

**CENTRO INTERNACIONAL DE ARREGLO DE DIFERENCIAS RELATIVAS A
INVERSIONES**

En el marco del procedimiento de arbitraje entre

EISER INFRASTRUCTURE LIMITED Y ENERGIA SOLAR LUXEMBOURG S.À R.L.
Demandantes

c.

REINO DE ESPAÑA
Demandado

Caso CIADI No. ARB/13/36

LAUDO

Miembros del Tribunal

Profesor John R. Crook, Presidente
Dr. Stanimir A. Alexandrov, Árbitro
Profesor Campbell McLachlan QC, Árbitro

Secretaria del Tribunal

Sra. Luisa Fernanda Torres

Fecha de envío a las Partes: 4 de mayo de 2017

REPRESENTACIÓN DE LAS PARTES

En representación de las Demandantes:

Sra. Judith Gill QC
Sr. Jeffrey Sullivan
Sra. Marie Stoyanov
Sra. Virginia Allan
Sr. Ignacio Madalena
Sra. Lauren Lindsay
Sra. Naomi Briercliffe
Sr. Tomasz Hara
Sra. Lucy Judge
Sra. Stephanie Hawes

Allen & Overy LLP
One Bishops Square
Londres E1 6AD
Reino Unido

En representación del Demandado:

Sr. Diego Santacruz
Sr. Javier Torres
Sr. Antolín Fernández
Sra. Mónica Moraleda
Sra. Elena Oñoro
Sra. Amaia Rivas
Sr. José Luis Gómara
Sr. Álvaro Navas
Sra. Ana María Rodríguez

Abogacía General del Estado
Ministerio de Justicia del Gobierno de España
Calle Ayala 5
28001, Madrid
España

TABLA DE CONTENIDO

I.	INTRODUCCIÓN Y PARTES	1
II.	ANTECEDENTES PROCESALES	1
	A. Acto de Registro y Constitución del Tribunal.....	1
	B. La Primera Sesión	2
	C. Las Presentaciones Escritas y las Solicitudes Procesales de las Partes.....	3
	D. Las Solicitudes de la Parte No Contendiente	12
	E. El Procedimiento Oral	15
	F. El Procedimiento Posterior a la Audiencia.....	19
III.	ANTECEDENTES DE HECHO	21
	A. Consideraciones Generales.....	21
	B. El Tratado sobre la Carta de la Energía.....	23
	C. Las Políticas de España que Favorecían la Energía Renovable y el Real Decreto 661/2007	24
	D. Las Demandantes y su Decisión de Invertir	32
	E. Las Medidas Controvertidas.....	45
IV.	SÍNTESIS DE LAS RECLAMACIONES Y PETITORIOS DE LAS PARTES	50
V.	JURISDICCIÓN	53
	A. Primera Excepción: La Excepción Intra-UE	53
	(1) Las Posturas de las Partes	53
	a. Postura del Demandado	53
	b. Postura de las Demandantes	58
	(2) El Análisis del Tribunal	60
	B. Segunda Excepción: No se ha Demostrado de que los Inversores Han Realizado una Inversión “En Sentido Objetivo” de Conformidad con el TCE y el Convenio CIADI 72	
	(1) Las Posturas de las Partes	72
	a. Postura del Demandado	72
	b. Postura de las Demandantes	75
	(2) El Análisis del Tribunal	77
	C. Tercera Excepción: No se Permiten Reclamaciones de Accionistas	80
	(1) Las Posturas de las Partes	81
	a. Postura del Demandado	81
	b. Postura de las Demandantes	83

(2) El Análisis del Tribunal	84
D. Cuarta Excepción: Falta de Jurisdicción sobre las Medidas Impositivas.....	85
(1) Las Posturas de las Partes	86
a. Postura del Demandado.....	86
b. Postura de las Demandantes	88
(2) El Análisis del Tribunal	91
E. Quinta Excepción: Falta de Sometimiento a las Autoridades Fiscales Competentes ..	94
(1) Las Posturas de las Partes	94
(2) El Análisis del Tribunal	96
F. Sexta Excepción: Período de Espera (<i>Cooling Off Period</i>)	102
(1) Antecedentes	102
(2) Las Posturas de las Partes	104
a. Postura del Demandado.....	104
b. Postura de las Demandantes	105
(3) El Análisis del Tribunal	107
VI. RESPONSABILIDAD.....	109
A. Derecho Aplicable.....	109
B. La Nueva Defensa del Demandado	110
(1) Las Posturas de las Partes	111
a. Postura del Demandado.....	111
b. Postura de las Demandantes	112
(2) El Análisis del Tribunal	114
C. Las Reclamaciones	117
(1) Descripción General.....	117
(2) La Cuestión de Economía Judicial.....	120
(3) La Garantía de Trato Justo y Equitativo	122
a. Las Posturas de las Partes.....	122
b. El Análisis del Tribunal.....	124
VII. DAÑOS.....	149
A. El Estándar Aplicable.....	149
B. Tipo de Reparación Adeudada	151
(1) Las Posturas de las Partes	151
a. Postura de las Demandantes	151

b. Postura del Demandado	155
C. El Análisis del Tribunal.....	157
(1) La Vida Útil de las Plantas.....	158
(2) La Reclamación de Compensación por el Pago de Impuestos	161
(3) La Reclamación por Daños Históricos	163
(4) La Reclamación por la Pérdida de Flujos de Caja Futuros	164
(5) Intereses	170
VIII. COSTAS	171
IX. LAUDO.....	173

TABLA DE ABREVIATURAS SELECCIONADAS

Reglas de Arbitraje	Reglas Procesales Aplicables a los Procedimientos de Arbitraje del CIADI del 2006
C-[#]	Anexo Documental de las Demandantes
CL-[#]	Autoridad Legal de las Demandantes
Mem. Dt.	Memorial de las Demandantes sobre el Fondo, de fecha 30 de octubre de 2014
Rép. Dt.	Réplica sobre el Fondo y Memorial de Contestación sobre Jurisdicción de las Demandantes, de fecha 18 de septiembre de 2015
Dúp. Dt.	Dúplica sobre Jurisdicción de las Demandantes, de fecha 23 de diciembre de 2015
Esc. Nueva Def. Dt.	Escrito Adicional de las Demandantes sobre la Nueva Defensa, de fecha 22 de enero de 2016
Costos Dt.	Declaración sobre Costos de las Demandantes (según fue modificada el 16 de septiembre de 2016)
Primera Declaración Meissner	Primera Declaración Testimonial de Hans Meissner, de fecha 30 de octubre de 2014
Segunda Declaración Meissner	Segunda Declaración Testimonial de Hans Meissner, de fecha 16 de septiembre de 2015
Primera Declaración Hector	Primera Declaración Testimonial de Jaime Hector, de fecha 30 de octubre de 2014
Segunda Declaración Hector	Segunda Declaración Testimonial de Jaime Hector, de fecha 15 de septiembre de 2015
Declaración Bolaña	Declaración Testimonial de Mauricio Bolaña, de fecha 11 de septiembre de 2015
Primer Informe sobre Normativa Brattle	Informe Pericial de The Brattle Group – Cambios en la Normativa Española sobre Instalaciones de Energía Eléctrica Concentrada, de fecha 29 de octubre de 2014
Segundo Informe sobre Normativa Brattle	Segundo Informe Pericial de The Brattle Group – Informe de Oposición: Cambios en la Normativa Española sobre

	Instalaciones de Energía Eléctrica Concentrada, de fecha 17 de septiembre de 2015
Primer Informe sobre Cuantificación Brattle	Informe Pericial de The Brattle Group – Daños Financieros a EISER, de fecha 30 de octubre de 2014
Segundo Informe sobre Cuantificación Brattle	Segundo Informe Pericial de The Brattle Group – Informe de Refutación: Daños Financieros a EISER, de fecha 17 de septiembre de 2015
Primer Informe Mancini	Primer Informe Pericial de Thomas R. Mancini – Evaluación de la Vida Útil Estimada de las Plantas Solares Cilindroparabólicas EISER, de fecha 15 de septiembre de 2015
Segundo Informe Mancini	Segundo Informe Pericial de Thomas R. Mancini – En Referencia a la Capacidad Instalada de los Generadores en las Plantas Térmicas Solares ASTE-1A, ASTE-1B y ASTEXOL-2, de fecha 22 de enero de 2016
TCE	Tratado sobre la Carta de la Energía
Audiencia	Audiencia sobre Jurisdicción y Fondo, celebrada del 15 al 20 de febrero de 2016
Convenio CIADI	Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones entre Estados y Nacionales de Otros Estados de fecha 18 de marzo de 1965
CIADI o el Centro	Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones
R-[#]	Anexo Documental del Demandado
RL-[#]	Autoridad Legal del Demandado
C-Mem. Ddo.	Memorial de Contestación sobre el Fondo y Memorial sobre Jurisdicción del Demandado, de fecha 13 de abril de 2015
Dúp. Ddo.	Dúplica sobre el Fondo y Réplica sobre Jurisdicción del Demandado, de fecha 27 de noviembre de 2015
Costos Ddo.	Declaración sobre Costos del Demandado (según fue modificada el 16 de septiembre de 2016)
Primera Declaración Montoya	Primera Declaración Testimonial de Carlos Montoya, de fecha 13 de abril de 2015

Segunda Declaración Montoya	Segunda Declaración Testimonial de Carlos Montoya, de fecha 24 de noviembre de 2015
Declaración Olivas	Declaración Testimonial de Alfonso Olivas, de fecha 26 de noviembre de 2015
Primer Informe sobre Normativa BDO	Informe Pericial de BDO – Informe Pericial Económico-Financiero sobre los Incentivos al Sector Termosolar, de fecha 10 de abril de 2015
Segundo Informe sobre Normativa BDO	Segundo Informe Pericial de BDO – Informe Pericial de Dúplica al Informe de Brattle: <i>“Rebuttal Report: Changes to the Regulation of Concentrated Solar Power Installations in Spain”</i> , de fecha 26 de noviembre de 2015
Primer Informe Financiero BDO	Informe Pericial de BDO – Informe Pericial Económico-Financiero sobre EISER y las Plantas Termosolares, de fecha 10 de abril de 2015
Segundo Informe Financiero BDO	Segundo Informe Pericial de BDO – Informe Pericial de Dúplica al Informe de Brattle: <i>“Rebuttal Report: Financial Damages to EISER”</i> , de fecha 26 de noviembre de 2015
Informe Servert	Informe Pericial de Jorge Servert – Plantas Cilindro Parabólicas Astexol II (Badajoz), Aste 1A y Aste 1B (Alcázar de San Juan) – Análisis de Vida Útil Operativa, de fecha 26 de noviembre de 2015
SdA	Solicitud de Arbitraje, de fecha 9 de diciembre de 2013
Tr. (versión corregida) Día [#] (ING/ESP), [página:renglón] ([Orador(es)])	Transcripción de la Audiencia (según fue corregida por las Partes el día 1 de abril de 2016)
Tribunal	Tribunal de Arbitraje constituido el 8 de julio de 2014

I. INTRODUCCIÓN Y PARTES

1. El presente caso se refiere a una controversia presentada ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (“CIADI” o el “Centro”) sobre la base del Tratado sobre la Carta de la Energía que entró en vigor el día 16 de abril de 1998 para Luxemburgo, el Reino Unido y el Reino de España (el “TCE”), y el Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones entre Estados y Nacionales de Otros Estados, que entró en vigor el día 14 de octubre de 1966 (el “Convenio CIADI”).
2. Las Demandantes son Eiser Infrastructure Limited (“EIL” o la “Primera Demandante”), sociedad limitada constituida en virtud de la legislación del Reino Unido, y Energia Solar Luxembourg S.à r.l. (“ESL” o la “Segunda Demandante”), sociedad de responsabilidad limitada (*société à responsabilité limitée*) constituida en virtud de la legislación de Luxemburgo (conjuntamente, las “Demandantes”).
3. El Demandado es el Reino de España (“España” o el “Demandado”).
4. Las Demandantes y el Demandado se denominarán conjuntamente las “Partes”. Los representantes de las Partes y sus domicilios se encuentran listados *supra* en la página (i).
5. La presente controversia se relaciona con medidas implementadas por el Demandado que modificaron el régimen normativo y económico de los proyectos de energía renovable.

II. ANTECEDENTES PROCESALES

A. Acto de Registro y Constitución del Tribunal

6. El día 13 de diciembre de 2013, el CIADI recibió una solicitud de arbitraje de fecha 9 de diciembre de 2013 de las Demandantes contra España (la “Solicitud de Arbitraje”).
7. El día 23 de diciembre de 2013, la Secretaria General del CIADI registró la Solicitud de Arbitraje de conformidad con el Artículo 36(3) del Convenio CIADI y notificó a las Partes del acto de registro. En la Notificación del Acto de Registro, la Secretaria General invitó

a las Partes a que procedieran a constituir un tribunal de arbitraje a la brevedad posible, de conformidad con la Regla 7(d) de las Reglas Procesales Aplicables a la Iniciación de los Procedimientos de Conciliación y Arbitraje del CIADI.

8. De conformidad con el Artículo 37(2)(a) del Convenio CIADI, las Partes acordaron constituir el Tribunal de la siguiente manera: tres árbitros, uno nombrado por cada Parte, y el tercero, el árbitro presidente a ser nombrado por acuerdo de las Partes. De conformidad con el método de constitución acordado por las Partes, en caso de que las Partes no lograsen un acuerdo sobre el árbitro presidente, éste último sería nombrado por el Presidente del Consejo Administrativo del CIADI sin limitación a la Lista de Árbitros del CIADI.
9. El Tribunal está conformado por el Profesor John R. Crook, nacional de los Estados Unidos, Presidente, nombrado por el Presidente del Consejo Administrativo del CIADI de conformidad con el acuerdo de las Partes sobre el método de constitución; el Dr. Stanimir Alexandrov, nacional de Bulgaria, nombrado por las Demandantes; y el Profesor Campbell McLachlan QC, nacional de Nueva Zelanda, nombrado por el Demandado.
10. El día 8 de julio de 2014, la Secretaria General, de conformidad con la Regla 6(1) de las Reglas Procesales Aplicables a los Procedimientos de Arbitraje del CIADI (las “Reglas de Arbitraje”), notificó a las Partes que los tres árbitros habían aceptado sus nombramientos y que, por consiguiente, se consideraba que el Tribunal se había constituido en esa fecha. La Sra. Luisa Fernanda Torres, Consejera Jurídica del CIADI, fue designada para desempeñarse como Secretaria del Tribunal.

B. La Primera Sesión

11. De conformidad con la Regla 13(1) de las Reglas de Arbitraje del CIADI, el Tribunal celebró una primera sesión con las Partes el día 5 de septiembre de 2014 en Washington, DC.
12. Tras la primera sesión, el día 29 de septiembre de 2014, en nombre del Tribunal, el Presidente del Tribunal dictó la Resolución Procesal No. 1 que incorporó los acuerdos de las Partes sobre las cuestiones procesales y las decisiones del Tribunal respecto de las

cuestiones controvertidas. La Resolución Procesal No. 1 estableció, *inter alia*, que las Reglas de Arbitraje aplicables serían aquellas en vigor desde el día 10 de abril de 2006, que los idiomas del procedimiento serían español e inglés, y que el lugar del procedimiento sería Washington, DC. La Resolución Procesal No. 1 estableció, asimismo, el Calendario Procesal para el presente arbitraje.

C. Las Presentaciones Escritas y las Solicitudes Procesales de las Partes

13. El día 30 de octubre de 2014, las Demandantes presentaron su Memorial sobre el Fondo (“Memorial de las Demandantes”) acompañado por los anexos documentales C-001 a C-175; las autoridades legales CL-001 a CL-101; dos (2) declaraciones testimoniales, del Sr. Hans Meissner y el Sr. Jaime Hector, respectivamente; y dos (2) informes periciales de The Brattle Group, con los anexos BRR-001 a BRR-055 y BQR-001 a BQR-071.
14. El día 22 de diciembre de 2014, el Demandado presentó una solicitud para abordar las excepciones a la jurisdicción como una cuestión preliminar (“Solicitud de Bifurcación del Demandado”) acompañada por los anexos documentales R-002 a R-007; y las autoridades legales RL-001 a RL-008.
15. El día 14 de enero de 2015, el Demandado presentó una versión modificada de su Solicitud de Bifurcación acompañada por los anexos documentales R-002 a R-007; y las autoridades legales RL-001 a RL-009.
16. El día 16 de enero de 2015, las Demandantes se opusieron a la admisibilidad del escrito del Demandado de fecha 14 de enero de 2015. En subsidio, las Demandantes solicitaron una prórroga para presentar sus observaciones sobre la bifurcación.
17. El día 16 de enero de 2015, el Tribunal aceptó el escrito del Demandado de fecha 14 de enero de 2015, y les concedió a las Demandantes una prórroga para presentar sus observaciones sobre la bifurcación.
18. El día 23 de enero de 2015, las Demandantes presentaron sus Observaciones a la Solicitud de Bifurcación del Demandado (“Observaciones sobre Bifurcación de las Demandantes”)

acompañadas por los anexos documentales C-176 a C-180 y las autoridades legales CL-102 a CL-136.

19. Haciendo referencia a las Observaciones sobre Bifurcación de las Demandantes, el día 3 de febrero de 2015, el Tribunal invitó al Demandado a que le proporcionara al Tribunal una copia de la decisión sobre jurisdicción del caso titulado *PV Investors c. Reino de España* que no era pública, mencionando la afirmación de las Demandantes de que los demandantes en ese procedimiento habían prestado su consentimiento a la publicación. El Demandado rechazó la invitación el día 6 de febrero de 2015, *inter alia* por razones de confidencialidad.
20. El día 9 de febrero de 2015, el Tribunal desestimó la Solicitud de Bifurcación del Demandado. Los motivos para la decisión del Tribunal fueron comunicados a las Partes el día 6 de abril de 2015. Entre esos motivos, el Tribunal mencionó una consideración particular relativa a la eficiencia en el contexto del sistema del CIADI. El Tribunal manifestó:

[...] Este caso es uno más entre otros casos similares que involucran medidas de la Parte Demandada relativas al sector de la energía solar. (En el sitio web del CIADI se enumeran otros casos aparentemente similares). La quinta objeción de la Parte Demandada [la Excepción Intra-UE], si fuese válida, podría también aplicar en cualquiera de dichos casos. Sin embargo, la Parte Demandada sostiene que la decisión sobre la bifurcación debe adoptarse ‘tomando en cuenta las circunstancias que concurren en cada caso en particular’. [...]

Esta postura tiene una consecuencia real sobre la economía procesal en el sistema del CIADI, una consideración que el Tribunal cree debe tomarse en cuenta al evaluar la cuestión de la bifurcación. Al parecer, la Parte Demandada considera que cada tribunal arbitral que está analizando un caso del sector de la energía solar bajo el TCE debe decidir en forma independiente (presumiblemente en una audiencia sobre jurisdicción separada y bifurcada) si ese tribunal tiene jurisdicción para resolver reclamaciones de un inversionista de la UE contra un Estado miembro de la UE. Esta postura parece estar en conflicto con la noción de que el análisis de esa cuestión en las etapas iniciales de este caso contribuiría a la economía procesal. Existirían fundamentos sólidos para proceder a la bifurcación si la Parte Demandada aceptase que, al menos sobre esta cuestión, una

decisión preliminar temprana, dentro del sistema del CIADI, adoptada luego de un debate exhaustivo y con la participación de la Comisión Europea, podría servir como un caso piloto, cuyo resultado podría hacerse conocido en los otros casos pendientes ante el CIADI.

Sin embargo, la Parte Demandada argumenta (como tiene derecho a hacerlo) que la cuestión debe ser juzgada en forma separada e independiente, atendiendo a las circunstancias de cada caso en particular. Por lo tanto, una decisión jurisdiccional temprana de este Tribunal, según la Parte Demandada, no tendría efecto alguno (salvo como ‘doctrina arbitral’) más allá del alcance del presente caso. Debido a la insistencia de la Parte Demandada de que el Tribunal debe decidir la cuestión a la luz de las circunstancias particulares de este caso (y no como una cuestión de derecho separada de relevancia general), la cuestión debe tratarse junto con el fondo del asunto, donde podrá evaluarse a la luz de todos los hechos y las cuestiones particulares de este caso¹.

21. El día 13 de abril de 2015, el Demandado presentó su Memorial de Contestación sobre el Fondo y Memorial sobre Jurisdicción (“Memorial de Contestación del Demandado”), acompañado por los anexos documentales R-008 a R-154; las autoridades legales RL-010 a RL-059; dos (2) declaraciones testimoniales, del Sr. Santiago Caravantes y el Sr. Carlos Montoya, respectivamente; y dos (2) informes periciales de BDO, con los anexos BFR-001 a BFR-021 y BIR-001 a BIR-068.
22. El día 20 de abril de 2015, tras una solicitud conjunta de las Partes, el Tribunal modificó el Calendario Procesal.
23. El día 25 de mayo de 2015, el Demandado presentó una solicitud relativa a un desacuerdo sobre el idioma para los intercambios entre las Partes durante la fase de exhibición de documentos. El día 26 de mayo de 2015, las Demandantes presentaron sus observaciones sobre esta solicitud.
24. El día 26 de mayo de 2015, el Tribunal dictó la Resolución Procesal No. 2 relativa al idioma para los intercambios durante la fase de exhibición de documentos.

¹ Razonamiento de la Decisión sobre la Solicitud de Bifurcación de la Parte Demandada, 6 de abril de 2015, ¶¶ 22-24 (citas internas omitidas).

25. El día 8 de junio de 2015, luego de intercambios entre las Partes, y de conformidad con la Resolución Procesal No. 1, las Partes presentaron en forma conjunta sus Pedidos de Exhibición de Documentos (Formatos Redfern) para la decisión del Tribunal. El pedido de las Demandantes fue acompañado del anexo documental C-181.
26. El día 15 de junio de 2015, el Demandado presentó una solicitud buscando obtener (i) autorización para incorporar al expediente traducciones adicionales de documentos presentados con el Memorial de Contestación del Demandado; y (ii) una orden del Tribunal solicitando a las Demandantes que proporcionasen traducciones más completas de determinados documentos presentados con el Memorial de las Demandantes. El día 19 de junio de 2015, las Demandantes presentaron observaciones sobre esta solicitud.
27. El día 23 de junio de 2015, observando que las Partes parecían haber llegado a un acuerdo sobre la cuestión, el Tribunal autorizó a las Partes a que presentaran las traducciones adicionales.
28. El día 29 de junio de 2015, el Tribunal dictó la Resolución Procesal No. 3, sobre exhibición de documentos.
29. El día 14 de julio de 2015, el Demandado presentó una solicitud al Tribunal pidiéndole que excluyera de la exhibición determinados documentos que fueron ordenados por el Tribunal en la Resolución Procesal No. 3. El día 22 de julio de 2015, las Demandantes presentaron observaciones sobre esta solicitud.
30. El día 23 de julio de 2015, las Demandantes presentaron una solicitud al Tribunal pidiéndole que le ordenara al Demandado que proporcionara los anexos de dos anexos documentales (R-029 y R-031) del Memorial de Contestación del Demandado. El día 4 de agosto de 2015, el Demandado presentó observaciones sobre esta solicitud.
31. El día 10 de agosto de 2015, el Tribunal dictó la Resolución Procesal No. 4 rechazando tanto la solicitud del Demandado de fecha 14 de julio de 2015 como la solicitud de las Demandantes de fecha 23 de julio de 2015.

32. El día 2 de septiembre de 2015, las Demandantes presentaron una solicitud alegando que el Demandado no había cumplido con la resolución del Tribunal sobre exhibición de documentos con respecto a la Solicitud de Documentos No. 16 de las Demandantes. Las Demandantes le solicitaron al Tribunal que le ordenara al Demandado que cumpliera con las órdenes anteriores del Tribunal. El día 7 de septiembre de 2015, el Demandado presentó observaciones sobre esta solicitud.
33. Los días 8 y 9 de septiembre de 2015, las Partes presentaron una solicitud consensuada de modificación del Calendario Procesal.
34. El día 9 de septiembre de 2015, el Tribunal dictó la Resolución Procesal No. 5 (i) aprobando la modificación consensuada del Calendario Procesal; y (ii) pronunciándose sobre la solicitud de las Demandantes de fecha 2 de septiembre de 2015. Haciendo referencia a la Solicitud de Documentos No. 16 de las Demandantes, el Tribunal resolvió, *inter alia*, que “[s]i la Parte Demandada produc[ía] los documentos de respuesta [...] no a tiempo para que [fuesen] tomados en cuenta por la Parte Demandante en su Réplica sobre el Fondo y Memorial de Contestación sobre Jurisdicción, el Tribunal considerar[ía] una solicitud de la Parte Demandante de autorización para presentar un breve escrito adicional que trate sobre esos documentos.”
35. El día 18 de septiembre de 2015, las Demandantes presentaron su Réplica sobre el Fondo y Memorial de Contestación sobre Jurisdicción (“Réplica de las Demandantes”) acompañada por los anexos documentales C-182 a C-281; las autoridades legales CL-137 a CL-236; tres (3) declaraciones testimoniales, del Sr. Hans Meissner, el Sr. Jaime Hector, y el Sr. Mauricio Bolaña, respectivamente; un informe pericial del Dr. Thomas R. Mancini, con los anexos documentales TRM-1 a TRM-48, y dos (2) informes periciales de The Brattle Group, con los anexos documentales BRR-056 a BRR-114, y BQR-072 a BQR-97.
36. También el día 18 de septiembre de 2015, el Demandado presentó una comunicación que retiraba formalmente del expediente la declaración testimonial del Sr. Santiago Caravantes, presentada previamente con el Memorial de Contestación del Demandado. El día 12 de octubre de 2015, las Demandantes se opusieron a dicho retiro.

37. El día 29 de septiembre de 2015, el Demandado presentó una solicitud alegando que las Demandantes (i) no habían exhibido documentos que habían consentido presentar de manera voluntaria; y (ii) no habían cumplido, o habían cumplido parcialmente, algunas de las órdenes en materia de exhibición de documentos en la Resolución Procesal No. 3. El día 14 de octubre de 2015, las Demandantes presentaron observaciones sobre esta solicitud.
38. El día 5 de octubre de 2015, tras una solicitud conjunta de las Partes, el Tribunal modificó el Calendario Procesal.
39. El día 14 de octubre de 2015, de conformidad con la Resolución Procesal No. 5, las Demandantes solicitaron (i) autorización para incorporar al expediente determinados documentos exhibidos por el Demandado con posterioridad a la presentación de la Réplica de las Demandantes, en relación con la Solicitud de Documentos No. 16; y (ii) una orden del Tribunal que le ordenara al Demandado que confirmara si tenía en su poder, custodia o control documentos adicionales en respuesta a esta solicitud.
40. El día 26 de octubre de 2015, el Tribunal dictó la Resolución Procesal No. 6 en la que (i) autorizó el retiro efectuado por el Demandado el 18 de septiembre de 2015 de la declaración testimonial del Sr. Caravantes; (ii) rechazó la solicitud del Demandado de fecha 29 de septiembre de 2015; y (iii) autorizó la solicitud de las Demandantes de fecha 14 de octubre de 2015 para incorporar documentos adicionales al expediente, pero se negó a dictar la orden adicional solicitada por las Demandantes.
41. De conformidad con la Resolución Procesal No. 6, el día 30 de octubre de 2015, las Demandantes agregaron al expediente los anexos documentales C-282 a C-288.
42. El día 27 de noviembre de 2015, el Demandado presentó su Dúplica sobre el Fondo y Réplica sobre Jurisdicción (“Dúplica del Demandado”) acompañada por los anexos documentales R-155 a R-234; las autoridades legales RL-060 a RL-081; dos (2) declaraciones testimoniales, del Sr. Carlos Montoya y el Sr. Alfonso Olivas, respectivamente; un informe pericial del Dr. Jorge Servert; y dos (2) informes periciales de BDO, con los anexos documentales BFR-022 a BFR-062, y BIR-069 a BIR-107.

43. El día 23 de diciembre de 2015, las Demandantes presentaron su Dúplica sobre Jurisdicción (“Dúplica de las Demandantes”) acompañada por los anexos documentales C-289 a C-290; y las autoridades legales CL-237 a CL-240².
44. El día 23 de diciembre de 2015, las Demandantes presentaron una solicitud pidiéndole al Tribunal (i) que declarara inadmisibles una defensa que, según las Demandantes, fue planteada por primera vez en la Dúplica del Demandado; o (ii) en subsidio, que autorizara a las Demandantes a presentar un escrito en respuesta a esta nueva defensa, con pruebas adicionales. La solicitud de las Demandantes venía acompañada de tres anexos documentales.
45. El día 28 de diciembre de 2015, el Tribunal solicitó las observaciones del Demandado sobre la solicitud de las Demandantes de fecha 23 de diciembre de 2015, observando que, en el ínterin, no se considerarían los anexos documentales presentados con la solicitud.
46. El día 30 de diciembre de 2015, el Demandado se opuso a la solicitud de las Demandantes de fecha 23 de diciembre de 2015 y alegó que la presentación de los anexos documentales adjuntos a ella violaba la Resolución Procesal No. 1.
47. El día 11 de enero de 2016, el Tribunal dictó la Resolución Procesal No. 9 en la que (i) autorizó a las Demandantes a presentar un escrito adicional sobre la nueva defensa (que no excediera las 25 páginas), conjuntamente con “una cantidad razonable de evidencia de soporte en respuesta”; y (ii) se negó a admitir los tres anexos documentales adjuntos a la solicitud de las Demandantes de fecha 23 de diciembre de 2015, por falta de cumplimiento de las reglas procesales sobre presentación de documentos con posterioridad a las últimas presentaciones escritas. Sin embargo, se autorizó a las Demandantes a presentar nuevamente estos documentos, si correspondiere, como pruebas de réplica en sustento del escrito de las Demandantes sobre la nueva defensa³.

² Inicialmente, los materiales adjuntos fueron rotulados de manera errónea C-282 a C-283 y CL-236 a CL-239, repitiendo nomenclatura asignada previamente a otros documentos. Posteriormente se corrigió la numeración. Véanse correos electrónicos de las Demandantes de fecha 30 de diciembre de 2015 y 7 de enero de 2016.

³ En su carta de fecha 23 de diciembre de 2015, las Demandantes rotularon de manera incorrecta estos tres documentos como anexos documentales C-284 a C-286 repitiendo nomenclatura asignada previamente a otros documentos.

