. Dagegen gibt es in einem Szenario ohne CfD, in dem der Kapazitätsmarkt funktioniert, unter Verwendung der zentralen Annahmen des Ministeriums für Energie und Klimawandel zu den Preisen für fossile Brennstoffe bis 2037 keine privaten Investitionsinitiativen. Bei hohen Preisen für fossile Brennstoffe werden 2032 Entscheidungen zu Investitionen in neue Nukleartechnologien getroffen, bei niedrigen Preisen für fossile Brennstoffe und Pauschalpreisen für CO₂ hingegen gibt es sie bis zum Ende des Modellierungshorizonts im Jahr 2049 überhaupt nicht.
- (388) Es wurden Modelle für acht weitere Szenarien entwickelt, von denen jedes anschließend in bis zu zehn Varianten weiter modifiziert wurde. Eine Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse, die einer Auswahl von Szenarien entnommen wurden, kann in Tabelle 9 im Anhang eingesehen werden.
- (389) Die wichtigste Erkenntnis der vorgenommenen Modellentwicklung lautet, dass erhebliche Unsicherheit herrscht, ob private Investitionen in neue Nukleartechnologien vorgenommen würden, wenn es keine staatlichen Beihilfen gäbe; dabei erstreckt sich der Zeithorizont von Anfang der 2030er Jahre bis frühestens 2049. Zudem scheint das Angebot von CfD für neue Nukleartechnologien die Wohlfahrt der gesamten Gesellschaft und insbesondere der Verbraucher zu verbessern, sofern nicht die Ziele zur Verringerung des CO₂-Ausstoßes verfehlt werden und die Preise für fossile Brennstoffe niedrig sind.

⁽¹⁾ Die Kommission forderte das Ministerium für Energie und Klimawandel auf, unter Zugrundelegung seines Prognosemodells Sensitivitätsanalysen anzustellen, und prüfte für jedes Szenario eingehend die Eingabewerte und die Ergebnisse. Beim Dynamic Dispatch Model (DDM) des Ministeriums handelt es sich um ein Modell eines integrierten Strommarkts, das den Strommarkt Großbritanniens mittel- bis langfristig erfasst. Es simuliert aufbauend auf einer Schätzung von Angebot und Nachfrage im Stromsektor halbstündlich die Stromerzeugung durch britische Kraftwerke und Entscheidungen über Investitionen in Stromerzeugungskapazitäten für den Zeitraum 2010-2049. Die Investitionsentscheidungen beruhen auf Prognosen der Einnahmen und des Cashflows und beziehen die Wirkung politischer Einflüsse und Änderungen im Erzeugungsmix ins Kalkül ein. Das DDM ermöglicht somit eine vergleichende Analyse der Auswirkungen unterschiedlicher politischer Entscheidungen auf die Erzeugung, die Kapazität, die Kosten, die Preise, die Versorgungssicherheit und die CO₂-Emissionen.

- (390) Die von der Kommission vorgenommene Analyse bestätigt, dass große Unsicherheit in der Frage herrscht, ob der Markt ohne einen realistischen Zeitrahmen Investitionen in neue Nukleartechnologien tätigen würde. Zwar lässt sich aus den bisherigen Erkenntnissen und den durchgeführten Analysen kein abschließendes Urteil fällen, doch legen sie mit einem hinreichend hohen Grad an Zuverlässigkeit und innerhalb der unvermeidlichen Einschränkungen, die Prognosen über einen solchen Zeithorizont mit sich bringen, den Schluss nahe, dass rein kommerzielle Investitionen in neue Nukleartechnologien nicht rechtzeitig vorgenommen würden, um im Bereich der Energiepolitik dem Handlungsbedarf zu genügen, dem sich das Vereinigte Königreich ohne staatliche Beihilfen gegenüber sähe.
- (391) Darüber hinaus sind die alternativen Mechanismen nicht ausreichend, um Anreize für Investitionen in neue Nukleartechnologien zu erzeugen. Weder der CO₂-Mindestpreis noch der Kapazitätsmarkt genügen, um Investitionen in die Kernenergie hervorzubringen. Insbesondere kommen Kernkraftwerksbetreiber für die Teilnahme am Kapazitätsmarkt nur dann in Frage, wenn sie auf andere Formen der Förderung (einschließlich eines CfD oder einer Kreditgarantie) verzichten, doch bietet der Kapazitätsmarkt zu kurze Fristen, um Investitionen in die Kernenergie sicherzustellen. Der CO₂-Mindestpreis bietet für Investitionen in der Größenordnung und mit der Laufzeit, wie sie für die Umsetzbarkeit neuer Nukleartechnologien erforderlich sind, hinsichtlich der künftigen Entwicklung der Großhandelspreise nicht genügend Sicherheit. Aus der Modellierung ergibt sich, dass andere Formen der Förderung nicht ausreichen würden, um Investitionen in neue Nukleartechnologien innerhalb eines realistischen Zeithorizonts und in der vom Vereinigten Königreich benötigten Weise zu gewährleisten. Keine der Fördermaßnahmen bietet eine Lösung für die große Unsicherheit in Bezug auf die Entwicklung der Großhandelspreis und für die fehlende Möglichkeit der Absicherung und der Unterzeichnung langfristiger Vereinbarungen.
- (392) Aus den vorstehend genannten Gründen und in dem Maße, in dem Investitionen in neue Nukleartechnologien, wie in Abschnitt 9.2. dargelegt, ein Ziel von gemeinsamem EU-Interesse verfolgen, vertritt die Kommission daher die Auffassung, dass die vorgeschlagenen staatlichen Beihilfemaßnahmen für diese besondere Art von Investitionen in neue Nukleartechnologien angesichts des Zustands und der Funktionsweise der Finanzmärkte im Vereinigten Königreich zum Zeitpunkt des vorliegenden Beschlusses notwendig sind.

9.4. ANGEMESSENHEIT DES INSTRUMENTS UND ANREIZEFFEKT

- (393) In ihrem Einleitungsbeschluss formulierte die Kommission die Frage, ob der CfD als geeignetes Instrument für die Gewährung einer staatlichen Beihilfe angesehen werden könne, da er das Preissignal abschaffe und in die aktuelle Marktgestaltung eingreife, in der die Stromerzeugung ein wettbewerbsorientierter Markt sei und Investitionen auf der Grundlage der zu erwartenden Einnahmen aus dem Verkauf von Strom auf Großhandelsebene vorgenommen würden.
- (394) Die Kommission hatte auch Zweifel an der Dauer der Maßnahme sowie an der Tatsache, dass diese in einem Maße einen Schutz der Einnahmen biete, dass sie das Preisrisiko ausräume, ein Umstand, der bei einer Kombination aus CfD und Kreditgarantie zusätzlich verstärkt werde. Und schließlich meldete die Kommission Zweifel aufgrund des Fehlens eines öffentlichen und transparenten Ausschreibungsverfahrens an, durch das unter anderem die Technologieneutralität verletzt werde, indem private Verhandlungen zwischen dem Vereinigten Königreich und EDF über ein Projekt, dem eine besondere Technologie zugrunde liege, erlaubt würden.
- (395) Die Argumentation des Vereinigten Königreichs zugunsten des CfD bezieht sich auf die in Abschnitt 9.3 dargelegten Formen von Marktversagen, allen voran die aufgrund der unvollständigen Risikotransfermärkte mangelnde Fähigkeit privater Kapitalgeber, das Preisschwankungsrisiko unter den gegenwärtigen Umständen wirksam zu verteilen oder weiterzureichen.
- (396) In dem Maße, wie derartige langfristige Formen von Kapitalmarktversagen vorliegen, wäre die Bereitstellung einer Kreditgarantie allein nicht ausreichend, um Investitionen in neue Nukleartechnologien möglich zu machen, da damit lediglich die Notwendigkeit der Einwerbung von Fremdkapital für das Projekt angesprochen wird, nicht jedoch die mit Nuklearanlagen verbundenen speziellen Risiken im Zusammenhang mit deren Bau und dem langen und komplexen Lebenszyklus. Die Kreditgarantie ermöglicht die Aufnahme von Fremdkapital, der CfD hingegen die Bereitstellung von Eigenkapital für das Projekt. Der Kreditgarantie selbst liegt sogar das Bestehen des CfD zugrunde, und sie ist untrennbar mit ihm verbunden, da das Projektrating auf dem Vorhandensein des CfD beruht. Nur die Einnahmengarantie des CfD könnte einen Ausgleich für das langfristige Risikoprofil des Projekts bieten.
- (397) Die Kommission hat in ihrem Beschluss vom 23. Juli 2014 bereits akzeptiert, dass ein CfD ein geeignetes Instrument zur Förderung CO₂-armer Technologien und insbesondere erneuerbarer Technologien sein kann. ⁽¹⁾
- (398) Mit dem CfD wird offen die Notwendigkeit angesprochen, Preisstabilität und eine vorhersehbare Ertragsrate und Kapitalverzinsung des Projekts zu gewährleisten, da diese für Investitionen dieser Größenordnung und Laufzeit eine besonders wichtige Rolle spielen und somit für die Realisierung der Investition von ausschlaggebender Bedeutung sind. In diesem Sinne ist der CfD ein Instrument, mit dem den wichtigsten Formen von Marktversagen (siehe oben) entgegengetreten wird.

⁽¹⁾ Siehe Pressemitteilung unter: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-866_de.htm.

- (399) Die zusätzlichen Bedingungen, die speziell für den CfD für das Kraftwerk HPC und die Vereinbarung mit dem Ministerium festgelegt worden sind, und insbesondere die Ausgleichszahlungen für den Fall einer politischen oder gesetzgeberischen Form einer diskriminierenden Benachteiligung der Nukleartechnologie sind auf die zusätzlichen Risiken ausgerichtet, die als eine Besonderheit der Kernenergie betrachtet werden können, d. h. die Möglichkeit des Investitionsstopps infolge der Veränderung des Rechtsrahmens, die beispielsweise aus politischen Gründen vorgenommen wird.
- (400) In Anbetracht des Ziels der Beihilfemaßnahmen, d. h. Investitionen in die Kernenergie anzukurbeln, ist die Kommission der Auffassung, dass eine offene Ausschreibung, an der sich Inhaber weiterer Technologien zur Stromerzeugung beteiligen würden, mit Blick auf den vom Vereinigten Königreich benötigten zeitlichen Rahmen nicht angebracht wäre.
- (401) Nach der vom Vereinigten Königreich veröffentlichten offenen Aufforderung zur Interessensbekundung wurde nur von EDF ein Investitionsvorschlag unterbreitet. Das Vereinigte Königreich hat den Nachweis ⁽¹⁾ erbracht, dass zum Zeitpunkt der Verhandlungen mit EDF kein anderes Projekt vorlag, das mit HPC hätte in Konkurrenz treten können. Aufgrund der Besonderheiten der Nukleartechnologie fallen im Vorfeld der Inbetriebnahme erhebliche Kosten an, und nur eine begrenzte Zahl von Marktteilnehmern verfügt über das Know-how und die Finanzkraft, um Investitionen in der Größenordnung des HPC zu tätigen. Wie das Vereinigte Königreich dargelegt hat, hätte es einen stärkeren Wettbewerbsdruck unter den Bietern vorgezogen, jedoch hätten keine Angebote weiterer Unternehmen für das neue Kernkraftwerk vorgelegen.
- (402) Die Kommission erkennt an, dass sich die Kernenergie in Bezug auf die Anforderungen, die Investoren erfüllen müssen, generell in einer anderen Situation befindet als andere Technologien. Was Lebensdauer und Größenordnung der Investition angeht, so finden sich keine Projekte, die mit einem Kernkraftwerk vergleichbar wären. Das HPC-Projekt weist besondere Merkmale auf. Es handelt sich um ein Infrastrukturprojekt, dessen Größenordnung nicht nur im Energiesektor, sondern auch in allen anderen Sektoren nahezu beispiellos ist. Daher räumt die Kommission ein, dass aufgrund der speziellen Zwänge des Projekts im vorliegenden Fall ein Ausschreibungsverfahren zu keinen sinnvollen Ergebnissen geführt hätte.
- (403) Die Kommission ist zudem der Auffassung, dass der CfD für Investitionen in ein neues Kernkraftwerk keine unverhältnismäßige Diskriminierung anderer Technologien bedeutet und dass er für eine neue Kernkraftanlage besser geeignet ist als für andere Technologien. Tatsächlich können mit CfD-Verträgen auch andere Technologien gefördert werden, wobei das gleiche Instrument zum Einsatz kommt, aufgrund der technischen Unterschiede jedoch Anpassungen vorgenommen werden müssen (betrifft beispielsweise die Vereinbarung mit dem Ministerium oder die Betriebskosten-Überprüfung).
- (404) Hinzu kommt, dass es wegen des intermittierenden Charakters der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht möglich ist, diese Technologie bei der Grundlastversorgung als geeignete Alternative zur Kernenergie anzusehen. Wie in Erwägungsgrund 199 erläutert, wäre eine Kapazität von 14 GW bei Onshore- oder 11 GW bei Offshore-Windanlagen erforderlich, um die vom HPC-Projekt abzudeckende Kapazität zu ersetzen, wobei die Annahme der Umsetzung in dem vorgegebenen Zeitrahmen unrealistisch ist.
- (405) Zudem bedeutet der CfD für ein neues Kernkraftwerk keine Diskriminierung bestehender Kernkraftwerke, für deren Bau keine Anreize mehr benötigt werden und die unter anderen Rahmenbedingungen errichtet wurden als heute, d. h. vor der Marktliberalisierung.
- (406) Im Rahmen dieses speziellen Falls und besonderen Projekts kommt die Kommission daher zu dem Schluss, dass die Kombination aus CfD, Kreditgarantie und Vereinbarung mit dem Ministerium in der in den angemeldeten Maßnahmen vorgesehenen Strukturierung ein geeignetes Instrument zur Beihilfegewährung ist und dem Begünstigten einen angemessenen Anreizeffekt bietet.

9.5. VERHÄLTNISMÄSSIGKEIT

- (407) Im Einleitungsbeschluss wurden von der Kommission Zweifel geäußert, ob die Rendite angemessen sei, da vor dem Hintergrund der Kombination aus CfD und Kreditgarantie sowie der anderen risikomindernden Effekte der Maßnahme aufgrund des geringeren Risikos eine wesentlich niedrigere Rendite angebracht wäre als die, die der NNBG zugestanden werde. Insbesondere werde durch den CfD das Marktpreisrisiko bewusst weitgehend ausgeräumt, und es sei Ziel der Maßnahme, den Investor durch Bereitstellung von Ausgleichsmaßnahmen vor verschiedenen Ereignissen zu schützen.
- (408) Im Einleitungsbeschluss in Frage gestellt werden auch die potenziell hohe Rendite wie auch die Möglichkeit des Begünstigten, unverhoffte Gewinne zu erzielen, wenn sich die Annahmen als falsch erweisen sollten.
- (409) In Bezug auf die Verhältnismäßigkeit bestehen im Zusammenhang mit der vom Vereinigten Königreich beabsichtigten Maßnahme drei wesentliche Bedenken, die für die Würdigung durch die Kommission wichtig sind.

⁽¹⁾ Insbesondere legte das Vereinigte Königreich die Aufforderung zur Interessensbekundung am Investitionsvertrag vor, die allen potenziellen Investoren offenstand, auf die jedoch lediglich eine Antwort von EDF einging.

- (410) In Anbetracht der Kombination aus CfD und Garantie in der angemeldeten Form wurde erstens die in Aussicht genommene Rendite für hoch befunden, wenn nicht eine Überkompensation ausgeschlossen werden soll. Insbesondere kann das Kraftwerk, sobald sein Bau fertiggestellt ist, als wirtschaftlich betriebener und für die Laufzeit des CfD der Regulierung unterliegende Anlage mit verhältnismäßig stabilen Einnahmenströmen betrachtet werden.
- (411) Zweitens koppelt der CfD die Rendite vom Beihilfebetrug ab. Der Basispreis kann in einer Höhe festgesetzt werden, die es der NNBG ermöglicht, die Kosten zu decken und einen angemessenen Gewinn zu erzielen, dies ist jedoch nicht entscheidend für die Höhe der Beihilfe, die auf jeden Fall ausgezahlt wird und auch von den Großhandelspreisen abhängig ist. Damit entsteht das Erfordernis, die Prüfung auf Überkompensierung als Prüfung der Rendite auszulegen, anstatt sich auf die absolute Höhe der Beihilfe zu beziehen.
- (412) Drittens besteht keine Sicherheit, dass etwaige höhere Gewinne im Anschluss an die Fertigstellung des Baus den Kunden durch Minimierung der Rendite und Maximierung der allgemeinen Wohlfahrt zugutekommen.
- (413) Vor einem endgültigen Fazit zum Gesamtpaket sollen diese Punkte in den nachfolgenden Abschnitten im Zusammenhang mit der Kreditgarantie sowie dem CfD und der Rendite betrachtet werden.

9.5.1. Die Kreditgarantie

- (414) Die Anleihen, die vom Emittenten zu begeben sind, werden in der im vorstehenden Abschnitt 2.2. beschriebenen Weise durch die Kreditgarantie abgesichert.
- (415) Die Kommission hat eine Evaluierung der ursprünglichen Methodik vorgenommen, die von IUK in der Kreditgarantie verwendet wurde. Danach würde die Gebühr dem Durchschnitt der drei Indikatoren zum Zeitpunkt des Commercial Close für die Gesamtfinanzierung entsprechen, jedoch mindestens 225 Basispunkte betragen. Das Vereinigte Königreich teilte mit, dass die Höhe der Gebühr für die Kreditgarantie per 21. August 2014 auf 250 Basispunkte (als Durchschnitt von 263, 243 bzw. 245) festgesetzt worden sei. ⁽¹⁾
- (416) Mangels unmittelbar festzustellender Marktkurse für (ausreichende) Kreditgarantien, mit denen ähnlich geartete Risiken besichert werden, muss auf alternative Ansätze zurückgegriffen werden, um die Höhe einer Garantiegebühr zu Marktbedingungen zu bestimmen. Der erste Ansatz ist der sogenannte Expected-Loss-Ansatz (auf dem zu erwartenden Verlust beruhender Ansatz). Auf der Grundlage verschiedener Szenarien wird dabei eine Verbindung zwischen dem Geschäftsplan des Unternehmens und dessen Kapitalstruktur hergestellt und die Ausfallwahrscheinlichkeit ermittelt. Alternativ können als Vergleichsmaßstab für die Garantie die Marktpreise vergleichbarer Instrumente mit einem ähnlichen Kreditrisiko herangezogen werden.
- (417) Auf Grundlage der Stellungnahmen des Vereinigten Königreichs und ihrer eigenen Analyse besteht nach Auffassung der Kommission Grund zu der Annahme, dass die ursprünglich vorgeschlagene Mindesthöhe der Garantiegebühr (225 Basispunkte) und die Gebührenhöhe vom 26. August 2014 (250 Basispunkte) unter den Marktkursen lagen. Dieser Schlussfolgerung liegen zwei Perspektiven zugrunde: zum einen die zur Bestimmung der Gebühr benutzten Methoden und zum anderen die Bewertung, die vom Vereinigten Königreich für die Garantiefazilität vorgeschlagen wurde.

9.5.1.1. Die Methoden zur Festlegung der Höhe der Garantiegebühr

- (418) Mangels Marktpreisen für ähnliche Instrumente wurden der Kommission zwei Ansätze zur Bestimmung der Höhe der Garantiegebühr übermittelt.
- (419) Der erste Ansatz ist der sogenannte Preisbenchmark-Ansatz, der in den Antworten des Finanzministeriums des Vereinigten Königreichs vom 26. August, 5. September, 12. September und 19. September 2014 im Einzelnen dargelegt wurde. Den Ausgangspunkt der Analyse bildet eine Prüfung der Kreditwürdigkeit mit einem Rating von BB+/Ba1 während der Bauausführung. IUK vertritt die Auffassung, dass das HPC-Projekt aufgrund des in die Finanzierungsvereinbarungen eingebauten Verschuldungsschutzes in der Lage sein sollte, während der Bauausführungsphase ein Rating von BB+/Ba1 zu erreichen. ⁽²⁾
- (420) Gemäß Anhang B (Benchmark-Informationen), der einen Überblick über die einzelnen Benchmark-Reihen liefert, schwankt die Höhe der Gebühr zwischen 243 Basispunkten (bei Verwendung der Benchmarks für Unternehmensanleihen) und 263 Basispunkten (bei Verwendung von Bankdarlehen zur Projektfinanzierung).

⁽¹⁾ Siehe Stellungnahme des britischen Finanzministeriums vom 5. September 2014.

⁽²⁾ Insbesondere hebt das britische Finanzministerium drei Benchmark-Reihen hervor: Aktuelle Bankdarlehen zur Projektfinanzierung mit Rückhaftung (CO₂-arme Energie); Corporate Debt Spreads (mit BB+ bewertet) per 21. August 2014 sowie Mean Credit Default Swaps für zehn Jahre und iTraxx Europe XOver (im Bereich BB+).

- (421) Die IUK hat außerdem CDS-Spreads von sieben mit BB+ bewerteten Unternehmen vorgelegt, die dem iTraxx Europe XOver Index (10 Jahre Laufzeit) entnommen wurden, ⁽¹⁾ einschließlich 60 Komponenten, die am unteren Rand des Investment-Grade (an der Grenze zur Rentabilität) angesiedelt sein sollen, aber auch Unternehmen, deren Rating von BBB (mit negativen Aussichten) bis CCC reicht. Der durchschnittliche Spread der sieben mit BB+ bewerteten Unternehmen war so berechnet, dass er an dem Tag, an dem die Informationen der Kommission übermittelt wurden, bei etwa 250 Basispunkten lag. Die IUK betrachtete dies als Bestätigung dafür, dass die Höhe der Garantiegebühr 250 Basispunkte betragen sollte, wenn sie an dem betreffenden Tag errechnet worden wäre.
- (422) Unklar ist jedoch, ob diese Indizes nicht vollständig als Referenzpunkte für die Kreditgarantie für das Kraftwerk HPC angesehen werden können. Obwohl iTraxx Europe XOver als Ausgangspunkt angesetzt werden könnte, um die Höhe der Garantiegebühr für Hinkley Point C zu ermitteln, handelt es sich bei den für den Index ausgewählten Unternehmen nur um die spekulativ mit einem „besseren“ Rating versehenen Unternehmen; die Laufzeit des Index beträgt 10 Jahre, was mit der HPC-Fazilität nicht vereinbar ist, und es besteht ein breites Spektrum individueller CDS-Spreads, was für Unterschiede bei der Bonität spricht.
- (423) Wegen der begrenzten Anzahl von Finanzierungs-Benchmarks, aber auch aufgrund der Tatsache, dass aufgrund der Auswahlkriterien Zweifel an der Benchmark-Analyse aufkamen, konnte die IUK-Bewertung die Kommission daher nicht voll überzeugen. Tabelle 16 in Anhang B vermittelt einen Überblick über die Benchmarks für die Projektfinanzierung.
- (424) Der zweite Ansatz ist der Expected-Loss-Ansatz. Beim vollständigen Expected-Loss-Ansatz werden unter Zugrundelegung unterschiedlicher Szenarien eine Verbindung zwischen dem Geschäftsmodell und der Kapitalstruktur hergestellt und die Ausfallwahrscheinlichkeit sowie die entsprechenden Erlösquoten (Recovery Rates) für jedes Projektjahr abgeleitet, wobei an den Ausfallwahrscheinlichkeiten abzulesen ist, wie wahrscheinlich es ist, dass das Unternehmen weder die Zinsen noch die Tilgungszahlungen aufbringen können wird. Das wurde jedoch für das vorliegende Projekt nicht getan. Stattdessen zeigt das Modell den Kapitalwert der Garantie unter Bedingungen, die als ein mit Strafen verbundenes Szenario angesehen werden. ⁽²⁾
- (425) Bei Ansetzung einer Garantiegebühr in Höhe von 250 Basispunkten und Zugrundelegung der vorstehend beschriebenen Annahmen zeigt das Proxy-Modell des Expected-Loss-Ansatzes einen positiven Kapitalwert der Garantie.
- (426) Die Kommission konnten die Ergebnisse dieses zweiten Ansatzes ebenfalls nicht völlig überzeugen. Insbesondere stellt das Modell keine Verbindung zwischen dem Geschäftsplan und den Ausfallwahrscheinlichkeiten her. Anstelle dessen werden die Ausfallwahrscheinlichkeiten postuliert und den Kapitalwertberechnungen zugrunde gelegt.
- (427) Daher kam die Kommission zu dem Schluss, dass die betrachteten Methoden zwar in ihre Bewertung einfließen können, dass sie jedoch die vorgeschlagene Gebührenhöhe von 250 Basispunkten nicht in vollem Maße rechtfertigen.

9.5.1.2 . Unsicherheit in Bezug auf das BB+/Ba1-Rating

- (428) Die beiden vorstehend beschriebenen Ansätze werden benötigt, um sowohl die Gebühr als auch das Kredit scoring der Fazilität zu bestimmen. Ratings können genutzt werden, um verschiedene Parameter von Finanzierungsinstrumenten zu vergleichen, unter anderem deren Risikograd und vor allem die Preiskalkulation.
- (429) Die IUK ist der Auffassung, dass für dieses Projekt ein BB+/Ba1 entsprechendes Rating erreicht werden kann. Bei dem angegebenen Wert handelt es sich weder um ein externes Rating noch um eine durch eine Kreditauskunft unterlegte Größe.
- (430) Nach Einschätzung der Kommission kann ein Rating von BB+ aufgrund der Unsicherheiten, die mit dem Rating einer derart komplexen Fazilität einhergehen, lediglich als Richtwert angesetzt werden.

⁽¹⁾ Angaben der IUK vom 26. August 2014.

⁽²⁾ Insbesondere sind dem mit Strafen verbundenen Szenario die folgenden Annahmen für Ausfallwahrscheinlichkeiten und Erlösquoten zu entnehmen:

- Die Verlustquote bei Ausfall (LGD) in den Jahre 1-6 beträgt Null, da, sollte die Basisbedingung nicht bis Dezember 2020 erfüllt sein, die vollständige Schuldentilgung bei einer Kostendeckung von 100 % erfolgt.
- In den Jahren 7 bis 10 wird kein Ausfall angenommen, da keine Tilgungsverpflichtung besteht und sämtliche Zinsen während der Bauausführungsphase (einschließlich Garantiegebühren) entweder aus dem Basiseigenkapitalbetrag oder aber aus dem Basis- und/oder dem Eventualeigenkapital bestritten werden.
- Bauausführungsphase von 14 Jahren (einschließlich 4 Jahre Verzögerung) und 30 Jahre Betriebsphase.
- Kumulative Ausfallwahrscheinlichkeit von 10 % während der vierjährigen Bauverzögerung (null % in den Jahren 11 und 12 und 5 % in den Jahren 13 und 14) und Verlustquote bei Ausfall in Höhe von 100 %.
- 5,6 % Ausfallwahrscheinlichkeit in jedem gegebenen Jahr des Betriebs. Hier werden konstant 5,6 % angesetzt, um die Durchschnittssätze bei Kraftwerksprojekten außerhalb der USA zu erreichen.

- (431) Eine der wichtigsten Unsicherheiten resultiert daraus, dass das Projekt einem erheblichen Zinssatzrisiko ausgesetzt ist. Da in den ersten sieben Jahren der Bauausführungsphase Schuldverschreibungen ausgegeben werden, ist der Zinssatz der Staatsanleihen zum Emissionszeitpunkt höchst ungewiss. ⁽¹⁾ Die Renditen der Schatzanweisungen des Vereinigten Königreichs (Gilts) mit Laufzeiten von 10, 20 und 30 Jahren machen deutlich, dass derzeit ein im historischen Vergleich niedriges Niveau zu verzeichnen ist (siehe Diagramm 1 in Anhang B). Die Hochrechnungen der Bank of England zu den Zinssätzen für Staatsanleihen (Terminkurse) weisen bei den entsprechenden Erwartungen einen Anstieg aus.
- (432) Eine zweite Unsicherheit ergibt sich aus den potenziellen Laufzeiten der HPC-bezogenen Schuldverschreibungen, die sich von denen der vorgelegten Benchmarks unterscheiden. Insbesondere wird für die garantierten Verbindlichkeiten eine gewichtete Durchschnittslaufzeit (WAL) von 27,4 Jahren vorausgesagt, während die Laufzeiten der Schuldverschreibungen zwischen 8 und 41 Jahren liegen. Die Garantie des Vereinigten Königreichs wird bis zur Endfälligkeit bestehen, die bis zu 41 Jahre nach dem Abschluss der Finanzierungsvereinbarungen eintritt. Im Mittelpunkt der Benchmark-Analyse stehen jedoch Instrumente mit Laufzeiten von höchstens 10-15 Jahren, was vor allem daran liegt, dass nur bis zu diesem Punkt Preisbenchmarks verfügbar sind. Die IUK wurde von den Schuldverschreibungsversicherern unterrichtet, dass die Spread-Kurve flach verläuft und sich bei Laufzeiten von 10 bis 30 Jahren häufig umkehrt.
- (433) Daher ließ die Kommission die Aussage, wonach das von IUK vorgeschlagene Rating hinreichend durch Nachweise gestützt sei, nicht gelten. Die Kommission beschloss, das vorgeschlagene Rating lediglich als Referenzgröße anzusetzen, was erneut den Schluss nahelegte, dass die ursprünglich angemeldete Gebühr in Höhe von 250 Basispunkten nicht als in vollem Maße gerechtfertigt angesehen werden kann.

9.5.2. Höhe des Basispreises und daraus resultierende Rendite

- (434) Wie im Einleitungsbeschluss dargelegt, wies die angemeldete Version des Finanzmodells (5.1) unter Zugrundelegung eines Basispreises von 92,50 GBP pro MWh eine Projektrendite von nominal [9,75 bis 10,25] % nach Steuern auf. Dies wäre um 3 GBP pro MWh (oder eine äquivalente Pauschalzahlung entsprechend dem Kapitalwert) gekürzt worden, wenn ein Beschluss zum anschließenden Bau eines neuen Kernkraftwerks in Sizewell C Zustimmung gefunden hätte, da EDF dann hätte die Kosten der EPR-Reaktoren der neuen Auslegung (insbesondere für Planung und Konstruktion) auf die beiden Kraftwerke aufteilen können.
- (435) Das Vereinigte Königreich erklärte stets, für NNBG wäre eine angestrebte Rendite von rund 10 % (nominal, nach Steuern) plausibel, auch im Vergleich mit den Renditen bei Offshore-Windkraftanlagen und anderen vergleichbaren Projekten.
- (436) Im Laufe der Prüfung durch die Kommission wurden mehrere weitere Aktualisierungen des Finanzmodells übermittelt, die dem neuesten Stand der Modellannahmen und der erwarteten Finanzstruktur des Projekts Rechnung trugen.

9.5.2.1. Das Finanzmodell und die Szenarioanalyse

- (437) Das Vereinigte Königreich prüfte das EDF-Finanzmodell und verwendete es für die Berechnung der Projektrendite. Die Kommission prüfte ihrerseits das Finanzmodell und nahm eingehende Sensitivitätsprüfungen vor, um wichtige finanzielle Messgrößen für das HPC-Projekt zu ermitteln.
- (438) Um herauszufinden, ob eine Rendite von [9,75 bis 10,25] % (nominal, nach Steuern) nicht zu hoch angesetzt war, übermittelte das Vereinigte Königreich ein von KPMG erstelltes Gutachten, in dem auf fünf Methoden zur Bewertung der geeigneten Rendite für NNBG im Zusammenhang mit HPC eingegangen wurde. Diese Methoden und die daraus abgeleiteten entsprechenden Renditen sind in Tabelle 4 des Anhangs A zusammengefasst.
- (439) In dem Gutachten sind Nominalrenditen nach Steuern im Bereich 6 bis 14,5 % angegeben. Das Vereinigte Königreich führte aus, dass die ursprünglich geschätzte Projektrendite von [9,75 bis 10,25] % sich gut in diese Spanne einpasste.
- (440) Zu der vom Vereinigten Königreich und dessen Beratern vorgelegten Analyse einer zulässigen Rendite äußerte die Kommission drei Hauptvorbehalte. ⁽²⁾

⁽¹⁾ Wie aus den Antworten des Finanzministeriums des Vereinigten Königreichs vom 19. September 2014 hervorgeht, beträgt die Wahrscheinlichkeit eines Anstiegs um 1,5 % bei Schuldverschreibungen mit 20-30 Jahren Laufzeit ungefähr 17 bis 20 %. Den Antworten des britischen Finanzministeriums zufolge vermindert ein Anstieg der Schatzanweisungskurve um 1,5 % während der Ausgabe der Schuldverschreibungen (unter ansonsten gleichen Bedingungen) das Eigenkapital um [...] Mrd. GBP (Modellversion 19.7).

⁽²⁾ Sie sind zusammengefasst in einer E-Mail der GD COMP an UK DECC vom 9. September 2014, 15.43 Uhr, „CFD for HPC — Note on Rate of Return“.

- (441) Erstens erweckte die Methodik von KPMG den Eindruck, dass sie den beträchtlichen Unterschied zwischen dem Risiko in der Bauausführungsphase und dem in der Betriebsphase des Projekts weitgehend ignorierte. Zweitens war für die Kommission fraglich, in welchem Maße die vorgeschlagenen Benchmarks in Bezug auf Risikograd und Struktur, Fremdkapitalanteil und flankierenden Fördermaßnahmen wie Garantien und weiteren Sicherheiten mit dem HPC-Projekt vergleichbar waren. Drittens bezweifelte die Kommission, dass die Gebühr für die Kreditgarantie zu Marktbedingungen festgelegt worden war. Eine Garantiegebühr unter dem Marktniveau hätte Auswirkungen auf die Fremdkapitalkosten im Rahmen des Projekts und gleichzeitig auf die Gültigkeit der Vergleiche mit verschiedenen Rendite-Benchmarks, soweit diesen Benchmarks nichtsubventionierte Fremdkapitalkosten zugrunde liegen.
- (442) Die Kommission führte daher verschiedene Sensitivitätsprüfungen unter Zugrundelegung einer nachfolgenden Aktualisierung des Finanzmodells (Version 9.8) durch. ⁽¹⁾
- (443) Da die meisten Risiken offenbar die Bauausführungsphase betreffen, prüfte die Kommission die Szenarien, in denen diesen Risiken Rechnung getragen wurde, indem der nominale Cashflow des Projekts (Cashflow nach Steuern) gegenüber dem Ausgangswert während der Bauausführungsphase um einen bestimmten Prozentsatz verändert wurde. ⁽²⁾ Unter Verwendung von Sätzen, die den in der Betriebsphase bestehenden Risiken nach dem Bauabschluss entsprechen, wurde eine Abzinsung vorgenommen. Die Ergebnisse sind Tabelle 5 des Anhangs A zu entnehmen.
- (444) Die Kommission wollte außerdem in Erfahrung bringen, in welchem Maße in den verschiedenen Versionen des vorgelegten Finanzmodells beim Cashflow die Risiken berücksichtigt worden waren. Insbesondere überprüfte die Kommission den vom Ministerium für Energie und Klimawandel vorgelegten Evaluierungsbericht zur Kostenfeststellung und -überprüfung („COST Discovery & Verification — Evaluation Report“) vom Oktober 2013, um einschätzen zu können, inwieweit Risiken, Unsicherheiten und unvorhergesehene Ausgaben in die Cashflows des übermittelten Finanzmodells eingeflossen waren.
- (445) Vom Energieministerium war die Überprüfung der Kostenfeststellung und -überprüfung (CD&V) anhand der NNBG-Kostenschätzung für das HPC-Projekt unter Zugrundelegung des Baus eines EPR-Kernreaktors von EDF/ Areva vorgenommen worden. Im CD&V-Bericht wurden mehrere Benchmarkings durchgeführt. Er enthielt ein Benchmarking der geschätzten Kosten von HPC im Vergleich zu öffentlich verfügbaren Kostenangaben und kam dabei zu dem Ergebnis, dass die Spanne der Benchmark-Investitionskostenschätzungen offenbar von 10 Mrd. GBP bis 18 Mrd. GBP reicht, wobei die Kosten im mittleren Bereich unter 13 Mrd. GBP betragen.
- (446) Außerdem prüfte die Kommission den von der NNBG vorgelegten Bericht über die Abschätzung des Finanzrisikos bei den Baukosten („TESLA4 Estimate — Volume 2 — Financial Risk Assessment (construction costs)“) ⁽³⁾ („TESLA4“). Unter Zugrundelegung einer internen Risikoanalyse von NNBG wurde in dem Bericht eine geschätzte Wahrscheinlichkeitsverteilung der veranschlagten Endkosten des HPC-Projekts für das Basisdatum November 2014 vorgenommen (siehe Anhang A, Tabelle 3).
- (447) Nach Prüfung des Kostenfeststellungs- und -überprüfungs-Berichts sowie des TESLA4-Berichts schätzte die Kommission ein, dass die veranschlagten Endkosten von rund [...] Mrd. GBP (bezogen auf 2010) wahrscheinlich im oberen Bereich der voraussichtlichen Kosten liegen. Diese Schlussfolgerung floss in die von der Kommission vorgenommene Einschätzung der Projektrentabilität ein, und zwar in die Berechnung des internen Zinsfußes sowohl des Projekts als auch des Eigenkapitals.
- (448) In dem Finanzmodell wird zwischen einer Methode unterschieden, bei der der Eigenkapital-IRR „auf Inanspruchnahmebasis“ berechnet wird, und einer, bei der die Berechnung „auf Zusicherungsbasis“ erfolgt. In dem Modell wird der Eigenkapital-IRR (auf Inanspruchnahmebasis) unter Ausschluss der mit der Bereitstellung von Eventualeigenkapital verbundenen Kosten auf der Grundlage der in Anspruch genommenen Eigenkapitalbeträge berechnet.
- (449) Tabelle 6 (Anhang A) macht deutlich, dass beim „NNBG-Basiszenario“ mit der auf 250 Basispunkte veranschlagten Kreditgarantie mit einem Eigenkapital-IRR von [11,5-12,0] % gerechnet wird (nach Steuern, nominal, bereitgestelltes Eigenkapital).

9.5.2.2. Benchmarking der Rentabilitätswerte

- (450) Das letzte Finanzmodell des HPC-Projekts, das von der Kommission ⁽⁴⁾ bewertet wurde, verzeichnete einen Projekt-IRR von [9,25-9,75] % und einen Eigenkapital-IRR von [11,5-12,0] %. Diese beiden Renditen entsprechen dem gleichen Finanzergebnis und sind in sich stimmig.