48. El día 12 de enero de 2016, el Demandado presentó una solicitud pidiendo autorización para (i) incorporar al expediente documentos adicionales acordados entre las Partes, a saber: la traducción del informe pericial del Dr. Jorge Servert, los anexos documentales JSR-01 a JSR-017, y una traducción complementaria del anexo documental C-156; e (ii) incorporar un documento adicional al expediente (una sentencia del Tribunal Constitucional de España de fecha 17 de diciembre de 2015) (anexo documental R-236). Las Demandantes dieron su consentimiento a la solicitud (ii) del Demandado durante la conferencia telefónica preparatoria de la Audiencia el día 13 de enero de 2016, sin aceptar las aseveraciones respecto de la relevancia del documento en cuestión. Notando el acuerdo de las Demandantes respecto de ambos puntos, el día 13 de enero de 2016, el Tribunal concedió la solicitud del Demandado. En consecuencia, el día 14 de enero de 2016, el Demandado presentó los anexos documentales JSR-01 a JSR-017, una traducción adicional del anexo documental C-156 y el anexo documental R-236; y el día 18 de enero de 2016, el Demandado presentó la traducción del informe del Dr. Servert.
49. El día 14 de enero de 2016, el Demandado presentó otra solicitud, que ahora pedía autorización para incorporar al expediente seis documentos adicionales. El día 19 de enero de 2016, las Demandantes presentaron observaciones oponiéndose a esta solicitud. Posteriormente, mediante cartas de fecha 29 de enero de 2016 y 2 de febrero de 2016, el Demandado retiró su solicitud con respecto a la mayoría de los documentos, circunscribiendo su petición solo a uno. El día 2 de febrero de 2016, el Tribunal aceptó la solicitud del Demandado para agregar dicho único documento al expediente. En consecuencia, el día 3 de febrero de 2016, el Demandado incorporó el anexo documental R-237 al expediente.
50. El día 22 de enero de 2016, las Demandantes presentaron su Escrito Adicional sobre la Nueva Defensa, acompañado por los anexos documentales C-291 a C-298; las autoridades

Cuando estos documentos fueron presentados nuevamente el día 22 de enero de 2016 como parte del Escrito Adicional de las Demandantes sobre la Nueva Defensa, fueron designados como C-295, C-296 y C-298.

legales CL-241 a CL-242; y un informe pericial del Dr. Thomas Mancini con los anexos documentales TRM-49 a TRM-52.

51. El día 25 de enero de 2016, las Demandantes presentaron una solicitud relativa a un desacuerdo con respecto a la identificación de la(s) persona(s) que prestarían declaración durante la Audiencia para responder preguntas sobre los informes periciales de BDO. El día 27 de enero de 2016, el Demandado presentó observaciones sobre esta solicitud.
52. El día 3 de febrero de 2016, el Tribunal dictó la Resolución Procesal No. 11 sobre la cuestión del testimonio pericial durante la Audiencia.
53. El día 28 de enero de 2016, el Demandado presentó una solicitud pidiendo autorización del Tribunal para incorporar nuevos documentos al expediente, a saber: una autoridad legal adicional (*Charanne B.V. & Construction Investments S.A.R.L. c. Reino de España*, Caso SCC V 062/2012, Laudo y Opinión Disidente, 21 de enero de 2016); y cinco sentencias adicionales del Tribunal Supremo de España de fecha 22 de enero de 2016. El día 3 de febrero de 2016, las Demandantes dieron su consentimiento a la incorporación de estos materiales al expediente, pero registraron su desacuerdo con las caracterizaciones del Demandado respecto de la relevancia de estos documentos, y solicitaron la oportunidad de efectuar presentaciones escritas sobre el laudo y la opinión disidente de *Charanne* con posterioridad a la Audiencia.
54. El día 8 de febrero de 2016, el Demandado presentó una solicitud pidiendo autorización del Tribunal para agregar una serie de documentos al expediente, a saber, documentos citados en la Segunda Declaración Testimonial del Sr. Carlos Montoya (los “Anexos Documentales de Montoya”). Ese mismo día, las Demandantes dieron su consentimiento a la admisión de estos documentos, a condición de que les fueran proporcionados de forma inmediata a las Demandantes, con sus traducciones relevantes.
55. El día 8 de febrero de 2016, el Tribunal (i) aceptó la solicitud del Demandado de fecha 28 de enero de 2016, observando que las Partes eran libres de abordar el laudo y opinión disidente de *Charanne* durante sus presentaciones orales en la Audiencia; y (ii) aceptó la solicitud del Demandado de fecha 8 de febrero de 2016 sujeto a la confirmación de las

Demandantes de que se les habían proporcionado todos los Anexos Documentales de Montoya⁴. El Demandado incorporó los documentos nuevos al expediente los días 11 y 13 de febrero de 2016, denominándolos anexos documentales R-238 a R-256 y RL-084.

56. En su pronunciamiento de fecha 8 de febrero de 2016, el Tribunal les dio asimismo la siguiente instrucción a las Partes:

El Tribunal nota las numerosas solicitudes recientes de las Partes pidiendo pronunciamientos del Tribunal respecto de la admisión tardía de documentos y otras cuestiones procesales. En aras de la justicia y eficiencia, el Tribunal no estará dispuesto a considerar más solicitudes de tales pronunciamientos de ninguna de las Partes con anterioridad a la Audiencia, si no hay una justificación convincente y documentada. [Traducción del Tribunal]

57. El día 9 de febrero de 2016, las Demandantes presentaron una solicitud pidiendo autorización para agregar 29 documentos adicionales al expediente. Esta solicitud fue rechazada por el Tribunal el día 11 de febrero de 2016.
58. El día 11 de febrero de 2016, las Demandantes presentaron una solicitud pidiendo autorización para agregar una serie de traducciones de documentos que ya obraban en el expediente. El día 12 de febrero de 2016, el Demandado accedió a la solicitud de las Demandantes, y presentó su propia solicitud de agregar más traducciones al expediente. A la luz del acuerdo de las Partes, ambas solicitudes fueron aceptadas por el Tribunal el día 12 de febrero de 2016. Las Partes presentaron las traducciones adicionales el día 13 de febrero de 2016.

D. Las Solicitudes de la Parte No Contendiente

59. El día 14 de noviembre de 2014, la Comisión Europea (la “Comisión”) presentó una Petición de Autorización para Intervenir como Parte No Contendiente de fecha 12 de noviembre de 2014 (“la Primera Petición de la CE”).

⁴ La confirmación de las Demandantes fue proporcionada el día 10 de febrero de 2016.

60. El día 17 de noviembre de 2014, el Tribunal invitó a las Partes a que presentaran observaciones.
61. El día 3 de diciembre de 2014, cada una de las Partes presentó sus observaciones sobre la Primera Petición de la CE. Las observaciones del Demandado estuvieron acompañadas por el anexo documental R-001.
62. El día 17 de diciembre de 2014, el Tribunal desestimó la Primera Petición de la CE, sobre la base de que era prematura. El Tribunal observó que la Comisión pretendía invitar al Tribunal a que rechazara su jurisdicción, en un momento en el que el Demandado todavía no había indicado si tenía intención de impugnar la jurisdicción del Tribunal. Sin embargo, el Tribunal observó que la Comisión podría renovar su petición “luego de que [el] Demandad[o] [hubiese] presentado su posición sobre la jurisdicción del Tribunal”; mencionando la fechas en las cuales ello debería ocurrir (es decir, con la Solicitud de Bifurcación del Demandado, que debía presentarse el día 22 de diciembre de 2014, y en el supuesto de que no se pretendiera la bifurcación, con el Memorial de Contestación sobre el Fondo y Memorial sobre Jurisdicción que debía presentarse el día 26 de febrero de 2015). El Tribunal también le recordó a la Comisión que, en el supuesto de que la Comisión decidiera renovar su petición, el Tribunal consideraría los requisitos de la Regla 37(2) de las Reglas de Arbitraje, incluido que cualquier presentación no perturbará el procedimiento, o generará una carga indebida o perjudicará injustamente a cualquiera de las Partes.
63. El día 9 de diciembre de 2015, la Comisión Europea presentó una segunda Petición de Autorización para Intervenir como Parte No Contendiente (“la Segunda Petición de la CE”). Ese mismo día, el Tribunal invitó a las Partes a que presentaran observaciones.
64. El día 16 de diciembre de 2015, cada una de las Partes presentó sus observaciones sobre la Segunda Petición de la CE. Las observaciones del Demandado estuvieron acompañadas por la autoridad legal RL-082.
65. El día 21 de diciembre de 2015, el Tribunal dictó la Resolución Procesal No. 7 pronunciándose sobre la Segunda Petición de la CE. El Tribunal autorizó a la Comisión

Europea a que efectuara una presentación escrita como parte no contendiente a más tardar el día 31 de diciembre de 2015, bajo ciertos parámetros y sujeta a una condición. Observando que “[l]as circunstancias actuales presentan un riesgo significativo de perturbación y perjuicio a la luz, entre otras cosas, de la presentación por la Comisión Europea de su Segunda Petición un poco más de dos meses antes de la audiencia final sobre la jurisdicción y el fondo programada”, el Tribunal decidió que “[c]omo condición para realizar una presentación de parte no contendiente y antes de cualquier consideración de dicha presentación por el Tribunal, la Comisión deberá presentar un compromiso escrito, que sea satisfactorio para el Tribunal, de que pagará los costos adicionales de representación legal razonablemente incurridos por las partes en dar respuesta a dicha presentación”.

66. El día 31 de diciembre de 2015, la Comisión Europea presentó una Solicitud de Modificar la Resolución Procesal No. 7, solicitándole al Tribunal que eliminara la condición relativa al compromiso sobre costos. Esta solicitud observó asimismo que “[d]ado que el plazo para la presentación de las observaciones por escrito de la Comisión coincide con el plazo límite para la presentación del compromiso sobre costos, la Comisión ha entregado hoy día su presentación escrita al Secretariado del CIADI, sin enviar directamente copias a los miembros del Tribunal de Arbitraje, con el fin de evitar un *fait accompli*”. [Traducción del Tribunal]. Las Partes recibieron una copia de esta solicitud el día 5 de enero de 2016.
67. También el día 31 de diciembre de 2015, la Comisión Europea presentó al Secretariado del CIADI (sin copiar a los Miembros del Tribunal), un documento separado denominado “presentación *amicus curiae*”. El Tribunal le dio instrucciones al Secretariado del CIADI de no transmitir esta “presentación *amicus curiae*” a los Miembros del Tribunal ni a las Partes, en espera de instrucciones adicionales del Tribunal. Las Partes y la Comisión fueron informadas de las instrucciones del Tribunal el día 5 de enero de 2016.
68. El día 8 de enero de 2016, el Tribunal dictó la Resolución Procesal No. 8 rechazando la Solicitud de Modificar la Resolución Procesal No. 7, e invitando a la Comisión a presentar el compromiso de costos al que se hiciera referencia en la Resolución Procesal No. 7 a más tardar el día 15 de enero de 2016. El Tribunal agregó que, si la Comisión Europea no lo

hacía, el Tribunal no recibiría la “presentación *amicus curiae*” de la Comisión Europea de fecha 31 de diciembre de 2015. El Tribunal razonó, *inter alia* que:

Teniendo en cuenta la situación del caso y el momento en que se presentó la Segunda Petición de la Comisión, en la Resolución Procesal No. 7 el Tribunal buscó un medio para disminuir la probabilidad de perturbación, carga indebida o perjuicio injusto para cualquiera de las Partes. La reprogramación de la audiencia en febrero no era una opción aceptable. El medio identificado por el Tribunal fue el requisito de que la Comisión soportara las cargas financieras razonables impuestas a las Partes como resultado de la presentación de la Comisión de diciembre. El Tribunal no ve ningún cambio en las circunstancias que llevaron a esta decisión, de hecho, se han vuelto más convincentes puesto que la audiencia se acerca más. En consecuencia, el Tribunal no está de acuerdo con la Solicitud de la Comisión.

[...]

[...] Si bien sería lamentable que el Tribunal no reciba las opiniones de la Comisión, también sería lamentable que esas opiniones sean recibidas en circunstancias que implican un riesgo significativo de perturbación, carga indebida o perjuicio injusto para las Partes en el presente caso.

- 69. El día 15 de enero de 2016, la Comisión Europea presentó una comunicación informándole al Tribunal que no presentaría el compromiso sobre costos solicitado por el Tribunal.
- 70. En consecuencia, conforme a la orden del Tribunal en la Resolución Procesal No. 8, ni el Tribunal ni las Partes recibieron la “presentación *amicus curiae*” de la Comisión Europea de fecha 31 de diciembre de 2015, y tampoco se la incorporó al expediente del presente procedimiento.

E. El Procedimiento Oral

- 71. El día 13 de enero de 2016, el Presidente del Tribunal celebró una reunión preparatoria de la audiencia con las Partes mediante conferencia telefónica.
- 72. El día 20 de enero de 2016, el Tribunal dictó la Resolución Procesal No. 10 que incorporó los acuerdos de las Partes sobre las cuestiones procesales relativas a la organización de la Audiencia y las decisiones del Tribunal respecto de las cuestiones controvertidas.

73. La Audiencia sobre Jurisdicción y Fondo se celebró en París, Francia, del día 15 al día 20 de febrero de 2016 (la “Audiencia”)⁵. Durante el curso de la Audiencia estuvieron presentes las siguientes personas:

Tribunal:

Profesor John R. Crook	Presidente
Dr. Stanimir A. Alexandrov	Árbitro
Profesor Campbell McLachlan QC	Árbitro

Secretariado del CIADI:

Sra. Luisa Fernanda Torres	Secretaria del Tribunal
----------------------------	-------------------------

En representación de las Demandantes:

Sra. Judith Gill QC	Allen & Overy LLP
Sr. Jeffrey Sullivan	Allen & Overy LLP
Sra. Marie Stoyanov	Allen & Overy LLP
Sr. Ignacio Madalena	Allen & Overy LLP
Sra. Naomi Briercliffe	Allen & Overy LLP
Sr. Tomasz Hara	Allen & Overy LLP
Sra. Lucy Judge	Allen & Overy LLP
Sra. Stephanie Hawes	Allen & Overy LLP
Sra. Kristin Bong	Allen & Overy LLP
Sr. Jaime Hector*	EISER Infrastructure Partners LLP
Sr. Hans Meissner*	EISER Infrastructure Partners LLP
Sr. Lorenzo Cannizzo	EISER Infrastructure Partners LLP
Sr. Mauricio Bolaña*	Antin Infrastructure Partners S.A.S
Sr. Carlos Lapuerta	The Brattle Group
Sr. Jose Antonio Garcia	The Brattle Group
Sr. Richard Caldwell	The Brattle Group
Sr. Jack Stirzaker	The Brattle Group
Dr. Thomas R. Mancini	TRMancini Solar Consulting, LLC

En representación del Demandado:

Sr. Diego Santacruz	Abogacía del Estado, Ministerio de Justicia
Sr. Javier Torres	Abogacía del Estado, Ministerio de Justicia
Sra. Mónica Moraleda	Abogacía del Estado, Ministerio de Justicia
Sra. Elena Oñoro	Abogacía del Estado, Ministerio de Justicia
Sr. Antolín Fernández	Abogacía del Estado, Ministerio de Justicia
Sra. Esther de Benito Navarro	Abogacía del Estado, Ministerio de Justicia
Sra. Amaia Rivas	Abogacía del Estado, Ministerio de Justicia
Sr. Carlos Montoya*	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
Sr. Alfonso Olivas*	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

⁵ El lugar de la Audiencia se estableció el día 19 de mayo de 2015, luego de haber consultado a las Partes y con el consentimiento de éstas.

Sr. Javier Espel	BDO
Sr. David Mitchell	BDO
Sr. Eduardo Pérez	BDO
Sr. Gervase MacGregor	BDO
Sr. Gerdy Roose	BDO
Sr. Manuel Alejandro Vargas	BDO
Sra. Cristina Centellas	BDO
Dr. Jorge Servert	

Estenógrafos:

Sr. Leandro Lezzi	DR-ESTENO
Sr. Dionisio Rinaldi	DR-ESTENO
Sra. Rachel Bradbury	Opus 2
Sra. Rebecca Ridgway	Opus 2

Intérpretes:

Sr. Jesús Getan Bornn
 Sr. Mark Viscovi
 Sra. Amalia Thaler de Klem

*no estuvieron presentes con
 anterioridad a su declaración
 testimonial

74. Las siguientes personas fueron sometidas a interrogatorio durante la Audiencia:

Por las Demandantes:

Testigos de Hecho

Sr. Jaime Hector
 Sr. Hans Meissner
 Sr. Mauricio Bolaña

Peritos

Dr. Thomas R. Mancini
 Sr. Carlos Lapuerta
 Sr. Richard Caldwell

Por el Demandado:

Testigos de Hecho

Sr. Carlos Montoya
 Sr. Alfonso Olivas

Peritos

Dr. Jorge Servert

Sr. Javier Espel
Sr. David Mitchell
Sr. Eduardo Pérez

75. El primer día de la Audiencia, 15 de febrero de 2016, las Demandantes volvieron a presentar una solicitud para agregar documentos nuevos al expediente, rechazada anteriormente por el Tribunal el día 11 de febrero de 2016, pero ahora circunscribiendo la solicitud a nueve documentos. Ambas Partes fueron oídas ampliamente sobre esta cuestión durante el primer y el segundo día de la Audiencia⁶. Tras haber solicitado y haber recibido de las Demandantes una indicación de las porciones de los documentos que pretendían utilizar y su objeto específico, el tercer día de la Audiencia (17 de febrero de 2016), el Tribunal autorizó a las Demandantes a presentar los nueve documentos adicionales⁷. En consecuencia, el día 17 de febrero de 2016, las Demandantes presentaron los anexos documentales BQR-98 a BQR-104, y BRR-115 a BRR-116.
76. Durante la Audiencia, cada una de las Partes también presentó diversos anexos demostrativos, de la siguiente manera:
- Demandantes: C-299 a C-304, BQR-105, BRR-117 y TRM-53.
 - Demandado: R-257 a R-261; y presentaciones en formato Power Point de BDO y del Dr. Servert (sin numeración).
77. Tras la solicitud del Tribunal durante la Audiencia, el día 2 de marzo de 2016, las Demandantes presentaron traducciones complementarias de los anexos documentales BRR-36, BRR-37, BQR-88 y BQR-89.
78. El día 1 de abril de 2016, la Partes presentaron las correcciones consensuadas a las transcripciones de la Audiencia.

⁶ Véase, por ejemplo, Tr. (versión corregida) Día 1 (ESP), 16:1-21:7 (Sra. Gill), 120:17-126:7 (Sr. Torres), 127:4-137:21 (Sra. Gill, Sr. Torres); Tr. (versión corregida) Día 2 (ESP), 329:19-335:2 (Presidente, Sra. Gill, Sr. Torres), 514:20-516:11 (Sr. Torres, Sra. Stoyanov, Presidente), 518:20-528:5 (Sr. Santacruz, Sra. Stoyanov, Presidente, Sr. Alexandrov); 644:18-646:5 (Sra. Stoyanov, Presidente, Sr. Alexandrov). Todas las citas de la Transcripción de la Audiencia en el presente Laudo hacen referencia a las Transcripciones de la Audiencia Corregidas que fueron presentadas conjuntamente por las Partes el día 1 de abril de 2016.

⁷ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 656:12-657:10 (Presidente).

F. El Procedimiento Posterior a la Audiencia

79. Durante el último día de la Audiencia, se acordó que no habría escritos posteriores a la Audiencia⁸.
80. El día 5 de abril de 2016, las Partes presentaron sus declaraciones sobre costos.
81. El día 26 de mayo de 2016, el Demandado presentó una solicitud pidiendo autorización del Tribunal para agregar siete documentos adicionales al expediente. El día 3 de junio de 2016, las Demandantes objetaron esta solicitud. El Tribunal rechazó la solicitud del Demandado el día 9 de junio de 2016.
82. El día 29 de junio de 2016, las Demandantes presentaron una solicitud pidiendo autorización para agregar una autoridad legal adicional al expediente (*RREEF Infrastructure (G.P.) Limited y RREEF Pan-European Infrastructure Two Lux S.à r.l. c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/13/30, Decisión sobre Jurisdicción, 6 de junio de 2016 (la “Decisión de RREEF”)). El día 8 de julio de 2016, el Demandado objetó la solicitud.
83. El día 26 de agosto de 2016, el Tribunal se pronunció sobre la petición de las Demandantes de fecha 29 de junio de 2016. Haciendo notar que una versión con supresiones de la Decisión de RREEF estaba disponible en el dominio público, el Tribunal observó que consideraba que él podría remitirse a dicha versión pública. El Tribunal agregó que “[e]n caso de que cualquiera de las Partes deseara presentarle al Tribunal sus observaciones o comentarios sobre la Decisión, las Partes podrán presentar una petición por escrito” al Tribunal a tal fin. [Traducción del Tribunal].
84. El día 30 de agosto de 2016, el Demandado presentó comentarios sobre la Decisión de RREEF. Ese mismo día, las Demandantes alegaron que el escrito del Demandado no estaba autorizado, y solicitaron una oportunidad para responder. El día 31 de agosto de 2016, el Demandado se opuso a la petición de las Demandantes.

⁸ Véase, por ejemplo, Tr. (versión corregida) Día 6 (ESP), 1667:5-1668:16 (Presidente, Sra. Gill, Sr. Torres), 1673:8-10 (Presidente).

85. El día 7 de septiembre de 2016, el Tribunal autorizó a las Demandantes a “presentar cualquier opinión o comentarios sobre la sustancia de la Decisión de RREEF [...]”. [Traducción del Tribunal]. El Tribunal lo hizo, observando que el día 26 de agosto de 2016 les había ordenado a las Partes que primero debían obtener autorización del Tribunal si deseaban presentar comentarios sobre la Decisión de RREEF, lo que el Demandado no había hecho.
86. El día 14 de septiembre de 2016, las Demandantes presentaron comentarios sobre la Decisión de RREEF respondiendo a cuestiones planteadas en el escrito del Demandado de fecha 30 de agosto de 2016.
87. El día 16 de septiembre de 2016, las Partes presentaron sus declaraciones sobre costos corregidas.
88. El día 18 de noviembre de 2016, el Demandado presentó una solicitud pidiendo autorización para agregar una autoridad legal adicional que no era pública al expediente (*Isolux Netherlands, BV c. Reino de España*, Caso SCC V2013/153, Laudo y Opinión Disidente, 17 de julio de 2016 (el “Laudo de *Isolux*”)). Las Demandantes presentaron observaciones el día 22 de noviembre de 2016, el Demandado contestó el día 23 de noviembre de 2016, y las Demandantes contestaron nuevamente el día 25 de noviembre de 2016. Las Demandantes alegaron, *inter alia*, que la solicitud del Demandado debía rechazarse a menos que y hasta que el Demandado presentara pruebas del consentimiento de la demandante en el arbitraje de *Isolux*.
89. El día 8 de diciembre de 2016, el Tribunal decidió que no permitiría la incorporación del Laudo de *Isolux* al expediente salvo que el Demandado demostrara que la presentación no violaría instrucciones de confidencialidad del tribunal de *Isolux*.
90. El día 15 de diciembre de 2016, el Demandado le envió al Tribunal una comunicación *ex-parte* con documentos de soporte, en respuesta al pronunciamiento del Tribunal de fecha 8 de diciembre de 2016. El Demandado solicitó que su comunicación no fuese transmitida a las Demandantes por razones de confidencialidad de la información a la que se hacía referencia en dicha comunicación. El día 22 de diciembre de 2016, el Tribunal les escribió

a las Partes en relación con la comunicación *ex-parte* del Demandado de fecha 15 de diciembre de 2016, observando que era inapropiada y que no sería considerada por el Tribunal a menos que se presentara en forma adecuada con copia a las Demandantes.

91. El día 23 de diciembre de 2016, el Demandado presentó un escrito (esta vez, copiando a las Demandantes) presentando observaciones en respuesta al pronunciamiento del Tribunal de fecha 8 de diciembre de 2016. El día 6 de enero de 2017, las Demandantes respondieron.
92. El día 23 de febrero de 2017, el Tribunal rechazó la solicitud del Demandado de agregar el Laudo de *Isolux* al expediente, observando que el Demandado no había cumplido con la condición establecida en el pronunciamiento del Tribunal de fecha 8 de diciembre de 2016.
93. El día 13 de abril de 2017, el Tribunal declaró cerrado el procedimiento.

III. ANTECEDENTES DE HECHO

A. Consideraciones Generales

94. España se ha convertido en líder mundial en la promoción de la utilización de energía solar, incluyendo instalaciones que concentran el calor del sol para crear vapor para accionar turbinas. “[H]ay que decir que España en este momento tiene el 59 por ciento de la potencia instalada de la generación de CSP [Energía Solar Concentrada] en el mundo, con sus 50 plantas y sus 2304 megavatios”⁹.
95. Este caso surge de una inversión fallida en el sector de Energía Solar Concentrada (“CSP”, por sus siglas en inglés) en España. Las plantas CSP pueden construirse sobre diferentes principios de diseño. Aquellas en cuestión en el presente caso envolvían grandes formaciones fijas de colectores horizontales reflectores en forma de canal. Estos paneles concentran los rayos solares en tubos horizontales que circulan en su interior y llevan un aceite absorbente térmico. Este aceite se calienta a altas temperaturas al pasar a través de los colectores. Posteriormente es transportado en un ciclo continuo a un intercambiador térmico. Allí, la energía térmica almacenada en el aceite es utilizada para generar vapor

⁹ Tr. (versión corregida) Día 5 (ESP), 1285:12-15 (Sr. Espel).

que hace girar turbinas de vapor que hacen girar a los generadores. En líneas generales, el proceso es comparable con aquel utilizado en una planta convencional de generación eléctrica alimentada con carbón o gas, salvo que el calor utilizado para crear vapor proviene de energía solar concentrada, no de quemar gas o carbón.

96. La CSP ofrece beneficios ambientales significativos. Emplea un recurso renovable, la energía solar, en lugar de recursos agotables como el carbón o el gas. Y, las plantas solares convencionales generan poca o ninguna contaminación a la atmósfera. Sin embargo, las plantas CSP son instalaciones grandes y costosas de construir, que demandan grandes inversiones de capital inicial.
97. Debido a sus elevados costos de capital, la CSP no había sido económicamente competitiva con las formas tradicionales de generación de energía que utilizan combustibles fósiles. En consecuencia, España, como muchos otros países, determinó que en aras de promover el desarrollo de CSP, se requería un régimen de subsidios por parte del Estado. La evolución de las políticas de España en este sentido se encuentra en el centro del presente caso.
98. La inversión en plantas CSP se “concentra en la fase inicial”, incurriéndose en las mayores erogaciones en la planeación, el diseño y posteriormente, la construcción de las plantas con anterioridad a su entrada en servicio. Las grandes inversiones iniciales en estas plantas deben finalmente recuperarse de los ingresos de la energía eléctrica vendida durante la vida útil de una planta solar, más cualquier subsidio recibido. La evidencia demostró que, debido a las grandes erogaciones de capital iniciales, y el período sustancial necesario para recuperar la inversión después de que las plantas CSP comienzan a producir, a menudo las plantas se financian utilizando una elevada proporción de préstamos sin recurso de terceras entidades crediticias. Este financiamiento se encuentra disponible debido a los flujos de caja estables a largo plazo previstos de la producción y venta de electricidad¹⁰.

¹⁰ Véase, *infra* ¶¶ 411-412.

B. El Tratado sobre la Carta de la Energía

99. El Tratado sobre la Carta de la Energía (“TCE”) es un tratado multilateral adoptado en el año 1994 que tiene más de cincuenta partes, incluyendo la Unión Europea, Luxemburgo, España y el Reino Unido. Tal como se describiera en la Guía del Secretariado de la Carta de la Energía:

Según el Artículo 2 del TCE, el objetivo del Tratado consiste en establecer un marco legal para fomentar la cooperación a largo plazo en el campo de la energía, basado en la consecución de complementariedades y beneficios mutuos, con arreglo a los objetivos y principios expresados en la Carta de la Energía. Constituye un hito en la cooperación energética internacional. Al crear un fundamento jurídico estable, integral y no discriminatorio para las relaciones energéticas transfronterizas, el TCE reduce los riesgos políticos asociados con las actividades económicas en economías en transición. Crea una alianza económica entre países con diferentes antecedentes culturales, económicos y jurídicos, pero todos unidos en su compromiso de lograr los siguientes objetivos comunes:

- Proporcionar mercados energéticos abiertos; y asegurar y diversificar el suministro de energía;
- Estimular la inversión y comercio transfronterizos en el sector energético;
- Asistir a los países en transición económica en el desarrollo de sus estrategias energéticas y de un marco institucional y jurídico apropiado para la energía, y en la mejora y modernización de sus industrias energéticas¹¹.

100. El énfasis del TCE en desarrollar la cooperación energética segura a largo plazo va acompañado de disposiciones que abordan los aspectos ambientales del desarrollo energético. Así, el Artículo 19(1) del TCE requiere:

Con vistas a un desarrollo sostenible y teniendo en cuenta las obligaciones derivadas de los acuerdos internacionales sobre medio ambiente de los que son Parte, las Partes Contratantes harán cuanto esté en su mano para minimizar, de forma eficaz desde el punto de vista económico, los efectos perniciosos sobre el medio ambiente

¹¹ **R-007**, Secretariado de la Carta de la Energía, *The Energy Charter Treaty: A Readers Guide*, en 9 [Traducción del Tribunal].

que se den tanto dentro como fuera de su territorio, como consecuencia de cualesquiera actividades relacionadas con el ciclo de la energía en su territorio, teniendo debidamente en cuenta la seguridad. Las Partes Contratantes procurarán que su actuación sea rentable. En la formulación de sus políticas y en sus actuaciones concretas, las Partes Contratantes pondrán todo su empeño en adoptar medidas precautorias para evitar o reducir al mínimo el deterioro del medio ambiente. Las Partes Contratantes acuerdan, asimismo, que el que contamine en los territorios de las Partes Contratantes debe pagar, en principio, el coste de la contaminación, incluida la contaminación transfronteriza, teniendo en cuenta el interés público y sin distorsionar la inversión en el ciclo de la energía ni el comercio internacional [...] ¹².