⁽¹⁾ Diese Version war eine Aktualisierung des zunächst angemeldeten Finanzmodells, der weitere Aktualisierungen nachfolgten. Insbesondere enthält die Version 21.10 (vom 29. August 2014) eine Projektverzinsung von [...] % und einen internen Zinsfuß des Eigenkapitals in Höhe von [...] % (nominal, nach Steuern) auf Grundlage der in Anspruch genommenen Beträge sowie [...] % auf Grundlage der zugesicherten Beträge. Version 21 entspricht dem Ausgangsszenario von NNBG und enthält im Vergleich zu Version 5.1 mehrere Aktualisierungen in Bezug auf den Bauablaufplan, die Auswirkungen der Finanzierungsvereinbarungen und die makroökonomischen Parameter.

⁽²⁾ Insbesondere wurden diese Veränderungen von der Kommission bei den Cashflows im Zeitraum zwischen dem 1. Januar 2017 und dem 30. Juni 2023 vorausgesetzt. In diesem Zeitraum sind die nominalen Cashflows des Projekts (nach Steuern) Version 9.8 des Finanzmodells negativ.

⁽³⁾ NNBG-Dokument Nr. HPC-NNBGPCP-XX-000-EST-000069 vom 27. Juni 2014.

⁽⁴⁾ HPC IUK Modellversion 21.10, der Kommission am 19. September 2014 übermittelt.

- (451) Um fundierte Aussagen treffen zu können, ob die Projekt- und die Eigenkapitalrendite, die sich aus dem Finanzmodell von EDF für HPC ergeben, angemessen sind oder nicht, muss eine Einschätzung der damit verbundenen Risiken vorgenommen werden, d. h. der Projektrisiken (für den Projekt-IRR) und der Risiken für die Kapitaleigner (für den Eigenkapital-IRR). Zu diesem Zwecke betrachtete die Kommission verschiedene Benchmarks, die vor dem Hintergrund (i) der beteiligten Risiken, (ii) der Verschuldung, (iii) der Fremdkapitalkosten, (iv) des Anlagehorizonts, (v) des Investitionsvolumens, (vi) des Vorhandenseins oder Nichtvorhandenseins einer Einnahmensicherung, (vii) des Vorliegens oder Nichtvorliegens von Gewinnbeteiligungsmechanismen und (viii) des Vorhandenseins oder Fehlens von Eventualeigenkapital gesehen werden müssen.
- (452) Zusätzlich zu den Benchmark-Rentabilitätswerten, die von KPMG für die Anmeldung der Beihilfesache zusammengestellt wurden (siehe Erwägungspunkt 436 und Anhang A, Tabelle 4), übermittelten das Vereinigte Königreich und NNBG verschiedene weitere Benchmarks, um die Angemessenheit der vorgesehenen Rendite zu belegen. Diese Benchmarks bezogen sich vorwiegend auf unlängst vorgenommene Infrastrukturmaßnahmen, andere Projekte zur Erzeugung von Kernkraft, weitere Stromerzeugungsprojekte, regulierte Branchen und Regulierungen der jüngsten Zeit. ⁽¹⁾ Sie können Anhang A, Tabelle 3 und Tabelle 10 bis Tabelle 14 entnommen werden.
- (453) Wie aus Tabelle 15 von Anhang A hervorgeht, nahm die Kommission zudem eine Einschätzung der öffentlich zugänglichen Informationen über Investitionskostenschätzungen für ähnliche Unternehmen vor. Um festzustellen, ob die Baukosten ⁽²⁾ und der das Projekt kennzeichnende Risikograd angemessen angesetzt wurden, prüfte sie die Kostenszenarien unter Berücksichtigung der in Anhang A, Tabelle 16 zusammengefassten Wahrscheinlichkeiten.
- (454) Unter Zugrundelegung der verfügbaren Unterlagen und der vorgenommenen Einschätzung sowie unter Berücksichtigung der Risikobewertung und der flankierenden Parameter kam die Kommission zu dem Schluss, dass sich der Projekt-IRR des HPC-Projekts in Höhe von [9,25-9,75] % (nominal, nach Steuern) in dem Rahmen bewegt, der bei vergleichbaren Renditen erzielt wird. ⁽³⁾
- (455) Die Kommission stellte außerdem fest, dass die Eigenkapitalrendite sich in diesem speziellen Fall besonders für die Beurteilung einer potenziellen Überkompensierung eignen könnte, da sie im Gegensatz zu einer Messgröße wie der Rentabilität des Gesamtprojekts den direkten finanziellen Gewinn der Anteilseigner misst.
- (456) Ein Projekt-IRR gibt die Rendite wider, die das Projekt unter Berücksichtigung der gesamten Kapitalstruktur, die zur Finanzierung des Projekts eingesetzt wird, schätzungsweise erzielen wird. Vor allem werden beim Projekt-IRR im Allgemeinen sowohl das von den Anteilseignern bereitgestellte Eigenkapital als auch das von Geldgebern bereitgestellte Fremdkapital berücksichtigt. Die Eigenkapitalkosten sind normalerweise höher als die Fremdkapitalkosten, da die Anteilseigner in Anbetracht des unterschiedlich hohen Risikos aus ihrem Kapital eine höhere Rendite erwarten als die von den Geldgebern geforderte. Die Anteilseigner gehen ein größeres Risiko ein, wenn sie Mittel bereitstellen, denn sie können all diese Mittel oder auch einen Teil davon verlieren, wenn der Erfolg des Projekts unter den Erwartungen liegen sollte. Andererseits tragen die Geldgeber im Allgemeinen das Risiko, dass der Schuldner mit seinen Zahlungen in Verzug gerät, und genießen in der Regel selbst in diesem Falle einen gewissen Schutz.
- (457) Der Projekt-IRR bildet daher innerhalb der Gesamtfinanzstruktur den Durchschnitt der Kosten für die zugrunde liegenden Kapitalbestandteile. Je nach dem Verhältnis zwischen Fremd- und Eigenkapital (Verschuldungsgrad) und den für die Schuldtitel geltenden Konditionen wird der Projekt-Zinsfuß gemeinsam mit dem Eigenkapital-Zinsfuß Schwankungen unterliegen. In Abhängigkeit vom Fremdkapitalanteil und ihrer Marktkonformität sollten sich die beiden Kennziffern im Normalfall parallel zueinander entwickeln.
- (458) Die Einzigartigkeit des Projekts und die mit ihm verbundenen Gefahren rechtfertigen den Projekt-IRR von [9,25-9,75] %. Die Kommission äußerte jedoch die Befürchtung, dass der Eigenkapital-IRR, der im neuesten Finanzmodell unter Zugrundelegung der vorgeschlagenen Garantiegebühr von 250 Basispunkten auf [11,5-12,0] % geschätzt wurde, wesentlich höher ausfallen könnte, insbesondere nach Fertigstellung des Baus, wenn damit zu rechnen ist, dass die Fremdkapitalkosten deutlich sinken. Für ein Projekt in der Größenordnung des Kraftwerks HPC könnten selbst geringfügige Veränderungen bei den Renditeprozenten zu enormen Unterschieden in der absoluten Höhe der Eigenkapital-Entschädigung führen, was die Befürchtung weckt, dass die nutznießenden Anteilseigner der NNBG womöglich überkompensiert werden.

9.5.3. Bewertung und Schlussfolgerungen zur Verhältnismäßigkeit der Maßnahmen

- (459) Unter Zugrundelegung des in den vorstehenden Abschnitten 9.5.1. und 9.5.2. geschilderten Ansatzes nahm die Kommission eine eingehende Bewertung der Verhältnismäßigkeit des Zusammenwirkens von Garantiegebühr und Rendite des Projekts vor.

⁽¹⁾ Von der Kommission nicht berücksichtigt wurden Benchmarks, deren Informationsquelle sich nicht zuverlässig nachverfolgen ließ. Bei der Kommission wurden auch mehrere realisierte Eigenkapital-IRR für Projekte gemeldet, die einer Ex-ante-Renditeregulierung unterlagen. Die Kommission nahm zwar diese Ex-post-Benchmarks zur Kenntnis und schätzte sie als informativ ein, legte jedoch in ihrer eigenen Bewertung mehr Gewicht auf die ex-ante festgelegten zulässigen Rentabilitätswerte. Nach Auffassung der Kommission kommen Ex-ante-Renditen, die von Regulierungsbehörden bestimmt werden, der tatsächlichen Mindestrendite aufsichtspflichtiger Unternehmen näher. Darüber hinaus werden die zulässigen Renditen häufig als Mindestbetrag festgelegt, den die aufsichtspflichtigen Unternehmen erreichen können. Somit ist es nicht überraschend, dass ex post realisierte Renditen höher ausfallen als ex ante festgelegt.

⁽²⁾ Zu einer ähnlichen Auffassung führt eine Bewertung der in Tabelle 8 dargelegten Szenarien.

⁽³⁾ Insbesondere [...].

- (460) Die Kommission schickt voraus, dass jede weitere Beihilfe, die womöglich an bestehende oder neue Kernkraftwerke ausgereicht wird und nicht Bestandteil des angemeldeten Maßnahmenpakets ist, vom Vereinigten Königreich anzumelden wäre und gesondert gewürdigt werden müsste. Dies trifft insbesondere für Beihilfen bei Kosten im Zusammenhang mit Haftung, Stilllegung oder Abfallentsorgung zu.
- (461) Die Kommission stellt fest, dass das Finanzmodell für das Kraftwerk HPC bereits Kostenelemente für die bei der Abfallbehandlung und -entsorgung sowie der Stilllegung anfallenden Ausgaben und Haftungsgebühren enthält. In dieser Hinsicht schließt das Projekt in der angemeldeten Form bereits die einschlägigen Kosten für diese Maßnahmen ein, deren Schätzung zum Zeitpunkt dieses Beschlusses erfolgt ist. Die Kommission erwartet, dass etwaige weitere Beihilfelemente, die in die angemeldeten Maßnahmen nicht einbezogen wurden, gesondert angemeldet werden, und merkt an, dass das Vereinigte Königreich mit der Kommission in Gespräche über eine potenzielle staatliche Beihilfe für seine Pläne zum Bau eines geologisch beständigen Endlagers sowie zur Verpflichtung aller neuen Betreiber kerntechnischer Anlagen zum Abschluss eines Entsorgungsvertrags eingetreten ist. ⁽¹⁾
- (462) Im folgenden Abschnitt legt die Kommission ihre Schlussfolgerungen zur Verhältnismäßigkeit der Garantiegebühr und der Rendite des Projekts dar.

9.5.3.1. Bewertung und Schlussfolgerungen zur Kreditgarantiegebühr

- (463) Unter Zugrundelegung der Bedingungen, die mit den vom Vereinigten Königreich angemeldeten Maßnahmen verknüpft waren, akzeptierte die Kommission die Feststellung, dass die Preisgestaltung für eine Fazilität wie die Kreditgarantie für das Kraftwerk HPC in Anbetracht des Zeithorizonts und der Komplexität des Projekts eine schwierige Aufgabe ist, vertrat jedoch gleichzeitig den Standpunkt, dass unter Berücksichtigung der vorliegenden Unterlagen und der in Abschnitt 9.5.1. dargelegten Argumente die ursprünglich vorgeschlagene Mindesthöhe der Garantiegebühr (225 Basispunkte) und die in der Methodik des Vereinigten Königreichs vorausgesetzte Gebühr (250 Basispunkte) wahrscheinlich unter dem Marktniveau lagen.
- (464) Die Kommission ist der Auffassung, dass bei der Wahl einer angemessenen Höhe der Garantiegebühr durch die IUK, die ausreichend den mit der Bereitstellung einer solchen Garantie verbundenen Risiken Rechnung trägt, zur Berechnung der Gebühr die Verwendung der beiden in Abschnitt 9.5.1.1. beschriebenen Ansätze in Betracht gezogen werden sollte.
- (465) Die Kommission kommt zu dem Schluss, dass das besondere Rating, das vom Vereinigten Königreich ursprünglich für die Einstufung der Garantiefazilität vorgeschlagen wurde (d. h. BB+/Ba1), nicht akzeptiert werden kann. Auf der Grundlage der beiden Benchmarks, die von IUK übermittelt wurden, und der beiden benutzten Methoden (d. h. des Preisbenchmark-Ansatzes und des Expected-Loss-Ansatzes, die in Abschnitt 9.5.1.1. dargelegt wurden) ist die Kommission jedoch der Ansicht, dass für diese Fazilität eine Kreditwürdigkeitseinstufung in der (wichtigen) Ratingkategorie BB/Ba als angemessen gelten kann.
- (466) Dieses Rating entspricht vor allem der für die Fazilität charakteristischen Spanne von Schuldendienstdeckungsgraden (DSCR). Es handelt sich um einen Gradmesser des Ausmaßes, in dem ein Begünstigter zur Rückzahlung ausstehender Schuldverschreibungen in der Lage ist (sowohl zur Tilgung als auch zur Zinsenzahlung). Ein Niveau unter 1 würde bedeuten, dass der Schuldner in Zahlungsverzug geraten ist und daher die Garantie in Anspruch genommen werden muss.
- (467) Für die NNBG wurden der Kommission Nachweise dafür vorgelegt, dass der Mindest-DSCR in finanziell angespannten Szenarien auf ein Niveau sinkt, das einem BB-Rating entspricht (d. h. 1,2 bis 1,4), und in optimistischeren Szenarien gleichbleibend über diesem Niveau liegt. Das Basiszenario zeichnet sich durch einen Mindest-DSCR von [...] aus.
- (468) Das breite BB-Rating entspricht auch den verhältnismäßig strengen Anforderungen an die Ausstattung mit Basis- und Eventualeigenkapital, denen die Anteilseigner von NNBG entsprechen müssen (siehe Erwägungspunkt 54 und siehe unten). Die Eigenkapitalanforderungen lassen eine Pufferzone entstehen, die den Garantiegeber vor Ausfällen schützt, was wiederum das Rating stärkt.
- (469) Wie in Abschnitt 9.5.1.2. dargelegt, kann eine Gebühr in Höhe von 250 Basispunkten für eine Fazilität in der breiten Ratingkategorie BB/Ba als zu niedrig angesetzt gelten. Daher ist die Kommission der Auffassung, dass die Garantiegebühr einem höheren Niveau, das dieser Ratingspanne entspricht, angepasst werden muss.
- (470) Als Reaktion auf die Befürchtungen der Kommission, dass das Risiko unterbewertet wurde, wurde die Garantiegebühr auf 295 Basispunkte angehoben, 45 Basispunkte höher als ursprünglich von IUK festgelegt. Sie wird im restlichen Teil dieses Beschlusses als „angepasste Garantiegebühr“ bezeichnet werden.

⁽¹⁾ Siehe Preisgestaltungsmethodik für den Entsorgungsvertrag, abrufbar unter: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/42629/3798-waste-transfer-pricing-methodology.pdf.

- (471) Die Gebühr in Höhe von 295 Basispunkten ist mit den 291 Basispunkten vergleichbar, die dem Durchschnitt der Schulden-Spreads von 102 europäischen Unternehmen in der Kategorie BB entsprechen (Stand vom 9. September 2014). Nach Auffassung der Kommission stellt der Medianwert von 286 Basispunkten für die genannte Kategorie mit einer Anpassung nach oben als Reaktion auf den in Abschnitt 9.5.1.2 geschilderten Laufzeiteffekt ebenfalls einen wichtigen Richtwert für die Bewertung dar und rechtfertigt die angepasste Garantiegebühr.
- (472) Die angepasste Garantiegebühr trägt den Befürchtungen der Kommission in Bezug auf die Kreditwürdigkeit des Projekts, die außerordentlich lange Laufzeit der zu begebenden Anleihen und die Unsicherheit des Zinssatzes der Staatsanleihen zum Emissionszeitpunkt Rechnung. Sie entspricht einem marktüblichen Satz, spiegelt die Höhe des Projektrisikos wieder und berücksichtigt zudem das Ausmaß des Risikos für den Garantiegeber.
- (473) Insbesondere konnte die Kommission einen Teil der finanziellen Eckpunkte prüfen, die bis dato zur Finanzierung des HPC-Projekts festgelegt worden sind. Im Zuge dieser Prüfung konnte sich die Kommission eine Vorstellung von dem Ausmaß machen, in dem Eigenkapitaleinbußen entstehen, bevor der Garantiegeber Verluste erleidet.
- (474) Auf der Grundlage dieser Bewertung kommt die Kommission zu dem Schluss, dass zumindest bis zu dem Zeitpunkt, da die Basisbedingung erfüllt ist, der Garantiegeber begrenzte Risiken eingeht. Für die Zeit danach ist eine Reihe von Sicherheiten zur Begrenzung der Risiken des Garantiegebers vorgesehen. Die Kommission erkennt auch die Flexibilität an, die der Garantiegeber bei der Durchsetzung genießt und die in Anbetracht des besonderen Charakters des Projekts und seiner speziellen Sicherheitserfordernisse angebracht erscheint.
- (475) Die angepasste Garantiegebühr und die Methodik, die ihr zugrunde liegt, liefern eine effektive Annäherung an einen hypothetischen Marktsatz für eine Fazilität, die vom Markt nicht angeboten wird. Insbesondere wird mit der neuen Höhe der Gebühr eine unzulässige Verlagerung des Risikos von den Kapitaleignern auf den Garantiegeber vermieden und versucht, sie an Finanzfazilitäten anzunähern, die mit den Marktinitiativen in der Ratingkategorie BB/Ba vergleichbar sind.
- (476) Die Kommission ist der Auffassung, dass die angepasste Garantiegebühr daher die Beihilfe auf ein Mindestmaß begrenzt und aus diesem Grunde als verhältnismäßig betrachtet wird.
- (477) Sobald die Garantiegebühr auf eine Höhe festgelegt war, die den Marktpreisen für dieses Projekt gerecht wurde, bildete sich die Kommission ein Urteil darüber, ob der angemeldete Basispreis und die diesem zugrunde liegende Rendite als dem Risikograd des Projekts angemessen eingeschätzt werden kann.

9.5.3.2. Bewertung und Schlussfolgerungen zu Basispreis und Rendite

- (478) Wie in Abschnitt 9.5.2. dargelegt, kann der IRR des Projekts als vereinbar mit der Rendite gelten, mit der bei einem Projekt dieser Größenordnung und beim vorliegenden Maß an Unsicherheit gerechnet werden kann. Die Kommission stellt fest, dass der Projekt-IRR unter dem IRR liegt, der für große Stromerzeugungsprojekte im Energiesektor oder für mit staatlichen Beihilfen geförderte Stromerzeuger im Bereich der erneuerbaren Energieträger im Regelfall gewährt wird, ⁽¹⁾ obwohl diese Projekte völlig andere Merkmale aufweisen.
- (479) Die Kommission ist insbesondere der Meinung, dass die für das Projekt vorgeschlagene Rendite auch mit dem Gesamtpaket der dazu gehörenden Rahmenmaßnahmen im Einklang steht. Zwar verschaffen einige dieser Maßnahmen, wie zum Beispiel der Ausgleichsmechanismus für die einen Anspruch begründenden Gesetzesänderungen (QCIL), die Betriebskosten-Überprüfungen und die Vereinbarung mit dem Ministerium der NNBG einen gewissen über die Wirkung allein des CfD hinausgehenden Vorteil, doch lässt sich der Projekt-IRR auch unter Berücksichtigung der vorstehenden Vorteilsaspekte mit der Risikogesamtbilanz und den Schutzmaßnahmen, die dem Begünstigten eingeräumt werden, vereinbaren.
- (480) Die Kommission ist jedoch nach wie vor der Auffassung, dass das Projekt in Bezug sowohl auf den Projekt-IRR als auch den Eigenkapital-IRR eine angemessene Anreizstruktur bieten müsste.
- (481) Insbesondere sollten für die Anteilseigner des HPC-Projekts geeignete Anreize bestehen bleiben, die Kosten zu senken und Effizienzgewinne zu erzielen, gleichzeitig sollte es ihnen nicht möglich sein, unverhältnismäßigen Nutzen aus den potenziellen Gewinnen auf ihre Kapitalanlagen zu ziehen, die nur mit der Finanzstruktur in Zusammenhang stehen. In Bezug auf den IRR würde das bedeuten, dass sichergestellt werden muss, dass für die NNBG genügend Anreize bestehen, die Kosten zu senken und Effizienzgewinne zu erzielen, wobei zugleich dafür zu sorgen ist, dass etwaige Finanzgewinne angemessen auf den Begünstigten und die CfD-Vertragspartei aufgeteilt werden.

⁽¹⁾ Siehe beispielsweise Beihilfesache SA.31107 (11/N), bei der eine Kapitalrendite zwischen 9,6 und 11 % für akzeptabel befunden wurde. Siehe auch Beihilfesache N354/09, in der eine Kapitalrendite von 12 % akzeptiert wurde.

- (482) Während sich der Projekt-IRR aus Gründen ändern können, die mit der Gesamteffizienz des Projekts in Zusammenhang stehen, könnten die Eigenkapital-IRR aufgrund einer Refinanzierung des Projekts, also durch Veränderungen mit Auswirkungen auf seine Kapitalstruktur ansteigen. Wie in Erwägungspunkt 458 dargelegt, ist vorstellbar, dass bei einem Projekt mit einem Risikoniveau, wie es für das Kraftwerk HPC für die anfängliche Bauausführungsphase ausgewiesen wird, in der darauf folgenden Betriebsphase mit einem niedrigeren Risiko gerechnet werden kann, so dass die NNBG von verhältnismäßig stabilen und sicheren Einnahmen profitieren und Refinanzierungen in potenziell erheblicher Größenordnung anziehen wird. Beispielsweise ist denkbar, dass ein Teil der während der Bauausführungsphase aufgenommenen Fremdmittel nach dem Abschluss der Bauarbeiten unter Umständen zu niedrigeren Zinssätzen als den ursprünglich erhobenen refinanziert wird, die exakt das niedrigere Risikoniveau widerspiegeln, das für das von der NNBG aufgenommene Fremdkapital nach dem abgeschlossener Bauausführung besteht. Anders ausgedrückt, könnte es sein, dass der Projekt-IRR auf dem gleichen Niveau verbleibt, der Eigenkapital-IRR hingegen aufgrund des veränderten Verschuldungsgrades und der veränderten Fremdkapitalkosten eine gewisse Entwicklung nimmt.
- (483) Während der Projekt-IRR von [9,25-9,75] % als angemessen gelten kann, könnte sich der Eigenkapital-IRR von [11,0-11,5] % (unter Zugrundelegung der angepassten Garantiegebühr) in einer Weise entwickeln, dass die NNBG-Anteilseigner erheblich davon profitieren. Da selbst geringfügige Veränderungen des Eigenkapital-IRR bei einem Projekt in der Größenordnung des HPC, absolut gesehen, enorme Erträge nach sich ziehen könnten, die dann über Beihilfen finanziert würden, lässt das eine potenzielle Überkompensierung spruchreif werden.
- (484) Bedenken äußerte die Kommission auch in Anbetracht der Tatsache, dass der Anteil an der Gewinnbeteiligung in Abhängigkeit von der Bauausführung unabhängig von etwaigen Einsparungen auf Pauschalbeträge festgesetzt wurde.
- (485) Aus diesem Grunde forderte die Kommission insbesondere in Bezug auf die in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen gewährte Gewinnbeteiligung strengere Gewinnbeteiligungsmechanismen als die, die vom Vereinigten Königreich ursprünglich angemeldet wurden.

9.5.3.3. Gewinnbeteiligung

- (486) Als Antwort auf die Kritikpunkte der Kommission hat sich das Vereinigte Königreich verpflichtet, die ursprünglich vorgeschlagenen Gewinnbeteiligungsmechanismen stark zu verändern.
- (487) Die neue Regelung für die Gewinnbeteiligung in Abhängigkeit von der Bauausführung ⁽¹⁾ sieht Folgendes vor:
- a) Die ersten [...] Mrd. GBP Gewinn aus der Bauausführung (Nominalwert) werden im Verhältnis 50:50 geteilt, wobei auf die CfD-Vertragspartei und die NNBG jeweils die Hälfte entfällt, und
 - b) jeglicher über [...] Mrd. GBP (Nominalwert) hinausgehende Gewinn aus der Bauausführung wird im Verhältnis 75:25 geteilt, d. h. 75 % des Gewinns entfallen auf die CfD-Vertragspartei und 25 % auf die NNBG.
- (488) Die größten Veränderungen erfolgten bei der Gewinnbeteiligung in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen. Während in der Anmeldung der ursprüngliche Schwellenwert für diese Art der Gewinnbeteiligung auf 15 % festgelegt worden war, verpflichtete sich das Vereinigte Königreich inzwischen zu einem korrigierten Schwellenwert. Dies setzt voraus, dass die NNBG etwaige Gewinne, die die Höhe des Eigenkapital-IRR übersteigen, mit der es zum Zeitpunkt des Beschlusses rechnet, sofort teilen muss. Insbesondere ergibt sich dabei folgende angepasste Gewinnbeteiligungshöhe ⁽¹⁾:
- a) Der erste Schwellenwert wird festgelegt auf die prognostizierte Höhe des internen Zinsfußes (IRR) des Eigenkapitals, der zum Zeitpunkt dieser Entscheidung anhand des jüngsten Finanzmodells ⁽²⁾ berechnet wird, bzw. auf 11,4 % auf der Grundlage des bereitgestellten Eigenkapitals und nominal. Sämtliche darüber hinausgehenden Gewinne werden im Verhältnis 30 % (CfD-Vertragspartei) zu 70 % (NNBG) aufgeteilt.
 - b) Der zweite Schwellenwert wird höher angesetzt, zwischen 13,5 % nominal bzw. 11,5 % real (mit dem VPI deflationiert), der auf demselben unter Buchstabe a genannten Modell beruht. Sämtliche darüber hinausgehenden Gewinne werden im Verhältnis 60 % (CfD-Vertragspartei) zu 40 % (NNBG) aufgeteilt.
 - c. Der Mechanismus für die Gewinnbeteiligung in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen gilt nicht nur während der Gültigkeitsdauer der Beihilfe, sondern während der gesamten Betriebsdauer der Anlage.
- (489) Mit der Verlängerung der Laufzeit der Regelung für die in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen gewährte Gewinnbeteiligung auf die Betriebsdauer des Projekts wird etwaigen Befürchtungen begegnet, es könnte nach den 35 Jahren, in denen der CfD gilt, zu einer Überkompensierung kommen, was der Auffassung entspricht, dass im Rahmen der Maßnahme Investitionshilfe gewährt wird.

⁽¹⁾ Eine ausführliche Beschreibung der Zusagen findet sich in Anhang C.

⁽²⁾ Insbesondere HPC IUK Model v[21.10] (Beta)_2014-09-19_DECC.xlsm, per „DECC Output“ worksheet.

- (490) Darüber hinaus ergibt sich dieser Schwellenwert für die Gewinnbeteiligung in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen aus der Anhebung der Garantiegebühr auf 295 Basispunkte — insbesondere ist der Eigenkapital-IRR von [11,0-11,5] %, der auf der Grundlage der angepassten Gebühr von 295 Basispunkten errechnet wurde, niedriger als der ursprünglich vorgeschlagene Eigenkapital-IRR von [11,5-12,0] %, der auf der Grundlage der vorgeschlagenen Gebühr von 250 Basispunkten errechnet worden war. ⁽¹⁾ Somit wird die Gewinnbeteiligung in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen ausgelöst, sobald der Eigenkapital-IRR auf einem Niveau liegt, das das zum Zeitpunkt dieses Beschlusses geschätzte IRR-Niveau übersteigt.
- (491) Gewinne der CfD-Vertragspartei werden sich in einer Anpassung des Basispreises niederschlagen. Vor allem bei der in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen gewährten Gewinnbeteiligung dürfte der korrigierte Mechanismus zu einem erheblichen Absinken des Basispreises und damit während der gesamten Betriebsdauer der Anlage zu einem niedrigeren Niveau der Unterstützung durch die Stromversorger und letzten Endes die Stromverbraucher führen. ⁽²⁾
- (492) Zudem stellt die in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen bzw. der Bauausführung gewährte Gewinnbeteiligung sicher, dass für die NNBG während der gesamten Betriebsdauer des Projekts weiterhin Effizianzanreize bestehen, da die Kapitalgeber der NNBG einen Teil der Gewinne thesaurieren.
- (493) Auf der Grundlage der abgestimmten Schwellenwerte für die in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen bzw. der Bauausführung gewährte Gewinnbeteiligung und unter Berücksichtigung der angepassten Garantiegebühr sowie der Gesamtbeschaffenheit der Beihilfe kommt die Kommission zu dem Schluss, dass die Maßnahmen verhältnismäßig sind.
- (494) Die finanzielle Messgrößen für das Projekt mit und ohne diese Verpflichtungen, wie sie sich aus den mit der Kommission abgestimmten Veränderungen ergeben, sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2

Finanzielle Messgrößen des HPC-Projekts vor und nach den mit der Kommission abgestimmten Veränderungen

(in %)

Finanzmodell Version 21.10	29. August 2014 Niedrigere Garantiegebühr und höherer Schwellenwert für die Gewinnbeteiligung in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen	19. September 2014
Projekt-IRR	[9,25-9,75]	[9,25-9,75]
Eigenkapital-IRR (auf Inanspruchnahmebasis)	[12,75-13,25]	[12,25-12,75]
Eigenkapital-IRR (auf Zusicherungsbasis)	[11,50-12,00]	[11,00-11,50]

9.6. POTENZIELLE VERFÄLSCHUNG DES WETTBEWERBS UND BEEINTRÄCHTIGUNG DES HANDELS

- (495) Damit die Beihilfe mit dem Binnenmarkt vereinbar ist, müssen die nachteiligen Folgen der Beihilfemaßnahme in Form von Wettbewerbsverfälschungen und Beeinträchtigungen des Handels zwischen Mitgliedstaaten begrenzt und durch die positiven Effekte eines Beitrags zu einem Ziel von gemeinsamem Interesse aufgewogen werden. Insbesondere ist es, sobald das Ziel der Beihilfe bestimmt wurde, unabdingbar, ihre potenziellen nachteiligen Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel möglichst gering zu halten.
- (496) In ihrem Einleitungsbeschluss postulierte die Kommission, dass das Projekt den Wettbewerb auf dreierlei Weise verfälschen könnte. Erstens könnte die Beihilfe zu Verzerrungen bei Investitionsentscheidungen führen und alternative Investitionen verdrängen. Zweitens könnte sie die Funktionsweise des nachgelagerten Marktes verfälschen, insbesondere durch die unklaren Auswirkungen des Basispreises auf die Preise auf dem Groß- und Einzelhandelsmarkt, durch strategische Handlungsweisen des Begünstigten mit dem Ziel, Einfluss auf den Referenzpreis zu nehmen, sowie durch anderweitige strategische Vorgehensweisen, die durch die großen Erzeugungsmengen, die die NNBG und EDF Energy, der von der NNBG mit dem Verkauf der von NNBG erzeugten Elektroenergie betraute Stromversorger, anbieten können, möglich werden — wie Preismanipulationen auf den Terminmärkten oder die Einschränkung der Fähigkeit anderer Stromversorger zu einem unabhängigen Strombezug. Die letztlich noch zu erwähnende Verfälschung betraf die Allokation von Wohlfahrtseffekten

⁽¹⁾ Diese Zahlen wurden unter Verwendung des der Kommission am 19. September 2014 übermittelten Finanzmodells 21.10 zu dem Zeitpunkt berechnet, als dieser Beschluss verfasst wurde.

⁽²⁾ Nach der 35-jährigen Laufzeit des CfD werden die Gewinne nicht mehr zu einer Absenkung des Basispreises führen, da dann kein Basispreis mehr besteht. Nach Beendigung des CfD werden die Gewinne somit unmittelbar zwischen der CfD-Vertragspartei und der NNBG aufgeteilt.

zwischen den Endverbrauchern und der NNBG (Zusammenhang mit der Verhältnismäßigkeit bereits erörtert). Zusätzlich zu den bereits aufgeführten Punkten wurden von der Kommission eingehend die vier wichtigsten nachgelagerten Wettbewerbsverfälschungen geprüft, die die Beihilfe verursachen könnte.

- (497) Erstens besteht für EDF oder NNBG die Möglichkeit, den Referenzpreis über strategische Verkäufe auf den Märkten, die zu dessen Berechnung genutzt werden, zu verändern. Beispielsweise ist unklar, welche Auswirkung es auf die Bereitschaft von EDF hätte, Gebote für Kapazitäten zu einem sehr niedrigen (sogar negativen) Preis auf den Märkten, insbesondere auf dem Referenzmarkt/den Referenzmärkten, abzugeben, wenn das Unternehmen für die Differenz zwischen dem bestehenden (auch negativen) Referenzpreis und dem Basispreis im vorangegangenen Referenzzeitraum eine Prämie erhält. Eine Änderung des Referenzpreises hätte Auswirkungen auf die Differenzzahlungen für alle anderen CfD-Technologien, auch für EDF-Anlagen, die von anderen CfD profitieren.
- (498) Zweitens könnte EDF als Gruppe die Terminmärkte manipulieren, indem es große Strommengen, die vom Kraftwerk HPC erzeugt werden, im Interesse der Handels- oder Absicherungspositionen des Konzerns verkauft oder zurückhält. Bei EDF handelt es sich um einen vertikal integrierten Betreiber, der seine Tätigkeit sowohl im Bereich Erzeugung (vorgelagert) als auch im Bereich Versorgung (nachgelagert) und auf den Handelsmärkten ausübt. Im Rahmen eines CfD könnte für das Unternehmen ein Anreiz bestehen, seine eigenen nachgeschalteten Tochterunternehmen gegenüber anderen zu bevorzugen. Hätte die Gruppe beispielsweise einen Vorteil davon, wenn die Preise in zehn Jahren höher oder niedriger wären, dann könnte das Kraftwerk HPC zum Erreichen dieses Ergebnisses beitragen.
- (499) Drittens und in Verbindung mit vorherigen Ausführungen könnte eine Situation eintreten, in der die Wirtschaftlichkeit von EDF durch das Kraftwerk HPC dadurch erhöht wird, dass eine Senkung seiner Sicherungskosten möglich ist, insbesondere wenn der Stromversorger unter Zuhilfenahme der sehr großen und stabilen Erzeugung im Kraftwerk HPC eine Verrechnung interner Handelspositionen vornehmen könnte.
- (500) Viertens hat das Projekt möglicherweise nachteilige Auswirkungen auf die Liquidität des Großhandelsmarktes, da es zu den bereits bestehenden Stromerzeugungsanlagen eines vertikal integrierten Unternehmens hinzukommen würde, zum Ausschluss unabhängiger Stromversorger vom Wettbewerb führen könnte oder es potenziellen neuen Stromversorgern unmöglich macht, auf dem Markt Fuß zu fassen.
- (501) In den nachfolgenden Abschnitten soll auf diese Punkte eingegangen werden.

9.6.1. Verzerrungen bei den Investitionen und den Handelsströmen

- (502) Die Kommission ging der Frage nach, ob die Beihilfe zu Verfälschungen der Energieströme oder der Strompreise führen würde.
- (503) Einleitend weist die Kommission darauf hin, dass der in einem größeren Umfang erfolgende Abschluss von CfD-Verträgen die Rolle des Preises als Investitionssignal erheblich beeinträchtigen, wenn nicht gar ganz zunichtemachen und de facto zur Regulierung der Stromerzeugung auf einer staatlich festgelegten Höhe führen kann.
- (504) Die Kommission räumt ein, dass die CfD-Verträge es erfordern, dass die Erzeuger auf dem Markt verkaufen, und damit einige der Anreize, die für nicht durch Förderung gestützte Marktteilnehmer gelten, erhalten bleiben. Diese Anreize bestehen jedoch hauptsächlich auf der den Betrieb betreffenden Ebene fort, nicht jedoch auf der Ebene der Investitionsentscheidungen, die wahrscheinlich von der Einnahmenstabilität und Einnahmensicherheit, die durch den CfD geboten werden, bestimmt werden.
- (505) Sehr begrenzt sind auf jeden Fall die Marktverfälschungen, die sich auf der den Betrieb betreffenden Ebene aus den CfD-Verträgen für Kernkraftwerke ergeben, für die niedrige Betriebsgrenzkosten charakteristisch sind, deren Strom auf den Märkten daher wahrscheinlich unabhängig von der Höhe der Preise verkauft wird und die, wie im Weiteren noch erläutert wird, auf den anfänglichen Abschnitten der Leistungskurve angesiedelt sind.
- (506) In Bezug auf den Bau von Verbindungsleitungen sowie Richtung und Intensität der Handelsströme bestätigt die von der Kommission angestellte Analyse, dass die Bereitstellung von Beihilfe und der daraus resultierende Bau des HPC-Kraftwerks minimale Auswirkungen auf die Großhandelspreise im Vereinigten Königreich haben dürften.
- (507) Vor allem legen die erstellten Modelle ⁽¹⁾ den Schluss nahe, dass die Preise im Vereinigten Königreich durch den Betrieb des HPC-Kraftwerks weniger als 0,5 % zurückgehen werden. Das wiederum zieht bis 2030 einen kumulativen Gesamtrückgang der Einnahmen aus den Verbindungsleitungen von weniger als 1,7 % nach sich. Dieses Ergebnis ist der Tatsache geschuldet, dass die Grenzkosten des von HPC erzeugten Stroms niedriger ausfallen werden als der Preis der bestehenden Kraftwerksanlagen, seine Gesamtkapazität jedoch nur einen geringen Teil der Gesamtkapazität Großbritanniens ausmachen wird.

⁽¹⁾ Der Analyse der Kommission lagen das Modell des Ministeriums für Energie und Klimawandel und Modelle von Pöyry zugrunde.