C. Las Políticas de España que Favorecían la Energía Renovable y el Real Decreto 661/2007

101. Partiendo de acuerdos multilaterales incluyendo la Convención Marco sobre el Cambio Climático de 1992¹³, el Tratado sobre la Carta de la Energía, y el Protocolo de Kioto de 1997¹⁴, en el año 2001, la Unión Europea adoptó una política de reducción de gases de efecto invernadero mediante el desarrollo de energías renovables¹⁵. La Directiva de la Unión Europea 2001/77CE estableció metas vinculantes para el desarrollo de energías renovables por parte de los países miembro dentro de la Unión¹⁶. Esta directiva reconoció asimismo que se necesitarían subsidios para lograr estas metas. El Sr. Espel, un perito de los asesores económicos del Demandado, BDO, resaltó la función de las energías renovables en la respuesta de España a los requisitos de la Unión Europea (“UE”) en su testimonio: “[n]o cabe duda que las energías razonables, perdón, renovables han alcanzado

¹² **RL-001**, Tratado sobre la Carta de la Energía, Art. 19(1).

¹³ **C-014**, Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, 1771 U.N.T.S. 107, Documento Acuerdo del Senado No. 102-38, Documento de las Naciones Unidas A/AC.237/18 (Parte II)/Add.1, 31 International Legal Materials 849 (1992), 9 de mayo de 1992 (que entró en vigor el día 9 de mayo de 1992) [en adelante, “CMNUCC”].

¹⁴ **C-015**, Protocolo de Kioto a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, Documento de las Naciones Unidas FCCC/CP/1997/7/Add.1, 10 de diciembre 1997, 37 International Legal Materials 22 (1998), 11 de diciembre de 1997 (que entró en vigor el día 16 de febrero de 2005) [en adelante, “Protocolo de Kioto”].

¹⁵ **C-032**, Comunicación de la Comisión – Energía para el Futuro: Fuentes Renovables de Energía, Documento Técnico para una Estrategia y Plan de Acción de la Comunidad, COM (97) 599 Final.

¹⁶ **C-016**, Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 27 de septiembre de 2001 relativa a la Promoción de la Electricidad Generada a Partir de Fuentes de Energía Renovables en el Mercado Interno de la Electricidad, Diario Oficial de las Comunidades Europeas Serie L 283, 27 de octubre de 2001, en 33-40 (que entró en vigor el día 27 de octubre de 2001) [en adelante, “Directiva sobre Energías Renovables de 2001”].

un rol relevante en el sector eléctrico español con el fin de alcanzar el objetivo de consumo bruto establecido en el 20 por ciento para el año 2020 [...]”¹⁷.

102. De conformidad con la directiva de la UE y en busca de sus propios intereses nacionales, el Demandado adoptó medidas amplias destinadas a promover CSP y otras fuentes de energía renovables. Estas se construyeron a partir de la adopción por parte del Parlamento del Demandado de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico¹⁸, que estableció el marco legal para la regulación del sector eléctrico durante gran parte del período en cuestión. La Ley del Sector Eléctrico de 1997 les garantiza a los inversores en el sector energético una rentabilidad razonable, pero deja el significado de esta garantía para que sea desarrollado por otros instrumentos legales¹⁹.

103. El Artículo 15 de la Ley del Sector Eléctrico dispone lo siguiente:

1. Las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica serán retribuidas económicamente en la forma dispuesta en la presente Ley con cargo a los peajes y los precios satisfechos.

2. Para la determinación de los peajes y precios que deberán satisfacer los consumidores se establecerá reglamentariamente la retribución de las actividades con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica de dichas actividades y la calidad del suministro eléctrico²⁰.

¹⁷ Tr. (versión corregida) Día 5 (ESP), 1276:1.6 (Sr. Espel).

¹⁸ **C-034/R-185** (ESP), Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, 27 de noviembre de 1997 (publicada el día 28 de noviembre de 1997) [en adelante, “Ley 54/1997” o “Ley del Sector Eléctrico de 1997”]; **C-043** (ESP), Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, 27 de noviembre de 1997 (versión al día 1 de enero de 2008).

¹⁹ **C-043** (ESP), Ley 54/1997, Art. 30(4) (“Para la determinación de las primas se tendrá en cuenta el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución efectiva a la mejora del medio ambiente, al ahorro de energía primaria, y a la eficiencia energética, la producción de calor útil económicamente justificable y los costes de inversión en que se haya incurrido, al efecto de conseguir unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales.”) Véase, *asimismo*, **C-034/R-185** (ESP), Ley 54/1997, Art. 30(4) (que se refiere a “tasas de rentabilidad razonables”, y fue traducido en C-034 como “*reasonable remunerative tariffs*”). El Demandado cuestiona la traducción al idioma inglés de esta disposición en **C-034**. Véase, Dúp. Ddo., ¶¶ 420-421.

²⁰ **C-043** (ESP), Ley 54/1997, Art. 15 (al día 1 de enero de 2008). Véase, *asimismo*, **C-034/R-185** (ESP), Ley 54/1997, Art. 15 (al día 28 de noviembre de 1997) (“1. Las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica serán retribuidas económicamente en la forma dispuesta en la presente Ley con cargo a las tarifas, los peajes y los precios satisfechos. 2. Para la determinación de las tarifas o peajes y precios que deberán satisfacer los consumidores se establecerá reglamentariamente la retribución de las actividades con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica de dichas actividades y la calidad del suministro eléctrico.”)

104. La Ley del Sector Eléctrico hace una distinción entre un “Régimen Ordinario” de producción de energía y un “Régimen Especial” que favorece la generación a partir de fuentes de energía renovables, *inter alia*, mediante la autorización del pago de tarifas por encima de los precios de mercado. Incluye un capítulo en el Título IV, “dedicado al régimen especial de producción de energía eléctrica conformado por el conjunto de reglas específicas que se aplicaban a la electricidad generada mediante fuentes de energías renovables [...]”²¹. En virtud del Artículo 27:

1. La actividad de producción de energía eléctrica tendrá la consideración de producción en régimen especial en los siguientes casos, cuando se realice desde instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW:

[...]

(b) Cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.

[...]

2. La producción en régimen especial se regirá por sus disposiciones específicas y, en lo no previsto en ellas, por las generales sobre producción eléctrica en lo que le resulten de aplicación. [...]”²²

105. En el mes de agosto de 2005, el gobierno español aprobó su Plan de Energías Renovables 2005-2010, que establecía la política del Gobierno para lograr las metas en materia de energías renovables establecidas por la Unión Europea²³. El plan observaba que “[l]as

²¹ **C-031**, Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, 6 de junio de 2014 (publicado el día 10 de junio de 2014) [en adelante, “RD 413/2014”], Prefacio.

²² **C-043** (ESP), Ley 54/1997, Art. 27 (al día 1 de enero de 2008). Véase, *asimismo*, **C-034/R-185** (ESP), Ley 54/1997, Art. 27 (al día 28 de noviembre de 1997) (“1. La actividad de producción de energía eléctrica tendrá la consideración de producción en régimen especial en los siguientes casos, cuando se realice desde instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW: [...] (b) Cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario. [...] 2. La producción en régimen especial se regirá por sus disposiciones específicas y, en lo no previsto en ellas, por las generales sobre producción eléctrica en lo que le resulten de aplicación. [...]”).

²³ **C-053**, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio & IDAE, *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010*, agosto de 2005 [en adelante, “Plan de Energías Renovables 2005-2010”]; **C-041**, Ministerio de Industria, Turismo y

energías renovables contribuyen decisivamente a la garantía del suministro energético a largo plazo en tanto que fuentes energéticas autóctonas e inagotables”²⁴.

106. Como muchos otros países, el sistema jurídico español supone una jerarquía de instrumentos jurídicos. La Constitución española es suprema. A la Constitución se subordinan las leyes sancionadas por el Parlamento, como la Ley del Sector Eléctrico de 1997. Los Reales Decretos Leyes son decretos promulgados por el gobierno para satisfacer condiciones de emergencia que tienen efecto inmediato pero que requieren aprobación parlamentaria. Los Reales Decretos son instrumentos promulgados por el Orden Ministerial en el ejercicio de potestades regulatorias creadas por leyes o decretos leyes aprobados por el Parlamento. Los Reales Decretos son implementados por Órdenes Ministeriales y Resoluciones²⁵.
107. En los años 1998²⁶, 2002²⁷ y 2004, España adoptó una serie de decretos para regular y facilitar la producción a partir de fuentes renovables y para proporcionar incentivos a los productores. El último de estos, el RD 436/2004²⁸, reguló “la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial”²⁹.
108. El RD 436/2004 fracasó en atraer el nivel deseado de inversión en producción eléctrica a partir de energías renovables. Las Demandantes atribuyeron esto al hecho de que el decreto no proporcionaba certeza a largo plazo respecto de las tarifas que serían percibidas y el

Comercio & IDAE, *Resumen del Plan de Energías Renovables 2005-2010*, agosto de 2005 [en adelante, “Resumen del Plan de Energías Renovables 2005-2010”].

²⁴ **C-053**, Plan de Energías Renovables 2005-2010, en § 2.1.1.

²⁵ C-Mem. Ddo., ¶ 68; Tr. (versión corregida) Día 2 (ESP), 385:1-386:9 (Sr. Santacruz); Tr. (versión corregida) Día 1 (ESP), 239:20-240:19 (Sra. Gill), 294:4-295:13 (Sr. Sullivan).

²⁶ **C-038**, Real Decreto 2818/1998, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, 23 de diciembre de 1998 (publicado el día 30 de diciembre de 1998) [en adelante, “RD 2818/1998”].

²⁷ **R-038**, Real Decreto 1432/2002, por el que se establece la metodología para aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia, 27 de diciembre de 2002 (publicado el día 31 de diciembre de 2002) [en adelante, “RD 1432/2002”].

²⁸ **C-052**, Real Decreto 436/2004, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, 12 de marzo de 2004 (publicado el día 27 de marzo de 2004) [en adelante, “RD 436/2004”].

²⁹ **C-031**, RD 413/2014, Prefacio.

nivel de tarifas en oferta³⁰. El lenguaje introductorio del decreto sucesor, el Real Decreto 661/2007 (“RD 661/2007”) es consistente con esta visión, al afirmar que hubo “ciertas variables no consideradas en el [...] régimen retributivo del [RD 436/2004]” y que circunstancias económicas “hace[n] necesari[a] la modificación del esquema retributivo”³¹.

109. En el mes de febrero de 2007, la Comisión Nacional de Energía del Demandado (“CNE”) emitió un informe sobre una propuesta de decreto sucesor que se convirtió en el RD 661/2007³². El informe de la CNE identificó los elementos necesarios para promover la producción bajo el Régimen Especial y resaltó la importancia de las garantías de estabilidad del decreto propuesto para los inversores y sus financiadores:

(b) Minimizar la incertidumbre regulatoria. La CNE [Comisión Nacional de Energía] entiende que la transparencia y la predictibilidad en el futuro de los incentivos económicos reducen la incertidumbre regulatoria, lo que incentiva las inversiones en nueva capacidad y minimiza el coste de financiación de proyectos, reduciéndose el coste final para el consumidor. La regulación ha de ofrecer garantías suficientes, para conseguir que los incentivos económicos sean estables y predecibles durante toda la vida de la instalación, fijando en su caso, tanto mecanismos transparentes de actualización anual, asociados a la evolución de índices robustos (como la tarifa media o de referencia, el IPC, los bonos a diez años, etc), como revisiones periódicas, por ejemplo, cada cuatro años, que únicamente afecten a las nuevas instalaciones, en cuanto a los costes de inversión, pudiendo afectar la reducción de los costes de operación también a las instalaciones existentes³³.

110. La Memoria del Proyecto elaborado para el decreto propuesto indicó asimismo que los futuros cambios en las tarifas, etc., no serían aplicados a las instalaciones existentes:

³⁰ Tr. (versión corregida) Día 1 (ESP), 142:5-143:8 (Sra. Gill).

³¹ **C-017**, Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, 25 de mayo de 2007 (publicado el día 26 de mayo de 2007) [en adelante, “RD 661/2007”]. Véase, asimismo, **R-188**, RD 661/2007.

³² **C-185**, Informe 3/2007 de la CNE, *Relativo a la Propuesta de Real Decreto por el que se Regula la Actividad de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial y de Determinadas Instalaciones de Tecnologías Asimilables del Régimen Ordinario*, 14 de febrero de 2007 [en adelante, “Informe 3/2007 de la CNE”]. Véase, asimismo, **R-030**, Informe 3/2007 de la CNE.

³³ **C-185**, Informe 3/2007 de la CNE, § 5.3(b). Véase, asimismo, **R-030**, Informe 3/2007 de la CNE, § 5.3(b) (traducción alternativa).

Las tarifas reguladas, primas, complementos y límites derivados de cualquiera de estas revisiones serán de aplicación *únicamente* a las instalaciones que tengan inscripción definitiva [...] con posterioridad al 1 de enero del año siguiente en el que se efectúe la revisión³⁴.

111. En el mes de mayo de 2007, el Demandado adoptó el RD 661/2007³⁵. Un comunicado de prensa de fecha 25 de mayo de 2007 del Ministerio de Industria, Energía y Turismo del Demandado establece el propósito y los elementos centrales del nuevo Real Decreto. El comunicado, intitulado “[e]l Gobierno prima la rentabilidad y la estabilidad en el nuevo Real Decreto de energías renovables y cogeneración – Apuesta gubernamental por las energías limpias y autóctonas” resume aspectos de un régimen complejo y expresa las intenciones y expectativas del Demandado al respecto. A continuación, un extracto substancial:

El fin de este Real Decreto es mejorar la retribución de aquellas tecnologías menos maduras, como la biomasa y la solar térmica, para de este modo poder alcanzar los objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010, así como los objetivos contraídos por España a nivel comunitario. Con el desarrollo de estas tecnologías, la energía renovable en España cubrirá el 12% del consumo de energía en el año 2010 [...] En las tecnologías necesitadas de impulso por su limitado desarrollo, como la biomasa, el biogás o la solar termoeléctrica, la rentabilidad se eleva al 8% en la opción de cesión a las distribuidoras y entre un 7% y 11% participando en el mercado. Cada 4 años se realizarán revisiones de las tarifas teniendo en cuenta el cumplimiento de los objetivos fijados. Esto permitirá el ajuste de las tarifas en función de los nuevos costes y del grado de cumplimiento de los objetivos[.] Las revisiones que se realicen en el futuro de las tarifas no afectarán las instalaciones ya puestas en marcha. Esta garantía aporta seguridad jurídica para el productor, proporcionando estabilidad al sector y fomentando su desarrollo[.] La nueva normativa no tendrá carácter retroactivo. [...]

El establecimiento de un sistema estable de ayudas que garanticen una atractiva rentabilidad a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, es el objetivo del nuevo Real Decreto [...] para regular en los próximos años el régimen jurídico y económico de las instalaciones generadoras de energía eléctrica de

³⁴ C-188, Memoria del Proyecto de RD 661/2007, Memoria, en 10 (énfasis agregado).

³⁵ C-017, RD 661/2007; R-188, RD 661/2007.

cogeneración y aquellas que utilicen como materia prima energías renovables y residuos.

El nuevo texto, que sustituye al Real Decreto 436/2004, se enmarca en el compromiso de la política energética de impulsar la utilización en nuestro país de las energías limpias, autóctonas y eficientes. La apuesta gubernamental a favor de estas tecnologías energéticas ha sido la razón por la que en la nueva regulación se busca una estabilidad en el tiempo que permita a los empresarios una programación a medio y largo plazo, así como una rentabilidad suficiente y razonable que, unida a la estabilidad, dote de atractivo a la inversión y a la dedicación a esta actividad.

Asimismo, el nuevo Real Decreto supone un impulso para poder alcanzar los objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010, así como los objetivos contraídos por España a nivel comunitario. Con el desarrollo de estas tecnologías, la energía renovable en España cubrirá el 12% del consumo de energía en el año 2010, y se evitará la emisión de 27 millones de toneladas de CO₂ en ese año. Igualmente, con la consecución de los objetivos previstos para la cogeneración, se evitará en el año 2010 la emisión de 6,3 millones de toneladas de CO₂.

Líneas generales del Real Decreto

La nueva normativa determina el derecho a percibir una retribución especial por la energía producida a las instalaciones incluidas dentro del régimen especial, es decir con una potencia inferior a 50 MW [...]

La nueva normativa no tendrá carácter retroactivo. [...]

[...]

Las revisiones que se realicen en el futuro de las tarifas no afectarán a las instalaciones ya puestas en marcha. Esta garantía aporta seguridad jurídica para el productor, proporcionando estabilidad al sector y fomentando su desarrollo³⁶.

112. El régimen del RD 661/2007 posee elementos múltiples. Entre otros, el Real Decreto:

³⁶ C-270, Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Comunicado de Prensa, *El Gobierno Prima la Rentabilidad y la Estabilidad en el Nuevo Real Decreto de Energías Renovables y Cogeneración*, 25 de mayo de 2007.

- garantizaba “prioridad en el acceso” asegurando que la totalidad de la producción podría introducirse a la red con sujeción a la tarifa establecida³⁷;
- les permitía a los productores elegir anualmente entre dos tarifas diferentes, una tarifa fija por unidad de producción (la “Opción de Tarifa Fija”) y una prima adicional al precio de mercado por cada unidad (la “Opción de Prima”) ³⁸;
- establecía tarifas basadas únicamente en la producción³⁹ durante toda la vida útil de la instalación⁴⁰, y sin fijar límites a los pagos totales de por vida;
- establecía topes y pisos para los pagos bajo la Opción de Prima⁴¹;
- permitía la utilización de gas hasta un 15 % de la generación total.⁴²

113. Con respecto a la manifestación en el comunicado de prensa de que “[l]as revisiones que se realicen en el futuro de las tarifas no afectarán a las instalaciones ya puestas en marcha”, el Artículo 44.3 del RD 661/2007 dispone lo siguiente:

Durante el año 2010, [...] se procederá a la revisión de las tarifas, primas, complementos y límites inferior y superior definidos en este real decreto, atendiendo a los costes asociados a cada una de estas tecnologías, al grado de participación del régimen especial en la cobertura de la demanda y a su incidencia en la gestión técnica y económica del sistema, garantizando siempre unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales. Cada cuatro años, a partir de entonces, se realizará una nueva revisión manteniendo los criterios anteriores.

Las revisiones a las que se refiere este apartado de la tarifa regulada y de los límites superior e inferior no afectarán a las instalaciones cuya acta de puesta en servicio se hubiera otorgado antes del 1 de enero del segundo año posterior al año en que se haya efectuado la revisión⁴³.

³⁷ **C-017**, RD 661/2007, Art. 17(e) y Anexo XI. Véase, *asimismo*, **R-188**, RD 661/2007.

³⁸ *Íd.*, Arts. 24.4, 25 y 27.

³⁹ *Íd.*, Arts. 24 y 36.

⁴⁰ *Íd.*, Arts. 36 y 44.

⁴¹ *Íd.*, Arts. 27 y 36.

⁴² *Íd.*, Art. 2(1)(b)(sub-Grupo b.1.2)

⁴³ *Íd.* Art. 44.3. El Demandado cuestiona la traducción al idioma inglés del Artículo 44.3 en **C-017**. Véase, Dúp. Ddo. ¶ 422 (indicando que la traducción debería rezar “*for which the deed of commissioning should have been granted*” (énfasis agregado)).

D. Las Demandantes y su Decisión de Invertir

114. En el presente Laudo las Demandantes se denominan en forma colectiva “Eiser”. Tal como se describiera en la Solicitud de Arbitraje de las Demandantes:

13. La Primera Demandante, EIL [Eiser Infrastructure Limited], es la socia general de cinco sociedades comanditarias (*limited partnerships*) (EISER Infrastructure Capital Equity Partners 1-A, EISER Infrastructure Capital Equity Partners 1-B, EISER Infrastructure Capital Equity Partners 1-C, EISER Infrastructure Capital Equity Partners 1-D y EISER Infrastructure Co-Investment Partners LLP). EIL ostenta la titularidad directa de la totalidad de la Segunda Demandante.

14. La Segunda Demandante, ESL [Energia Solar Luxembourg S.à r.l.], es una sociedad de responsabilidad limitada (*société à responsabilité limitée*) constituida en virtud de la legislación de Luxemburgo, con domicilio registrado en [...] Luxemburgo [...]. ESL es titular de participaciones accionarias e intereses de deuda en dos compañías españolas que son propietarias y operan tres plantas CSP en España con una capacidad instalada total de 149,7 MW⁴⁴.

115. Las actividades de las Demandantes y sus sociedades vinculadas se describen en el sitio web de Eiser Infrastructure:

EISER es una administradora internacional de bienes con sede en Londres que se especializa en el empleo y administración de instrumentos patrimoniales y de deuda en la clase de bienes reales. [...]

Fundada en el año 2005 como parte de una iniciativa independiente desarrollada por el ABN AMRO Bank, líder en financiación de proyectos, en la actualidad EISER es una administradora de bienes independiente, completamente de propiedad de los socios.

EISER se concentra en particular en los siguientes sectores de infraestructura: energía, principalmente distribución, generación de energías renovables; servicios ambientales, principalmente en el sector del agua y manejo de residuos; bienes de transporte comercial tales como aeropuertos ciudadanos; e infraestructura social, particularmente proyectos de desarrollo de obras nuevas.

⁴⁴ SdA, ¶¶ 13-14 [Traducción del Tribunal].

En la actualidad EISER administra bienes reales con un valor empresarial total que supera los EUR 4000 millones, para su fondo y productos de co-inversión administrados. A través de los mercados exigentes que han definido la era financiera posterior al año 2007, EISER ha recaudado más de EUR 2000 millones en financiación y ha supervisado más de EUR 1500 millones de inversiones de capital de proyectos⁴⁵.

116. Los socios comanditarios (*limited partners*) involucrados en el modelo de negocios de Eiser son fondos de jubilaciones y otros inversores que buscan obtener rendimientos estables a largo plazo. En consecuencia, Eiser procura invertir en bienes en el sector público o sectores regulados caracterizados por la estabilidad de los rendimientos a largo plazo, incluidas múltiples inversiones en productores de energía regulados en diversos países. El modelo de negocios de Eiser implica encontrar y desarrollar estas inversiones de bajo riesgo que involucran infraestructuras públicas con flujos de caja estables, a menudo en áreas reguladas⁴⁶.
117. Tras la adopción del RD 661/2007, un tercero le propuso a Eiser la posibilidad de invertir en el proyecto de energía solar ASTE en España, en ese momento en las etapas iniciales de desarrollo. La evidencia demuestra que Eiser rápidamente comenzó una investigación preliminar, y arribó a la conclusión de que la inversión en CSP en España ofrecía un potencial de negocio atractivo consistente con su modelo de negocios y su experiencia pasada en el desarrollo de grandes proyectos de capital en el sector energético y otros sectores regulados⁴⁷. La evaluación inicial del potencial económico de las inversiones en el sector solar en España elaborada por el equipo de negociaciones de las Demandantes hizo hincapié en las características favorables del RD 661/2007, contrastándolo con el régimen regulatorio anterior que el equipo describió como “no financiable”. En cambio, se consideró que el RD 661/2007 consolidaba el régimen regulatorio, “haciéndolo más estable y predecible”⁴⁸. Las Demandantes afirman que este documento inicial muestra que

⁴⁵ **R-009**, *About Us*, Sitio Web de Eiser Infrastructure Partners LLP [Traducción del Tribunal].

⁴⁶ **R-009** (extracto del sitio web de Eiser); **R-186**, *iiQ4 Intelligent Infrastructure Q4* (documento promocional de Eiser 4Q 2012 que trata sobre las inversiones en escuelas y aeropuertos en el Reino Unido); Primera Declaración Meissner, ¶¶ 14-15.

⁴⁷ Primera Declaración Meissner, ¶¶ 32-34; Primera Declaración Hector, ¶ 29.

⁴⁸ **C-062**, ABN AMRO Infrastructure Capital Management Limited, *ASTE Screening Paper*, 7 de junio de 2007 [Traducción del Tribunal].

ellas tenían pleno conocimiento del régimen del RD 661/2007, y que fue fundamental para su evaluación de una posible inversión en CSP en España⁴⁹.

118. En el mes de junio de 2007, el comité de inversión de las Demandantes aprobó el inicio de un análisis de *due diligence* a una posible inversión en el proyecto ASTE⁵⁰. Gómez Acebo & Pombo, un bufete de abogados líder en Madrid, fue contratado en el mes de julio de 2007 para llevar a cabo el *due diligence* jurídico. El riesgo principal identificado por los abogados fue el riesgo de que la construcción no se completara dentro de la ventana de 36 meses exigida por el RD 661/2007 para calificar para el Régimen Especial⁵¹. Creyendo que el proceso de *due diligence* no había revelado riesgo inaceptable alguno, el Comité de Inversión de Eiser aprobó la inversión en el proyecto ASTE en el mes de agosto de 2007⁵². El proyecto se diseñó de manera tal que permitiera adiciones ulteriores al sistema de almacenamiento, lo que generó costos iniciales de diseño y construcción más elevados⁵³.
119. Los documentos contemporáneos de Eiser demuestran que aquellos responsables de la decisión inicial de las Demandantes de invertir en España estaban muy conscientes de las características del régimen del RD 661/2007, y que su evaluación de la factibilidad de la inversión, y aquella de los bancos que prestaron el dinero para financiarla, se basaron en dicho régimen⁵⁴. Tanto el proyecto ASTE como su financiación se estructuraron bajo la expectativa de los flujos de caja estables previstos por el RD 661/2007⁵⁵. La evidencia demuestra que las Demandantes reconocieron que podría haber cambios en el régimen regulatorio⁵⁶; en efecto, el primer documento de difusión de información elaborado por el Comité de Inversión de Eiser en el mes de junio de 2007 identificó como un posible riesgo,

⁴⁹ Tr. (versión corregida) Día 1 (ESP), 198:10-203:7 (Sra. Gill).

⁵⁰ Mem. Dt., ¶ 162; Segunda Declaración Meissner, ¶¶ 9 y ss.

⁵¹ Primera Declaración Meissner, ¶ 51; Segunda Declaración Meissner, ¶¶ 20-21.

⁵² Primera Declaración Meissner, ¶ 43; Segunda Declaración Meissner, ¶ 13; Primera Declaración Hector, ¶ 43.

⁵³ Primera Declaración Hector, ¶ 33.

⁵⁴ **C-062**, ABN AMRO Infrastructure Capital Management Limited, *ASTE Screening Paper*, 7 de junio de 2007; **C-067**, Gómez-Acebo & Pombo, *Informe sobre el Marco Jurídico Español Aplicable a la Generación Eléctrica bajo el Régimen Especial*, 27 de julio de 2007; Primera Declaración Meissner, ¶¶ 37-40; Primera Declaración Hector, ¶¶ 28, 44.

⁵⁵ **C-070**, ABN AMRO Global Infrastructure Fund, *Interim Investment Summary (Continued)*, *General Partner's Review*, *Aires Solar Termoelectrica S.L. ("ASTE" or "the Project Company")*, 30 de junio de 2008; Primera Declaración Meissner, ¶ 44; Primera Declaración Hector, ¶¶ 17, 44; Rép. Dt., ¶ 110.

⁵⁶ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 675:9-19 (Sr. Meissner).

“riesgo regulatorio: cambio de postura del gobierno” [Traducción del Tribunal]. Sin embargo, ese mismo documento indicó los motivos por los que las Demandantes esperaban la continuidad de la política gubernamental, enumerando como factor de mitigación de riesgo que “España es líder mundial en tecnología solar. El Gobierno español está prometiendo el desarrollo de energía solar, la industria solar y les promete a las compañías solares asistencia en el desarrollo tanto en España como en el extranjero”⁵⁷.

120. Las plantas solares CSP son proyectos grandes y complejos; el proceso de planeamiento, financiación, obtención de aprobación regulatoria, y construcción de aquellas en cuestión en el caso que nos ocupa tomó muchos años. Eiser adquirió su participación accionaria inicial en los proyectos ASTE en el mes de octubre de 2007, celebrando un acuerdo de accionistas para adquirir el 85% de ASTE, y las acciones se adquirieron formalmente el día 23 de octubre de 2007⁵⁸. A comienzos del mes de febrero de 2008, la evidencia demuestra que Eiser había incurrido en una exposición financiera de aproximadamente EUR 14,2 millones, y que grandes aportes de casi la misma cantidad eran inminentes⁵⁹.
121. Muchos años de planeamiento y trabajo sobrevinieron antes de que las plantas comenzaran a operar en los meses de marzo y mayo de 2012⁶⁰ y fueran inscritas definitivamente en el otoño de ese año⁶¹. Las pruebas no controvertidas demuestran que las Demandantes

⁵⁷ **C-062**, ABN AMRO Infrastructure Capital Management Limited, *ASTE Screening Paper*, 7 de junio de 2007 [Traducción del Tribunal].

⁵⁸ Primera Declaración Meissner, ¶ 31.

⁵⁹ **R-207.02**, ABN AMRO Infrastructure Capital Management Limited, *Investment Committee Update, Project Helianthus*, 1 de febrero de 2008, en 2.

⁶⁰ “Las Plantas ASTE comenzaron a operar el 21 de marzo de 2012 y la Planta ASTEXOL el 25 de mayo de 2012”. Rép. Dt., ¶ 310.

⁶¹ Primera Declaración Meissner, ¶ 58; Primera Declaración Hector, ¶ 65; **C-094**, Resolución mediante la cual se autorizó la puesta en marcha definitiva de la instalación ASTE-1A, 24 de mayo de 2012; **C-095**, Resolución mediante la cual se autorizó la puesta en marcha definitiva de la instalación ASTE-1B, 22 de mayo de 2012; **C-096**, Resolución de la Dirección General de Incentivos Agroindustriales y Energía, de la Consejería de Agricultura, Desarrollo Rural, Medio Ambiente y Energía, sobre puesta en servicio de la instalación de producción de energía eléctrica en régimen especial ASTEXOL-2, 25 de mayo de 2012; **C-158**, Resoluciones de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por las que se procede a la inscripción definitiva de las Plantas Termoeléctricas de Energía Solar “ASTE 1A” y “ASTE 1B”, cuyo titular es Aries Solar Termoeléctrica, S.L., en el registro autonómico de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, 24 de octubre de 2012; **C-161**, Resolución de la Dirección General de Incentivos Agroindustriales y Energía, de la Consejería de Agricultura, Desarrollo Rural, Medio Ambiente y Energía, sobre la inscripción definitiva de ASTEXOL-2 en el registro autonómico de instalaciones de producción en régimen especial, 19 de noviembre de 2012.

invertieron más de EUR 126 millones en el curso de este proceso⁶². Tal como se observará más adelante, mientras las plantas se encontraban en desarrollo durante este período, las compañías operadoras en las que las Demandantes tenían intereses tuvieron múltiples interacciones con las autoridades regulatorias y otorgantes de licencias del Demandado, durante las cuales esas autoridades confirmaron que las plantas se encontraban cubiertas por el régimen del RD 661/2007.