- (508) Diesem Ergebnis liegt ein Szenario des schlimmsten Falls zugrunde, denn ohne HPC ist damit zu rechnen, dass das Vereinigte Königreich, soweit dies machbar ist, andere Arten der CO₂-armen Stromerzeugung verfolgt (jedoch nicht bis zu der von HPC bereitgestellten Gesamtkapazität, die, wie in Erwägungsgrund 199 dargelegt, zu groß wäre, um allein durch CO₂-arme Energiequellen ersetzt zu werden). Ohne HPC wäre somit mit einem Rückgang der Großhandelspreise und der Einnahmen aus den Verbindungsleitungen zu rechnen.
- (509) In Bezug auf Handelsverzerrungen ist die Kommission zu dem Schluss gekommen, dass der Einfluss von HPC auf die Preise außerhalb des Vereinigten Königreichs, der mit höchstens 0,1 % beziffert wurde, vernachlässigt werden kann. Das würde einem Rückgang der grenzüberschreitenden Handelsströme von nicht einmal 1 % entsprechen.
- (510) Zu guter Letzt entwarf die Kommission noch Alternativszenarien für den Fall, dass das HPC-Projekt nicht umgesetzt wird. Die Ergebnisse dieser Analysen legen den Schluss nahe, dass alternative Investitionen nur in begrenztem Maße verdrängt werden. Vor allem lässt der vorausgesagte Angebotsrückgang reichlich Platz für andere Stromerzeuger und Erzeugungstechnologien, die auf den Markt stoßen und/oder ihre Kapazitäten unabhängig von den Investitionen in HPC ausbauen können, insbesondere in Anbetracht des Zeitplans für die Stilllegung vorhandener Kernkraft- und Kohlekraftwerke. Das Vereinigte Königreich wird zwischen 2021 und 2030 rund 60 GW an neuen Stromerzeugungskapazitäten benötigen, von denen HPC 3,2 GW bereitstellen wird. CO₂-arme Energieträger allein wären nicht in der Lage, diese Lücke zu schließen.
- (511) Daher kommt die Kommission zu dem Schluss, dass die Auswirkungen der Beihilfe auf die Handelsströme, die Preise und die Investitionen unerheblich sind.

9.6.2. Versuche zur Manipulierung des Referenzpreises

- (512) Die Kommission hatte ursprünglich befürchtet, dass für NNBG oder EDF Anreize zu strategischem Handeln vorliegen könnten, um den Referenzpreis niedrig zu halten und auf diese Weise möglichst hohe Differenzzahlungen zu erzielen.
- (513) Als Antwort auf den Einleitungsbeschluss übermittelte das Vereinigte Königreich einen KPMG-Bericht ⁽¹⁾, in dem untersucht wurde, ob für NNBG oder EDF ein Anreiz bestehen würde, mit strategischen Mitteln den Referenzpreis in der von der Kommission befürchteten Weise zu senken, und ob sie dazu in der Lage wären.
- (514) Für die NNBG besteht nur dann ein Anreiz zur Senkung des Referenzpreises, wenn es beträchtliche Mengen zu einem Preis verkaufen kann, der über dem Referenzpreis liegt. Verkauft die NNBG den Strom zu einem unter dem Referenzpreis liegenden Preis, so bieten die Differenzzahlungen nicht unbedingt einen vollen Ausgleich bis zur Höhe des Basispreises.
- (515) Die Kommission geht davon aus, dass die NNBG-Strategie des geringsten Risikos darin bestehen wird, die vom Kraftwerk HPC erzeugten Kapazitäten zu Preisen der Folgesaison zu verkaufen, damit der Preis dem Referenzpreis möglichst nahe kommt. Bestrebungen, den Referenzpreis aus strategischen Gründen niedriger anzusetzen, erhöhen die Gefahr, dass die HPC-Kapazitäten zu einem Preis unter dem Referenzpreis verkauft werden, was für die NNBG eine Abkehr von der Risikominimierungsstrategie bedeuten würde.
- (516) Selbst wenn für EDF und NNBG ein Anreiz bestünde, eine Strategie zur Senkung des Referenzpreises zu verfolgen, wäre ihre Fähigkeit dazu doch begrenzt. Das liegt daran, dass sich die Marktkräfte und die Arbitrage durch andere Stromverkäufer jeder strategischen Herabsetzung des Referenzpreises entgegenstellen. Bei einem niedrigeren Referenzpreis sähen sich andere Erzeuger ermutigt, ihre Kapazitäten anderswo zu vermarkten.
- (517) Die Kommission hat das Ausmaß ausgetestet, in dem EDF die Möglichkeit hätte, auf dem Markt systematisch höhere Preise zu erzielen. Wie in Erwägungsgrund 11 erläutert, liegen der Preiskurve die eine Saison (d. h. sechs Monate) vor der Lieferung geltenden Preise bzw. der Preis der Folgesaison zugrunde. Da es sich bei der Kernkraft um eine Grundlasttechnologie mit einem beständigen und vergleichsweise erprobten Leistungsprofil handelt, könnte das Kraftwerk HPC theoretisch große Mengen an Strom für spätere Zeiten als die nächste Saison verkaufen. Sind die Preise später als eine Saison im Voraus regelmäßig beträchtlich höher als die Preise der Folgesaison — die Basis der Referenzpreiskurve —, dann könnte HPC einen durchschnittlich höheren Effektivpreis pro MWh als den Basispreis erzielen.
- (518) Um diese Möglichkeit abzuklären, bat die Kommission das Vereinigte Königreich, die Formel von Erwägungsgrund 11 auf die historischen Marktbedingungen (Preise und Mengen) im Zeitraum zwischen Winter 2012 und Winter 2014 anzuwenden und auf diese Weise eine historische Referenzpreiskurve zu simulieren. Die Kommission verglich die ermittelte Referenzpreiskurve für die Lieferdaten im betreffenden Zeitintervall mit den Angaben zu den Strompreisen der nächsten und übernächsten Saison. ⁽²⁾ Das Ergebnis ist in Anhang A Abbildung 2 dargestellt.

⁽¹⁾ Anhang 8 der Stellungnahme des Vereinigten Königreichs auf den Einleitungsbeschluss der Kommission, 31. Januar 2014.

⁽²⁾ Der Abgleich der Liefer- und Handelsdaten erfolgte unter Verwendung des EFA-Kalenders, einsehbar unter https://www.theice.com/publicdocs/EFA_Calendar.pdf, abgerufen am 13. Juni 2014.

- (519) Wie aus Abbildung 2 hervorgeht, gab es zwar gelegentlich Handelstage, an denen der Grundlaststrompreis für die übernächste Saison vielleicht höher war als der Preis für die nächste Saison und der Referenzpreis, doch ist der Unterschied weder besonders groß noch scheint es sich um ein systematisches Verhältnis zu handeln. Um regelmäßig höhere Gewinne zu erzielen als den Referenzpreis, müsste EDF außerdem höchstwahrscheinlich den größten Teil seiner Produktion außerhalb des Referenzmarkts verkaufen. Das wiederum wäre wahrscheinlich für EDF mit einem höheren Risiko verbunden als der Absatz auf dem Referenzmarkt, so dass es sich weniger lohnen würde, auf eine solche Strategie zu setzen.

9.6.3. Potenzielle Anreize für EDF, Kapazität zurückzuhalten

- (520) In der Theorie können strategisch motivierte Zurückbehaltungen Erzeugern, selbst wenn ihr Marktanteil nur sehr klein ist, höhere Gewinne einbringen. Der maßgebliche Faktor, der sie in die Lage versetzt, auf diese Weise Marktmacht auszuüben, ist ihre Position in der Angebots- oder Leistungskurve. Da EDF sowohl flexible Kraftwerksanlagen als auch Grundlastkraftwerke besitzt, kann die Inbetriebnahme von HPC EDF die Möglichkeit bieten, Kapazitäten seiner flexiblen Anlagen zurückzubehalten, um die Großhandelspreise in die Höhe zu treiben und beim Verkauf von Strom aus seinen Grundlastkraftwerken (HPC eingeschlossen) höhere Preise zu erzielen.
- (521) Vom Vereinigten Königreich wurde geltend gemacht ⁽¹⁾, dass EDF durch das Kraftwerk HPC weder die Möglichkeit noch die Anreize erhalte, flexible Kapazitäten zurückzubehalten.
- (522) Insbesondere erklärt das Vereinigte Königreich, dass bis 2025 der Anteil von EDF auf dem Markt flexibler Kapazitäten lediglich 6,5 % betragen werde (unter Berücksichtigung der Schließung eines Kohlekraftwerks, das sich dem Ende seiner Nutzungsdauer nähert, und der potenziellen Inbetriebnahme eines neuen Kraftwerks). Da der Marktanteil möglicherweise ein schwacher Indikator der Fähigkeit eines Erzeugers zur Einflussnahme auf Preise durch Zurückbehaltung von Kapazitäten ist, erfolgte eine Berechnung verschiedener Indizes zur Bewertung des in dieser Hinsicht ausschlaggebenden Faktors (d. h. des Ausmaßes, in dem eine Stromerzeugungsanlage oder ein Unternehmen für die Befriedigung der Nachfrage benötigt wird, und der damit verbundenen Möglichkeit, den Marktpreis durch Herunterfahren von Kapazität zu beeinflussen), wobei nachgewiesen wurde, dass der flexiblen Kapazität von EDF für 2025 die Rolle des ausschlaggebenden Faktors nicht zukommen dürfte. Ausgehend von verschiedenen kontrafaktischen Fallkonstellationen konnte ferner gezeigt werden, dass der Bau des Kraftwerks HPC keinerlei Beitrag zur Stärkung des für die Marktpreisbeeinflussung ausschlaggebenden Faktors leistet.
- (523) Nach Auffassung der Kommission schränkt das CfD-Instrument von seiner Anlage her die Anreize für Zurückbehaltungen ein. Der Absicherungsstrategie entsprechend, die von NNBG und IUK gemeinsam aufgestellt wurde, würde insbesondere als wichtigster Effekt des CfD die meiste HPC-Energie auf dem Referenzmarkt verkauft, um das Grundrisiko möglichst gering zu halten. Dadurch erzielt EDF Energy für den von HPC gelieferten Strom den Basispreis, und seine Einnahmen erhöhen sich nicht, wenn die Spotpreise am Großhandelsmarkt durch eine vorübergehende Zurückbehaltung von Kapazitäten ansteigen. Vor diesem Hintergrund erscheint es nicht wahrscheinlich, dass sich eine Strategie, die den Verkauf einer großen Kapazitätsmenge auf dem Spotmarkt anstrebt, als gewinnbringend erweist.
- (524) Angesichts der Besonderheiten der Leistungskurve ist die Kommission jedoch der Auffassung, dass eine gewisse flexible Kapazität selbst dann, wenn sie nicht ausschlaggebend ist, dennoch Einfluss auf den Preis haben kann. Je nach der relativen Position auf der Angebotskurve kann selbst die Zurückbehaltung einer kleinen Kapazität vom Markt die Angebotskurve nach links verschieben und zu einem Gleichgewicht mit höheren Preisen führen. Da der Bau von HPC die potenziellen Gewinne aus einer Zurückbehaltung erhöhen kann, könnte EDF mehr Anreize sehen, sie sich nach Entgegennahme der Beihilfe zunutze zu machen.
- (525) Daher prüfte die Kommission die Anreize von EDF zur Zurückbehaltung von Kapazität unter Zugrundelegung einer Simulation, die vom Vereinigten Königreich anhand der Leistungskurve für 2025 entwickelt wurde.
- (526) Diese Simulation führt vor Augen, dass die Inbetriebnahme von HPC selbst bei einem hypothetischen und unrealistischen Szenario, das die Wirkung des CfD außer Acht lässt, theoretisch keinerlei größeren Anreize erzeugen würde, die flexible Kapazität, über die EDF Energy ohne den CfD wahrscheinlich verfügt, zurückzubehalten. Der Simulation des Vereinigten Königreichs liegt der für 2025 im Vereinigten Königreich erwartete Strommix zugrunde, der weitgehend den Szenarien des Ministeriums für Energie und Klimawandel für die Reform des Strommarkts entspricht. Die Überprüfung macht deutlich, dass das Auftreten plausibler Nachfragestärken, bei denen eine Zurückbehaltungsstrategie Gewinne versprechen würde, ausgesprochen unwahrscheinlich ist.
- (527) Abschließend kommt die Kommission zu der Auffassung, dass Wettbewerbsverfälschungen im Zusammenhang mit potenziellen Zurückbehaltungen von Kapazität sich auf ein Mindestmaß beschränken.

9.6.4. Vorteil für EDF durch Senkung der Absicherungskosten

- (528) Aufgrund der Besonderheiten von Angebot und Nachfrage sind die Elektrizitätsgroßhandelsmärkte für Stromerzeuger und Stromversorger unsicher. Um mehr Sicherheit in Bezug auf die Einnahmen aus dem Stromverkauf und die Stromkosten zu erhalten, kaufen oder verkaufen Erzeuger und Versorger den Strom im Allgemeinen am Terminmarkt und nutzen Spotmärkte und Near-Term-Märkte, um ihre Positionen abzustimmen.

⁽¹⁾ Stellungnahme von Compass Lexecon „Analysis of the impact of HPC on the potential for capacity withholding“, 4. August 2014.

- (529) Mithin werden Termingeschäfte (Hedging) genutzt, um einen gewissen Schutz vor Preisschwankungen zu haben. Die Absicherungskosten werden in erster Linie bestimmt durch die Spanne zwischen Kauf- und Angebotspreis bei den Terminkursen, d. h. dem Unterschied zwischen dem Kaufpreis (dem Preis, zu dem die Käufer zu kaufen bereit sind) und dem Angebotspreis (dem Preis, zu dem die Verkäufer zu verkaufen beabsichtigen). Je größer die Anzahl der Teilnehmer und die gehandelten Mengen sind, umso kleiner fällt die Spanne zwischen Angebots- und Kaufpreis aus und umso niedriger sind die Kosten, die Verkäufer und Käufer zu tragen haben.
- (530) Die Kommission hatte zunächst befürchtet, dass die zusätzliche Grundlastkapazität, die von HPC erzeugt und von EDF Energy verkauft wird, EDF Energy die Möglichkeit bietet, seine Absicherungskosten zu senken und damit einen Wettbewerbsvorteil gegenüber den anderen Marktteilnehmern zu erlangen, insbesondere aufgrund seiner potenziell größeren Fähigkeit, sein Risikoportfolio zu optimieren. Außerdem hatte die Kommission zunächst die Befürchtung geäußert, dass EDF Energy womöglich in einer besseren Position sein könnte, seinen Anteil an spezifischen Segmenten wie etwa bei den energieintensiven Unternehmen zu vergrößern.
- (531) Die Kommission prüfte die von EDF vorgelegten Unterlagen zu der Kapazität, die in dem im Anschluss an die Beihilfegewährung einsetzenden Szenario bereitgestellt wird. EDF verfügte bereits 2013 über eine Nettostromerzeugung von 22,9 TWh; diese entspricht der Differenz zwischen der Menge aus der Erzeugung in eigenen Anlagen und der Menge, die über den Einzelhandel verkauft wird. Für 2020 rechnet das Unternehmen in seinen Schätzungen mit einer Nettoerzeugung von [...] TWh und für 2025, mit HPC, mit einer Nettoerzeugung von [...] TWh.
- (532) Daher kommt die Kommission zu dem Schluss, dass sich die Absicherungskosten durch die Beihilfe wahrscheinlich nicht verändern werden.
- (533) Außerdem kann der Bereich der Stromversorgung der gewerblichen Kunden, energieintensive Unternehmen eingeschlossen, als von Wettbewerb geprägt betrachtet werden. Der Marktanteil von EDF liegt ungeachtet seiner derzeitigen hohen Grundlastkapazität unter 25 %. In seiner jüngsten Empfehlung an die Wettbewerbs- und Marktaufsichtsbehörde, eine umfassende Untersuchung der Strommärkte vorzunehmen, schloss Ofgem ⁽¹⁾ den gewerblichen Sektor ausdrücklich mit der Begründung aus, er könne im Großen und Ganzen als von Wettbewerb geprägt angesehen werden ⁽²⁾.
- (534) Trotz aller Unsicherheiten, die für die Vorhersage von Strategien und Marktergebnissen über einen verhältnismäßig langen Zeithorizont charakteristisch sind, insbesondere bis zu dem Zeitpunkt, zu dem HPC in Betrieb gehen wird, schätzt die Kommission diese Argumente als hinreichend solide ein, um ihre Befürchtungen in Bezug auf diese spezielle Art potenzieller Wettbewerbsverfälschungen zu zerstreuen.

9.6.5. Potenzieller Rückgang der Liquidität des Großhandelsmarkts

- (535) Der bloße Umstand, Zugang zu zusätzlichem eigenem Strom zu haben, könnte sich nachteilig auf das Liquiditätsniveau des Großhandelsmarktes auswirken, was wiederum einen negativen Einfluss auf die unabhängigen Stromversorger haben könnte. Dies bedeutet zwar nicht automatisch, dass eine vertikale Integration weniger liquide Märkte oder eine Marktabstottung nach sich zieht, es heißt aber doch, dass die Liquidität der Märkte unter Umständen zunehmend geringer wird, wenn sich der größte Teil der Erzeugungskapazität im Eigentum von Stromversorgern befindet.
- (536) Die Kommission hatte zunächst Befürchtungen dahingehend, dass in stärkerem Maße zur Verfügung stehende Eigenerzeugung dazu führen könnte, dass EDF sich weniger der Terminmärkte bedienen müsste, um Kapazitäten zu erlangen. Das Ausmaß, in dem EDF nach der Beihilfegewährung Handel treiben müsste, würde durch seine Fähigkeit aufgewogen, Zugang zu dem von HPC erzeugten Strom zu erhalten.
- (537) In seiner Antwort auf die Fragen der Kommission zu den potenziellen Auswirkungen, die HPC auf die Marktliquidität haben könnte, entgegnete EDF, für das Unternehmen bestünden keine Anreize noch sei es in der Lage, diese zu senken.
- (538) EDF Energy erklärt, sein Versorgungsgeschäft laufe völlig unabhängig vom Bau des Kraftwerks HPC und sei das Unternehmen auch sonst nicht von HPC abhängig. ⁽³⁾ Wie bereits im vorangegangenen Abschnitt erläutert, liege dem Konzept von EDF für die Erzeugung und das Vertriebsgeschäft das Bestreben zugrunde, das Marktpreisrisiko zu verringern. Es existiere kein Konzept für systematische interne Lieferungen, da das nicht der beste Weg sei, das Marktpreisrisiko zu senken. Der beste Weg zur Verringerung dieses Risikos sei vielmehr, am Markt (oder zu einem Marktpreis) zu kaufen und zu verkaufen.
- (539) EDF Energy macht weiter geltend, es betreibe seine Geschäfte nicht in einer Weise, bei der eine Mengenverrechnung zwischen Vertrieb und Erzeugung angestrebt werde. Von EDF würden Handelstransaktionen zwischen seinem Erzeugungs- und Vertriebsgeschäft nicht einmal gesondert erfasst und auch nicht am Markt nachverfolgt.

⁽¹⁾ Ofgem, *Decision to make a market investigation reference in respect of the supply and acquisition of energy in Great Britain*, 26. Juni 2014, abrufbar unter: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/decision-make-market-investigation-reference-respect-supply-and-acquisition-energy-great-britain>.

⁽²⁾ Siehe Ofgem, *State of the Market Assessment*, 27. März, Punkt 4.41 ff. Abrufbar unter folgender Adresse: <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/state-market-assessment>.

⁽³⁾ Siehe Antwort von EDF/NNBG auf die Fragen zu den potenziellen Auswirkungen auf die Marktliquidität vom 8. September 2014.