122. En el verano del año 2008, durante la crisis financiera global, los prestamistas del proyecto ASTE solicitaron una Garantía de la Ventana de Tarifa contra el riesgo de finalización tardía de los proyectos ASTE, que los excluiría del Régimen Especial del RD 661/2007. Eiser no podía proporcionar la garantía debido a que sus criterios de inversión prohibían comprometer fondos substanciales contra una responsabilidad contingente⁶³. Esto condujo a negociaciones con contratistas españoles de Ingeniería, Adquisiciones y Construcción (“EPC”, por sus siglas en inglés) potencialmente preparados para adquirir una participación en el proyecto ASTE y proporcionar la garantía exigida⁶⁴. Estas negociaciones culminaron en un acuerdo con Elecnor, una empresa española de envergadura y consolidada en materia de ingeniería y construcción que en ese momento desarrollaba ASTEXOL, una planta solar importante en Badajoz, España, de titularidad de una compañía denominada Dioxipe⁶⁵. Las partes acordaron que Elecnor participaría en el proyecto ASTE a cambio de que Eiser adquiriera una participación en Dioxipe⁶⁶. El día 6 de mayo de 2009, Eiser y Elecnor celebraron un Memorando de Entendimiento que disponía que Eiser adquiriría una participación minoritaria en los proyectos ASTE y ASTEXOL. Elecnor proporcionó la garantía exigida para cubrir el riesgo de finalización tardía⁶⁷.

⁶² Primera Declaración Hector ¶ 4; Segundo Informe Financiero BDO ¶ 113.

⁶³ Primera Declaración Meissner, ¶ 46, Primera Declaración Hector, ¶ 47. En el alegato de cierre, el abogado de España sostuvo que Eiser “no tenían financiación” y “les derivó en una situación precaria”. Tr. (versión corregida) Día 6 (ESP), 1619:22-1620:1, 1620:10-11 (Sr. Fernandez). Estas afirmaciones no parecen consistentes con las pruebas.

⁶⁴ Rép. Dt., ¶ 144; Segunda Declaración Hector, ¶ 30.

⁶⁵ Rép. Dt., ¶ 145; Segunda Declaración Hector, ¶¶ 31-32.

⁶⁶ Tr. (versión corregida) Día 1 (ESP), 213:3-7 (Sra. Gill).

⁶⁷ Mem. Dt., ¶ 180; Segunda Declaración Meissner, ¶ 22; Segunda Declaración Hector, ¶ 31.

123. Al 15 de agosto de 2008, la exposición de Eiser en sus inversiones solares en España ascendía a la suma de EUR 45 millones⁶⁸. Durante los meses siguientes, los proyectos en los cuales invirtieron las Demandantes alcanzaron diversos umbrales regulatorios. El Artículo 16 del RD 661/2007 requería que las Demandantes adquirieran licencias estatales antes de formalizar contratos de acceso a la red eléctrica. El día 30 de octubre de 2008, los proyectos ASTE recibieron las licencias estatales requeridas⁶⁹, y el día 31 de marzo de 2009, ASTE formalizó un Acuerdo Técnico con el operador Red Eléctrica para acceder a la red eléctrica.
124. Mientras tanto, el Demandado comenzó a preocuparse cada vez más por un gran “déficit tarifario” creciente y acumulativo, la brecha financiera entre los costos de los subsidios pagados a los productores de energías renovables y los ingresos derivados de las ventas de energía al consumidor. En un esfuerzo para abordar este problema, el día 30 de abril de 2009, el Demandado promulgó el Real Decreto Ley 6/2009 (“RDL 6/2009”)⁷⁰, que introdujo un proceso de pre-inscripción (“RAIPRE”) cuyo propósito era limitar el número de proyectos potencialmente elegibles para el régimen del RD 661/2007. Los proyectos ingresados en el registro contaban con tres años para completarse e inscribirse en forma definitiva. Un documento elaborado por Eiser en ese momento consideró esta evolución del régimen del RD 661/2007 como “una buena noticia” porque las Demandantes tenían confianza en su capacidad de cumplir con el plazo de inscripción de tres años⁷¹.
125. El proceso para cumplir con los requisitos regulatorios y administrativos continuó durante el año 2009. Un documento de fecha 26 de noviembre de 2009 elaborado por el Comité de Inversión de Eiser indicaba que ASTE 1A y 1B se habían pre-inscrito de manera exitosa para el régimen del RD 661/2007 en virtud del RDL 6/2009⁷². Esto tal vez fue unos pocos

⁶⁸ **R-207.09**, *Investment Committee Minutes, Project Helianthus*, 15 de agosto de 2008, en 2.

⁶⁹ Véase **R-0147**, § VI en 3.

⁷⁰ **C-073**, Real Decreto Ley 6/2009, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, 30 de abril de 2009 (publicado el día 7 de mayo de 2009) [en adelante, “RDL 6/2009”]; Tr. (versión corregida) Día 1 (ESP), 213:21-214:21 (Sra. Gill).

⁷¹ Primera Declaración Meissner ¶ 47; Primera Declaración Hector ¶ 50; Segunda Declaración Hector ¶ 34. El RDL 6/2009 fue debatido (probablemente “una buena noticia”) en **R-207.17**, ABN AMRO Infrastructure Capital Management Limited, *Investment Committee Update, Project Helianthus*, 19 de mayo de 2009, en 2.

⁷² **R-207.23**, *Investment Committee Minutes, Project Helianthus*, 26 de noviembre de 2009, en 1.

días prematuro; las inscripciones de ASTE 1A y 1B y ASTEXOL se registraron en resoluciones separadas de fecha 11 de diciembre de 2009. Dando margen a discrepancias ligeras que tal vez son atribuibles a diferencias en la interpretación, los tres documentos de inscripción indican en términos similares que a las tres plantas se les había concedido el régimen del RD 661/2007.

- El documento de inscripción para ASTEXOL, intitulado “Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se inscribe en el registro de pre-asignación de retribución [la planta ASTEXOL, cuyo titular es DIOXIPE], a la que se le otorga el régimen económico regulado en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo”. El documento establece: “[...] el régimen económico de las instalaciones que sean inscritas en el Registro de pre-asignación de retribución [...] será el previsto en el Real Decreto 661/2007 [...]”⁷³.
- El documento de inscripción para ASTE-1A hace referencia a ASTE 1-A “a la que se le otorga el régimen económico regulado en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo”. El texto de la Resolución reitera el lenguaje de la inscripción de ASTEXOL respecto de la aplicación del régimen del RD 661/2007⁷⁴.
- El documento de inscripción para ASTE-1B se refiere nuevamente a ASTE 1-B “a la que se le otorga el régimen económico regulado en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo”⁷⁵. El texto reitera una vez más el lenguaje de la inscripción de ASTEXOL respecto de la aplicación del régimen del RD 661/2007.

126. Las Partes están en desacuerdo respecto de si estos documentos constituyeron compromisos vinculantes del Demandado. En cualquier caso, éstos establecen que, al mes de noviembre de 2009, más de dos años después de que las Demandantes adquirieran sus participaciones en los proyectos ASTE, las autoridades españolas competentes consideraban que las tres plantas se encontraban sujetas al régimen del RD 661/2007.

⁷³ **R-0202**, Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se inscribe en el registro de pre-asignación de retribución la instalación CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA “ASTEXOL -2”, cuyo titular es DIOXIPE SOLAR S.L., a la que se le otorga el régimen económico regulado en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, 11 de diciembre de 2009, en 5-6. Véase, *asimismo*, **C-154** y **R-060**.

⁷⁴ **C-075**, Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se inscribe en el registro de pre-asignación de retribución la instalación CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA “ASTE-1” cuyo titular es ARIES SOLAR TERMOELÉCTRICA, S.L., a la que se le otorga el régimen económico regulado en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, 11 de diciembre de 2009.

⁷⁵ **C-076**, Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se inscribe en el registro de pre-asignación de retribución la instalación CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA “ASTE-1B” cuyo titular es ARIES SOLAR TERMOELÉCTRICA, S.L., a la que se le otorga el régimen económico regulado en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, 11 de diciembre de 2009.

127. Durante este mismo período en el año 2009, las pruebas demuestran que las autoridades del Demandado estaban considerando la posibilidad de otras medidas tendientes a limitar la disponibilidad del régimen del RD 661/2007 para instalaciones adicionales. Una actualización de fecha 25 de noviembre de 2009 elaborada para el Comité de Inversión de Eiser dio cuenta de un esfuerzo de lobby exitoso por parte de las generadoras de energías renovables para frustrar una propuesta de eliminar la cobertura del RD 661/2007 de nuevas plantas que entraran en operación durante el período de 12 meses después de que se hubiera alcanzado el 85% de la capacidad meta⁷⁶.
128. Los contratos de ingeniería, adquisiciones y construcción con Elecnor, se suscribieron el día 27 de abril de 2010 para ASTE y el día 3 de marzo de 2010 para ASTEXOL⁷⁷.
129. En el mes de abril de 2010, casi tres años después de que se le propusiera a Eiser la posibilidad de una inversión de CSP en España, comenzaron las obras de construcción en las plantas ASTE⁷⁸. Los dos meses siguientes se caracterizaron por negociaciones entre el gobierno y los productores de energías renovables respecto de la posibilidad de otras revisiones del régimen del RD 661/2007. Un documento de Revisión de Activos de Eiser del mes de junio de 2010 hace alusión a los déficits presupuestarios y tarifarios de España, y menciona propuestas para modificar el marco regulatorio, principalmente destinadas al sector voltaico solar, pero que también tenía impacto sobre otras tecnologías. El documento de Revisión de Activos estimó que el peor resultado posible aún permitiría la financiación de los proyectos, pero “afectaría en gran medida” [Traducción del Tribunal] la hipótesis de base de financiamiento utilizada por los bancos. Hasta ese momento, las Demandantes habían invertido EUR 124 millones en los proyectos ASTE⁷⁹.
130. Las amenazas de modificaciones no se materializaron de manera que afectase significativamente a las Demandantes. El día 2 de julio de 2010, el Ministerio de Industria,

⁷⁶ **R-0207.22**, EISER Infrastructure Limited, *Investment Committee Update, Project Helianthus*, 25 de noviembre de 2009, en 2. Véanse, *asimismo*, **C-211** y Tr. (versión corregida) Día 1 (ESP), 219:13-221:15 (Sra. Gill).

⁷⁷ Primer Informe Financiero BDO, ¶¶ 29-30.

⁷⁸ Primera Declaración Hector, ¶ 54.

⁷⁹ **R-207.25**, EISER Infrastructure Limited, *Asset Review – Project Astexol & Helianthus*, junio de 2010, en 2-4; **R-207.26**, *Investment Committee Minutes and Update, ASTE*, 22 de junio de 2010, en 1. Véase, *asimismo*, **C-217**.

Turismo y Comercio emitió un comunicado de prensa que exponía revisiones al régimen de subsidios que se habían acordado en las negociaciones con las asociaciones gremiales de productores termosolares y eólicos⁸⁰. El comunicado de prensa describía reducciones limitadas del régimen de subsidios, pero garantizaba la disponibilidad ininterrumpida de tarifas bajo el régimen del RD 661/2007 para las instalaciones existentes inscritas, describiendo el acuerdo entre el Ministerio y los productores eólicos y termosolares como “garantizándose las primas y tarifas actuales del RD 661/2007 para las instalaciones en operación (y para las incluidas en el pre-registro) a partir de 2013”. Las Demandantes consideraron estos acontecimientos como positivos⁸¹.

131. Trabajo sustancial en los proyectos ASTE fue puesto en marcha en el mes de julio de 2010 después del comunicado de prensa del Ministerio⁸². En el mes de noviembre de 2010, se publicó un borrador de decreto para implementar los elementos del comunicado de prensa del mes de julio. Esto confirmó que cualquier modificación futura al régimen del RD 661/2007 no afectaría a las instalaciones inscritas⁸³. Fuera de la pérdida de la prima durante un año, estos cambios tuvieron poco impacto en Eiser⁸⁴. El día 8 de diciembre de 2010, se promulgó el RDL 1614/2010⁸⁵, que implementó el acuerdo del mes de julio de 2010 entre las operadoras y el gobierno. El Artículo 4 confirmaba que las revisiones tarifarias contempladas en el RD 661/2007 no aplicarían a las plantas CSP inscritas. Con la aclaración de la situación regulatoria, los bancos estaban preparados para proceder con la financiación para ASTE⁸⁶.

⁸⁰ **C-088**, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Comunicado de Prensa, *Industria Cierra con los Sectores Eólico y Termosolar un Acuerdo para Revisar sus Marcos Retributivos*, 2 de julio de 2010.

⁸¹ Mem. Dt., ¶ 191; Primera Declaración Meissner, ¶ 53; Primera Declaración Hector, ¶ 53; Declaración Bolaña, ¶ 18; Segunda Declaración Hector, ¶ 43; Segunda Declaración Meissner, ¶ 26; **R-207.27**, *ASTE–Status Update*, 9 de julio de 2010, en 1 (“[e]n general, el resultado de la revisión regulatoria es positivo [...]”). [Traducción del Tribunal]. Véase, *asimismo*, **C-218**.

⁸² Primera Declaración Meissner, ¶ 53.

⁸³ Primera Declaración Hector, ¶¶ 55, 77.

⁸⁴ Primera Declaración Meissner, ¶¶ 55-56.

⁸⁵ **R-062**, Real Decreto 1614/2010, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoelectrica y eólica, 7 de diciembre de 2010 (publicado el día 8 de diciembre de 2010) [en adelante, “RD 1614/2010”].

⁸⁶ Primera Declaración Hector, ¶ 57; Segunda Declaración Meissner, ¶ 27; Segunda Declaración Hector, ¶ 46.

132. Al día 16 de diciembre de 2010, la revisión semestral de las Demandantes reflejaba que su “inversión de capital” total en los proyectos sumaría en total EUR 124,3 millones⁸⁷. A fines del año 2010, Eiser valoró su inversión en ASTE y ASTEXOL en la suma de EUR 133,4 millones⁸⁸.
133. El día 30 de noviembre de 2010, se escribieron cartas en representación de las tres plantas, renunciando a su derecho de vertido de energía eléctrica a la red antes del día 1 de agosto de 2012, implementando así uno de los cambios acordados entre el Ministerio y los productores de energías renovables en el mes de julio. Cada una de las cartas solicitaba, asimismo, que a cada planta “le sean comunicadas las condiciones retributivas de la instalación durante su vida operativa”⁸⁹.
134. En tres Resoluciones separadas de fecha 2 de febrero de 2011 y 1 de marzo de 2011⁹⁰, la Dirección aceptó la renuncia de las plantas a sus derechos de suministro de energía con anterioridad al día 1 de agosto de 2012. Los documentos procedían a “[c]omunica[r] que, en la actualidad,” la retribución de las tres plantas es aquella especificada por las tarifas, primas, límites y complementos establecidos en el RD 661/2007⁹¹. Según fueran traducidos por el Demandado, estos informaban al destinatario que:

[E]n la actualidad, en virtud de lo previsto en el apartado 1 [...] la retribución aplicable a la instalación está constituida por las tarifas, primas, límites superior e inferior y complementos establecidos en el Real Decreto 661/2007 [...] ⁹².

⁸⁷ **R-207.29**, *Asset Management Quarterly Review – ASTE-XOL*, diciembre de 2010, en 1 [Traducción del Tribunal].

⁸⁸ **C-289**, Estados Financieros Auditados de Eiser Global Infrastructure Fund, Ejercicio Económico Finalizado el día 31 de diciembre de 2011, en 6.

⁸⁹ **R-063/C-090**, Carta de Renuncia ASTE 1A, 30 de noviembre de 2010; **R-064/C-091**, Carta de Renuncia ASTE 1B, 30 de noviembre de 2010; y **R-065/C-092**, Carta de Renuncia ASTEXOL 2, 1 de diciembre de 2010. El Demandado cuestiona las traducciones de las Demandantes. Dúp. Ddo., ¶¶ 423-424.

⁹⁰ **R-066**, Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se acepta la renuncia formulada en representación del titular de ASTE-1A, 2 de febrero de 2011; **R-067**, Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que acepta la renuncia formulada en representación del titular de ASTE-1B, 2 de febrero de 2011; y **R-068**, Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se acepta la renuncia formulada en representación del titular de ASTEXOL 2, 1 de marzo de 2011.

⁹¹ **R-066**; **R-067**; **R-068**; Primera Declaración Meissner, ¶ 57; Primera Declaración Hector, ¶¶ 58, 78; Segunda Declaración Hector, ¶ 48.

⁹² **R-066**; **R-067**; **R-068**. Véase, asimismo, Tr. (versión corregida) Día 1 (ESP), 231:5-9 (Sra. Gill).

135. Las Partes debatieron sobre la importancia jurídica de la referencia de las Resoluciones a la retribución de las plantas en virtud del régimen del RD 661/2007. Las Demandantes alegan que constituyó un compromiso vinculante del Demandado⁹³. El Demandado insistió en que carecía de efecto jurídico vinculante y sólo se trataba de una declaración de información fáctica proporcionada en respuesta a una consulta. Cualquiera sea su valor jurídico, las tres declaraciones muestran que, al mes de febrero de 2011, más de tres años y medio después de que las Demandantes comenzaran a considerar una posible inversión en España, y siete meses después de que hubiere comenzado la construcción de las plantas, las autoridades españolas competentes seguían considerando que el régimen del RD 661/2007 resultaba aplicable a su inversión.
136. El día 15 de abril de 2011, los inversores, las compañías operadoras, y los bancos cerraron el acuerdo sobre la financiación necesaria para completar los proyectos. Los préstamos de accionistas de las Demandantes e intereses en la suma de EUR 124,3 millones volvieron a ser pagados y fueron reinvertidos en ASTE y ASTEXOL⁹⁴. Tal y como quedó configurada en última instancia, la relación deuda/capital para las plantas era 70% de deuda – 30% de capital para ASTEXOL, y 63,5% de deuda – 36,5% de capital para las dos plantas ASTE⁹⁵. (Los préstamos de accionistas sustanciales se consideraron como capital⁹⁶.) La Revisión Trimestral de Eiser para el mes de abril de 2011 muestra entonces una inversión de capital total en los proyectos de EUR 124,3 millones⁹⁷. Al día 31 de diciembre de 2011, utilizando una valoración de DCF, Eiser valoró su inversión en ASTE y ASTEXOL en la suma de EUR 148,3 millones⁹⁸.
137. En el mes de noviembre de 2011, se celebraron elecciones en España, que resultaron en una derrota significativa del gobierno existente y la formación de un nuevo gobierno en el

⁹³ Tr. (versión corregida) Día 1 (ESP), 231:11-232:11 (Sra. Gill).

⁹⁴ Primera Declaración Hector, ¶ 61; Segunda Declaración Hector, ¶ 51.

⁹⁵ **C-140**, Escritura Notarial de un Contrato Privado de Crédito de EUR 238.745.000 entre Dioxipe Solar S.L. como Acreditado y Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, Co. como Agente, entre otros; **C-141**, Escritura Notarial de un Contrato Privado de Crédito de EUR 443.790.000 entre Aries Solar Termoeléctrica, S.L. como Acreditado y Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, Co. como Agente.

⁹⁶ Tr. (versión corregida) Día 6 (ESP), 1580:22 (Sr. Sullivan).

⁹⁷ **R-207.31**, *Asset Management Quarterly Review – ASTE-XOL*, abril de 2011, en 1.

⁹⁸ **C-289**, Estados Financieros Auditados de Eiser Global Infrastructure Fund, Ejercicio Económico Finalizado el día 31 de diciembre de 2011, en 6.

mes de diciembre de 2011⁹⁹. En su discurso de investidura, el Presidente señaló el déficit tarifario acumulado, que en ese entonces ascendía a más de EUR 22 000 millones, e hizo un llamado a reformas estructurales en el sistema energético. “Tendremos, pues, que aplicar una política basada en frenar y reducir los costes medios del sistema [...]”¹⁰⁰.

138. El nuevo gobierno rápidamente adoptó medidas destinadas a reducir el déficit tarifario, comenzando en el mes de enero de 2012 con la adopción del RDL 1/2012, que suspendía las nuevas inscripciones para el Régimen Especial¹⁰¹. El gobierno concedió treinta días a la Comisión Nacional de Energía (“CNE”) para elaborar un informe con recomendaciones para frenar el déficit tarifario¹⁰². La Comisión inició una consulta pública importante, y en el mes de marzo de 2012 presentó un informe con diversas recomendaciones relevantes para las plantas CSP, que implicaban modificaciones del Régimen Especial existente, pero no su reemplazo integral por un nuevo tipo de regulación¹⁰³.
139. En el año 2012, cuando las plantas estaban a punto de terminarse y entrar en servicio, cruzaron umbrales de licenciamiento y regulatorios adicionales, durante los cuales las autoridades españolas nuevamente afirmaron su participación en el Régimen Especial bajo el RD 661/2007. El día 14 de marzo, se autorizó la puesta en marcha de las instalaciones que conectaban ASTE 1-A y 1-B a la red eléctrica¹⁰⁴. El día 16 de mayo, una Resolución de la Dirección General de Industria, Energía y Minas de Castilla-La Mancha registró la inscripción de ASTE 1-B en el grupo b.1.2 del Régimen Especial, citando como

⁹⁹ **R-084**, Ministerio de la Presidencia, Secretaría de Estado de Comunicación, *Seis Meses de Gobierno: Reformar para Crecer*, 9 de julio 2012.

¹⁰⁰ **R-073**, Discurso de Investidura del Presidente Mariano Rajoy, 19 de diciembre de 2011.

¹⁰¹ **R-076**, Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Comunicado de Prensa, *El Gobierno Suspenderá de Forma Temporal las Primas de Nuevas Instalaciones de Régimen Especial*, 27 de enero de 2012.

¹⁰² **R-077**, Carta de la Secretaría de Estado de Energía, Ministerio de Industria, Energía y Turismo, al Presidente de la Comisión Nacional de Energía, 27 de enero de 2012 (“Lo anterior, unido a la toma de posesión de un nuevo gobierno, exige un análisis profundo [...]").

¹⁰³ **R-079**, CNE, *Informe sobre el Sector Energético Español: Introducción y Resumen Ejecutivo*, 7 de marzo de 2012; **R-080**, CNE, *Informe sobre el Sector Energético Español: Parte I – Medidas para Garantizar la Sostenibilidad Económico-Financiera del Sistema Eléctrico*, 7 de marzo de 2012.

¹⁰⁴ **R-201**, Certificación Final de Obra, ASTE 1A y ASTE 1B, 14 de marzo de 2012, en 1-4.

antecedentes, *inter alia*, el RD 661/2007¹⁰⁵. Los días 22 y 24 de mayo, respectivamente, se autorizó la puesta en marcha definitiva de ASTE 1-B¹⁰⁶ y ASTE 1A¹⁰⁷.

140. El día 25 de mayo de 2012, ASTEXOL-2 recibió confirmación de la inscripción preliminar de la Consejería de Agricultura, Desarrollo Rural, Medio Ambiente y Energía. La resolución de inscripción establece, *inter alia*:

El régimen económico aplicable para la facturación de la potencia y de la energía entregada a la red será el establecido por el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial¹⁰⁸.

141. El día 25 de mayo de 2012, una autoridad regional emitió una resolución que marcaba la puesta en marcha de ASTEXOL-2 “en régimen especial (termosolar)” bajo el RD 661/2007¹⁰⁹. El día 8 de junio de 2012, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo emitió certificaciones de que las tres plantas se encontraban inscritas en el Registro Administrativo (“RAIPRE”) para plantas en Régimen Especial, identificando que las tres habían sido clasificadas en el Régimen Especial en el Grupo b.1.2 bajo el RD 661/2007¹¹⁰.
142. El día 24 octubre de 2012, ASTE 1A y ASTE 1B fueron inscritas en forma definitiva por la Dirección General de Industria, Energía y Minas de Castilla-La Mancha. Los documentos de inscripción establecen:

El régimen económico que deriva de esta inscripción definitiva es el correspondiente al grupo b.1.2 del artículo 24.1 a) del Real Decreto

¹⁰⁵ **R-201**, Resolución de la Dirección General de Industria, Energía y Minas por la que se Reconoce la Condición de Instalación de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial a la Planta Termosolar ASTE 1B, 16 de mayo de 2012, en 5-6.

¹⁰⁶ **C-095**, Resolución de los Servicios Periféricos de Fomento en Ciudad Real por la que se Autoriza la Puesta en Marcha Definitiva de la Instalación ASTE-1B, 22 de mayo de 2012. Véase, *asimismo*, **R-201**, en 7-8.

¹⁰⁷ **C-094**, Resolución de los Servicios Periféricos de Fomento en Ciudad Real por la que se Autoriza la Puesta en Marcha Definitiva de la Instalación ASTE-1A, 24 de mayo de 2012.

¹⁰⁸ **R-202**, Resolución de la Dirección General de Incentivos Agroindustriales y Energía, de la Consejería de Agricultura, Desarrollo Rural, Medio Ambiente y Energía de Inscripción Previa en el Registro Autonómico de Instalaciones de Producción en Régimen Especial, Expediente RE/1572/08, 25 de mayo de 2012, en 23.

¹⁰⁹ **C-096**, Resolución de la Dirección General de Incentivos Agroindustriales y Energía de la Consejería de Agricultura, Desarrollo Rural, Medio Ambiente y Energía, sobre Puesta en Servicio de la Instalación de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial ASTEXOL-2, 25 de mayo de 2012.

¹¹⁰ **C-007**, Certificados Provisionales RAIPRE para las Plantas CSP ASTE-1A, ASTE-1B y ASTEXOL-2, 8 de junio de 2012.

661/2007, de 25 de mayo, vender la electricidad a tarifa regulada y será de aplicación a dicha instalación con efectos desde el 1 de junio de 2012, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 4 del Real Decreto Ley 6/2009 de 30 de abril¹¹¹.

143. El día 19 de noviembre de 2012 marcó la Inscripción Definitiva de ASTEXOL 2. La Resolución establece:

El régimen económico aplicable para la facturación de la potencia y de la energía entregada a la red será el establecido por el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial¹¹².

E. Las Medidas Controvertidas

144. El mes siguiente, diciembre de 2012, sin notificación previa a los productores CSP, el Parlamento adoptó la Ley 15/2012 que, *inter alia* estableció un impuesto de 7% sobre el valor total de toda la energía alimentada a la Red Eléctrica Nacional por los productores de energía (“IVPEE”) y eliminó las primas para la electricidad generada con gas¹¹³. Una Revisión Trimestral de Eiser del mes de febrero de 2013 trató el impacto del impuesto de 7% sobre la producción de energía, la eliminación de los subsidios para la electricidad generada utilizando gas, y otras revisiones del régimen regulatorio. Concluyó que los cambios eliminaban casi un 30% de los ingresos netos de ASTEXOL y llevaba la relación de cobertura del servicio de deuda a aproximadamente uno¹¹⁴.
145. El Real Decreto Ley 2/2013 de fecha 1 de febrero de 2013 (“RDL 2/2013”) posteriormente eliminó totalmente la Opción de Prima, dejando a los productores de CSP la opción de

¹¹¹ **R-201**, Resolución de la Dirección General de Industria, Energía y Minas por la que se Procede a la Inscripción Definitiva de la Planta Termosolar ASTE 1B cuyo Titular es Aries Solar Termoeléctrica, S.L. en el Registro Autonómico de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial, 24 de octubre de 2012, en 9-10; **C-158**, Resolución de la Dirección General de Industria, Energía y Minas por la que se Procede a la Inscripción Definitiva de la Planta Termosolar ASTE 1A cuyo Titular es Aries Solar Termoeléctrica, S.L. en el Registro Autonómico de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial, 24 de octubre de 2012.

¹¹² **R-202**, Resolución de la Dirección General de Incentivos Agroindustriales y Energía, de la Consejería de Agricultura, Desarrollo Rural, Medio Ambiente y Energía sobre Inscripción Definitiva en el Registro Autonómico de Instalaciones de Producción en Régimen Especial, Expediente RE/1572/08, 19 de noviembre de 2012, en 27.

¹¹³ **C-025**, Ley 15/2012, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, 27 de diciembre de 2012 (publicada el día 28 de diciembre de 2012) [en adelante, “Ley 15/2012”]; Primera Declaración Hector, ¶ 85; Tr. (versión corregida) Día 1 (ESP), 233:9-234:5 (Sra. Gill).

¹¹⁴ **C-174**, EISER Infrastructure Limited, *Asset Management Quarterly Review*, febrero de 2013.

tarifa a precio de mercado o la de tarifa fija. El RDL 2/2013 canceló también el mecanismo para actualizar las tarifas reguladas de conformidad con el Índice de Precios al Consumidor, sustituyéndolo por un índice diferente inferior al IPC¹¹⁵.

146. Un cambio mucho más drástico tuvo lugar el día 12 de julio de 2013, con la sanción del Real Decreto Ley 9/2013 (“RDL 9/2013”)¹¹⁶. Esta legislación modificó el Artículo 34 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 (que había creado el Régimen Especial para los productores de energías renovables) y derogó el RD 661/2007. Eliminó todo el régimen de tarifas fijas y primas, y lo sustituyó por un sistema que provee una “retribución específica” basada en los costes “tipo” (pero no reales) por unidad de potencia instalada, más sumas estándares por costes operativos. Sin embargo, muchos detalles importantes del nuevo régimen de reemplazo se mantuvieron inciertos¹¹⁷. Posteriormente, en el mes de diciembre de 2013, el Demandado adoptó la Ley 24/2013, que sustituyó a la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y eliminó por completo la distinción entre Regímenes Ordinario y Especial¹¹⁸.
147. En el mes de junio de 2014, el Demandado adoptó el Real Decreto 413/2014 (“RD 413/2014”)¹¹⁹, que estableció un régimen regulatorio que tenía por objeto lograr una rentabilidad razonable prescrita calculada sobre la base de una hipotética planta “eficiente”. Sin embargo, los detalles cruciales del nuevo régimen se dejaron a los reguladores gubernamentales quienes desarrollaron la Orden Ministerial IET/1045/2014 de fecha 16 de junio de 2014. Esta Orden Ministerial establece los parámetros de retribución para instalaciones “tipo”¹²⁰, incluyendo los “costes tipo” estimados aplicados bajo el nuevo

¹¹⁵ **C-026**, Real Decreto Ley 2/2013, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, 1 de febrero de 2013 (publicado el día 2 de febrero de 2013) [en adelante, “RDL 2/2013”]; Tr. (versión corregida) Día 1 (ESP), 236:10-237:1 (Sra. Gill).

¹¹⁶ **C-029**, Real Decreto Ley 9/2013, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, 12 de julio de 2013 (publicado el día 13 de julio de 2013) [en adelante, “RDL 9/2013”].