- (540) Zur Untermauerung der Behauptung, dass das Ausmaß der internen Verrechnung begrenzt sei, übermittelte EDF Zahlenangaben zu seinem Handelsvolumen und zum Umfang des Anbieterwechsels der Kunden. ⁽¹⁾ Und schließlich führte EDF aus, dass es vor dem Hintergrund der jüngsten Entwicklungen im Regelungsbereich überhaupt nicht in der Lage, eine Senkung der Liquidität des Großhandelsmarktes zu bewirken. Um die Liquidität einer Reihe von Marktsegmenten zu verbessern, habe Ofgem in die Lizenzen der sechs größten Energieversorger im Vereinigten Königreich, EDF Energy eingeschlossen, eine unbedingte „Market-Making-Pflicht“ eingebunden. Dabei gelte die Forderung, am Markt Geld- und Briefkurse mit dem Ziel anzugeben, die Preisfindung zu unterstützen und regelmäßige Handelsmöglichkeiten sicherzustellen.
- (541) Die Kommission prüfte das Ausmaß, in dem die Beihilfemaßnahme geeignet sein könnte, einen Rückgang der Liquidität auf den Großhandelsmärkten zu bewirken.
- (542) Sie stellte fest, dass bei EDF Energy das Verhältnis zwischen der gehandelten Menge und der erzeugten Menge kontinuierlich zurückgegangen ist, und zwar von einer Abwanderungsrate (Handelsvolumen/Erzeugung) von 3 im Jahr 2010 hin zu einer Abwanderungsrate von 2 im Jahr 2014. Diese Rate ist zudem die niedrigste unter den sechs wichtigsten vertikal integrierten Energieerzeugern im Vereinigten Königreich. ⁽²⁾
- (543) Die Kommission stellt fest, dass die vom Ofgem vorgegebenen „Market-Making-Verpflichtungen“ das Ausmaß begrenzen könnten, in dem vertikal integrierte Anbieter absichtlich oder unabsichtlich Strategien verfolgen könnten, die einen Rückgang des Liquiditätsniveaus nach sich ziehen. Der Kommission ist jedoch das Ausmaß unklar, in dem solche Verpflichtungen Bestand haben bzw. in welchem Maße sie die Verrechnung interner Positionen (d. h. die Verwendung eigener Erzeugungsanlagen zur Versorgung eigener Kunden) verhindern können.
- (544) Daher ersuchte die Kommission um weitere Sicherheiten, um in Bezug auf eine potenzielle Beeinträchtigung der Marktliquidität in einem nach Gewährung der Beihilfe verfolgten Szenario sämtliche Befürchtungen zu zerstreuen.
- (545) Insbesondere erklärte sich EDF bereit, die Transparenz in Bezug auf seinen Handel mit Strom am Markt und auf die Marktverkäufe zu verbessern und damit das Ausmaß zu verringern, indem es seine Ertragskraft unangemessen verbessern und nachteilige Auswirkungen auf die Liquidität auslösen könnte.
- (546) Als einziger Anbieter von Marktdienstleistungen für die NNBG im Zusammenhang mit den Produktionsprognosen für HPC hat EDF die folgenden Zusagen ⁽³⁾ abgegeben:
- a) Die Abschlüsse zum Verkauf der prognostizierten Leistung von HPC werden in ein gesondertes NNBG-Buch eingetragen.
 - b) Der Preis aller mit EDF getätigten Abschlüsse zum Verkauf der prognostizierten Leistung von HPC wird zum Marktpreis für das betreffende Produkt am Abschlusstag angesetzt.
 - c) Alle bilateralen Abschlüsse zur prognostizierten Leistung von HPC mit anderen im Eigentum eines Unternehmens von EDF befindlichen oder von ihm gehandelten Anlagenportfolios werden zum Marktpreis durchgeführt und
 - d) als Beleg für die Einhaltung der vorstehenden Zusagen wird jährlich ein Bericht an die CfD-Vertragspartei und die Europäische Kommission übermittelt.

9.6.6. Schlussfolgerung zu Wettbewerbsverfälschungen

- (547) Unter Zugrundelegung ihrer Überlegungen in den Abschnitten 9.6.1., 9.6.2., 9.6.3., 9.6.4. und 9.6.5. und in Anbetracht der Zusagen von EDF schätzt die Kommission ein, dass das Potenzial für Wettbewerbsverfälschungen insgesamt begrenzt ist.
- (548) Nach gründlicher Abwägung und Berücksichtigung der Zusagen von EDF ist die Kommission zu dem Schluss gelangt, dass sich die aus der Inbetriebnahme des HPC resultierenden Wettbewerbsverfälschungen auf das notwendige Mindestmaß beschränken und durch die positiven Effekte der Beihilfemaßnahme wettgemacht werden.
- (549) In Bezug auf die Einhaltung der Artikel 30 und 110 AEUV hat sich das Vereinigte Königreich verpflichtet, solange der CfD nicht Stromerzeugern mit Sitz außerhalb Großbritanniens offensteht, das Verfahren der Berechnung der von den Stromversorgern zu leistenden CfD-Zahlungen so anzupassen, dass teilnahmeberechtigte Kernenergie, die in anderen EU-Mitgliedstaaten als Großbritannien erzeugt und an Kunden in Großbritannien geliefert wird, auf die Marktanteile der Stromversorger nicht angerechnet wird. Das Vereinigte Königreich wird diese Ausnahmebestimmung abschaffen, sobald nicht im Vereinigten Königreich ansässige Stromerzeuger berechtigt sein werden, sich um CfD-Verträge zu bewerben.

⁽¹⁾ Tabelle 3 der Antwort von EDF/NNBG auf die Fragen zu den potenziellen Auswirkungen auf die Marktliquidität vom 8. September 2014.

⁽²⁾ Siehe Abbildung 43, Ofgem — State of the Market Assessment, 27. März 2014.

⁽³⁾ Eine ausführliche Beschreibung der Zusagen findet sich in Anhang C.

10. SCHLUSSFOLGERUNG

- (550) Ausgehend von der vorstehenden Würdigung und in Anbetracht der besonderen Umstände des vorliegenden Falls ist die Kommission zu dem Schluss gekommen, dass das vom Vereinigten Königreich angemeldete Maßnahmenpaket staatliche Beihilfen beinhaltet, die in der durch die unterbreiteten Zusagen geänderten Fassung nach Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV mit dem Binnenmarkt vereinbar sind.
- (551) Der Kommission stellt fest, dass die bisher vereinbarten Eckpunkte zur Finanzierung des HPC-Projekts zur Würdigung vorgelegt worden sind. Das Vereinigte Königreich hat erklärt, dass die übrigen allgemeinen und besonderen Bedingungen sowie die endgültigen Finanzierungsdokumente Standardklauseln enthalten werden, die bei ähnlichen Projekten ebenfalls anstreben würden. Da die Kommission keine Gelegenheit hatte, dies zu überprüfen, werden die endgültigen Unterlagen, sofern darin in irgendeiner Hinsicht Änderungen an der der Kommission derzeit vorliegenden Maßnahme vorgenommen werden, vom Vereinigten Königreich bei der Kommission angemeldet werden müssen. Sollten die endgültigen Finanzunterlagen jedoch weitere Elemente staatlicher Beihilfe enthalten, dann können diese *rebus stantibus* nicht genehmigt werden, da das derzeitige staatliche Maßnahmenpaket alle Beihilfen enthält, die für die Genehmigung des HPC-Investitionsprojekts erforderlich sind —

HAT FOLGENDEN BESCHLUSS ERLASSEN:

Artikel 1

Die Beihilfe für Hinkley Point C in Form eines Contract for Difference (CfD), einer Vereinbarung mit dem Ministerium (Secretary of State Agreement) und einer Kreditgarantie sowie alle damit in Zusammenhang stehenden Elemente, die das Vereinigte Königreich durchzuführen plant, sind im Sinne des Artikels 107 Absatz 3 Buchstabe c des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union mit dem Binnenmarkt vereinbar.

Die Durchführung der Beihilfe wird daher genehmigt.

Artikel 2

Dieser Beschluss ist an das Vereinigte Königreich Großbritannien und Nordirland gerichtet.

Brüssel, den 8. Oktober 2014

Für die Kommission
Joaquín ALMUNIA
Vizepräsident

ANHANG A

CFD-RENDITE

Tabelle 3

Einschätzung des finanziellen Risikos von NNBG — geschätzte Wahrscheinlichkeitsverteilung der Endkosten des HPC

(…)

Quelle: TESLA4, Seite 12

Abbildung 2

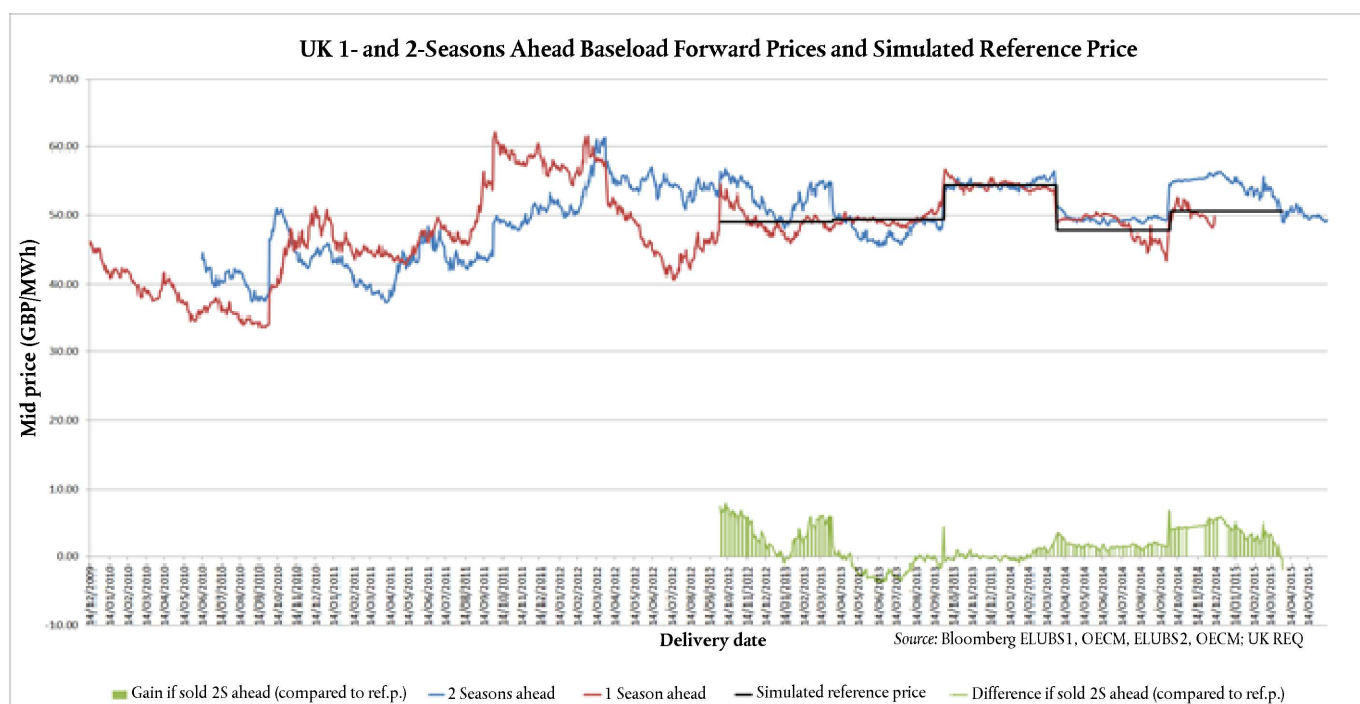
historische Terminpreise und Referenzpreis im Vereinigten Königreich

Tabelle 4

Zusammenfassung der Ansätze zur Analyse einer angemessenen Rendite, von KPMG

(in %)

Ansatz	Renditespanne (interner Zinsfuß des Projekts; nach Steuern, nominal)	Anmerkungen
Analyse des relativen Risikos	8,5-11 (Projektbasis)	Vergleich von Offshore-Wind- und PPP/PFI-Renditen während der Bauausführungsphase sowie der regulierten Versorgungsunternehmen/Betreiber kerntechnischer Anlagen im Vereinigten Königreich während der Betriebsphase
Benchmarking-Analyse	6-13 (Projektbasis)	Vergleich regulierter Versorgungsunternehmen/PPP/IWPP [Wasser- und Kraftwerksprojekt]/vergleichbarer kerntechnischer Projekte im Vereinigten Königreich
Analyse der erwarteten Mindestrendite des Projekts	10,5-14,5	Ausgehend von den EdF-Schätzungen der gewichteten durchschnittlichen Investitionskosten [WACC] plus Prämie entsprechend wissenschaftlichen Studien verschiedener Unternehmen

(in %)

Ansatz	Renditespanne (interner Zinsfuß des Projekts; nach Steuern, nominal)	Anmerkungen
Finanzierungsanalyse	9-13 — Bau 6-9,5 — Betrieb	Analyse der potenziellen Finanzierungsstrukturen während der Bau- und der Betriebsphase
Angenommene fremdfinanzierte Struktur mit dem Garantiesystem „UK Guarantees“	10,2 — interner Zinsfuß des Projekts 12,8 — interner Zinsfuß des Levered Equity	Analyse der Projektrendite und der Levered-Equity-Rendite (bei der vorgeschlagenen, vom Vereinigten Königreich garantierten Fremdkapitalhöhe) und zum ausgehandelten Basispreis. Die 10,2 % sind bedingt durch die Steuereffekte (Tax Shields) auf den Cashflow auf Projektebene und die IUK-Preisvorgaben.

Quelle: Anmeldung, Tabelle 5, ausgehend von Daten von KPMG

Tabelle 5

Sensitivitätsanalyse der Kommission — Modell mit geänderten jährlichen Cashflows in der Bauausführungsphase

(...)

In den grau unterlegten Feldern sind die Investitionskosten für den Bau angegeben — die Rentabilitätsziel-Szenarien ergeben einen Basispreis von unter 92,50 GBP/MWh. Ausgangsbasis: Finanzmodell von NNBG, Version 9.8.

Tabelle 6

Projektszenarien, Wahrscheinlichkeiten (Konfidenzniveaus: die Ergebnisfaktoren werden günstiger sein als angenommen) und wichtigste Projektkennziffern

(...)

Hinweis:

- (1) Beinhaltet den Ertrag aus der Gewinnbeteiligung in Abhängigkeit von der Bauausführung in Höhe von 0,8 GBP/MWh (in konstanten Preisen von 2012).
- (2) Die SZC-Pauschalsumme wird erst nach dem zweiten Konsultationsdokument veröffentlicht und ist somit nicht Teil des Finanzierungsbedarfs.
- (3) Betriebskostenanpassung nur für die ersten 15 Jahre und nach Ablauf des CfD aufgrund eventueller Überprüfungen der Betriebskosten.
- (4) Mindest-Schuldendienstdeckungsgrad (DSCR) ohne den ersten Zeitraum.
- (5) Volkswirtschaftliche Rentabilität (interner Zinsfuß) real als Näherungswert der volkswirtschaftlichen Rentabilität (interner Zinsfuß) nominal minus langfristige VPI-Annahme.
- (6) Die in dieser Version des Finanzmodells angenommene niedrigere Eigenkapitalbindung bedeutet, dass der interne Zinsfuß optimistischer ausfällt als in den aktuell modellierten Ergebnissen.

SEHR GERING	Sehr geringe Wahrscheinlichkeit eines günstigeren Ergebnisses als angenommen
GERING	Geringe Wahrscheinlichkeit eines günstigeren Ergebnisses als angenommen
MITTEL	Mittlere Wahrscheinlichkeit eines günstigeren Ergebnisses als angenommen
HOCH	Hohe Wahrscheinlichkeit eines günstigeren Ergebnisses als angenommen
SEHR HOCH	Sehr hohe Wahrscheinlichkeit eines günstigeren Ergebnisses als angenommen

Tabelle 7

Finanzierungsprofil in der Bauausführungsphase und Schuldendienstdeckungsgrad in der Betriebsphase

(…)

Tabelle 8

Investitionskosten, Verzögerung und andere Negativszenarien kombiniert

(…)

Tabelle 9

Zusammenfassung der DDM-Ergebnisse für ausgewählte Szenarien

Szenario	Grundlegende Annahmen	Kapazitätsmarkt?	Inbetriebnahme des KKW	CO ₂ -Intensität des Netzes im Jahr 2030	CO ₂ -Intensität des Netzes im Jahr 2040	CO ₂ -Intensität des Netzes im Jahr 2049
1a	Kontinuitäts-Szenario	Nein	2037	232	188	96
1d	Kontinuitäts-Szenario, hohe Brennstoffpreise	Nein	2031	186	101	46
1e	Kontinuitäts-Szenario, niedrige Brennstoffpreise	Nein	2041	269	233	121
2a	Kontinuitäts-Szenario + CfD im Bereich Kerntechnik	Nein	2023	158	88	37
3a	CfD-Verträge für nicht-nukleare, CO ₂ -arme Stromerzeugung	Nein	2037	164	135	61
3d	CfD-Verträge für nicht-nukleare, CO ₂ -arme Stromerzeugung, hohe Brennstoffpreise	Nein	2031	181	123	52
3e	CfD-Verträge für nicht-nukleare, CO ₂ -arme Stromerzeugung, niedrige Brennstoffpreise	Nein	2041	182	120	66
3h	CfD-Verträge für nicht-nukleare, CO ₂ -arme Stromerzeugung, Bau weiterer Verbindungsleitungen	Nein	2037	160	133	59
4a	CfD-Verträge für CO ₂ -arme Stromerzeugung	Nein	2023	100	42	25
5a	Kontinuitäts-Szenario	Ja	2037	236	194	88
5d	Kontinuitäts-Szenario, hohe Brennstoffpreise	Ja	2032	194	111	52
5e	Kontinuitäts-Szenario, niedrige Brennstoffpreise	Ja	2041	272	235	126
7a	CfD-Verträge für nicht-nukleare, CO ₂ -arme Stromerzeugung	Ja	2046	104	49	33

Szenario	Grundlegende Annahmen	Kapazitätsmarkt?	Inbetriebnahme des KKW	CO ₂ -Intensität des Netzes im Jahr 2030	CO ₂ -Intensität des Netzes im Jahr 2040	CO ₂ -Intensität des Netzes im Jahr 2049
7d	CfD-Verträge für nicht-nukleare, CO ₂ -arme Stromerzeugung, hohe Brennstoffpreise	Ja	2038	137	65	28
7e	CfD-Verträge für nicht-nukleare, CO ₂ -arme Stromerzeugung, niedrige Brennstoffpreise	Ja	Nicht vor 2049	113	51	44
7f	CfD-Verträge für nicht-nukleare, CO ₂ -arme Stromerzeugung, hohe Kosten für nukleare Stromerzeugung, niedrige Kosten für EE und CCS	Ja	2048	97	46	35
7g (nur bis 2030)	CfD-Verträge für nicht-nukleare, CO ₂ -arme Stromerzeugung, Ausbau der Laststeuerung, stärkere Senkung des Strombedarfs, Bau weiterer Verbindungsleitungen	Ja	Nicht vor 2030	104	k. A.	k. A.
7h	CfD-Verträge für nicht-nukleare, CO ₂ -arme Stromerzeugung, Bau weiterer Verbindungsleitungen	Ja	2046	101	48	32
8a	CfD-Verträge für CO ₂ -arme Stromerzeugung	Ja	2023	104	50	31
8d	CfD-Verträge für CO ₂ -arme Stromerzeugung, hohe Brennstoffpreise	Ja	2023	99	48	30
8e	CfD-Verträge für CO ₂ -arme Stromerzeugung, niedrige Brennstoffpreise	Ja	2023	99	38	30
8f	CfD-Verträge für CO ₂ -arme Stromerzeugung, hohe Kosten für nukleare Stromerzeugung, niedrige Kosten für EE und CCS	Ja	2023	102	45	28
8g (nur bis 2030)	CfD-Verträge für CO ₂ -arme Stromerzeugung, Ausbau der Laststeuerung, stärkere Senkung des Strombedarfs, Bau weiterer Verbindungsleitungen	Ja	2023	98	k. A.	k. A.
8h	CfD-Verträge für CO ₂ -arme Stromerzeugung, Bau weiterer Verbindungsleitungen	Ja	2023	100	53	32

Tabelle 10

Vergleichsgröße Infrastrukturtransaktionen

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

Quelle: Vom Vereinigten Königreich eingereichte „Antworten auf die Fragen der Kommission vom 16. September 2014“, auf Basis von Fonds-Webseiten, Preqin, Pressemitteilungen. Hinweis: Brutto-Angabe der Fonds-Rentabilitätsziele (vor Abzug von Gebühren und Ausgaben). Zugrunde gelegte Wechselkurse: GBP EUR: 1:1,26, GBP CAD: 1:1,81. Nominale Eigenkapitalrendite des HPC nach Steuern zu Vergleichszwecken. Ziel-IRR Borealis: 9-12 %, Ziel-IRR First State EDIF: 10-15 %.