¹¹⁷ Primera Declaración Meissner, ¶ 61; Primera Declaración Hector, ¶ 90.

¹¹⁸ **C-030**, Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, 26 de diciembre de 2013 (publicada el día 27 de diciembre de 2013) [en adelante, “Ley 24/2013”]; Tr. (versión corregida) Día 1 (ESP), 238:5-21 (Sra. Gill).

¹¹⁹ **C-031**, Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, 6 de junio de 2014 (publicado el día 10 de junio de 2014) [en adelante, “RD 413/2014”].

¹²⁰ **C-100/R-094**, Orden IET/1045/2014, 16 de junio de 2014 (publicada el día 20 de junio de 2014) [en adelante, “Orden IET/1045/2014”].

régimen regulatorio¹²¹. La Orden Ministerial IET/1045/2014 marcó el fin definitivo del régimen del RD 661/2007¹²².

148. El nuevo régimen regulatorio que culminara en la Orden Ministerial IET/1045/2014 es de aplicación a plantas existentes construidas y financiadas bajo los principios del régimen anterior. *Inter alia*, en virtud del nuevo régimen:

- Se abandona el régimen tarifario del RD 661/2007, sustituyéndolo por un nuevo régimen de retribución reducida basado en una hipotética inversión “tipo” y costes operativos y características de plantas hipotéticamente “eficientes”, con retribución circunscrita a una vida operativa de 25 años.
- La retribución se calcula con base en proyecciones de los reguladores de los ingresos necesarios para lograr una rentabilidad anterior a impuestos de prescrita por vida de 7,398% basada en costes hipotéticos de una hipotética instalación tipo. La tasa de rentabilidad prescrita se encuentra posiblemente sujeta a modificaciones cada seis años.
- La retribución se basa en la capacidad, no en la producción, eliminando el incentivo potencialmente disponible bajo el RD 661/2007 para construir plantas más costosas, pero más productivas. La retribución tiene como tope la producción hipotética de una “planta tipo”.
- Los pagos que ya se hubieren recibido por una instalación en virtud del régimen anterior pueden acreditarse contra la retribución de por vida adeudada en virtud del nuevo régimen, permitiendo así recuperar las cantidades “en exceso” recibidas en virtud de régimen anterior.

149. Por lo tanto, el nuevo sistema se encuentra calculado para proporcionar una tasa de rentabilidad anterior a impuestos inferior que el Demandado considera razonable. Esto se calcula sobre la base de activos y costes hipotéticos, sin tener en cuenta los costes o eficiencias reales de las plantas específicas existentes¹²³. En cambio, la retribución de las plantas existentes se basa en su capacidad de generación y las estimaciones de los reguladores de los hipotéticos costes de capital y operativos, por unidad de capacidad de

¹²¹ *Íd.*

¹²² Véase Primer Informe sobre Normativa Brattle, ¶ 103 y ss. Las Demandantes reconocen la naturaleza fundamental del cambio a un nuevo régimen en el mes de junio de 2014, utilizando esta fecha como el punto de inflexión para el cálculo de su reclamación por daños. Tr. (versión corregida) Día 2 (ESP), 340:17-341:4 (Sra. Stoyanov).

¹²³ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 757:5-10 (Sr. Montoya) (“Se analizó cada planta en algunos aspectos: en la energía producida, en su potencia, sus características técnicas. Efectivamente, no en sus aspectos financieros [...]”).

generación, de una hipotética instalación tipo de la clase en cuestión¹²⁴. El régimen regulatorio prescribe asimismo una vida regulatoria de veinticinco años para las plantas CSP. Una vez establecidos, ni esta vida regulatoria ni el “valor inicial de la inversión” prescrito pueden ser modificados.

150. Las nuevas medidas tenían por objeto lograr, y lograron, el objetivo de reducir de manera significativa el nivel de subsidios pagados a CSP y a otros generadores de energías renovables. Durante la Audiencia, el Sr. Espel de la firma BDO le informó al Tribunal que el déficit tarifario español se había eliminado, y que para el año 2015 se proyectaba un pequeño superávit¹²⁵.
151. Sin embargo, las plantas de las Demandantes no se ajustaban al estándar aplicado de manera retroactiva de plantas hipotéticamente “eficientes”. Los costes de capital históricos de las plantas de las Demandantes fueron aproximadamente un 40% más altos que el nivel considerado eficiente bajo el nuevo régimen¹²⁶. Los peritos financieros de las Demandantes, Brattle, atribuyen los costes de capital más altos a diversos factores, incluido que dos de las plantas eran propietarias (en lugar de arrendatarias) del terreno subyacente, y a costes adicionales incurridos en la expectativa de la futura adición de SAT (almacenamiento)¹²⁷. Los costes operativos y de mantenimiento de las plantas también superaban aquellos considerados eficientes¹²⁸. En consecuencia, los ingresos de las plantas fueron considerablemente inferiores que aquellos proyectados por los inversores y sus prestamistas bajo el régimen anterior. Los ingresos de ASTE 1-A decayeron un 66% comparados con los proyectados bajo el régimen anterior¹²⁹.
152. Los informes financieros de las compañías operadoras para el año 2014 (el último año disponible para el Tribunal) muestran ingresos en virtud del nuevo régimen

¹²⁴ Rép. Dt., ¶ 251 y ss.

¹²⁵ Tr. (versión corregida) Día 5 (ESP), 1288:12-20 (Sr. Espel).

¹²⁶ Segundo Informe sobre Cuantificación Brattle, ¶ 130 y Tabla 9.

¹²⁷ *Íd.*, ¶¶ 131-135.

¹²⁸ *Íd.*, ¶ 136 y Tabla 10.

¹²⁹ Primer Informe sobre Normativa Brattle, ¶ 154. En el alegato de cierre del Demandado, sus abogados sostuvieron que no hay “nada más lejos de la realidad” que la afirmación de que los ingresos de las plantas se han visto reducidos. Tr. (versión corregida) Día 6 (ESP), 1603:13-20 (Sr. Fernandez). Este argumento es difícil de reconciliar con los estados financieros de las compañías operadoras que obran en el expediente.

sustancialmente inferiores al nivel necesario para cubrir los costes financieros y operativos reales de las plantas, mucho menos para proporcionar rentabilidad alguna sobre la inversión. En el año 2014, Aires Solar mostró ingresos operativos netos en la suma de EUR 19,92 millones, muy por debajo de los casi EUR 27,76 millones necesarios para el servicio de sus deudas sólo con terceros¹³⁰. Dioxipe mostró un ingreso operativo neto de EUR 7,79 millones, contra obligaciones de deuda con terceros actuales de alrededor de EUR 13,94 millones¹³¹.

153. Esta caída pronunciada de los ingresos de los niveles anticipados bajo el régimen del RD 661/2007 obligó a las compañías operadoras a entrar en negociaciones de restructuración de deuda con sus entidades crediticias externas. Luego de estas negociaciones, durante los próximos años, todos los ingresos que superen los costos operativos de ASTE van a las entidades crediticias externas, quedando nada para pagar los préstamos de los inversores (que se están capitalizando) o como retorno de capital¹³².
154. En respuesta a la pregunta del Tribunal durante la Audiencia, el Sr. Meissner, socio fundador de Eiser, hizo una distinción entre los cambios en el régimen regulatorio de España y otras situaciones regulatorias donde los reguladores “piensan también en la rentabilidad”. En contraste, declaró que “aquí tenemos una destrucción total del valor. Perdimos todo el valor en este proyecto en concreto”¹³³. En respuesta a otra pregunta, el Sr. Meissner declaró que, a fines del año 2014, se tenía “una inversión [...] cuyo valor se estimaba en 4 millones de euros que se pueden comparar con los 12[5] millones que invertimos en su primer momento”¹³⁴.

¹³⁰ En el alegato de cierre, los abogados de España sostuvieron, sin citar evidencia alguna, que Eiser estaba detrayendo fondos de las compañías operadoras para garantizar el pago de sus propios préstamos. Tr. (versión corregida) Día 6 (ESP), 1622:5-8 (Sr. Fernandez). Esto es inconsistente con las pruebas que obran en el caso. Segunda Declaración Meissner, ¶ 30, Tr. (versión corregida) Día 5 (ESP), 1506:7-10 (Sr. Caldwell) (declara que no se están pagando los préstamos de accionistas).

¹³¹ **BQR-088**, Balances Anuales Ejercicio 2014 de ASTE, en 4; **BQR-089**, Balances Anuales Ejercicio 2014 de Dioxipe, en 4.

¹³² Tr. (versión corregida) Día 5 (ESP), 1505:20-1506:10 (Sr. Caldwell).

¹³³ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 675:13-19 (Sr. Meissner).

¹³⁴ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 680:20-22 (Sr. Meissner).

IV. SÍNTESIS DE LAS RECLAMACIONES Y PETITORIOS DE LAS PARTES

155. El petitorio de las Demandantes se formula en el Memorial de la siguiente manera:

537. L[a]s Demandantes solicitan las siguientes medidas de resarcimiento:

(a) una declaración de que el Demandado ha quebrantado los Artículos 10 y 13 del TCE;

(b) una orden para que el Demandado proceda a la plena reparación, a favor de los Demandados [sic], de los daños sufridos por sus inversiones a raíz de la violación por parte de España del TCE y el derecho internacional, debiendo tener dicha reparación la forma de:

(i) la plena restitución a l[a]s Demandantes, mediante el restablecimiento de la situación existente antes del quebrantamiento por parte de España del TCE, más una compensación por las pérdidas sufridas hasta el restablecimiento del régimen anterior; o

(ii) el pago a l[a]s Demandantes de una compensación por las pérdidas sufridas a raíz de los incumplimientos, por parte de España, del TCE; y

(iii) en cualquier caso:

A. el pago a l[a]s Demandantes de los intereses previos al laudo, al 2,07 % mensual compuesto; y

B. el pago de los intereses posteriores al laudo, mensuales compuestos, a un tipo a determinar por el Tribunal, sobre las cantidades reconocidas en el laudo hasta completar el pago; y

(c) el pago a l[a]s Demandantes del importe de las costas de este arbitraje a título de indemnización íntegra por los daños y perjuicios soportados, incluyendo todos los gastos en que hubieran incurrido o vayan a incurrir l[a]s Demandantes en concepto de honorarios y costas de los árbitros, el CIADI, los asesores jurídicos y los peritos; y

(d) cualquier otra medida de resarcimiento que el Tribunal considere apropiada en las circunstancias dadas.

538. L[a]s Demandantes se reservan el derecho a modificar o complementar el presente Memorial, así como a solicitar las

medidas de resarcimiento adicionales, alternativas o diferentes que estimen oportunas¹³⁵.

156. En su Escrito Adicional sobre la Nueva Defensa, las Demandantes solicitan, además:

73. [...] [La]s Demandantes respetuosamente solicitan que se rechace la nueva defensa de España y que se prive al Demandado de sostener que las Plantas CSP no se pueden acoger al Régimen Especial porque las instalaciones superan el límite de 50 MW estipulado en el Artículo 27.1 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997. Asimismo, España debe ser impedida de argumentar que debido a que las instalaciones no podían acogerse al Régimen Especial, l[a]s Demandantes no tienen ninguna expectativa en cuanto a la aplicación continua de las tarifas en virtud del Artículo 36 del RD 661/2007. La nueva defensa de España es insostenible, presentada muy tarde en el proceso, en un intento de eludir la responsabilidad legal bajo el TCE.

74. Si el Tribunal pensase en considerar la nueva defensa de España, l[a]s Demandantes solicitan respetuosamente al Tribunal que decida rechazar la nueva defensa de España basándose en que el Demandado está solicitando al Tribunal una decisión sobre temas que van más allá de la función del Tribunal en decidir sobre la presente disputa de inversión.

75. Alternativamente, l[a]s Demandantes solicitan que el Tribunal rechace la nueva defensa de España basándose en que, según el Derecho español, las Plantas CSP no superan el umbral de capacidad instalada de 50 MW, el cual está determinado en base a la capacidad nominal de las plantas; y que la postura de España en el cálculo de la capacidad instalada es técnicamente incorrecta y debería rechazarse, como se demostró en el Segundo Informe de Mancini.

76. Además, dado que la defensa no solamente se presentó tarde, sino que claramente carece de mérito, l[a]s Demandantes solicitan que se ordene a España pagar todos los costes relacionados con la nueva defensa¹³⁶.

157. En lo que respecta a la jurisdicción, las Demandantes solicitan en la Dúplica:

En cuanto a las objeciones jurisdiccionales se refiere (y además de la compensación estipulada en el párrafo 537 de la Declaración de

¹³⁵ Mem. Dt., ¶¶ 537-538. Este mismo petitorio se repitió en la Réplica, incluyendo unas pocas “reservas” adicionales relativas a documentos cuya exhibición estaba pendiente en el momento de la Réplica, y a la detección de cualquier discrepancia de traducción. Rép. Dt., ¶ 997.

¹³⁶ Esc. Nueva Def. Dt., ¶¶ 73-76.

l[a]s Demandantes y en el párrafo 997 de la Respuesta de l[a]s Demandantes sobre Méritos y Contra-Memorial sobre Jurisdicción), l[a]s Demandantes solicitan que el Tribunal:

(a) desestime todas las objeciones del Demandado; y

(b) ordene al Demandado a cubrir el coste de las objeciones sobre jurisdicción¹³⁷.

158. A su vez, el Demandado, solicita:

[1261]. A la vista de los argumentos expuestos en el presente Escrito, el Reino de España solicita respetuosamente al Tribunal Arbitral que:

a) Declare carecer de jurisdicción para conocer de las reclamaciones de las Demandantes, o en su caso la inadmisibilidad de las mismas, de conformidad con lo expuesto en la sección III del presente Escrito, referida a Objeciones Jurisdiccionales;

b) Subsidiariamente, para el caso de que el Tribunal Arbitral decida que tiene jurisdicción para conocer de la presente controversia, que desestime todas las pretensiones de las Demandantes en cuanto al fondo ya que el Reino de España no ha incumplido en modo alguno el TCE, de acuerdo con lo expuesto en los apartados (A) y (B) de la sección IV del presente Escrito, referida al Fondo del Asunto;

c) Subsidiariamente, que se desestimen todas las pretensiones resarcitorias de las Demandantes por cuanto éstas no tienen derecho a una compensación, de conformidad con lo expuesto en el apartado (C) de la sección IV del presente Escrito; y

d) Condene a las Demandantes al pago de todas las costas y gastos que se deriven del presente arbitraje, incluidos los gastos administrativos incurridos por CIADI, los honorarios de los árbitros y los honorarios de la representación letrada del Reino de España, sus peritos y asesores, así como cualquier otro coste o gasto en que se haya incurrido, todo ello incluyendo una tasa de interés razonable desde la fecha en que se incurra en dichos costes hasta la fecha de su pago efectivo.

[1262]. El Reino de España se reserva el derecho a suplementar, modificar o complementar estas alegaciones y presentar todos aquellos argumentos adicionales que sean necesarios de conformidad con el Convenio CIADI, las Reglas de Arbitraje

¹³⁷ Dúp. Dt., ¶ 194.

CIADI, las Ordenes Procesales y las directrices del Tribunal Arbitral a fin de responder a todas las alegaciones efectuadas por las Demandantes en relación con el presente asunto.

[1263]. En particular, en el ejercicio de su derecho de defensa, el Reino de España se reserva el derecho de incorporar al presente Procedimiento arbitral los documentos necesarios para desacreditar las manifestaciones del testigo de las Demandantes, Sr. Bolaña. Dicha aportación se solicitará al Tribunal Arbitral tan pronto como se obtenga la autorización para levantar la confidencialidad pactada en la Orden Procesal por el Tribunal del Asunto Antin¹³⁸.

159. Las respectivas posturas de las Partes en relación con los temas en cuestión en el arbitraje se sintetizan en las secciones subsiguientes. El Tribunal hace hincapié en que ha considerado la totalidad de los argumentos de las Partes en sus presentaciones escritas y orales. El hecho de que un argumento dado pueda no estar mencionado expresamente en la síntesis breve de las posturas de las Partes incluida en el presente Laudo no deberá considerarse como una indicación de que el Tribunal no ha considerado dicho argumento.

V. JURISDICCIÓN

A. Primera Excepción: La Excepción Intra-UE

160. España sostiene que el Tribunal carece de jurisdicción *ratione personae* debido a que el TCE no se aplica a controversias relacionadas con inversiones realizadas dentro de la UE por inversores de otros países de la UE.

(1) Las Posturas de las Partes

a. Postura del Demandado

161. El Demandado resume la esencia de su Excepción Intra-UE en su Dúplica:

[E]l Reino de España considera que no existe un inversor protegido con arreglo al TCE. Tanto Luxemburgo como el Reino de España eran Estados miembros de la Comunidad Económica Europea, hoy Unión Europea (en adelante ‘UE’), al suscribirse el TCE. La UE es

¹³⁸ Dúp. Ddo., ¶¶ 1261-1263. Véase, *asimismo*, C-Mem. Ddo., ¶¶ 1245-1246.

Parte Contratante del TCE por lo que las Demandantes no provienen de ‘*otra Parte Contratante*’ tal y como exige el Artículo 26 del TCE para poder acudir al arbitraje. El mecanismo arbitral de resolución de controversias previsto en el [A]rtículo 26 del TCE no resulta aplicable a una controversia intra-UE como la presente. En este tipo de disputas el Derecho de la Unión europea y sus mecanismos de resolución de controversias se aplican con carácter preferente al TCE, lo que determina la falta de jurisdicción del Tribunal Arbitral para conocer de la disputa¹³⁹.

162. El Artículo 26 del TCE, que prevé el arbitraje de controversias, abarca las controversias entre “una Parte Contratante” y “un inversor de otra Parte Contratante”¹⁴⁰. Debido a que tanto España como la Unión Europea son partes en el TCE, en opinión del Demandado, esto “supone inevitablemente la exclusión de dicho artículo de los supuestos en los que un inversor de un Estado de la UE tenga una controversia [relativa a una inversión] con un Estado de la Unión Europea [...]”¹⁴¹.
163. Para el Demandado, la UE otorga a los inversores con la ciudadanía de la UE una protección específica superior a aquella concedida por el TCE y por los tratados bilaterales de inversión¹⁴², régimen que debe aplicarse igualmente a todos los miembros de la UE sin distinción¹⁴³. En consecuencia, el mecanismo adecuado para abordar cualquier controversia que surja a este respecto son los tribunales nacionales europeos, con la posibilidad de recurrir en última instancia al Tribunal de Justicia de la Unión Europea, ya que el ordenamiento jurídico de la UE posee “el monopolio en la interpretación última del Derecho de la UE”¹⁴⁴.
164. Asimismo, el Demandado afirma que debido a que el Reino Unido, Luxemburgo y España eran todos miembros de la Comunidad Económica Europea (“CEE”) al momento de celebración del TCE, no podían, como cuestión de Derecho europeo, asumir obligaciones

¹³⁹ Dúp. Ddo., ¶ 4.

¹⁴⁰ **RL-001**, Tratado sobre la Carta de la Energía, Art. 26(1).

¹⁴¹ Dúp. Ddo., ¶ 63.

¹⁴² *Íd.*, ¶¶ 65-66, 97, 131.

¹⁴³ *Íd.*, ¶ 77.

¹⁴⁴ *Íd.*, ¶ 75.

inter se relacionadas con el mercado eléctrico interno, que en ese entonces estaba armonizado por la CEE¹⁴⁵.

165. Según el Demandado, el TCE refleja este estado de cosas y reconoce que el régimen jurídico europeo debería regir exclusivamente las inversiones dentro de la UE realizadas por inversores de los países miembros de la UE¹⁴⁶. “[E]l propio TCE reconoce la aplicación preferente entre los Estados miembros de la UE de su propio derecho. Además, cualquier discrepancia entre el TCE y el Derecho de la UE debería resolverse concediendo primacía a este último”¹⁴⁷. El Demandado encuentra fundamento para esta interpretación en la redacción, el objeto y la finalidad del TCE, refiriéndose en particular a las disposiciones del TCE relativas a las Organizaciones Regionales de Integración Económica (“REIO”, por sus siglas en inglés). Las disposiciones del TCE citadas por el Demandado incluyen, *inter alia*:

- El Artículo 1(3), definición de las REIO, que abarca claramente a la CEE (y ahora la UE), la única entidad de ese tipo que es parte en el TCE. El Artículo 1(3) define a las REIO como organizaciones constituidas por Estados a las que ellos han transferido competencias relativas a determinados ámbitos, algunos de los cuales están regulados por el TCE, “incluida la facultad de tomar decisiones vinculantes para dichos Estados con respecto a dichos ámbitos”. El Demandado considera esto como un reconocimiento en el TCE de que la UE puede ejercer la competencia exclusiva con respecto a determinados asuntos, que presumiblemente incluyen el mercado eléctrico armonizado¹⁴⁸.
- El Artículo 25, en virtud del cual las obligaciones de trato de la nación más favorecida del TCE no se extienden al trato preferencial otorgado a los miembros de un Acuerdo de Integración Económica que suprima o prohíba medidas discriminatorias entre sus miembros. El Demandado una vez más considera esto como el reconocimiento del supuesto trato preferencial concedido a los inversores intra-UE, una vez más presumiblemente incluyendo el sector energético¹⁴⁹.
- El Artículo 36(7), que otorga a una REIO un número de votos equivalente al número de sus Estados miembros al votar sobre asuntos sobre los cuales la REIO tiene competencia. Según el Demandado, esto necesariamente implica que una

¹⁴⁵ *Íd.*, ¶ 64.

¹⁴⁶ *Íd.*, ¶¶ 79, 117.

¹⁴⁷ *Íd.*, ¶ 119.

¹⁴⁸ *Íd.*, ¶ 81.

¹⁴⁹ *Íd.*, ¶¶ 83-84.

REIO se coloca plenamente en el lugar de sus estados miembros en las áreas donde posee competencia¹⁵⁰.

166. El Demandado también hace hincapié en el Artículo 26(6) del TCE, el cual especifica la ley que los tribunales de inversión deben aplicar en las controversias planteadas entre inversores y las partes del TCE. Establece que los tribunales “decidirá[n] las cuestiones en litigio con arreglo al presente Tratado y a las normas del Derecho Internacional aplicables”¹⁵¹. En opinión de España, las normas del ordenamiento jurídico de la UE constituyen normas de derecho internacional que este Tribunal debe aplicar en virtud del Artículo 26(6)¹⁵².
167. El Demandado insiste en que el Artículo 26(6) demuestra que el TCE excluye las controversias intra-europeas, debido a que su aplicación en tales controversias crearía una situación jurídica inaceptable. El Demandado se remite a este respecto al Artículo 344 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (“TFUE”), que impide que los Estados Miembros sometan controversias relativas a la interpretación o aplicación de los tratados de la UE a cualquier método de arreglo distinto de los previstos en tales tratados¹⁵³. En opinión del Demandado, permitir que este arbitraje prosiga exigiría que el Tribunal se pronuncie sobre los derechos de un inversor europeo dentro del mercado interior de la UE¹⁵⁴, asuntos sobre los que el Tribunal de Justicia de la Unión Europea conserva la autoridad exclusiva de última instancia¹⁵⁵. Por consiguiente, el Artículo 26(6) “impide el arbitraje entre un inversor intra UE y un Estado miembro de la UE”¹⁵⁶.
168. El Demandado encuentra fundamento adicional para su interpretación en la finalidad del TCE. Se dice que ésta es la de “sentar las bases para extender el mercado interior de la

¹⁵⁰ *Íd.*, ¶ 85.

¹⁵¹ **RL-001**, Tratado sobre la Carta de la Energía, Art. 26(6).

¹⁵² Dúp. Ddo., ¶ 117; Tr. (versión corregida), Día 1 (ESP), 76:22-77:18 (Prof. McLachlan, Sra. Moraleda) (“obliga a determinar la jurisdicción del Tribunal de acuerdo con las normas y principios de derecho internacional, entre los que por supuesto se incluye el derecho de la Unión Europea”); Tr. (versión corregida), Día 1 (ESP), 92:4-93:18 (Sra. Moraleda, Dr. Alexandrov) (“Usted nos pide, a efectos del artículo 42.1, usted nos pide que apliquemos el derecho de la Unión Europea como reglas del derecho internacional? Sí”).

¹⁵³ Dúp. Ddo., ¶ 88.

¹⁵⁴ *Íd.*, ¶ 89.

¹⁵⁵ *Íd.*, ¶ 90.

¹⁵⁶ *Íd.*, § III(A)(3)(3.2).

energía existente en las Comunidades Europeas a las ex Repúblicas Socialistas Soviéticas. En ningún caso se pretendía derogar ni desplazar el Derecho de la UE, que sigue siendo de aplicación preferente entre sus Partes Contratantes y los ciudadanos de éstas [...]”¹⁵⁷.

169. Como fundamento adicional, el Demandado se remite a la postura de la Comisión Europea “referente a la imposibilidad de que puedan existir arbitrajes entre inversores intra UE y Estados miembros al amparo del [A]rtículo 26 del TCE”¹⁵⁸, y a la postura de la Comisión de larga data en el sentido de que los tratados bilaterales de inversión intra-UE son incompatibles con la legislación de la UE¹⁵⁹. España también invoca los escritos de apoyo de Bruno Poulain y el Profesor Jan Kleinheisterkamp¹⁶⁰.
170. El Demandado niega la pertinencia de las decisiones de otras cortes y tribunales que rechazan su postura, observando que sólo dos de los casos citados por las Demandantes involucraban al TCE¹⁶¹. En cuanto a estos, España distingue *Electrabel S.A. c. Hungría*, debido a que Hungría no era miembro de la CE/UE cuando se adhirió al TCE, por lo que tenía “plena soberanía” para asumir obligaciones prohibidas a los miembros de la Unión¹⁶².
171. El Demandado niega que su interpretación sea incompatible con el sentido corriente del TCE. Según el Demandado, es irrelevante que el TCE no contenga una cláusula de desconexión expresa que se refiera a las relaciones internas de los miembros de la UE, debido a que dicha cláusula no tiene una función en un ámbito en el que existe una armonización completa de las normas comunitarias¹⁶³.
172. Para el Demandado, la postura de las Demandantes ignora el contexto, el objeto y la finalidad del TCE, la función de la CEE como actor dominante en la negociación del TCE, y la imposibilidad de que hubiera acordado subordinar su propio sistema interno superior

¹⁵⁷ *Íd.*, ¶ 98.

¹⁵⁸ *Íd.*, ¶ 103.

¹⁵⁹ *Íd.*, ¶ 105.

¹⁶⁰ *Íd.*, ¶ 107.

¹⁶¹ *Íd.*, ¶ 110.

¹⁶² *Íd.*, ¶ 113.

¹⁶³ *Íd.*, ¶¶ 140, 142.

de protección de inversiones al del TCE¹⁶⁴. El Demandado también cuestiona los argumentos de las Demandantes de que el TCE no está en conflicto con la legislación de la UE, y que proporciona a los inversores una protección superior a la de la legislación europea. El Demandado sostiene en este respecto que los casos de arbitraje sobre inversión invocados por las Demandantes se referían a otras cuestiones, no al argumento de España sobre la primacía del derecho europeo¹⁶⁵.

173. La Dúplica del Demandado concluye su análisis de esta excepción observando que las autoridades europeas podrían considerar que cualquier indemnización monetaria otorgada por el Tribunal a favor de las Demandantes es una ayuda estatal no permisible, diciendo implícitamente que el pago de tal indemnización por parte de España sería contrario al derecho europeo¹⁶⁶.

b. Postura de las Demandantes

174. Las Demandantes refutan la Excepción Intra-UE del Demandado, alegando que ignora múltiples decisiones de tribunales de inversión y tribunales nacionales que han analizado y rechazado la excepción, tres de ellas en casos relacionados con el TCE¹⁶⁷. Las Demandantes se refieren a seis decisiones de tribunales arbitrales de inversión existentes al momento en que se presentaron las reclamaciones¹⁶⁸, a otras decisiones no publicadas, incluida una – *PV Investors c. España* – respecto de la cual España no ha dado su

¹⁶⁴ *Íd.*, ¶ 131.

¹⁶⁵ *Íd.*, ¶ 134.

¹⁶⁶ *Íd.*, ¶¶ 145-146. Véase también, *íd.*, ¶ 68(c).

¹⁶⁷ Rép. Dt., ¶ 368, nota al pie 548. Los casos citados por las Demandantes en tal sentido incluyen **CL-112**, *Eastern Sugar B.V. c. República Checa*, Caso SCC No. 088/2004, Laudo Parcial, 27 de marzo de 2007 [en adelante, *Eastern Sugar c. República Checa*], ¶¶ 142-180; **CL-116**, *Eureko B.V. c. República Eslovaca*, Caso CPA No. 2008-13, CNUDMI (1976), Decisión sobre Jurisdicción, 26 de octubre de 2010 [en adelante, *Eureko c. República Eslovaca*], ¶ 291; **CL-120**, *Jan Oostergetel y Theodora Laurentius c. República Eslovaca*, CNUDMI (1976), Decisión sobre Jurisdicción, 30 de abril de 2010 [en adelante, *Oostergetel c. República Eslovaca*], ¶ 109; **CL-026**, *Electrabel S.A. c. República de Hungría*, Caso CIADI No. ARB/07/19, Decisión sobre Jurisdicción, Ley Aplicable y Responsabilidad, 30 de noviembre de 2012 [en adelante, *Electrabel c. Hungría*], ¶¶ 5.32-5.38; **CL-165**, *European American Investment Bank AG (EURAM) c. República Eslovaca*, CNUDMI (1976), Laudo sobre Jurisdicción, 22 de octubre de 2012, ¶¶ 236-238; y **CL-111**, Decisión del Tribunal Regional Superior de Frankfurt, 10 de mayo de 2012 (26 SchH 11/10), ¶¶ 79-97.

¹⁶⁸ Rép. Dt., ¶ 368, nota al pie 549. **CL-112**, *Eastern Sugar c. República Checa*, ¶ 180; **CL-116**, *Eureko c. República Eslovaca*, ¶ 291; **CL-120**, *Oostergetel c. República Eslovaca*, ¶ 109; **CL-026**, *Electrabel c. Hungría*, ¶ 5.60.

consentimiento para el acceso de este Tribunal a una decisión o laudo relevante¹⁶⁹, y otros dos laudos subsiguientes publicados¹⁷⁰. Según las Demandantes, ningún tribunal ha confirmado la Excepción Intra-UE, y los intentos de España de distinguir o desestimar los laudos de tribunales que la rechazan no son convincentes ni útiles¹⁷¹.

175. Asimismo, las Demandantes se oponen a los argumentos del Demandado en el sentido de que los tratados bilaterales de inversión son contrarios al derecho de la UE; que la excepción Intra-UE sigue siendo válida aunque no se haya planteado en algunos casos; que los fallos judiciales nacionales que deniegan la excepción pueden ser objeto de apelación; que las instituciones europeas de alto nivel han “puesto de relieve” el problema intracomunitario; que un reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo del año 2014 muestra que los tribunales de inversión no pueden examinar las controversias intra-UE; y la invocación del requerimiento expedido por la Comisión Europea para suspender el pago de la indemnización concedida en el caso *Micula c. Rumania*¹⁷².
176. Para las Demandantes, el sentido corriente del Artículo 26 del TCE demuestra claramente que el Demandado ha consentido al arbitraje de sus reclamaciones. Las reclamaciones caben dentro del lenguaje claro del tratado, el cual no contiene limitaciones ni condicionamientos que creen una excepción para las reclamaciones de los inversores de la UE contra los países miembros de la UE¹⁷³. Las Demandantes además disputan que las disposiciones del TCE citadas por el Demandado demuestren que el TCE excluye las reclamaciones intra-UE¹⁷⁴. Las Demandantes argumentan que el TCE no contiene ninguna cláusula de desconexión, y niegan que ésta se pueda entender como implícita en el TCE¹⁷⁵.

¹⁶⁹ Rép. Dt., ¶ 369. *Supra*, ¶ 19.

¹⁷⁰ *Íd.*, ¶ 370.

¹⁷¹ *Íd.*, ¶¶ 372-373. Durante el procedimiento, el Tribunal también fue informado de una decisión adicional en la que un tribunal del CIADI rechazó la excepción de la Unión Europea presentada por el Demandado. *RREEF Infrastructure (G.P.) Ltd. y RREEF Pan-European Infrastructure Two Lux S.à r.l. c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/13/30, Decisión sobre Jurisdicción, 6 de junio de 2016 (versión con supresiones a disposición del público) [en adelante, *RREEF c. España*]. Ambas Partes presentaron observaciones a este Tribunal sobre dicha decisión. *Supra*, ¶¶ 82-86.

¹⁷² Rép. Dt., ¶¶ 374-379.

¹⁷³ *Íd.*, ¶¶ 382-383.

¹⁷⁴ *Íd.*, ¶¶ 384-392.

¹⁷⁵ *Íd.*, ¶¶ 404-413.

177. Por último, las Demandantes cuestionan las afirmaciones del Demandado de que el TCE prohíbe las reclamaciones intra-UE porque la CEE y sus países miembros reconocieron que el TCE era contrario al derecho europeo, el cual proporcionaba y sigue proporcionando un nivel superior de protección¹⁷⁶. Las Demandantes insisten en que el Demandado no ha identificado contradicciones entre el TCE y el derecho europeo. Por el contrario, los dos regímenes simplemente cubren diferentes materias, y el TCE brinda ciertas protecciones – por ejemplo, una garantía de trato justo y equitativo y un recurso directo al arbitraje – que no se encuentran en el derecho europeo¹⁷⁷.
178. Las Demandantes observan además que, cualesquiera que hayan sido las intenciones de una o más partes de un tratado multilateral, éstas no son vinculantes para otras partes. Además, no existe ambigüedad en el texto del Artículo 26 que justifique recurrir a medios de interpretación complementarios en virtud del Artículo 32 de la Convención de Viena sobre el Derecho de los Tratados¹⁷⁸.

(2) El Análisis del Tribunal

179. El Demandado afirma que el Artículo 26 del TCE, que regula la solución de controversias entre “una Parte Contratante y un inversor de otra Parte Contratante”, no otorga jurisdicción con respecto a las reclamaciones de las Demandantes. En consecuencia, el punto de partida del Tribunal debe ser las disposiciones pertinentes del Artículo 26, interpretadas de conformidad con las reglas de interpretación de los Artículos 31 y 32 de la Convención de Viena sobre el Derecho de los Tratados (“CVDT”)¹⁷⁹.
180. En su parte pertinente, el Artículo 26 del TCE dispone:

(1) En la medida de lo posible, se resolverán amigablemente las controversias entre una Parte Contratante y un inversor de otra Parte Contratante respecto al supuesto incumplimiento por parte de

¹⁷⁶ *Íd.*, ¶ 393.

¹⁷⁷ *Íd.*, ¶¶ 398-400.

¹⁷⁸ *Íd.*, ¶¶ 394-397.

¹⁷⁹ **CL-101**, *Convención de Viena sobre el Derecho de los Tratados*, 1155 U.N.T.S. 331, 8 I.L.M. 679, 23 de mayo de 1969, entró en vigor a partir del día 27 de enero de 1980 [en adelante, “CVDT”].

aquélla de una obligación derivada de la Parte III relativa a una inversión de éste en el territorio de la primera.

(2) Si dichas controversias no pueden resolverse con arreglo a lo dispuesto en el apartado 1) en un plazo de tres meses [...] el inversor afectado podrá optar por someter una controversia para su solución:

[...]

(c) de acuerdo con los siguientes apartados del presente artículo.

(3) (a) [...] las Partes Contratantes consienten incondicionalmente en someter sus controversias a arbitraje o conciliación internacional de conformidad con lo dispuesto en el presente artículo. [...] ¹⁸⁰.

Las disposiciones subsiguientes prevén el arbitraje de controversias bajo el Convenio CIADI, como sucede en el presente caso.

181. Las Partes están de acuerdo ¹⁸¹ en que el TCE debe interpretarse de conformidad con las familiares reglas de interpretación de la CVDT.

Artículo 31. Regla general de interpretación

1. Un tratado deberá interpretarse de buena fe conforme al sentido corriente que haya de atribuirse a los términos del tratado en el contexto de estos y teniendo en cuenta su objeto y fin.

2. Para los efectos de la interpretación de un tratado, el contexto comprenderá, además del texto, incluidos su preámbulo y anexos:

(a) Todo acuerdo que se refiera al tratado y haya sido concertado entre todas las partes con motivo de la celebración del tratado;

(b) Todo instrumento formulado por una o más partes con motivo de la celebración del tratado y aceptado por las demás como instrumento referente al tratado.

3. Juntamente con el contexto, habrá de tenerse en cuenta:

(a) Todo acuerdo ulterior entre las partes acerca de la interpretación del tratado o de la aplicación de sus disposiciones;

¹⁸⁰ **RL-001**, Tratado sobre la Carta de la Energía, Art. 26.

¹⁸¹ Dúp. Ddo., ¶ 154; Mem. Dt., ¶ 308.

(b) Toda práctica ulteriormente seguida en la aplicación del tratado por la cual conste el acuerdo de las partes acerca de la interpretación del tratado;

(c) Toda norma pertinente de derecho internacional aplicable en las relaciones entre las partes.

[...]

Artículo 32. Medios de interpretación complementarios

Se podrá acudir a medios de interpretación complementarios, en particular a los trabajos preparatorios del tratado y a las circunstancias de su celebración, para confirmar el sentido resultante de la aplicación del artículo 31, o para determinar el sentido cuando la interpretación dada de conformidad con el artículo 31:

(a) Deje ambiguo u oscuro el sentido; o

(b) Conduzca a un resultado manifiestamente absurdo o irrazonable¹⁸².

182. Por lo tanto, el punto de partida debe ser el sentido corriente de las palabras del Artículo 26 en su contexto, el cual incluye las disposiciones del TCE que definen numerosos términos clave. El Artículo 1(2) del TCE define “Parte Contratante” como “un Estado u Organización Regional de Integración Económica que han acordado vincularse mediante el presente Tratado y para los cuales el Tratado está en vigor”¹⁸³. Luxemburgo y el Reino Unido cumplen esta definición, y son Partes Contratantes. El Artículo 1(7)(a)(ii) del TCE define “Inversor” de una Parte Contratante como “la empresa u otra organización constituida con arreglo a la legislación aplicable en la Parte Contratante”¹⁸⁴. Las Demandantes son empresas u organizaciones constituidas de conformidad con las leyes del Reino Unido y de Luxemburgo y, por tanto, son Inversores de una Parte Contratante.

¹⁸² **CL-101**, CVDT, Arts. 31-32.

¹⁸³ **RL-001**, Tratado sobre la Carta de la Energía, Art. 1.

¹⁸⁴ *Íd.* Si bien el texto en español de los Artículos 1, 21 y 26 del TCE no refleja el uso de mayúsculas iniciales del texto en inglés (*véase, por ejemplo*, definiciones de “inversor”, “territorio”, “rendimientos”, “medida impositiva”, “autoridad fiscal competente”), por claridad, tanto el texto en inglés como el texto en español de este Laudo usarán las mayúsculas como se usan en el texto en inglés del TCE, para referirse a los términos definidos del tratado.

183. El Artículo 10 del TCE impone a cada Parte Contratante obligaciones sustanciales con respecto a los “inversores de otras Partes Contratantes” y sus Inversiones. El Artículo 13 añade que “[l]as inversiones de los inversores de una Parte Contratante en el territorio de otra Parte Contratante” no serán objeto de nacionalización ni expropiación, salvo que se cumpla con determinados requisitos. Además, el Artículo 26 establece el compromiso de las partes del TCE relativo al arbitraje de las “controversias entre una Parte Contratante y un inversor de otra Parte Contratante [...]”¹⁸⁵.
184. El sentido corriente de cada una de estas disposiciones es consistente con la jurisdicción del Tribunal para conocer de las reclamaciones de las Demandantes.
185. El Demandado argumenta, sin embargo, que el TCE contiene una excepción significativa, aunque implícita. En opinión del Demandado, el lenguaje llano del Artículo 26 está sujeto a una excepción significativa no manifestada que prohíbe cualquier reclamación de los Inversores de los Estados Miembros de la UE contra un Estado Miembro de la UE que sea parte del TCE. El Demandado alega que la finalidad del TCE y otras disposiciones del Tratado – el contexto – imponen esta interpretación limitativa que excluye las reclamaciones intra-UE.
186. Tal como se explicará *infra*, el Tribunal concluye que los argumentos del Demandado no justifican que se ignore el sentido corriente del TCE para excluir un conjunto potencialmente significativo de reclamaciones. Es una regla fundamental del derecho internacional que los tratados sean interpretados de buena fe. Como corolario, se debe entender que los redactores de tratados llevan a cabo su función de buena fe, y que no establecen trampas para los incautos con significados ocultos y exclusiones implícitas de amplio alcance. A este respecto, el tribunal de *RREEF*, en un caso muy parecido al actual, concluyó que el derecho internacional requeriría algún tipo de advertencia expresa para hacer evidente una exclusión tan amplia:

84. [...] [C]uando se trata de la esencia misma de un tratado en el que la UE es parte, tal como sería el caso del TCE si la interpretación propuesta por el Demandado fuera correcta, precisamente porque la

¹⁸⁵ *Íd.*, Arts. 10, 13 y 26.

UE es parte del tratado, en virtud del derecho internacional se habría requerido una advertencia formal de que el derecho de la UE prevalecería sobre el tratado, como la que figura en una cláusula de desconexión.

85. Esto se deriva del principio básico del derecho internacional público de *pacta sunt servanda*. Si una o más partes de un tratado desean excluir la aplicación de ese tratado en ciertos aspectos o circunstancias, deben hacer una reserva (excluida en el presente caso por el Artículo 46 del TCE) o incluir una cláusula de desconexión inequívoca en el propio tratado. [...] ¹⁸⁶

187. El derecho y la práctica de los tratados proporcionan mecanismos familiares para los redactores de tratados que desean limitar o excluir la aplicación de disposiciones particulares en situaciones específicas. Tales mecanismos eran conocidos y fueron utilizados en los textos del TCE, incluso por el predecesor de la Unión Europea y sus países miembros. El tratado incluye múltiples decisiones y entendimientos limitantes, como los que estipulan que el tratado relativo a Spitsbergen prevalecerá sobre las disposiciones incompatibles del TCE en caso de conflicto ¹⁸⁷ y los que limitan el alcance del tratado a las “Actividades Económicas en el Sector de la Energía” ¹⁸⁸. De la misma manera, las Comunidades Europeas y la Federación Rusa convinieron en que el comercio de materiales nucleares debía regularse mediante arreglos bilaterales separados ¹⁸⁹. Sin embargo, la CEE no solicitó ninguna disposición aclaratoria similar con respecto a lo que el Demandado sostiene ahora que es una exclusión importante en la cobertura del TCE. El Demandado afirma que no se incluyó tal exclusión expresa en el TCE porque, por las razones analizadas *infra*, obviamente no era necesario. El Tribunal no está convencido.
188. La finalidad del TCE no apoya la interpretación sugerida por el Demandado. El Artículo 2, titulado “Objetivo del Tratado” declara que “[e]l presente Tratado establece un marco legal para fomentar la cooperación a largo plazo en el campo de la energía, basado en la

¹⁸⁶ *RREEF c. España*, ¶¶ 84-85 [Traducción del Tribunal].

¹⁸⁷ **RL-001**, Decisiones con Respecto al Tratado sobre la Carta de la Energía, Anexo 2 del Acta Final de la Conferencia sobre la Carta Europea de la Energía, ¶ 1, en 96.

¹⁸⁸ **RL-001**, Acta Final de la Conferencia sobre la Carta Europea de la Energía, Acuerdo con respecto al Artículo 1(5) el TCE, en 14.

¹⁸⁹ Véase, por ejemplo, **RL-001**, Memorandum Conjunto de las Delegaciones de la Federación Rusa y de las Comunidades Europeas sobre el Comercio Nuclear, Anexo II del documento CONF 115, 6 de enero de 1995, en 113.

consecución de complementariedades y beneficios mutuos, con arreglo a los objetivos y principios expresados en la Carta”¹⁹⁰. Esta declaración de propósito no sugiere la exclusión de una gran categoría de potenciales reclamaciones planteadas por Inversores en las circunstancias que aquí se presentan.

189. Tampoco los argumentos del Demandado basados en el contexto ponen en tela de juicio el sentido corriente del Artículo 26. El Demandado cita numerosas disposiciones del TCE que, a su juicio, demuestran que las disposiciones jurisdiccionales clave del TCE conllevan un significado no manifestado y prohíben un gran número de reclamaciones. Estas disposiciones no justifican la limitación del sentido corriente del tratado de esta significativa manera.
190. La definición de “Organización Regional de Integración Económica” (“REIO”, por sus siglas en inglés) en el Artículo 1(3) en efecto contempla que un miembro de la REIO puede transferir la competencia sobre algunas cuestiones a la Organización. Sin embargo, esto no establece que los países miembros de la CEE hubieran transferido la competencia sobre las inversiones en energía y su protección a la CEE cuando firmaron el TCE en el año 1994, como aparentemente afirma el Demandado, o que esta postura fuera comunicada a otras partes del TCE y aceptada por ellas. De hecho, tal como fuera reconocido por el Demandado en respuesta a las preguntas del Tribunal en la Audiencia, el Tratado de Lisboa, mediante el cual se transfirió la competencia exclusiva en materia de protección de las inversiones a la Unión Europea, no fue firmado hasta el mes de diciembre de 2007¹⁹¹.
191. El Artículo 36(7), que otorga a una REIO votos equivalentes a la cantidad de sus Estados miembro al votar sobre materias de su competencia, reconoce también la posibilidad de una competencia dividida. Sin embargo, una vez más, esto no demuestra que la atribución particular de competencias a la que ahora insta España haya existido en el momento de la conclusión del TCE o que se haya incorporado de alguna manera en el Tratado como una excepción significativa pero no manifestada a su lenguaje, que de otra forma sería claro.

¹⁹⁰ **RL-001**, Tratado sobre la Carta de la Energía, Art. 2.

¹⁹¹ Tr. (versión corregida), Día 1 (ESP), 86:15-87:7 (Sr. McLachlan, Sra. Moraleda).

192. Asimismo, el Artículo 25, que exceptúa las disposiciones que eliminan o prohíben el trato discriminatorio entre los miembros de un “Acuerdo de Integración Económica” de las obligaciones de NMF del TCE, tampoco impone la interpretación del Demandado. La capacidad de las partes en un acuerdo de tal naturaleza para crear un régimen que limite la discriminación entre sí no impone en modo alguno que ellas no puedan asumir también otras obligaciones en virtud de un régimen de tratado diferente.
193. El Tribunal también considera poco convincente la afirmación del Demandado conforme a la cual las Demandantes no pueden invocar el arbitraje en virtud del Artículo 26 del TCE debido a que, al igual que España, están ubicadas dentro de los confines geográficos de la Unión Europea, que en sí misma es parte del TCE. Según alega el Demandado, esto significa que las “Demandantes no provienen del territorio de otra Parte Contratante ya que Reino Unido y Países Bajos [sic], al igual que el Reino de España, son Estados miembros de la Unión Europea”¹⁹².
194. No obstante, el Tribunal recuerda, al igual que lo hiciera el tribunal del caso *Charanne*, que si bien la UE es Parte Contratante del TCE, también lo son sus Estados Miembros. “[A]unque la UE sea miembro el TCE, los Estados que la componen no han dejado de serlo también. Tanto la UE como los Estados Miembros pueden tener legitimación procesal como demandados en una acción basada en el TCE”¹⁹³. Los inversores organizados de conformidad con la legislación de cualquiera de las Partes Contratantes satisfacen el requisito literal del Artículo 1(7)(a)(ii) de ser un “Inversor” de una “Parte Contratante”. Y una controversia que involucre a dicho Inversor y a otra Parte Contratante con respecto a una Inversión dentro del “Territorio” de esa Parte Contratante cumple los requisitos literales para la solución obligatoria de controversias conforme al Artículo 26(1) y (2).
195. El análisis del Demandado, sin embargo, impone una limitación no manifestada a cualquier Inversor que provenga de un Estado Miembro de la UE. Para el Demandado, dicho Inversor pierde su carácter nacional y se convierte predominantemente en un Inversor de

¹⁹² Dúp. Ddo., § III(A).

¹⁹³ **RL-084**, *Charanne B.V. y Construction Investments S.A.R.L. c. Reino de España*, Caso SCC V 062/2012, Laudo Final, 21 de enero de 2016 [en adelante, *Charanne c. España*, Laudo], ¶ 429.

la UE, porque su país de origen es también un Estado Miembro de la UE y está sujeto al derecho de la UE¹⁹⁴. En consecuencia, el Inversor y el supuesto Estado demandado se encuentran en el mismo “Territorio” – el territorio de la UE – de modo tal que no existe la diversidad exigida por el Artículo 26(1) y (2).

196. Una dificultad que surge de este análisis es que no resulta evidente cómo puede existir un “Inversor de la UE” que satisfaga la definición del Artículo 1(7)(a)(ii). No existe un órgano transnacional de derecho europeo que regule la organización de las unidades de negocio, asunto que sigue sometido a la legislación interna de los países miembros. Así, dentro del marco de la definición, no pueden existir “Inversores de la UE”. Los inversores sólo existen como “Inversores” de una “Parte Contratante”. En respuesta a la pregunta formulada por el Tribunal en la Audiencia, la Abogada ofreció un largo argumento en el sentido de que, si bien la legislación que rige la creación de empresas en la UE es la legislación nacional, el derecho nacional y el derecho de la UE “[a]hí se solapa[n]” y las empresas “organizad[as] con arreglo a la normativa” de un Estado Miembro de la UE son a su vez “empresas o ciudadanos de la Unión Europea”¹⁹⁵. Sin embargo, a juicio del Tribunal, este argumento parece ofrecer más apoyo a la postura de las Demandantes que a la del Demandado, ya que subraya tanto la ausencia de legislación de la UE que determine la nacionalidad de las empresas a efectos del TCE, como la función central de la legislación nacional de los Estados Miembros de la UE en tal sentido.
197. Por último, el Demandado invoca el Artículo 26(6) del TCE, el cual define la ley a ser aplicada en las controversias entre Inversores y Partes Contratantes del TCE y ordena que los tribunales “decidirá[n] las cuestiones en litigio con arreglo al presente Tratado y a las normas del Derecho Internacional aplicables”¹⁹⁶. El Demandado afirma que los tratados que crean la CEE y la UE y asignan competencias entre las instituciones europeas y sus países miembros, así como la legislación interna de la UE y las decisiones del Tribunal de Justicia de la Unión Europea, constituyen “las normas del Derecho Internacional aplicable”

¹⁹⁴ Tr. (versión corregida), Día 1 (ESP), 90:19- 92:3 (Sra. Moraleda).

¹⁹⁵ Tr. (versión corregida), Día 1 (ESP), 91:14; 92:1 (Sra. Moraleda).

¹⁹⁶ **RL-001**, Tratado sobre la Carta de la Energía, Art. 26.

a los efectos del Artículo 26(6)¹⁹⁷. El Demandado además sostiene que, en virtud del Artículo 344 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea y de los principios que rigen el derecho europeo articulados por el Tribunal de Justicia de la Unión Europea, sólo los tribunales europeos, en particular el Tribunal de Justicia de la Unión Europea, poseen jurisdicción para decidir sobre el significado y el contenido del derecho europeo. En consecuencia, sostiene el Demandado, los principios pertinentes del derecho internacional prescritos por el Artículo 26(6) hacen que este Tribunal no pueda responder a las reclamaciones de las Demandantes debido a que “[e]l Derecho de la UE prohíbe la existencia de cualquier mecanismo de solución de controversias ajeno al establecido por sus Tratados, que pueda interferir en los fundamentos del Mercado interior”¹⁹⁸.

198. Por lo tanto, el argumento del Demandado basado en el Artículo 26(6) pretende introducir una excepción importante, aunque implícita, en la cobertura del TCE sobre la base de un argumento algo intrincado relativo a la selección de la ley aplicable. El Tribunal no está de acuerdo en que los redactores del TCE hayan pretendido o logrado este resultado.
199. La jurisdicción del Tribunal se deriva de los términos expresos del TCE, un tratado vinculante en virtud del derecho internacional. El Tribunal no es una institución del ordenamiento jurídico europeo y no está sujeto a los requisitos de dicho ordenamiento jurídico. No obstante, el Tribunal no tiene la necesidad de abordar las posibles consecuencias que podrían surgir en caso de conflicto entre su función en el marco del TCE y el ordenamiento jurídico europeo, ya que no se ha demostrado que tal conflicto existe. En el presente caso, al igual que en *Charanne*:

[...] [E]ste caso no implica ninguna valoración de la validez de actos comunitarios o decisiones adoptadas por órganos de la Unión Europea y no concierne de manera alguna alegaciones por parte de la Unión Europea de violaciones al derecho de la UE ni tampoco demandas dirigidas en contra de dicha organización. No existe en este arbitraje ningún argumento según el cual el contenido de las normas en discusión [...] sea contrario al derecho de la UE¹⁹⁹.

¹⁹⁷ Véase, por ejemplo, Dúp. Ddo., ¶¶ 86-87, 117.

¹⁹⁸ *Íd.*, ¶ 66.

¹⁹⁹ **RL-084**, *Charanne c. España*, Laudo, ¶ 448.

200. El Demandado afirmó en términos generales que, al momento de la conclusión del TCE, el mercado europeo de la electricidad estaba armonizado internamente, de modo que habría sido de alguna manera contradictorio para los Estados de la CEE contraer obligaciones jurídicas internacionales que potencialmente afectarían a ese mercado. Sin embargo, no se ofrecieron fundamentos convincentes para tal argumento. De hecho, el expediente en este caso está repleto de pruebas que demuestran la función de las decisiones autónomas de política nacional en relación con la política energética. Cualquiera que fuese el nivel de armonización del mercado europeo de electricidad en el año 2004, claramente no eliminó una amplia esfera de acción nacional, tal como lo demuestra la presente reclamación. De hecho, el Demandado reconoce la esfera de acción nacional en materia de inversión y energía²⁰⁰.
201. El Demandado alegó asimismo que no era necesario para los Estados miembros de la CEE (y ahora la UE) el contraer obligaciones que regulasen su conducta con respecto a las inversiones en energía porque, debido a su participación en el ordenamiento jurídico europeo, participaban en un régimen que ofrecía una protección superior basada en garantías fundamentales de no discriminación²⁰¹. Correcto o no (y las Demandantes insisten en que no lo es), este argumento fracasa frente al Artículo 16(2) del TCE, que estipula que si las Partes Contratantes celebran acuerdos que abarcan asuntos cubiertos por las Partes III o V del TCE:
- (2) nada de lo dispuesto en el otro acuerdo se interpretará de manera que deje sin efecto ninguna disposición de las Partes III o V del presente Tratado o del derecho de exigir una solución de la controversia relativa a ello con arreglo al presente Tratado,
- en la medida en que tales disposiciones sean más favorables para los inversores o la inversión²⁰².
202. En la medida en que las disposiciones de la legislación europea puedan proporcionar de algún modo protecciones más favorables a los Inversores o las Inversiones que las del TCE, el Artículo 16(2) deja claro que no reducen ni sustituyen a otras disposiciones del TCE, en

²⁰⁰ Véase, por ejemplo, Dúp. Ddo., ¶ 74.

²⁰¹ *Íd.*, ¶¶ 65, 97-98, 131.

²⁰² **RL-001**, Tratado sobre la Carta de la Energía, Art. 16.

especial el derecho a la solución de controversias en virtud de la Parte V del TCE. Según sus términos, el Artículo 16 asegura a los Inversores o a sus Inversiones la mayor protección disponible con arreglo al TCE o al otro acuerdo. Por lo tanto, un acuerdo cubierto por el Artículo 16(2) puede mejorar las protecciones particulares de que disponen los Inversores o sus Inversiones, pero no puede menoscabar los derechos o las protecciones en virtud del TCE que sean, en otros aspectos, más favorables.

203. El Demandado invocó asimismo el Artículo 344 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, en el que se establece que “[l]os Estados miembros se comprometen a no someter las controversias relativas a la interpretación o aplicación de los Tratados a un procedimiento de solución distinto de los previstos en los mismos”. Según el Demandado, el Artículo 344 “impide a España someter al arbitraje cuestiones relativas al Mercado interior de la electricidad”²⁰³.
204. No obstante, el Artículo 344 no está implicado aquí. Este caso no implica ninguna controversia entre Estados Miembros de la UE, ni aborda la asignación de jurisdicción entre la UE y sus miembros. Tal como concluyera el tribunal en el caso *Charanne*:

[...] [N]o existe ningún conflicto entre los dos tratados. [...] [L]a competencia del Tribunal Arbitral para decidir sobre una demanda presentada por un inversor de un país miembro de la UE contra otro país miembro de la UE con base en el carácter supuestamente ilícito de actuaciones realizadas en el ejercicio de su soberanía nacional es perfectamente compatible con la participación de la UE como ORIE en el TCE. [...] [N]o existe ninguna norma de derecho de la UE que impida a Estados Miembros de la UE resolver mediante arbitraje sus controversias con inversores de otros Estados Miembros. Tampoco existe norma alguna de derecho de la UE que impida a un tribunal arbitral aplicar el derecho de la UE para resolver semejante disputa²⁰⁴.

205. Los argumentos del Demandado respecto del contexto del TCE a menudo reflejan la convicción de que los negociadores de los países de la CEE pretendían que el nuevo tratado no afectara al mercado interno de la CEE, ya que era “un ámbito en el que habían cedido

²⁰³ Dúp. Ddo., ¶ 88.

²⁰⁴ **RL-084**, *Charanne c. España*, Laudo, ¶ 438.

su soberanía a la entonces Comunidad Europea [...]”²⁰⁵. El hecho de basarse en la pretendida intención de los negociadores pone de relieve la función limitada de los medios de interpretación complementarios bajo el Artículo 32(a) de la CVDT. En virtud del Artículo 32(a), se podrá acudir a los medios complementarios “en particular a los trabajos preparatorios del tratado y a las circunstancias de su celebración” en los casos en que la interpretación dada de conformidad con el Artículo 31 “[d]eje ambiguo u oscuro el sentido”. El Tribunal no encuentra nada ambiguo u oscuro en la interpretación del Artículo 26, por lo que no es necesario, ni está permitido, el recurso a los medios de interpretación complementarios.

206. Incluso si las circunstancias justificaran acudir a medios de interpretación complementarios, el Demandado no ha presentado pruebas para documentar su caracterización del supuesto objetivo de negociación de los miembros de la CEE en las negociaciones del TCE. Tal vez de mayor importancia, no existen pruebas que demuestren que tal objetivo fuera compartido por todos los miembros de la CEE, o que fuera comunicado a y aceptado por las otras partes del tratado.
207. Por consiguiente, el Tribunal concluye que el sentido corriente de las disposiciones pertinentes del TCE, interpretadas de conformidad con las normas de la CVDT, es claro y apoya la capacidad de las Demandantes de presentar sus reclamaciones. Tal como observara el tribunal del caso *Charanne* al rechazar un argumento de que el TCE debe contener una “cláusula de desconexión” implícita que excluya las reclamaciones intra-UE:

El tema planteado por la Demandada, al fin y al cabo, es una cuestión de interpretación del TCE. Sólo a través de un *iter* interpretativo del tratado podría llegar el Tribunal Arbitral a la conclusión de que la intención de las Partes Contratantes fue la de incluir una cláusula de desconexión implícita. Ahora bien, cualquier operación de interpretación del TCE debe hacerse con arreglo al artículo 31 de la Convención de Viena sobre el Derecho de los Tratados según el cual la regla fundamental es la de interpretación de buena fe según el sentido corriente de los términos del tratado en su contexto y teniendo en cuenta su objeto y fin. El Tribunal Arbitral estima, sin embargo, que los términos del tratado son claros y no justifican ninguna interpretación adicional que pueda llevar a

²⁰⁵ Dúp. Ddo., ¶ 94.

añadir al TCE una cláusula de desconexión implícita para disputas intra-UE.²⁰⁶

B. Segunda Excepción: No se ha Demostrado de que los Inversores Han Realizado una Inversión “En Sentido Objetivo” de Conformidad con el TCE y el Convenio CIADI

208. La segunda excepción planteada por el Demandado es que el Tribunal carece de jurisdicción *ratione materiae*, debido a que las Demandantes no han demostrado que hicieron una inversión “en sentido objetivo”, es decir, una inversión en la cual las Demandantes aportaran fondos, incurrieran en riesgos y llevaran a cabo una inversión a largo plazo.