Tabelle 11

Ausgewählte aufsichtsrechtlich zugelassene Renditeberechnungen

	Stromübertragung (Ofgem ⁽¹⁾):	Ofwat ⁽²⁾ — PR09	Ofwat — PR 14 (noch nicht abgeschlossen) ⁽³⁾
Hinweis			
Zeitraum	2013-21	2010-15	2015-20

Real

Levered cost of equity (nach Steuern)	7,00 %	7,10 %	5,65 %
Fremdkapitalkosten (vor Steuern, real)	2,92 %	3,60 %	2,75 %
Angenommene Fremdkapitalanteil	60,0 %	57,5 %	62,5 %
„Vanilla“-WACC	4,55 %	5,10 %	3,85 %
Angenommene Inflationsrate	3,50 %	3,50 %	3,50 %

Zulässige nominale Kosten/Rendite (geometrische Berechnung)

Levered cost of equity	10,7 %	10,8 %	9,3 %
Fremdkapitalkosten (vor Steuern)	6,5 %	7,2 %	6,3 %
„Vanilla“-WACC	8,2 %	8,8 %	7,5 %

Nominal (arithmetische Berechnung)

Levered cost of equity*	10,5 %	10,6 %	9,2 %
Fremdkapitalkosten (vor Steuern)	6,4 %	7,1 %	6,3 %
„Vanilla“-WACC	8,1 %	8,6 %	7,3 %

	Stromübertragung (Ofgem ⁽¹⁾):	Ofwat ⁽²⁾ — PR09	Ofwat — PR 14 (noch nicht abgeschlossen) ⁽³⁾
Hinweis			
Zeitraum	2013-21	2010-15	2015-20

<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 (Office of Water Services): Future water and sewerage charges 2010-2015: Final determinations.

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

Quelle: Präsentation von EDF Energy für Beamte der Kommission am 15. Juli 2014, Folie „Comparison of HPC with UK regulated utilities“.

Tabelle 12

Vergleichsgröße Kernkraftprojekt

Projekt	Ontario Power Authority
Technologie	Sanierung des Kernkraftwerks Bruce
Fremdkapitalanteil	20-40 %
Fremdkapitalkosten real (vor Steuern)	6,20 %
Ziel-IRR des Eigenkapitals nominal (nach Steuern)	13,7-18 % (12,8-17,1 % bei Anpassung an den aktuellen Zinssatz im VK)
Projekt-IRR	10,6-13,8 % (9,7-12,9 % bei Anpassung an den aktuellen Zinssatz im VK)
Investitionshorizont (Laufzeit der Investition)	25 Jahre
Investitionsumfang	4 Mrd. CAD
Höhe der Einnahmensicherheit	Festpreis-CfD für die verbleibende Laufzeit des Kraftwerks (25 Jahre)
Ausmaß des Baurisikos	Geringer — Sanierung, kein Neubau, Aufteilen der Mehrkosten
Ausmaß des Betriebsrisikos	Geringer — Aufteilen der Mehrkosten im Personalbereich, Weitergabe der Brennstoffkosten
Ausmaß des Finanzierungsrisikos	Geringer — Projekt mit geringerem Kapitalaufwand, kürzere Laufzeit
Benötigtes Eventual-eigenkapital	unbekannt

Quelle: Vom Vereinigten Königreich eingereichte „Antworten auf die Fragen der Kommission vom 16. September 2014“, auf der Grundlage öffentlich zugänglicher Dokumente (Prüfbericht von Bruce Power — April 2007, S. 14.: Bestätigt als Projektrendite im Schreiben von CIBC World Markets Inc. an das Energieministerium, Ontario, 17. Oktober 2005, http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/67137/view/PWU_E_xhibit_K11.3_fairness_opinion_bruce_20080613.pdf, Schreiben von CIBC World Markets Inc. an das Energieministerium, Ontario, 17. Oktober 2005, http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/67137/view/PWU_E_xhibit_K11.3_fairness_opinion_bruce_20080613.pdf, Bruce Power Fairness Opinion (CIBC World Markets Inc.) — Oktober 2005, S. 5.

Tabelle 13

Vergleichsgröße Stromabnahmevertragsprojekte

Technologie	GuD-Anlage	Stromabnahme-vertragsprojekte
Fremdkapitalanteil	< 80 %	Unbekannt
Fremdkapitalkosten	Unbekannt	Unbekannt
Zielrendite des Eigenkapitals nominal (nach Steuern)	> 13 %	
Projekt-IRR nominal (nach Steuern)		9-15 % (*)
Investitionshorizont (Laufzeit der Investition)	25 Jahre	Unterschiedlich
Investitionsumfang	Unterschiedlich	Unterschiedlich
Höhe der Einnahmensicherheit	Stromabnahme-vertrag mit 20-jähriger Laufzeit	Stromabnahmevertrag
Ausmaß des Baurisikos im Vergleich zu HPC	Geringer — EPC-Auftrag, bekannte Technologie	Unbekannt, aber wahrscheinlich geringer
Ausmaß des Baurisikos im Vergleich zu HPC	Geringer	Unbekannt
Ausmaß des Finanzierungsrisikos	Geringer — kürzere Bauzeit	Unbekannt, aber wahrscheinlich geringer
Benötigtes Eventualeigenkapital	Unbekannt	Unbekannt
Verweis	(¹)	(²)

Quelle: Vorlage des Vereinigten Königreichs, Tabelle 2 — Rendite, 10. September sowie (1) und (2) unten.

(¹) Bei Ausschreibungen für Unabhängige Wasser- und Strom- (IWPP-) Aufträge in Abu Dhabi, die einen auf eine Laufzeit von 20 Jahren ausgelegten Vertrag über Wasserlieferung/Stromabnahme zu einem Festpreis mit Inflationsindexierung beinhalten, darf die interne Rendite nominal nicht weniger als 13 % betragen („the nominal internal rate of return (IRR) on equity is required to be not less than 13 per cent“). Bei diesen Projekten werden üblicherweise im Rahmen eines zu einem bestimmten Termin auszuführenden kompletten EPC-Auftrags zu einem Pauschalpreis technisch ausgereifte GuD-Kapazitäten errichtet; für etwaige Verzögerungen und Abweichungen von den Vertragsbedingungen sind die Kapitalgeber zu entschädigen. Siehe: Independent water and power producers, Abu Dhabi Regulation & Supervision Bureau, <http://rsb.gov.ae/assets/documents/231/infoiwpp.pdf>. (Quelle: Vorlage des Vereinigten Königreichs).

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

(*) Während in der Vorlage des Vereinigten Königreichs eine nominale Rendite von 9-15 % nach Steuern genannt wird, wie in (2) angegeben, weist die Kommission darauf hin, dass dabei offenbar die in dieser Quelle genannten regulierten Konzessionsprojekte („regulated and concession activities“) außer Acht gelassen werden. Der Kommission zufolge geht aus (2) hervor, dass die regulierten Konzessionsaktivitäten von GDF-Suez nominal rund 5-13 % Rendite nach Steuern erzielen sollen, wobei ein Satz von unter 10 % am wahrscheinlichsten ist.

Tabelle 14

Vergleichsgröße Rendite bei regulierten Anlagen: Zulässige Rendite bei regulierten Anlagen der britischen Energie- und Wasserversorgungsunternehmen gemäß aktueller behördlicher Preiskontrollen

Aufsichtsbehörde	Ofwat	Ofgem	CC	Ofgem	CC	CAA (Civil Aviation Authority)	ORR (Office of Rail Regulation)
Bezeichnung	PR14 (nicht endgültig) (¹)	WPD 148 (²)	NIE 2014 Final (³)	RIO T1 2012 (NGET) (⁴)	Bristol W 2010 (⁵)	HAL 2014 Final (⁶)	NR 2013 (⁷)
Fremdkapitalanteil	62,50 %	65 %	45 %	60 %	60 %	60 %	62,50 %

Aufsichtsbehörde	Ofwat	Ofgem	CC	Ofgem	CC	CAA (Civil Aviation Authority)	ORR (Office of Rail Regulation)
Bezeichnung	PR14 (nicht endgültig) ⁽¹⁾	WPD 148 ⁽²⁾	NIE 2014 Final ⁽³⁾	RIIO T1 2012 (NGET) ⁽⁴⁾	Bristol W 2010 ⁽⁵⁾	HAL 2014 Final ⁽⁶⁾	NR 2013 ⁽⁷⁾
Sonstige Risiken	Geringer als bei HPC. Siehe ausführliche Diskussion zur Differenz bei den grundlegenden Geschäftsmodellen; Diversifizierung der Vermögenswerte und technische Risiken in den Erwägungsgründen 113-122 — Vorlage von NNBG zur Rendite, 10. September						
Benötigtes Eventual-eigenkapital	Nicht erforderlich						

⁽¹⁾ http://www.ofwat.gov.uk/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. Die Kommission weist darauf hin, dass die angegebenen Finanzindikatoren in Tabelle 13.10 der genannten Dokumente als „gering“ und „hoch“ eingeschätzt werden, das Vereinigte Königreich sich in seiner Vorlage jedoch nur auf die Einschätzung als „hoch“ stützt.

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

⁽⁵⁾ Keine Quellenangabe in der Vorlage angegeben.

⁽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⁾ Die Nominalwerte werden mithilfe eines arithmetischen Ansatzes berechnet. Bei einem geometrischen Ansatz kämen 0,1 bis 0,2 % zu den Schätzungen der nominalen Eigenkapitalkosten und der nominalen „Vanilla“-WACC hinzu.

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

⁽¹⁰⁾ Die Dauer der Investition wurde in der Vorlage als Länge eines Preiskontrollzeitraums ausgelegt. Allerdings wird darauf hingewiesen, dass die Dauer der Investitionen seitens regulierter Unternehmen oft mehrere Preiskontrollzeiträume umfasst und die Investitionen somit eine Nutzungsdauer von bis zu 60 Jahren aufweisen.

⁽¹¹⁾ Der dem für die Geschäftstätigkeit des Konzessionsinhabers eingesetzten Kapital von der Aufsichtsbehörde zugeschriebene Wert.

⁽¹²⁾ Werden RAV-Ausgangswerte in historischen Preisen aufgeführt, so wurden sie (sofern nicht anders angegeben) mithilfe des RPI-Index des ONS in laufende Preise umgerechnet.

⁽¹³⁾ Es wird darauf hingewiesen, dass Investitionsausgaben regulierter Unternehmen in viele verschiedene Projekte fließen, die üblicherweise nur einen kleinen Anteil ihrer RAV ausmachen.

⁽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 (Seite 100)

⁽¹⁷⁾ Prognose von Ofgem für die RAV am Ende des Preiskontrollzeitraums. Zu Beginn des Preiskontrollzeitraums wird SHETL RAV-Kapital von schätzungsweise 0,7 Mrd. erreicht haben (das Prognosen zufolge bis 2010-2021 auf 3,6 Mrd. steigen soll): <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53747/sptshetlfpssupport.pdf> (Seiten 36, 37) und <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/53602/4riiot1fpfinancedec12.pdf> (Seiten 8 und 9)

⁽¹⁸⁾ <http://www.bristolwater.co.uk/wp/wp-content/uploads/2013/04/Annual-Report-2013.pdf> (Seite 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> (Seite 331)

Quelle: ausgehend von der Vorlage des Vereinigten Königreichs „SA.34974 Hinkley Point C Beihilfesache — Antworten auf die Fragen der Kommission vom 16. September 2014“

Tabelle 15

Kapitalkostenschätzungen für Unternehmen der Branchengruppe „Versorgung (allgemein)“ in der Europäischen Union

(in %)

Name des Unternehmens	Land	Eigenkapitalkosten in USD	Fremdkapitalkosten vor Steuern in USD	Fremdkapitalkosten nach Steuern in USD	Kapitalkosten in USD
E.ON SE (DB:EOAN)	Deutschland	8,25	4,04	3,19	5,78
RWE AG (DB:RWE)	Deutschland	7,95	4,54	3,59	5,54

(in %)

Name des Unternehmens	Land	Eigenkapitalkosten in USD	Fremdkapitalkosten vor Steuern in USD	Fremdkapitalkosten nach Steuern in USD	Kapitalkosten in USD
Centrica plc (LSE:CNA)	VK	6,99	4,44	3,11	6,04
Veolia Environnement S.A. (ENXTPA:VIE)	Frankreich	11,62	5,44	4,30	6,46
National Grid plc (LSE:NG)	VK	9,37	4,44	3,11	6,33
Suez Environnement Company SA (ENXTPA:SEV)	Frankreich	9,97	4,94	3,90	6,38
A2A S.p.A. (BIT:A2A)	Italien	13,72	7,44	5,88	8,68
Hera S.p.A. (BIT:HER)	Italien	12,65	5,94	4,69	7,94
MVV Energie AG (XTRA:MOV1)	Deutschland	8,31	4,04	3,19	5,70
ACEA S.p.A. (BIT:ACE)	Italien	12,15	6,44	5,09	7,68
Iren SpA (BIT:IRE)	Italien	13,85	7,94	6,27	8,80
Mainova AG (DB:MNV6)	Deutschland	6,96	5,54	4,38	6,30
Gelsenwasser AG (DB:WWG)	Deutschland	6,09	5,54	4,38	6,08
Telecom Plus plc (LSE:TEP)	VK	6,45	4,94	3,46	6,44
Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain (ENXTPA:CHAU)	Frankreich	7,73	4,94	3,90	6,33
Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA Spółka Akcyjna (WSE:KGN)	Polen	7,44	5,39	4,26	6,94
Fintel Energia Group SpA (BIT:FTL)	Italien	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)	Frankreich	8,70	4,44	3,51	5,74
Burgenland Holding Aktiengesellschaft (WBAG:BHD)	Österreich	6,08	5,54	4,38	6,08

Quelle: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/Eurocompfirm.xls> (abgerufen am 14. Juni 2014).

(Die angegebenen WACC sind Nominalwerte (in USD und unter Verwendung des risikolosen Zinssatzes von 3,04 %) nach Steuern. Für die Definitionen laut Damodaran siehe: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/variable.htm).

ANHANG B

KREDITGARANTIE

Tabelle 16

Benchmark-Informationen

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.

Tabelle 17

Simulierte Verteilung der Renditekurve im Jahr 10

		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 %

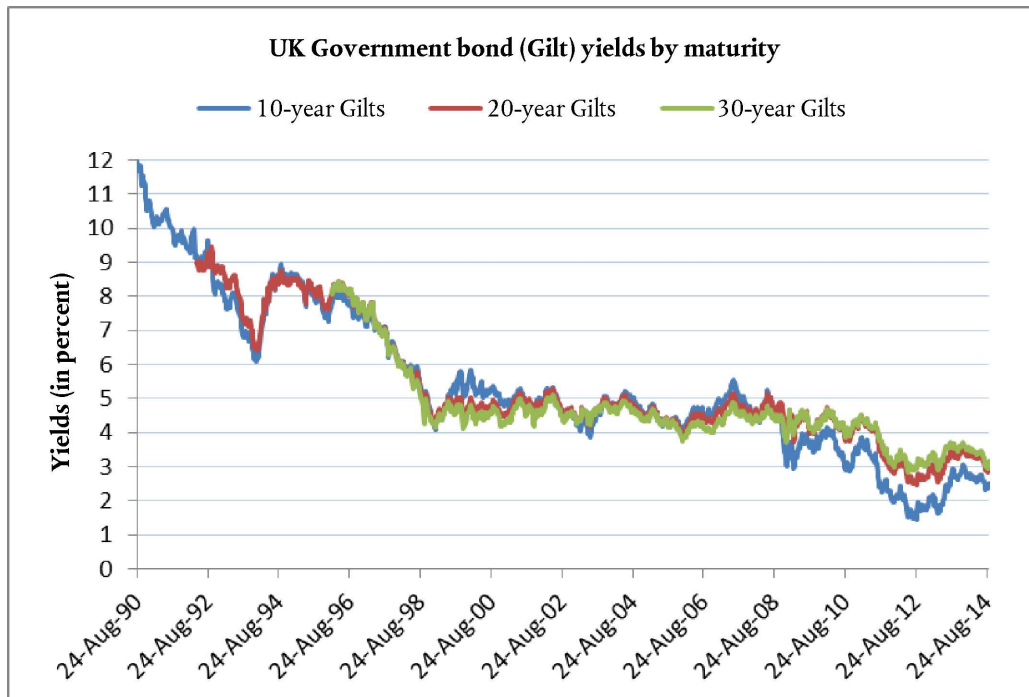
Sensitivitätsanalyse der IUK

(…)

Rendite der britischen Staatsanleihen (Gilt) nach Laufzeit

Schaubild 1

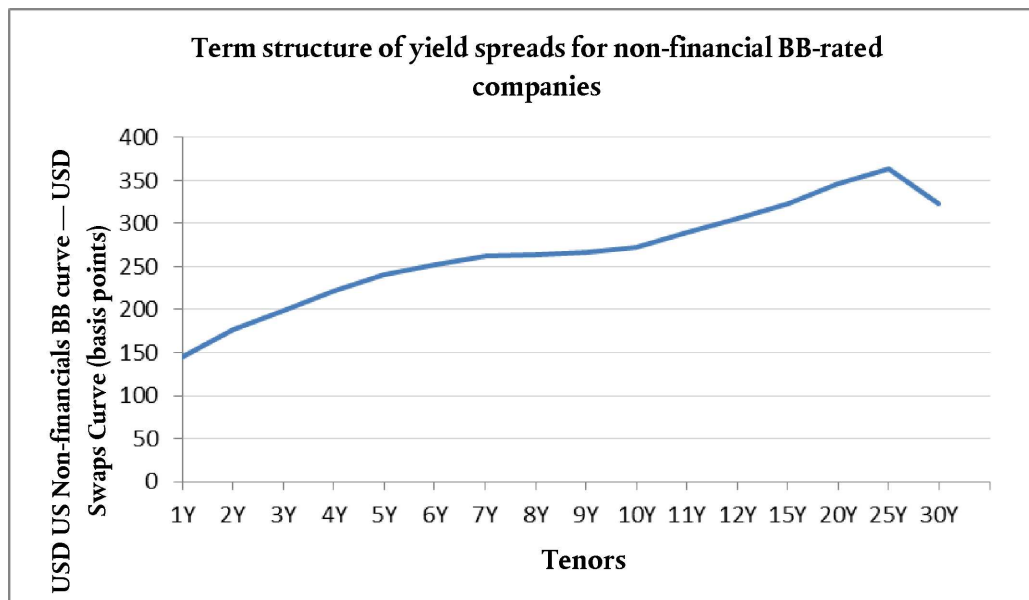
Rendite der britischen Staatsanleihen (Gilt) nach 10, 20 und 30 Jahren



Laufzeitstruktur der Renditeverteilung für mit BB bewertete Unternehmen in USD

Abbildung 3

Laufzeitstruktur der Renditeverteilung für mit BB bewertete nichtfinanzielle Unternehmen in USD



Hinweis: Daten von Bloomberg, Erstellungsdatum: 21. August 2014.