(1) Las Posturas de las Partes

a. Postura del Demandado

209. El Demandado sostiene inicialmente que, debido a una supuesta falta de presentación de pruebas suficientes, “todavía no sabemos quién es el inversor o inversores que están demandando al Reino de España en este arbitraje”²⁰⁷. Además, según las afirmaciones del Demandado, las Demandantes no han demostrado que realizaron una inversión o que son inversores. El Demandado afirma que tanto el Artículo 1(6) del TCE como el Artículo 25 del Convenio CIADI exigen que los supuestos demandantes demuestren que han realizado una inversión “en sentido objetivo u ordinario”²⁰⁸, lo que significa que las Demandantes deben demostrar que aportaron fondos en aras de obtener ganancias o rentabilidades, asumieron riesgos y realizaron una inversión a largo plazo²⁰⁹. Según el Demandado, tanto en virtud del TCE como del Convenio CIADI, se “exige[] que ante todo la inversión sea pues eso, una inversión en sentido objetivo [...] que, por lo tanto, el inversor tenga que al [sic] realizar una aportación de fondos, asumir un riesgo y además tener una relativa duración. Ninguno de estos requisitos concurre en el caso de autos”²¹⁰.

²⁰⁶ **RL-084**, *Charanne c. España*, Laudo, ¶ 437.

²⁰⁷ Dúp. Ddo., ¶ 152.

²⁰⁸ *Íd.*, ¶¶ 149-151.

²⁰⁹ *Íd.*, ¶¶ 170 (TCE) y 191, 195 (Convenio CIADI).

²¹⁰ Tr. (versión corregida), Día 1 (ESP), 40:2-15 (Sra. Moraleda).

210. Si bien la definición de Inversión prevista en el Artículo 1(6) del TCE no menciona explícitamente estos tres requisitos, el Demandado insiste en que se consideren implícitos porque el término clave definido – Inversión – aparece a veces en la definición entre comillas y otras veces sin ellas. Se dice que ello demuestra que el término tiene un significado más amplio, el cual no se limita a la lista de tipos de inversiones cubiertas en el Artículo 1(6)²¹¹. El Demandado invoca el objeto y fin del TCE, el cual considera que enfatiza las metas de cooperación a largo plazo y promoción del flujo de inversiones. Se dice que esto demuestra que la definición de inversión del Artículo 1(6) “exige la existencia de una contribución económica con un propósito de retorno, la existencia del riesgo asociado a esa contribución y de duración”²¹².
211. El Demandado también sostiene que el contexto del TCE respalda su concepto “objetivo” de inversión, citando otras ocho disposiciones del TCE que se dice demuestran de diversas maneras que una inversión implica la provisión de fondos, la realización de una contribución económica o alguna forma de conducta activa por parte del supuesto inversor²¹³.
212. Con respecto al Artículo 25 del Convenio CIADI, el Demandado sostuvo inicialmente que las decisiones arbitrales demuestran la necesidad de que los demandantes que invocan la jurisdicción del CIADI prueben que han realizado una inversión que cumpla con los tres elementos especificados. En respuesta a los argumentos de las Demandantes de que pronunciamientos tales como el laudo del caso *Biwater Gauff c. Tanzania*²¹⁴ y la decisión del caso *Malaysian Historical Salvors c. Malasia*²¹⁵ y las obras de académicos tales como Dolzer y Schreuer reflejan que no existe una opinión establecida sobre esta cuestión²¹⁶, el Demandado reafirmó su postura, pero también indicó que la postura en el contexto CIADI

²¹¹ Dúp. Ddo., ¶¶ 162-165.

²¹² Íd., ¶ 176.

²¹³ Íd., ¶¶ 179-190.

²¹⁴ **CL-009**, *Biwater Gauff (Tanzania) Ltd. c. Tanzania*, Caso CIADI No. ARB/05/22, Laudo, 24 de julio de 2008, ¶¶ 312-314.

²¹⁵ **CL-175**, *Malaysian Historical Salvors, SDN, BHD c. Gobierno de Malasia*, Caso CIADI No. ARB/05/10, Decisión sobre la Solicitud de Anulación, 16 de abril de 2009.

²¹⁶ Dúp. Ddo., ¶ 193.

no es determinante debido a que las controversias que surgen en virtud del TCE pueden ser oídas en otros foros²¹⁷.

213. El Demandado afirma que las Demandantes no han probado que satisfacen los tres requisitos alegados. En cuanto a la contribución de fondos, el Demandado afirma que Eiser Infrastructure Limited, la Primera Demandante, es simplemente la socia general de una sociedad comanditaria (*limited partnership*), mientras que Energía Solar Luxembourg S.à r.l., la Segunda Demandante, es simplemente un vehículo. Ninguna de las entidades aportó sus propios fondos ni incurrió en riesgos. Por el contrario, los fondos fueron proporcionados y el riesgo fue incurrido, por parte de socios comanditarios (*limited partners*) – muchos de los cuales se dice que son fondos de pensiones de varios países – que no son demandantes y algunas de cuyas identidades no han sido reveladas²¹⁸.
214. El Demandado citó las disposiciones del *Limited Partnerships Act 1907* (Reino Unido) en el que se establece que un socio general tiene responsabilidad ilimitada sobre las obligaciones y deudas de una sociedad comanditaria (*limited partnership*), mientras que la responsabilidad de los socios comanditarios (*limited partners*) se limita al alcance de sus contribuciones²¹⁹. En opinión del Demandado, el Socio General no asume el riesgo de la inversión²²⁰, sino que los socios comanditarios (*limited partners*) asumen un riesgo en la medida de su inversión²²¹. “[Q]uienes están asumiendo el riesgo inversor no son ni la primera demandante ni la segunda demandante. Porque el riesgo inversor lo sufre el señor que pone su dinero en un fondo de inversión”²²².
215. El Demandado también insiste en que las Demandantes no han realizado una inversión a largo plazo. El argumento en este respecto parecía ser que la Primera y la Segunda Demandantes no eran demandantes apropiados. El Demandado afirma en tal sentido que

²¹⁷ *Íd.*, ¶ 194 (“[...] la aproximación subjetiva en este caso no resulta procedente porque el sistema CIADI no es el único al que pueden acudir las partes para dirimir sus controversias en el artículo 26 el TCE [...]”).

²¹⁸ *Íd.*, ¶ 195 y ss. El Demandado no caracterizó consistentemente el origen de los fondos invertidos, también sugiriendo aparentemente que los que asumen el riesgo podrían no ser los socios comanditarios (*limited partners*), sino los inversores en los fondos de pensiones subyacentes. *Íd.*, ¶ 199.

²¹⁹ CL-227, *Limited Partnerships Act 1907*, § 4(2).

²²⁰ Dúp. Ddo., ¶ 204.

²²¹ *Íd.*, ¶ 203.

²²² Tr. (versión corregida), Día 1 (ESP), 41:2-6 (Sra. Moraleda).

es irrelevante que la ley de sociedades en Inglaterra establezca que el Socio General es la única entidad con personalidad jurídica que le permite entablar un litigio en nombre de la sociedad, debido a que el TCE no requiere que los demandantes tengan capacidad jurídica para demandar bajo legislación nacional. El único requisito pertinente con arreglo al TCE es que la entidad sea una “empresa u otra organización constituida” en virtud de la legislación nacional relevante. Según el Demandado, hay al menos cinco posibles demandantes, que involucran varias combinaciones de socios comanditarios (*limited partners*) y socios generales, un “fondo”, y una sociedad vehículo de propósito especial²²³. El Demandado agrega, sin embargo, que “una suma de Limited Partnerships o ‘fondo’ de fondos no parece una entidad organizada de acuerdo con la legislación del país de incorporación de las Demandantes”²²⁴. La idea esencial de este argumento es que las Demandantes no son los demandantes adecuados²²⁵.

b. Postura de las Demandantes

216. Las Demandantes niegan haber sido identificadas o documentadas de manera insuficiente, argumentando que, en virtud del derecho inglés, Eiser Infrastructure Limited es la entidad adecuada para incoar las reclamaciones en nombre de Eiser Global Infrastructure Fund (“EGIF”), que carece de una personería separada que le permita iniciar un litigio²²⁶. Además, las Demandantes argumentan que “han revelado a España la identidad de cada una de las cinco Sociedades Limitadas [*Limited Partnerships*] y sus Socios Comanditarios [*Limited Partners*]. España no ha intentado articular (ni podría) por qué necesitaría más información”²²⁷.
217. Las Demandantes sostienen que han hecho una inversión que califica y está protegida por el TCE²²⁸. Sus intereses están comprendidos en la lista del Artículo 1(6) del TCE de los tipos de activos cubiertos que constituyen inversiones y, además, se ajustan al sentido

²²³ Dúp. Ddo., ¶¶ 209-210.

²²⁴ *Íd.*, ¶ 220.

²²⁵ *Íd.*, ¶¶ 213-215; Tr. (versión corregida), Día 1 (ESP), 42:19-45:11 (Sra. Moraleda).

²²⁶ Dúp. Dt., ¶¶ 114-115.

²²⁷ *Íd.*, ¶ 77.

²²⁸ *Íd.*, ¶ 81 y ss.

corriente del término “inversión”²²⁹. Para las Demandantes, si un activo satisface el Artículo 1(6), existe una presunción refutable de que también satisface el Artículo 25 del Convenio CIADI. El Demandado no demuestra nada para rebatir dicha presunción²³⁰. En opinión de las Demandantes, la cuestión de cumplimiento con el Artículo 25 del Convenio CIADI podría surgir sólo si lo que se alega como una inversión es de una naturaleza inusual que se encuentra “al margen”. Sólo entonces podría considerarse la contribución de los recursos económicos y la asunción del riesgo (pero no la duración). Este no es un caso de ese tipo²³¹.

218. Para las Demandantes, las reglas de interpretación de la CVDT no sirven de apoyo a los criterios adicionales de España²³². El Demandado no se refiere a la decisión bajo el TCE en el caso *Anatolie Stati c. Kazajstán*, mediante la que se rechaza la aplicación de pruebas o criterios adicionales a cualquier inversión claramente cubierta por el Artículo 1(6)²³³. Además, el Artículo 1(6) del TCE no sirve de apoyo a la alegación de que una inversión requiere alguna acción dinámica, pero, en cualquier caso, las Demandantes han “realizado” una inversión en el sentido dinámico instado por el Demandado²³⁴. Los casos en que se basa el Demandado no involucran al TCE y no ayudan a su argumento²³⁵; de hecho, el comentario doctrinario citado apoya la postura de las Demandantes²³⁶.
219. Para las Demandantes, la definición restringida de inversión del Demandado sería contradictoria al objeto y propósito del TCE²³⁷, y la referencia del Demandado al caso *Caratube Intl. c. Kazajstán*, un caso en virtud del tratado bilateral de inversión entre Estados Unidos y la República de Kazajstán en este sentido no es pertinente²³⁸. Además,

²²⁹ *Íd.*, ¶¶ 81-82.

²³⁰ *Íd.*, ¶ 82(b).

²³¹ *Íd.*, ¶ 82(c).

²³² *Íd.*, ¶ 84 y ss.

²³³ *Íd.*, ¶ 87.

²³⁴ *Íd.*, ¶¶ 88-92.

²³⁵ *Íd.*, ¶ 93.

²³⁶ *Íd.*, ¶ 94.

²³⁷ *Íd.*, ¶ 97.

²³⁸ *Íd.*, ¶¶ 98-100.

las disposiciones del TCE en que se basa el Demandado no proporcionan un contexto pertinente y no respaldan la interpretación del Demandado²³⁹.

220. En cualquier caso, las Demandantes sostienen que sus intereses cumplen los criterios de contribución, riesgo y duración²⁴⁰. Aunque cuestionan la existencia de cualquier requisito de “origen del capital” como condición de una inversión²⁴¹, afirman que en cualquier caso ellas han hecho una contribución significativa a los intereses²⁴². Con respecto a la asunción de riesgo, las Demandantes afirman que el Demandado no entiende correctamente la estructura y asignación de riesgos entre las entidades involucradas en su estructura de negocios²⁴³. En cuanto a la duración, las Demandantes insisten en que sus intereses son por su propia naturaleza a largo plazo²⁴⁴.

(2) El Análisis del Tribunal

221. La segunda excepción del Demandado a la jurisdicción plantea tres cuestiones:
- ¿Han demostrado las Demandantes que califican como inversores en virtud del TCE con la claridad y precisión requeridas?
 - ¿Exigen el TCE (y el Artículo 25 del Convenio CIADI) que las inversiones protegidas tengan las características de contribución, riesgo y duración?
 - En caso afirmativo, ¿han cumplido las Demandantes con dichos requisitos, o fueron los elementos de contribución y riesgo incurridos por los Socios Comanditarios (*Limited Partners*) (que no son demandantes en este caso), o incluso por aquellos que invirtieron en los Socios Comanditarios (*Limited Partners*)?
222. En cuanto a la primera cuestión, las inquietudes del Demandado con respecto a la identificación de las Demandantes no parecen ser presentadas como una excepción a la jurisdicción, esto es, que las Demandantes no son “Inversores” dentro de la definición del Artículo 1(7) del TCE. Por el contrario, el argumento parece ser que las Demandantes

²³⁹ *Íd.*, ¶¶ 101-106.

²⁴⁰ Rép. Dt., ¶¶ 465-471, Dúp. Dt., ¶¶ 75, 106, 108-112.

²⁴¹ Rép. Dt., ¶¶ 472-485; Dúp. Dt., ¶ 76.

²⁴² Rép. Dt., ¶¶ 465-467, 486-490; Dúp. Dt., ¶ 78.

²⁴³ Dúp. Dt., ¶ 111.

²⁴⁴ Rép. Dt., ¶ 471; Dúp. Dt. ¶ 112.

deben identificarse de manera satisfactoria, y que no lo han hecho. El Tribunal no está de acuerdo.

223. La evidencia que obra en el expediente demuestra que la Primera Demandante – Eiser Infrastructure Limited – es una sociedad inglesa²⁴⁵. La Primera Demandante es la socia general de un grupo de sociedades comanditarias (*limited partnerships*) que en conjunto constituyen “EISER Global Infrastructure Fund (EGIF)”²⁴⁶.
224. La Primera Demandante es la propietaria íntegra de Energía Solar Luxembourg S.à r.l., la Segunda Demandante, en su carácter de socia general de EGIF²⁴⁷. La prueba no controvertida demuestra que la Segunda Demandante es una *société à responsabilité limitée* de Luxemburgo²⁴⁸. Asimismo, se desprende claramente del expediente que Energía Solar Luxembourg es titular del 36,95% de las acciones de Aires Solar Termoeléctrica S.L. (“ASTE”) y del 33,83% de las acciones de Dioxipe Solar S.L (“DIOXIPE”), empresas españolas propietarias de las plantas termoeléctricas solares en cuestión²⁴⁹.
225. Más allá de solicitar documentación adicional, el Demandado no parece controvertir la descripción de la estructura o propiedad de las Demandantes, y el Tribunal no tiene ninguna razón para hacerlo. Dentro de esta estructura, no se refuta que Eiser Infrastructure Limited tiene personalidad jurídica, incluida la capacidad de presentar reclamaciones y entablar litigios en nombre de la sociedad de la que es socia general. Tal como indica la legislación inglesa presente en el expediente de este caso, dicha socia general ejerce control de gestión sobre la sociedad comanditaria (*limited partnership*), y puede contratar y actuar en su

²⁴⁵ **C-003**, Certificado de Constitución y Certificado de Constitución sobre Cambio de Denominación de Eiser Infrastructure Limited.

²⁴⁶ **C-300**, Presentación de Apertura Dt. en Audiencia, en 19; **C-273**, Organigrama de Eiser; Segunda Declaración Meissner, ¶ 7.

²⁴⁷ *Íd.*, Mem. Dt., ¶ 3; Rép. Dt., ¶ 430 que cita **C-193**, Registro de Acciones de Energía Solar Luxembourg, 9 de octubre de 2007.

²⁴⁸ **C-004**, Extracto del Registro de Sociedades con respecto a la Segunda Demandante.

²⁴⁹ Primera Declaración Meissner, ¶ 3; Rép. Dt., ¶ 430 que cita **C-244**, Certificado de Acciones de ASTE, 1 de abril de 2013 y **C-245**, Certificado de Acciones de Dioxipe, 1 de abril de 2013.

nombre, lo que incluye necesariamente el poder para presentar reclamaciones y entablar litigios como el presente²⁵⁰.

226. El Artículo 1(7)(a)(ii) del TCE define al “Inversor” de una Parte Contratante como “la empresa u otra organización constituida con arreglo a la legislación aplicable en la Parte Contratante”²⁵¹. La Primera y la Segunda Demandantes cumplen este requisito.
227. El Tribunal debe entonces considerar si las Demandantes deben satisfacer requisitos adicionales no indicados en la definición de Inversión del TCE o en el Artículo 25 del Convenio CIADI, y demostrar que la alegada inversión cumplía con los requisitos de contribución, riesgo y duración.
228. El Tribunal puede rápidamente dirigirse al punto específico en este sentido. Aun suponiendo, sin decidirlo, que el TCE y el Convenio CIADI exigiesen que una inversión posea las características instadas por el Demandado, la inversión en cuestión aquí contaba claramente con estas características. El expediente muestra que las Demandantes realizaron inversiones significativas de fondos en forma de compras de acciones, préstamos e inyecciones de capital en las entidades españolas que son propietarias de y operan las plantas CSP en cuestión²⁵². El Demandado insiste en que los fondos invertidos no eran propiedad de las Demandantes, y provenían de los socios comanditarios (*limited partners*) de EGIF. Sin embargo, los orígenes del capital invertido por un Inversor en una Inversión no son relevantes a los fines de la jurisdicción²⁵³.
229. Asimismo, la Inversión en este caso implicó una duración sustancial. Las Demandantes comenzaron su participación en este proceso a principios del verano del año 2007; las

²⁵⁰ Dúp. Dt., ¶ 114, que cita Rép. Dt., ¶¶ 425-429 (que se refiere a **CL-227**, *Limited Partnerships Act 1907*, §§ 4(2) y 6(1)).

²⁵¹ **RL-001**, Tratado sobre la Carta de la Energía, Art. 1(7).

²⁵² Véase, por ejemplo, **C-020**, Contrato de Compraventa de Acciones a favor de Energia Solar Luxembourg S.à r.l., 18 de octubre de 2010; **C-159**, EISER Infrastructure Limited, *Asset Management Quarterly Review – ASTE/XOL*, octubre de 2010 (“Inversión de Capital EUR 124,3m” [Traducción del Tribunal]).

²⁵³ Véase **CL-182**, *Saipem S.p.A. c. Bangladesh*, Caso CIADI No. ARB/05/07, Decisión sobre Jurisdicción y Recomendación sobre Medidas Provisionales, 21 de marzo de 2007, ¶ 106; **CL-196**, *Tokios Tokelés c. Ucrania*, Caso CIADI No. ARB/02/18, Decisión sobre Jurisdicción, 29 de abril de 2004, ¶¶ 77, 80; **CL-118**, *Hulley Enterprises Limited (Cyprus) c. Federación Rusa*, Caso CPA No. AA 226, Laudo Provisional sobre Jurisdicción y Admisibilidad, 30 de noviembre de 2009, ¶ 431. Véase también, **CL-204**, Christoph H. Schreuer, *The ICSID Convention: A Commentary* 137 (2d. ed. Cambridge University Press 2009).

plantas no entraron en funcionamiento sino recién en el año 2012; y las Demandantes siguen siendo propietarias de intereses minoritarios sobre ellas (aunque, según se alega, tienen poco o ningún valor para ellas).

230. Finalmente, claramente existió un riesgo. Las Demandantes alegan que su inversión sustancial ha perdido prácticamente todo su valor debido a una conducta imprevista por parte del Demandado que se alega es contraria a sus obligaciones bajo el TCE²⁵⁴.
231. En consecuencia, se rechaza la segunda excepción jurisdiccional del Demandado.

C. Tercera Excepción: No se Permiten Reclamaciones de Accionistas

232. La tercera excepción del Demandado es que el Tribunal carece de jurisdicción *ratione materiae* para conocer de las reclamaciones de las Demandantes por los supuestos daños directamente incurridos por las compañías operadoras en las que tenían participación minoritaria²⁵⁵. El Demandado sostiene que las Demandantes presentan este tipo de reclamaciones, refiriéndose a lenguaje usado en los escritos de éstas que se dice refleja dicha postura.
233. Para empezar el Tribunal observa que las Partes están de acuerdo sobre una cuestión central: que un accionista que presenta una reclamación en virtud del TCE puede enmarcar y valorar su reclamación sobre la base de la alegada reducción del valor de sus participaciones accionarias²⁵⁶. Dado este acuerdo, no resulta evidente que la tercera excepción requiera una decisión del Tribunal sobre algún asunto que esté efectivamente en disputa.

²⁵⁴ El Demandado sostuvo que, de hecho, las Demandantes no incurrieron en ningún riesgo en relación con su inversión antes del mes de abril de 2011, debido a que los acuerdos de accionistas relevantes proporcionaban la opción para que éstas recuperaran las sumas invertidas en ese momento. Tr. (versión corregida), Día 6 (ESP), 1633:3-1635:6 (Sr. Torres). Dada la fecha de valoración adoptada por el Tribunal, no es necesario abordar esta afirmación.

²⁵⁵ C-Mem. Ddo., ¶ 668 y ss; Dúp. Ddo., ¶ 223 y ss.

²⁵⁶ Véase, por ejemplo, C-Mem. Ddo., ¶¶ 672-673, 695; Dúp. Ddo., ¶ 253; Rép. Dt., ¶¶ 493(a), 506.

(1) Las Posturas de las Partes

a. Postura del Demandado

234. En opinión del Demandado, las reclamaciones de los accionistas por los supuestos daños sufridos por las sociedades en las que han invertido (descritas por el Demandado como “pérdidas reflejas”) están prohibidas por el derecho internacional público y por los “sistemas nacionales avanzados de Derecho Mercantil”²⁵⁷. Los escritos del Demandado presentan extensos argumentos de derecho internacional público y privado a los fines de que un accionista no puede reclamar por lesiones sufridas por una empresa en la que el accionista posee acciones. El Demandado también insiste en que el Artículo 25 del Convenio CIADI permite el arbitraje CIADI sólo en relación con reclamaciones que surgen “directamente” de una inversión²⁵⁸.

235. Sin embargo, el Demandado está de acuerdo en que un inversor en la posición de las Demandantes – como accionistas minoritarios en las compañías operadoras españolas – puede presentar una reclamación por la disminución del valor de sus intereses accionarios resultante de acciones que se alega violan el TCE. El Memorial de Contestación de España afirma en tal sentido:

El Reino de España no niega que los accionistas de las compañías tengan legitimación para acudir a un Tribunal Arbitral por daños sufridos directamente en su auténtica inversión.

[...] la legitimación de los accionistas y la Jurisdicción del Tribunal sólo podrá extenderse [a] [...] la controversia relativa a la pérdida de valor de las acciones de los accionistas, como consecuencia de las medidas adoptadas por el Estado²⁵⁹.

236. De hecho, la Dúplica del Demandado indica que España retiraría esta excepción si las Demandantes limitaran sus reclamaciones a pérdidas “sufrid[a]s por su supuesta participación indirecta en las acciones y créditos de socios de las sociedades españolas titulares de las Plantas”²⁶⁰. Por consiguiente, el Demandado acepta que no puede

²⁵⁷ Dúp. Ddo., ¶ 224.

²⁵⁸ Véase, por ejemplo, C-Mem. Ddo., ¶¶ 668-669; Dúp. Ddo., ¶ 225.

²⁵⁹ C-Mem. Ddo., ¶¶ 672-673. Véase también, *íd.*, ¶ 695.

²⁶⁰ Dúp. Ddo., § III(C)(3) (título), ¶ 241.

plantearse ninguna excepción jurisdiccional a una reclamación “por el eventual menor valor que su supuesta participación indirecta en las sociedades titulares de las Plantas y sus créditos frente a las sociedades titulares de las Plantas hayan eventualmente sufrido como consecuencia de las medidas del Reino de España cuestionadas en este arbitraje”²⁶¹.

237. Sin embargo, el Demandado señala lenguaje usado en los escritos de las Demandantes que, según él entiende, demuestra que las Demandantes presentan reclamaciones más amplias. El Demandado cita, *inter alia*, la descripción que hacen las Demandantes de su inversión en su Memorial:

[La]s Demandantes han realizado inversiones sustanciales en el sector de generación de electricidad CSP en España, que incluyen, sin limitación, la participación e intereses de deuda directos o indirectos en las empresas operadoras que poseen y operan estas plantas CSP, así como los intereses en esas plantas CSP (Artículo 1(6)(b)); reclamaciones de dinero (Artículo 1(6)(c)); rendimientos (Artículo 1(6)(e)); y derechos conferidos por ley (incluidos aquellos conferidos por la [sic] RD 661/2007) (Artículo 1(6)(f)). Por consiguiente, las inversiones de l[a]s Demandantes se encuentran dentro de la definición de ‘Inversión’ del TCE²⁶².

238. El Demandado disputa esta concepción de la inversión de las Demandantes, argumentando en cambio que:

La supuesta inversión de las Demandantes no afectaría:

- ni a las instalaciones o Plantas;
- ni a los créditos por cualquier concepto de las sociedades españolas titulares de las Plantas,
- ni a los supuestos derechos concedidos por el RD 661/2007 a las sociedades españolas titulares de las Plantas;
- ni a los rendimientos de cualquier otra naturaleza de las sociedades españolas titulares de las Plantas²⁶³.

²⁶¹ *Íd.*, ¶ 241.

²⁶² C-Mem. Ddo., ¶ 674, que cita Mem. Dt., ¶ 286.

²⁶³ Dúp. Ddo., ¶ 238.

239. En la Audiencia, la abogada del Demandado reafirmó que España entiende que las reclamaciones de las Demandantes no se limitan a la disminución del valor accionario, refiriéndose de nuevo al párrafo citado *supra*²⁶⁴.
240. Además de ser contrario al derecho internacional público y privado, el Demandado sostiene que permitir reclamaciones por supuestos daños a las compañías operadoras indebidamente permite dar un “doble bocado a la misma manzana”. El Demandado señala a este respecto que el nuevo régimen regulatorio incorporado en la Orden IET/1045/2014 ha sido objetado por otro accionista de las plantas ante el Tribunal Supremo de España. El Demandado dice implícitamente que las Demandantes actuaron de mala fe al iniciar este procedimiento impugnando medidas que también están siendo impugnadas en tribunales españoles por parte de otro inversor en los mismos proyectos²⁶⁵.

b. Postura de las Demandantes

241. Las Demandantes se oponen a la excepción planteada por el Demandado, afirmando en su Réplica que “[l]as Demandantes, acogiendo a un tratado, reclaman daños y perjuicios causados al valor de su participación accionarial [sic] en las Empresas Operadoras”²⁶⁶. Sin embargo, sostienen a este respecto que esos intereses accionarios incluyen “una participación en los activos de dicha empresa, incluidas las licencias, derechos contractuales, derechos legales, reclamaciones monetarias o rendimiento económico [...]”²⁶⁷.
242. Las Demandantes se refieren a la definición de “Inversión” del TCE señalando que, en virtud del Artículo 1(6) del TCE, una Inversión significa “cualquier tipo de activo, poseído o controlado directa o indirectamente por un inversor [...]”²⁶⁸. El término se define además incluyendo “una empresa o sociedad mercantil, o bien acciones [...]”. Para las Demandantes, la definición de inversiones cubiertas en virtud del TCE “no sólo contempla

²⁶⁴ Tr. (versión corregida), Día 1 (ESP), 45:15-47:3 (Sra. Moraleda) que cita Mem. Dt., ¶ 286.

²⁶⁵ Dúp. Ddo., ¶ 252; C-Mem. Ddo., ¶¶ 720, 725-726.

²⁶⁶ Dúp. Dt., ¶ 62 que cita Rép. Dt., ¶ 506.

²⁶⁷ Dúp. Dt., ¶ 65.

²⁶⁸ *Íd.*, ¶ 69; **RL-001**, Tratado sobre la Carta de la Energía, Art. 1(6).

las unidades de negocio subyacentes, sino también el capital o la participación (directa o indirecta) en la propiedad de los activos subyacentes”²⁶⁹. Por ende, de conformidad con la definición del TCE, las inversiones de las Demandantes abarcan tanto sus derechos de propiedad sobre sus acciones, como sus derechos indirectos sobre los activos de las compañías operadoras españolas²⁷⁰.

243. Las Demandantes señalan a este respecto las decisiones de tribunales de inversión como las del caso *Azurix c. Argentina* que no trazan distinción entre los derechos de propiedad directa de los accionistas sobre sus acciones y sus intereses indirectos en las sociedades locales afectadas por la acción del Estado. Las Demandantes sostienen que el Demandado no ha abordado o refutado tales decisiones²⁷¹.
244. Las Demandantes niegan las alegaciones de mala fe de España en relación con los litigios judiciales nacionales interpuestos por el accionista mayoritario de las compañías operadoras, insistiendo en que no tienen interés o participación en ese litigio y que, en cualquier caso, los derechos de las Demandantes bajo el derecho internacional en virtud del TCE son jurídicamente distintos de los que reclama el otro accionista²⁷².

(2) El Análisis del Tribunal

245. Tal como se señalara anteriormente, las Partes están de acuerdo en que las Demandantes pueden presentar reclamaciones por reducción del valor de sus participaciones accionarias debido a una conducta que se alega es violatoria del TCE. Las Demandantes afirman que esto es lo que están haciendo.
246. El Tribunal también entiende la reclamación de las Demandantes en este sentido. El informe de The Brattle Group, peritos económicos de las Demandantes, pone en claro que la reclamación es por la reducción del valor justo de mercado de las inversiones de las Demandantes en las compañías españolas que construyeron y operan las plantas CSP:

²⁶⁹ *Íd.*, ¶ 66.

²⁷⁰ *Íd.*, ¶¶ 67, 69.

²⁷¹ *Íd.*, ¶¶ 67, 68.

²⁷² *Íd.*, ¶ 70.

20. [...] EISER posee acciones y préstamos de accionistas en empresas especializadas, que a su vez han tomado prestadas grandes sumas. De acuerdo a la práctica habitual, en primer lugar hemos estimado el valor de las compañías de proyecto pertinentes en su conjunto, antes de deducir las obligaciones pendientes de dichas empresas con el fin de determinar los intereses de inversión de EISER. El último paso consiste en reducir el valor de las inversiones de EISER un 18 % adicional para tener en cuenta su relativamente escasa liquidez. Los inversores aprecian la liquidez, ya que brinda la oportunidad de adquirir o deshacerse de inversiones a corto plazo y un coste reducido. El descuento del 18 % refleja los últimos estudios publicados en el ámbito de las finanzas empresariales en relación a los efectos de la liquidez.