ANHANG C

ZUSAGEN DES VEREINIGTEN KÖNIGREICHS

HANDELSVERPFLICHTUNG

Begriffsbestimmung

„Unternehmen der EDF-Gruppe“ bezeichnet ein Mitglied der gleichen Unternehmensgruppe wie EDF Energy.

Konditionen

- [.]1 NNBG und EDF Energy tragen bei jeder mit einem Unternehmen der EDF-Gruppe („MSA-Vertragspartei“) abgeschlossenen Vereinbarung über Marktdienstleistungen (MSA) für den Verkauf der erzeugten Leistung von HPC dafür Sorge, dass sich die MSA-Vertragspartei, solange ein Unternehmen der EDF-Gruppe (mittelbar oder unmittelbar) an der NNBG beteiligt ist, einverstanden erklärt,
- A) alle Abschlüsse zum Verkauf der prognostizierten Leistung von HPC in ein gesondertes NNBG-Buch einzutragen;
- B) den Preis aller mit einem Unternehmen der EDF-Gruppe getätigten Abschlüsse zum Verkauf der prognostizierten Leistung von HPC zum Marktpreis für das betreffende Produkt am Abschlusstag anzusetzen;
- C) alle bilateralen Abschlüsse zur prognostizierten Leistung von HPC mit anderen im Eigentum eines Unternehmens der EDF-Gruppe befindlichen oder von ihm gehandelten Anlagenportfolios zum Marktpreis durchzuführen und
- D) der NNBG die Informationen bereitzustellen, von denen angenommen werden kann, dass sie von der NNBG benötigt werden, um der CfD-Vertragspartei, dem Ministerium und der Europäischen Kommission über die Einhaltung der Absätze (A), (B) und (C) Bericht zu erstatten (mit der Einwilligung, dass die NNBG die Informationen an die CfD-Vertragspartei, das Ministerium und die Europäische Kommission weiterleitet).
- [.]2 Die NNBG übermittelt der CfD-Vertragspartei bis zum [•] Geschäftstag eines jeden Kalenderjahres einen schriftlichen Bericht über die Einhaltung der Absätze (A), (B) und (C) von Klausel [•].1 durch die MSA-Vertragspartei im vorangegangenen Kalenderjahr (mit der Einwilligung, dass die CfD-Gegenparte denselben an das Ministerium und die Europäische Kommission weiterleitet) und EDF Energy sorgt dafür, dass NNBG seiner Berichtserstattungspflicht nachkommt.

MECHANISMUS FÜR DIE GEWINNBETEILIGUNG IN ABHÄNGIGKEIT VON DEN BETEILIGUNGSERTRÄGEN

1. Überblick über die Klausel

- 1.1. Es wird eine Regelung für die in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen gewährte Gewinnbeteiligung (*Equity Gain Share*) geschaffen, die aus zwei gesonderten Komponenten besteht:
- A) einem Mechanismus zur Erfassung von über einem bestimmten Niveau liegenden Gewinnen aus dem Projekt, die sich daraus ergeben, dass das Projekt im Verhältnis zu den ursprünglichen Basisfallannahmen besser abschneidet („Mechanismus zur Bestimmung des Projektgewinns“ — *Project Gain Mechanic*), und
- B) einem Mechanismus zur Erfassung von über einem bestimmten Niveau liegenden Gewinnen aus dem Verkauf von Anteilen der ursprünglichen Anteilseigner („Mechanismus für den Anteilsverkauf“ — *Equity Sale Mechanic*).
- 1.2. Der Betrag der Beteiligungserträge wird mit der CfD-Vertragspartei geteilt und hängt von der Höhe des erreichten internen Zinsfußes des Eigenkapitals im entsprechenden Zeitraum ab. Bei allen Schwellenwerten werden die Kosten des gebundenen Eigenkapitals berücksichtigt, die nach folgendem Modell ermittelt werden:

HPC-IUK-Modell [...] nach Arbeitsblatt „DECC Output.“

- A) Wenn der realisierte interne Zinsfuß des Eigenkapitals den internen Zinsfuß des Eigenkapitals in dem Modell übersteigt, das die Kosten des gebundenen Eigenkapitals umfasst (11,4 % (nominell) gemäß dem

der Kommission am 19. September 2014 übermittelten HPC-IUK-Modell [...] in Arbeitsblatt „DECC Output“, jedoch niedriger ist als der oder gleich dem Schwellenwert in (B), so wird der Gewinn oberhalb dieser Kapitalertragsratenschwelle mit der CfD-Vertragspartei geteilt, auf die 30 % entfallen, und

- B) wenn der realisierte interne Zinsfuß des Eigenkapitals den Wert von (i) 13,5 % (nominal) bzw. (ii) 11,5 % (real, aber unter Berücksichtigung der VPI-Inflation) übersteigt, wird der Gewinn oberhalb dieser Schwelle mit der CfD-Vertragspartei geteilt, auf die 60 % entfallen.

- 1.3. Zwischen den Mechanismen wird es keine doppelte Zählung geben.

- 1.4. Im Folgenden wird die Funktionsweise der Mechanismen genauer erläutert. Diese Verpflichtungen werden durch ein Paket von Vereinbarungen flankiert, die auch Sicherheiten umfassen können.
2. **Relevanter Mechanismus — Mechanismus zur Bestimmung des Projektgewinns**
 - 2.1. Sollte nach dem ersten Auslösen des Mechanismus zur Bestimmung des Projektgewinns zu irgendeinem Zeitpunkt eine weitere Eigenkapitalzufuhr notwendig sein, so wird die weitere Eigenkapitalzufuhr bei der Berechnung der Gewinne der Kapitaleigner berücksichtigt.
 - 2.2. Der Mechanismus zur Bestimmung des Projektgewinns erfasst die über dem relevanten Schwellenwert liegenden Gewinne (siehe Absatz 1.2), die sich daraus ergeben, dass die Projektleistung die ursprünglichen Basisfallannahmen übertrifft.
 - 2.3. Um zu ermitteln, ob in einem Zeitraum ein Schwellenwert erreicht wurde, wird der bislang realisierte kumulative interne Zinsfuß des Eigenkapitals während der gesamten Projektlaufzeit anhand eines aktualisierten Finanzmodells errechnet. Die Gewinnbeteiligungsberechnung wird in demselben Zeitraum ausgelöst, in dem ein Schwellenwert erreicht wird.
 - 2.4. Nach Auslösung des Mechanismus zur Bestimmung des Projektgewinns hat die CfD-Vertragspartei Anspruch auf den geltenden Prozentsatz der Ausschüttungen an die Kapitaleigner in diesem und allen künftigen Zeiträumen (bis zum Erreichen der nächsten Schwelle, wenn der Prozentsatz für die Gewinnbeteiligung entsprechend angepasst wird).
 - 2.5. Der Anspruch der CfD-Vertragspartei auf Gewinne der Kapitaleigner bleibt ab dem erstmaligen Auslösen des Mechanismus zur Bestimmung des Projektgewinns während der gesamten Lebensdauer des HPC-Projekts bestehen.
3. **Relevanter Mechanismus — Mechanismus für den Anteilsverkauf**
 - 3.1. Eine in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen gewährte Gewinnbeteiligung wird auch bei einem zu einem beliebigen Zeitpunkt während der Laufzeit des HPC-Projekts erfolgenden direkten oder indirekten Verkauf von Anteilen oder (gegebenenfalls) Gesellschafterdarlehen durch die ursprünglichen Anteilseigner von NNBG ausgelöst. Dies erfolgt in folgenden Schritten:
 - A) Schritt 1 — Ermittlung der Basiskapitalzuführung und des Basispreises (als Auszug aus dem entsprechenden Finanzmodell) für jeden Kapitalgeber.
 - B) Schritt 2 — Bei Verkauf/Veräußerung einer Eigenkapitaltranche durch einen Kapitalgeber Ermittlung des von diesem Kapitalgeber erzielten internen Zinsfußes des Eigenkapitals für den konkreten Verkauf/die konkrete Veräußerung der Eigenkapitaltranche.
 - C) Schritt 3 — Berechnung des vom Kapitalgeber (Verkäufer der Eigenkapitaltranche) erzielten internen Zinsfußes des Eigenkapitals unter Berücksichtigung der tatsächlichen Bruttoerlöse des Verkaufs/der Veräußerung der Tranche, der tatsächlichen Kapitalzuführungen im Verhältnis zu dieser verkauften/veräußerten Tranche und von bisherigen Dividenden/Tilgungs- und Zinszahlungen für Gesellschafterdarlehen (im Verhältnis zu dieser verkauften/veräußerten Tranche) an diesen Kapitalgeber durch NNBG.
 - D) Schritt 4 — Liegt der interne Zinsfuß des Eigenkapitals über einem der in Absatz 1.2 aufgeführten Schwellenwerte, wird die Gewinnbeteiligung wie folgt berechnet:
 - E) Schritt 5 — Berechnung des theoretischen Geldbetrags, der vom Anteilseigner für den gleichen Anteilsverkauf hätte realisiert werden müssen, welcher bei Heranziehung zur Berechnung des bis zum Anteilsverkauf erzielten internen Zinsfußes gemäß Schritt 3 dazu geführt hätte, dass der realisierte interne Zinsfuß bis zum Anteilsverkauf gleich dem relevanten Schwellenwert ist.
 - F) Schritt 6 — Die (gegebenenfalls vorhandene) positive Differenz zwischen dem in Schritt 3 herangezogenen tatsächlichen Verkaufserlös und dem in Schritt 5 errechneten theoretischen Anteilsverkaufserlös ist dann der überschüssige Beteiligungsertrag, der zwischen den NNBG-Anteilseignern und der CfD-Vertragspartei zu teilen ist.
 - 3.2. Die beschriebenen Berechnungen werden für jeden Verkauf/jede Veräußerung von Anteilen ungeachtet früherer Verkäufe/Veräußerungen und unabhängig davon durchgeführt, ob die früheren Verkäufe/Veräußerungen eine Gewinnbeteiligung der CfD-Vertragspartei zur Folge hatten oder nicht.
 - 3.3. Verkäufe/Veräußerungen von Anteilen durch Sekundärinvestoren (die die Anteile als fremder Dritter rein geschäftlich von den ursprünglichen Eigenkapitalgebern erworben haben) sind von diesem Mechanismus ausgenommen, wenn die Sekundärinvestoren diese Anteile (als „Sekundäranteile“) später verkaufen/veräußern.

4. **Vorkehrungen zur Unterstützung der Mechanismen für die in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen gewährte Gewinnbeteiligung**
- 4.1. Missbrauchsschutzvorkehrungen sollen sicherstellen, dass Transaktionen nicht der dem Mechanismus zur Bestimmung des Projektgewinns bzw. dem Mechanismus für den Anteilsverkauf zugrunde liegenden Absicht zuwiderlaufen.
- 4.2. Zur Unterstützung des Mechanismus für die in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen gewährte Gewinnbeteiligung ist dafür gesorgt, dass die Zahlungen an die CfD-Vertragspartei auch dann erfolgen, wenn gegen den Mechanismus zur Bestimmung des Projektgewinns bzw. gegen den Mechanismus für den Anteilsverkauf oder gegen die Missbrauchsschutzverpflichtungen verstoßen wird.
5. **Streitigkeiten**

Streitigkeiten im Zusammenhang mit dem Mechanismus für die in Abhängigkeit von den Beteiligungserträgen gewährte Gewinnbeteiligung werden nach einem ähnlichen Verfahren beigelegt, wie im HPC-Vertrag festgelegt.

MECHANISMUS FÜR DIE GEWINNBETEILIGUNG IN ABHÄNGIGKEIT VON DER BAUAUSFÜHRUNG

1. **Überblick über die Klausel**
- 1.1. Der Mechanismus für die Gewinnbeteiligung in Abhängigkeit von der Bauausführung dient der Teilung von Einsparungen, die durch die Verringerung des Basispreises erzielt werden, wenn die Baukosten niedriger ausfallen als im vereinbarten Finanzmodell für das Projekt HPC prognostiziert. Dieser Mechanismus funktioniert in eine Richtung, da sich der Basispreis nicht reduziert, wenn die Baukosten höher ausfallen als die prognostizierten Baukosten.
- 1.2. Die erste Berechnung der Gewinnbeteiligung erfolgt, je nachdem, welches Ereignis zuerst eintritt, (i) genau sechs Monate nach dem Inbetriebnahmedatum von Reaktor 2, (ii) am zehnten Jahrestag nach dem Inbetriebnahmedatum von Reaktor 1 und (iii) an dem Tag nach dem Inbetriebnahmedatum von Reaktor 1, an dem sich die Parteien in der Annahme einig sind, dass Reaktor 2 zum Inbetriebnahmeterrmin nicht in Betrieb genommen wird.. Die abschließende Berechnung der Gewinnbeteiligung erfolgt am sechsten Jahrestag des Datums der ersten Gewinnbeteiligungsberechnung (oder eher, wenn alle baubezogenen Forderungen bereits vorher geklärt sind).
- 1.3. Im Folgenden wird die Funktionsweise des Mechanismus genauer erläutert.
2. **Relevanter Mechanismus**
- 2.1. Die NNBG legt der CfD-Vertragspartei in einem festgelegten Zeitraum vor dem ersten bzw. dem letzten Abstimmungstermin einen schriftlichen Bericht vor.
- 2.2. Jeder Bericht enthält
 - 2.2.1. hinreichend ausführlich
 - a) den Gesamtbetrag der Baukosten bis zu dem Tag, auf den der Bericht datiert ist, ausgewiesen in Pfund Sterling,
 - b) den Gesamtbetrag der Baukosten, die laut hinreichend verlässlicher Prognose bei der NNBG entstehen oder anfallen oder von der NNBG bezahlt werden müssen, ausgewiesen in Pfund Sterling, wobei diese Baukosten auf jene Baukosten begrenzt sind, die nachvollziehbar und ordnungsgemäß bei der NNBG entstehen oder anfallen oder von der NNBG bezahlt werden müssen, um ohne übermäßigen Kostenaufwand die gesetzlichen Anforderungen zu erfüllen,
 - c) die tatsächlichen Bauablaufpläne der NNBG und
 - d) die geschätzten Bauablaufpläne der NNBG für einen Zeitraum nach dem Tag, auf den der entsprechende Bericht datiert ist;
 - 2.2.2. hinreichend ausführliche Belege für die Schritte, die unternommen wurden, um sicherzustellen, dass der Betrag der Baukosten, die laut Prognose nach dem Tag, auf den der Bericht datiert ist, bei der NNBG entstehen oder anfallen oder von der NNBG bezahlt werden müssen, auf jene Baukosten begrenzt sind, die nachvollziehbar und ordnungsgemäß bei der NNBG entstehen oder anfallen oder von der NNBG bezahlt werden müssen, um ohne übermäßigen Kostenaufwand die gesetzlichen Anforderungen zu erfüllen;
 - 2.2.3. wenn der Bericht ganz oder teilweise von oder mit Hilfe von Dritten erstellt wurde, Angaben zu diesen Dritten sowie Kopien von Berichten, die von diesen Dritten erstellt wurden, und
 - 2.2.4. die sich (gegebenenfalls) daraus ergebende Anpassung des Basispreises (*strike price*).
- 2.3. Der Bericht vermittelt relevante ergänzende Informationen, und ihm ist ein Vorstandszertifikat beizufügen, mit dem die im Bericht aufgeführten Informationen bestätigt werden.
- 2.4. Die CfD-Vertragspartei kann innerhalb eines bestimmten Zeitraums weitere ergänzende Informationen von der NNBG anfordern. Stellt die CfD-Vertragspartei einen derartigen Antrag, so stellt die NNBG diese ergänzenden Informationen innerhalb einer bestimmten Frist ab Antragstellung bereit.

- 2.5. Die CfD-Vertragspartei teilt der NNBG innerhalb einer bestimmten Frist mit, ob sie den Bericht der NNBG akzeptiert oder nicht. Gelangen die NNBG und die CfD-Vertragspartei zu keiner Einigung, kann die Angelegenheit von jeder der beiden Parteien einer unabhängigen Schlichtung zugeführt werden.
 - 2.6. Leitet die NNBG der CfD-Vertragspartei keinen Bericht zu, so kann diese von einem unabhängigen Kostenberatungsunternehmen ein Gutachten zu den Baukosten und den Bauablaufplänen einholen, das an die Stelle des Berichts tritt.
 - 2.7. Die NNBG leistet der CfD-Vertragspartei und deren Fachberatern (einschließlich der Kostenberater) Unterstützung, wie sie billigerweise von der CfD-Vertragspartei zum Zwecke der Prüfung des Berichts und der Baukosten verlangt werden kann.
 - 2.8. Das Finanzmodell wird mit den revidierten Baukosten und den revidierten Bauablaufplänen anhand des Berichts oder nach Angaben der Kostenberater aktualisiert und neu angewendet, um einen revidierten Basispreis zu ermitteln. Aus der Differenz zwischen dem Finanzmodellergebnis auf der Grundlage der Baukosten- und Bauablaufplanprognosen und dem neuen Ergebnis auf der Grundlage der revidierten Baukosten und der revidierten Bauablaufpläne ergibt sich die Höhe des aus der Bauausführung resultierenden Gewinns, ausgedrückt in GBP/MWh. Die CfD-Vertragspartei hat Anspruch auf 50 % des anhand des beschriebenen Verfahrens festgestellten Bauausführungsgewinns (der Anteil erhöht sich auf 75 % für einen Bauausführungsgewinn über [...] GBP (nominal)), indem der dann geltende Basispreis um diesen Betrag verringert wird.
 - 2.9. Gibt die NNBG im Zeitraum zwischen dem ersten und dem letzten Abstimmungstermin Baukosten oder Bauablaufpläne als abweichend von den in der Modellaktualisierung verwendeten Baukosten oder Bauablaufplänen an, so dass sich Einsparungen in Bezug auf die Baukosten ergeben, kann die NNBG Zwischenzahlungen an die CfD-Vertragspartei in einer Höhe leisten, die dem Gesamtbetrag oder einem Teil dieser zusätzlichen Baukosteneinsparungen entsprechen.
-