21. Hemos llegado a la conclusión de que, en el escenario Real, las presuntas vulneraciones disminuyeron el valor justo de mercado de los intereses financieros de EISER en activos CSP en otros 193 M € a fecha de junio de 2014, respecto a su valor en el escenario Contrafáctico y la vigencia continuada del Régimen normativo original. [...] ²⁷³.

247. El segundo informe de refutación de The Brattle Group reafirmó esta postura, concluyendo nuevamente que las medidas en litigio “disminuyeron severamente el valor justo de mercado de su capital y otros intereses de los accionistas en las empresas de los proyectos ASTE y ASTEXOL” ²⁷⁴.
248. Tal como se analiza *infra*, el Tribunal ha aceptado esta línea de análisis – valoración de la reducción del valor de las sociedades en las cuales las Demandantes poseían intereses – a la hora de evaluar los daños.
249. Se rechaza la tercera excepción jurisdiccional del Demandado.

D. Cuarta Excepción: Falta de Jurisdicción sobre las Medidas Impositivas

250. La cuarta excepción del Demandado versa sobre que el Tribunal no posee jurisdicción para conocer de las reclamaciones de las Demandantes que involucran alegadas violaciones del Artículo 10(1) del TCE relacionadas con la adopción de medidas impositivas, en particular

²⁷³ Primer Informe sobre Cuantificación Brattle, ¶¶ 20-21.

²⁷⁴ Segundo Informe sobre Cuantificación Brattle, ¶ 4.

el impuesto del 7% sobre el valor de la producción de energía eléctrica creado por la Ley 15/2012 (“IVPEE”).

(1) Las Posturas de las Partes

a. Postura del Demandado

251. Las Demandantes afirman que el IVPEE se encuentra entre las medidas que se dice violan las obligaciones de España bajo el TCE²⁷⁵.
252. El Demandado afirma que no ha consentido al arbitraje de estas reclamaciones y que, por lo tanto, el Tribunal no tiene jurisdicción sobre ellas. España observa que, de conformidad con el Artículo 26 del TCE, el consentimiento de una Parte Contratante respecto del arbitraje se limita a las controversias relativas a una alegada violación de sus obligaciones en virtud de la Parte III del TCE. No obstante, el Artículo 21(1) del TCE establece expresamente que, sujeto a determinadas excepciones no pertinentes a las reclamaciones bajo el Artículo 10(1)²⁷⁶, el TCE no impone obligaciones a las Partes Contratantes en materia de medidas impositivas:

(1) A no ser que se disponga lo contrario en el presente artículo, no existe disposición alguna en el presente Tratado que establezca derechos o imponga obligaciones con respecto a las medidas impositivas de las Partes Contratantes. En caso de que hubiese incompatibilidad entre el presente artículo y cualquier otra disposición del Tratado, prevalecerá lo dispuesto en el presente artículo en la medida en que haya incompatibilidad²⁷⁷.

253. El Artículo 21(7)(a) del TCE define el término “Medida Impositiva”:

(a) El término ‘medida impositiva’ incluye:

²⁷⁵ Mem. Dt., ¶¶ 217-219, 342-344, 408; Rép. Dt., ¶ 805.

²⁷⁶ Tal como se expone a continuación, el Artículo 21(1) del TCE permite que se presenten reclamaciones sobre Medidas Impositivas que se alega contravienen al Artículo 13 del TCE (relativo a la expropiación), pero con sujeción a un régimen procesal especial.

²⁷⁷ **RL-001**, Tratado sobre la Carta de la Energía, Art. 21(1).

(i) las disposiciones sobre impuestos de la legislación nacional de la Parte Contratante, o de una subdivisión política de la misma o de una autoridad local dentro de ésta; y

[...] ²⁷⁸.

254. En opinión del Demandado, estas disposiciones impiden claramente el arbitraje de las reclamaciones de las Demandantes de que el IVPEE viola el Artículo 10(1) del TCE. El IVPEE es una Medida Impositiva. El Artículo 21 del TCE establece que el Artículo 10(1) no crea derechos u obligaciones con respecto a tales medidas. El consentimiento de las Partes Contratantes del TCE a la jurisdicción en virtud del Artículo 26(3) abarca únicamente las reclamaciones por violaciones de las obligaciones bajo la Parte III (que incluye el Artículo 10(1)). En consecuencia, España no ha dado su consentimiento al arbitraje de las reclamaciones de las Demandantes en relación con el IVPEE ²⁷⁹ y el Tribunal no tiene jurisdicción sobre ellas ²⁸⁰.
255. Según argumenta el Demandado, el IVPEE cumple con la definición de “Medida Impositiva” del TCE. Es una ley nacional, promulgada por el Parlamento de conformidad con los procedimientos constitucionales y legales normales ²⁸¹, y tiene las características de un impuesto conforme al derecho español ²⁸². Además, es un impuesto *bona fide* de aplicación general ²⁸³. En tal sentido, el Demandado insiste en que la jurisprudencia arbitral reconoce una presunción de que las medidas impositivas son *bona fide*, citando *Renta 4 S.V.S.A et al. c. Federación Rusa* ²⁸⁴ y *El Paso Energy International Company c. República*

²⁷⁸ *Íd.*, Art. 21(7).

²⁷⁹ El Memorial de Contestación de España señala que la Solicitud de Arbitraje de las Demandantes se refiere a otra medida impositiva (el impuesto sobre los hidrocarburos) también contenida en la Ley 15/2012 (aparte del IVPEE), no mencionada en el Memorial de las Demandantes, pero citada en el Informe sobre Normativa de sus peritos. En consecuencia, el Demandado hizo hincapié en el IVPEE, al tiempo que se reservaba el derecho de complementar sus argumentos si las Demandantes formulaban reclamaciones con respecto a otras medidas impositivas. C-Mem. Ddo., ¶¶ 762-764. En la Réplica, las Demandantes observaron que el impuesto sobre los hidrocarburos no forma parte de las Medidas Controvertidas. Rép. Dt., ¶ 544, nota al pie 788.

²⁸⁰ C-Mem. Ddo., ¶¶ 754-757, 769-786, 836; Dúp. Ddo., ¶ 353.

²⁸¹ C-Mem. Ddo., ¶¶ 787-791.

²⁸² *Íd.*, ¶¶ 792-793.

²⁸³ *Íd.*, ¶ 796.

²⁸⁴ C-Mem. Ddo., ¶¶ 798-802; **RL-029**, *Renta 4 S.V.S.A et al. c. Federación Rusa*, Caso SCC No. 24/2007, Laudo, 20 de julio de 2012, ¶ 181.

*Argentina*²⁸⁵. A juicio del Demandado, esta presunción sólo puede ser refutada en casos extraordinarios, tal como lo reconociera el tribunal del caso *Yukos*²⁸⁶.

256. En respuesta a los argumentos de las Demandantes de que el IVPEE no es un impuesto *bona fide*, el Demandado observa que se aplica a todas las instalaciones de producción de energía, convencional y renovable, y que los productores de energía renovable no tienen derecho a un trato preferencial que les otorgue beneficios fiscales no reconocidos a otros²⁸⁷. Asimismo, el impuesto no discrimina a los productores de energías renovables porque ellos no pueden transferir su carga a otros, ni tampoco se trata de un recorte tarifario encubierto, ya que el costo del impuesto es remunerado a estos productores a través de su remuneración en virtud del régimen regulatorio posterior al año 2014²⁸⁸.
257. Por último, el Demandado observa que tanto el Tribunal Constitucional de España como la Comisión Europea han ratificado la legalidad del IVPEE en virtud del derecho español y europeo²⁸⁹.

b. Postura de las Demandantes

258. Las Demandantes “aceptan que el Impuesto del 7% es un cargo impuesto por el Gobierno y, por tanto, se recoge en la definición literal de la palabra ‘impuesto’”²⁹⁰. Sin embargo, en su opinión, los argumentos del Demandado dirigidos a establecer la naturaleza del IVPEE como impuesto no tienen efecto. Por el contrario, la pregunta es si es *bona fide* y, por lo tanto, si tiene derecho a beneficiarse de la “exclusión” en materia de impuestos del Artículo 21(1). Las Demandantes insisten en este sentido en que la buena fe es un aspecto fundamental de la interpretación de y del cumplimiento con los tratados, tal como lo

²⁸⁵ **CL-024**, *El Paso Energy International Co. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/03/15, Laudo, 31 de octubre de 2011 [en adelante, *El Paso c. Argentina*], ¶ 290.

²⁸⁶ **RL-028**, *Yukos Universal Limited (Isla de Mann) c. Federación Rusa*, Caso CPA No. AA 227, Laudo Final, 18 de julio de 2014 [en adelante, *Yukos c. Rusia*], ¶ 1407.

²⁸⁷ C-Mem. Ddo., ¶¶ 805-814.

²⁸⁸ *Íd.*, ¶¶ 823, 827.

²⁸⁹ *Íd.*, ¶¶ 828-833.

²⁹⁰ Dúp. Dt., ¶ 118.

demuestra el Artículo 31(1) de la CVDT, la extensa jurisprudencia internacional y los comentarios académicos²⁹¹.

259. Las Demandantes afirman que “el Impuesto del 7% se enmarcó intencionalmente como un impuesto bajo la legislación española con el fin de romper los compromisos de España con l[a]s Demandantes sin incurrir en responsabilidad en virtud el TCE. Esto significa que el impuesto no es de buena fe y, por consiguiente, España no puede basarse en la desinversión fiscal para evitar sus obligaciones en virtud del derecho internacional”²⁹².
260. Las Demandantes objetan a la opinión del Demandado según la cual el tribunal del caso *Yukos* reconoció una presunción a favor de la validez de las medidas impositivas, argumentando en cambio que la decisión del caso *Yukos* demuestra que la buena fe de una medida impositiva debe evaluarse a partir de la conducta sobre la base de un balance de probabilidades²⁹³.
261. El punto central de la postura de las Demandantes es que el impuesto establecido por la Ley 15/2012 tenía la intención de ser, y opera como, un recorte en los ingresos a los que los operadores CSP tenían derecho en virtud del régimen del RD 661/2007. Las Demandantes afirman que: (1) la conducta del Gobierno demuestra que la Ley 15/2012 tenía por objeto efectuar un recorte de tarifas, incluso si se denominaba como impuesto; (2) en efecto consigue lo opuesto a su objetivo oficial declarado; y (3) forma parte de “un plan gubernamental para dismantelar el régimen económico del RD 661/2007 [...]”²⁹⁴.
262. En cuanto al primer punto, las Demandantes afirman que el Gobierno adoptó el impuesto a pesar de las preocupaciones de la industria de CSP respecto de que tendría un impacto desproporcionado e injusto sobre los operadores de CSP y que en la práctica reduciría sus incentivos bajo el Régimen Especial²⁹⁵. Las Demandantes citan una declaración del Ministro de Energía realizada luego de la adopción del impuesto como un reconocimiento

²⁹¹ Rép. Dt., ¶¶ 544, 548-554, 559-564.

²⁹² Dúp. Dt., ¶ 118.

²⁹³ Rép. Dt., ¶¶ 565-569.

²⁹⁴ *Íd.*, ¶ 571.

²⁹⁵ *Íd.*, ¶¶ 575-580.

de que el Gobierno podría haber optado por reducir las primas, pero en cambio optó por adoptar el impuesto sobre la generación²⁹⁶. En opinión de las Demandantes, esta observación, hecha cuando España ya se enfrentaba a reclamaciones en virtud del TCE derivadas de modificaciones en el régimen del RD 661/2007, demuestra que la verdadera motivación detrás del IVPEE era simplemente reducir los pagos a los productores de CSP en virtud de las tarifas del RD 661/2007²⁹⁷. Según las Demandantes, “[d]ebe deducirse que el recorte a las tarifas del 7 % fue formulado en forma de impuesto con el propósito de eludir la responsabilidad por incumplimiento de los derechos de los inversores según el TCE”²⁹⁸, lo que en opinión de las Demandantes confirma que la medida del Demandado no es un impuesto *bona fide*²⁹⁹.

263. En cuanto al segundo punto, las Demandantes argumentan que, aunque el preámbulo de la nueva medida alega que tiene por objeto proteger el medio ambiente, tiene el efecto opuesto, lo cual demuestra que la medida es arbitraria³⁰⁰. El nuevo impuesto discrimina de manera significativa e inadmisiblemente a las plantas de CSP porque, a diferencia de las plantas convencionales que pueden elevar los precios para trasladar el impuesto a los consumidores, el gobierno determina los ingresos de las plantas de CSP, por lo que no pueden trasladar la carga del impuesto³⁰¹. La Memoria de Proyecto elaborada en relación con la adopción del impuesto revela que España no consideró estos efectos, que redactores de políticas racionales habrían reconocido como potencialmente hostiles al medio ambiente³⁰².
264. Por último, las Demandantes afirman que no impugnan el impuesto del 7% de manera aislada, sino como parte de un conjunto de medidas “que han privado a l[a]s Demandantes de los derechos que correspondían a sus plantas CSP conforme al RD 661/2007”³⁰³. Para

²⁹⁶ Rép. Dt., ¶ 581 que cita C-103, Patricia Carmona & Javier Mesones, Entrevista con el Ministro de Industria, Energía y Turismo, La Gaceta, 14 de octubre de 2012.

²⁹⁷ Rép. Dt., ¶¶ 582-583; Dúp. Dt., ¶ 121.

²⁹⁸ Rép. Dt., ¶ 584.

²⁹⁹ *Íd.*, ¶ 586.

³⁰⁰ *Íd.*, ¶ 595.

³⁰¹ *Íd.*, ¶¶ 587-593, 602.

³⁰² *Íd.*, ¶¶ 596-597.

³⁰³ *Íd.*, ¶ 603.

las Demandantes, “[e]l impuesto del 7 % formaba parte de un número de medidas que constituyen el plan del Gobierno para limitar y, finalmente, eliminar los derechos correspondientes a las inversiones de l[a]s Demandantes según el RD 661/2007. Como tal, el impuesto del 7 % no era un impuesto normal dentro del proceso habitual de recaudación de ingresos del Gobierno, sino más bien un impuesto encubierto que formaba parte de la decisión política del Gobierno de eliminar los derechos otorgados a las inversiones de l[a]s Demandantes”³⁰⁴. Por esta razón, las Demandantes sostienen que el caso *Plama c. Bulgaria* en que se basa el Demandado no es pertinente, debido a que dicho caso versaba sobre la aplicación de disposiciones legales tributarias existentes cuando los demandantes realizaron su inversión³⁰⁵.

265. Por último, las Demandantes insisten en que la caracterización de la medida por parte del Demandado como un impuesto y conforme con su derecho interno no establece su derecho a invocar la exención del Artículo 21³⁰⁶. En este sentido, las Demandantes se oponen a la afirmación del Demandado de que el régimen de remuneración ahora aplicable a sus instalaciones neutraliza el efecto del impuesto al tratarlo como un costo indemnizable³⁰⁷.

(2) El Análisis del Tribunal

266. Tal como sostiene el Demandado, y como reconocen las Demandantes³⁰⁸, el IVPEE posee características típicamente asociadas con un impuesto legítimo. Fue establecido por ley, impone obligaciones a una clase definida de personas, genera ingresos que van al Estado, y estos ingresos se utilizan para fines públicos³⁰⁹. Por consiguiente, el IVPEE está dentro de la definición literal de “Medida Impositiva” del Artículo 21(7) del TCE. Como tal, está comprendido en el ámbito literal de la limitación del Artículo 21(1):

(1) A no ser que se disponga lo contrario en el presente artículo, no existe disposición alguna en el presente Tratado que establezca derechos o imponga obligaciones con respecto a las medidas

³⁰⁴ *Íd.*, ¶ 606.

³⁰⁵ *Íd.*, ¶ 608.

³⁰⁶ *Íd.* ¶¶ 612-618.

³⁰⁷ *Íd.* ¶¶ 619-623.

³⁰⁸ Dúp. Dt., ¶ 118.

³⁰⁹ Tr. (versión corregida), Día 1 (ESP), 55:11-56:19 (Sra. Oñoro).

impositivas de las Partes Contratantes. En caso de que hubiese incompatibilidad entre el presente artículo y cualquier otra disposición del Tratado, prevalecerá lo dispuesto en el presente artículo en la medida en que haya incompatibilidad³¹⁰.

267. No obstante, las Demandantes afirman que el Tribunal debe ignorar estas características y el sentido llano del Tratado. Las Demandantes alegan que el IVPEE fue adoptado de mala fe, ya que España presuntamente sabía que no podía reducir legalmente los subsidios que prometía en el RD 661/2007 y, por lo tanto, ejerció abusivamente los poderes fiscales para proteger su conducta inadecuada. Por lo tanto, como el poder fiscal se utilizó en pos de un fin ilegítimo, el Tribunal debería desestimar el texto claro del Artículo 21(1)³¹¹.
268. El Tribunal recuerda respecto de esto la concepción de “impuesto *bona fide*” utilizada por el tribunal del caso *Yukos Universal c. Rusia*, un caso muy discutido por ambas Partes. [Traducción del Tribunal]. En un caso que implicaba la aplicación supuestamente abusiva de medidas impositivas, el tribunal aseveró que “la exclusión del Artículo 21(1) [del TCE] sólo puede aplicarse a las medidas impositivas *bona fide*, es decir, las acciones motivadas por el propósito de recaudar ingresos generales para el Estado”³¹².
269. Ya sea que exista o no una excepción al Artículo 21(1) tal como se sostuvo en el caso *Yukos* (cuestión que no resuelve el Tribunal), la alegación de las Demandantes de mala fe sólo podría mantenerse si España sabía o debía haber sabido que las tarifas del RD 661/2007 no podían ser sustancialmente alteradas, y que por lo tanto violó a sabiendas sus obligaciones en virtud del TCE mediante la adopción de la Ley 15/2012. Las pruebas no son suficientes para sustentar esta afirmación. Obviamente, el Demandado creía en ese momento que su acción era lícita, tal como lo demuestra su vigorosa defensa en el presente procedimiento. Las Demandantes hacen hincapié en un informe de prensa que cita al Ministro de Energía tras la adopción del IVPEE a los efectos de que el Gobierno podría haber optado por reducir las primas, pero optó por adoptar el impuesto sobre la generación³¹³. Esto es demasiado

³¹⁰ **RL-001**, Tratado sobre la Carta de la Energía, Art. 21(1).

³¹¹ Rép. Dt., ¶ 571 y ss.

³¹² **RL-028**, *Yukos c. Rusia*, ¶ 1407 [Traducción del Tribunal].

³¹³ Rép. Dt., ¶¶ 581-585, que cita **C-103**, Patricia Carmona & Javier Mesones, Entrevista con el Ministro de Industria, Energía y Turismo, La Gaceta, 14 de octubre de 2012.

débil para sostener el argumento de las Demandantes, que de otro modo se basa esencialmente en inferencias sobre la supuesta intención del Demandado de evadir su responsabilidad en virtud del TCE.

270. El poder fiscal es un poder soberano fundamental que no debe ser cuestionado a la ligera. La “exclusión” en materia de impuestos del Artículo 21(1) del TCE y las disposiciones correspondientes en muchos otros tratados bilaterales y multilaterales de inversión reflejan la determinación de los Estados de que las cuestiones fiscales no se conviertan en objeto de arbitraje entre inversor-Estado, salvo quizás en circunstancias cuidadosamente limitadas. (El Artículo 21(5)(a) del TCE permite, por lo tanto, reclamaciones de expropiación efectuada mediante medidas impositivas, pero sujetas a procedimientos restrictivos que exigen que las autoridades fiscales nacionales consideren la reclamación). En el presente caso, los hechos no llegan a configurar una situación en que se constate que las medidas de recaudación impositiva se han utilizado como parte de un patrón de conducta dirigido a destruir a las Demandantes y, por ende, el Tribunal no se pronunciará sobre la disponibilidad de tal excepción, si se arribara a tal caso.
271. El Tribunal no puede ignorar los términos claros del TCE sobre la base del presente expediente, el cual está muy por debajo de demostrar cualquier uso abusivo o inapropiado del poder impositivo. Consecuentemente, el Tribunal considera que no tiene jurisdicción para conocer de la reclamación de las Demandantes con respecto a la supuesta inconsistencia del IVPEE con las obligaciones de España bajo el Artículo 10(1) del TCE.
272. Debido a que no existe jurisdicción sobre esta reclamación y dada la decisión del Tribunal sobre la Quinta Excepción *infra*, los daños que se alega resultan del IVPEE no pueden ser tenidos en cuenta en cualquier posible adjudicación de daños. Sin embargo, el Tribunal observa que tales daños parecerían ser considerablemente reducidos, si no eliminados, por la decisión del Demandado de incluir el gravamen del 7% del IVPEE entre los costos indemnizables a los operadores de CSP en virtud del nuevo régimen que sustituyó al RD 661/2007³¹⁴.

³¹⁴ Tr. (versión corregida), Día 1 (ESP), 61:16-62:10 (Sra. Oñoro); Dúp. Ddo., ¶¶ 342-345; Tr. (versión corregida), Día 4 (ESP), 1142:15-21 (Sr. Lapuerta).

E. Quinta Excepción: Falta de Sometimiento a las Autoridades Fiscales Competentes

(1) Las Posturas de las Partes

273. La quinta excepción de España es que la reclamación de que expropió ilícitamente las inversiones de las Demandantes en parte mediante la adopción del impuesto del 7% sobre la producción de energía en virtud de la Ley 15/2012 es inadmisibile porque las Demandantes no cumplieron con el Artículo 21(5)(b) del TCE³¹⁵.
274. Tal como se analizara *supra* en relación con la cuarta excepción jurisdiccional del Demandado, el Artículo 21(1) del TCE excluye las reclamaciones basadas en el Artículo 10 del TCE con respecto a las medidas impositivas. Sin embargo, en virtud del Artículo 21(5)(a), esta “exclusión” no se aplica a las reclamaciones de expropiación basadas en el Artículo 13, sujeto a los requisitos adicionales del Artículo 21(5)(b). Tales requisitos establecen un procedimiento para las reclamaciones de expropiación que implican medidas impositivas. Éste exige que reclamaciones de expropiación que tienen que ver con medidas impositivas reciban una consideración preliminar por parte de las autoridades fiscales nacionales³¹⁶.
275. El Artículo 21(5) establece:
- (5) (a) El artículo 13 se aplicará a los impuestos.
 - (b) Siempre que surja un conflicto en relación con lo dispuesto en el artículo 13 en el sentido de si un impuesto determinado constituye una expropiación o si un impuesto que se alega constituye una expropiación es discriminatorio, se aplicarán las siguientes disposiciones:
 - (i) [E]l inversor de la Parte Contratante que alegue se trata de una expropiación someterá la cuestión de si el impuesto es una expropiación o si es discriminatorio a las autoridades fiscales competentes; de no mediar dicho recurso por parte del inversor o de la Parte Contratante, los organismos a los que se recurra para resolver controversias de conformidad con la letra c) del apartado 2)

³¹⁵ Véase, por ejemplo, Dúp. Ddo., ¶¶ 355-375.

³¹⁶ Véase, por ejemplo, **R-257**, Presentación de Apertura Ddo. en Audiencia en 57; **RL-027**, Secretariado de la Carta de la Energía, *The Energy Charter Treaty: A Readers Guide*, en 39.

del artículo 26 o el apartado 2) del artículo 27 someterán la cuestión a la autoridad fiscal competente.

(ii) En un plazo de seis meses a partir de la presentación del recurso, la autoridad fiscal competente procurará resolver la cuestión que se le haya sometido. [...]

(iii) Los organismos a los que se recurra para resolver controversias de conformidad con la letra c) del apartado 2) del artículo 26 o el apartado 2) del artículo 27 podrán tener en cuenta las conclusiones a las que hayan llegado las autoridades fiscales competentes respecto a si el impuesto en cuestión constituye una expropiación. Dichos organismos tendrán en cuenta las conclusiones a las que hayan llegado las autoridades fiscales competentes dentro del plazo de seis meses indicado en el inciso ii) de la letra b) respecto a si el impuesto es discriminatorio. Estos organismos podrán también tener en cuenta las conclusiones a las que hayan llegado las autoridades fiscales competentes una vez finalizado el plazo de seis meses.

(iv) En ningún caso la intervención de las autoridades fiscales competentes, más allá del plazo de seis meses mencionado en el inciso ii) de la letra b), podrá justificar una demora en los procedimientos que establecen los artículos 26 y 27³¹⁷.

276. El Artículo 21(7)(c) define una “Autoridad Fiscal Competente” como:

(7) A efectos del presente artículo:

[...]

(c) Por ‘autoridad fiscal competente’ se entiende la autoridad competente en virtud de un acuerdo de doble imposición en vigor entre las Partes Contratantes o, cuando no esté en vigor ningún acuerdo de este tipo, el Ministro o el Ministerio encargado de los impuestos o sus representantes autorizados³¹⁸.

277. El Demandado afirma que las Demandantes no remitieron su reclamación sobre el alegado efecto expropiatorio de la Ley 15/2012 a las Autoridades Fiscales Competentes tal como exige el Artículo 21(5)(b), por lo que tal reclamación es inadmisibles³¹⁹.

³¹⁷ **RL-001**, Tratado sobre la Carta de la Energía, Art. 21(5).

³¹⁸ **RL-001**, Tratado sobre la Carta de la Energía, Art. 21(7).

³¹⁹ Véase, por ejemplo, Dúp. Ddo., ¶¶ 355-375.

278. En principio, las Demandantes responden, tal como se analizara *supra* en relación con la cuarta excepción jurisdiccional del Demandado, que la Ley 15/2012 no implica un impuesto *bona fide*, por lo que el Artículo 21(5)(b) no resulta de aplicación³²⁰. No obstante, si el Artículo fuera aplicable, las Demandantes afirman que lo han cumplido, ya que el día 11 de octubre de 2012, ellas y otros inversores plantearon la cuestión del impuesto del 7% ante el Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas³²¹, la Autoridad Fiscal Competente en España³²². Las Demandantes también citaron su carta de fecha 26 de abril de 2013 remitida al Presidente de España como satisfacción de este requisito³²³. Las Demandantes afirmaron finalmente que cualquier remisión sería inútil y que la jurisprudencia sobre inversiones confirma que en tal caso “no está[n] obligad[as] a cumplir con el requisito, de naturaleza procesal”³²⁴.

(2) El Análisis del Tribunal

279. El Tribunal no ha aceptado la afirmación de las Demandantes de que la Ley 15/2012 no es un impuesto *bona fide*. En consecuencia, para empezar examina si las dos comunicaciones citadas por las Demandantes satisfacen el requisito del Artículo 21(5)(b) de que los Inversores sometan las reclamaciones sobre expropiación que impliquen impuestos a la Autoridad Fiscal Competente con el fin de iniciar un proceso de consulta entre dicha autoridad y su contraparte extranjera.

280. Esto plantea dos cuestiones: ¿estas comunicaciones estaban dirigidas a la(s) autoridad(es) competente(s)? ¿Remitieron la cuestión pertinente de manera suficiente para informar al destinatario del propósito de las comunicaciones y de la necesidad de responder de acuerdo con el procedimiento previsto en el Artículo 21(5)(b)?

281. En cuanto a la primera cuestión, el Artículo 21(7)(c) define a la “Autoridad Fiscal Competente” como “la autoridad competente en virtud de un acuerdo de doble imposición

³²⁰ Rép. Dt., ¶ 625.

³²¹ C-242, Carta de Inversores Extranjeros (incluido EISER) al Gobierno de España, 11 de octubre de 2012.

³²² Rép. Dt., ¶¶ 626-629.

³²³ C-009, Carta de Allen & Overy al Presidente Mariano Rajoy Brey en nombre de las Demandantes, 26 de abril de 2013. Véase también, Rép. Dt., ¶¶ 630-633.

³²⁴ Rép. Dt., ¶ 362. Véase también, *íd.*, ¶¶ 634-638.

en vigor entre las Partes Contratantes [...]”. Por ende, las autoridades competentes son aquellas designadas en virtud de los acuerdos bilaterales de doble imposición celebrados entre España y Luxemburgo³²⁵, y España y el Reino Unido³²⁶. Las Demandantes introdujeron en el expediente los tratados de doble imposición celebrados entre España y estos dos países; cada uno identifica al Ministro de Hacienda como la autoridad española competente en virtud del tratado, aunque con diferentes formulaciones del título del Ministro.

282. Esta primera cuestión pone de manifiesto una ambigüedad en la redacción del Artículo 21. El Artículo 21(5)(b) pareciera prever consultas bilaterales entre las autoridades fiscales nacionales identificadas en los convenios bilaterales de doble imposición, es decir, las del Estado del inversor y las del Estado contra el cual el inversor reclama. De conformidad con el texto en inglés del TCE, el inversor está obligado a someter la reclamación de que una medida fiscal es expropiatoria “*to the relevant Competent Tax Authority*”. Sin embargo, no resulta evidente si la autoridad “relevante” es la del Estado del inversor o la del Estado demandado³²⁷. (En una situación en la que un tribunal arbitral debe hacer la remisión, de conformidad con el texto en inglés del TCE, el tribunal “*shall make a referral to the relevant Competent Tax Authorities*” – presumiblemente a ambas).³²⁸

³²⁵ **CL-232**, Convenio de Doble Imposición entre el Reino de España y Luxemburgo (1986), 3 de junio de 1986, Art. 3(1)(h)(i).

³²⁶ **CL-231**, Convenio de Doble Imposición entre el Reino de España y el Reino Unido (1976), 21 de octubre de 1975, Art. 3(1)(i). Aparentemente, este tratado ha sido reemplazado por un convenio de doble imposición de 2013 entre España y el Reino Unido. Véase **R-167**, Convenio entre el Reino de España y el Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte para Evitar la Doble Imposición, 14 de marzo de 2013. En virtud del Artículo 3(1)(i) del nuevo tratado, la “autoridad competente” de España es “el Ministro de Economía y Hacienda o su representante autorizado”.

³²⁷ Tr. (versión corregida), Día 2 (ESP), 372:4-373:13 (Sr. Alexandrov, Sr. Sullivan); **R-257**, Presentación de Apertura Ddo. en Audiencia en 57; **RL-027**, Secretariado de la Carta de la Energía, *The Energy Charter Treaty: A Readers Guide*, en 39.

³²⁸ Hay una discrepancia aparente entre los textos auténticos en inglés y en español del Artículo 21 del TCE. En inglés, el TCE establece que el inversor debe someter la cuestión a la “*Competent Tax Authority*” y el tribunal a las “*Competent Tax Authorities*”. En español, en relación con el inversor usa “autoridades fiscales competentes” (plural), y en relación con la remisión por el tribunal usa “autoridad fiscal competente” (singular). (El Tribunal entiende que el texto en francés es consistente con el texto en inglés). Si bien este asunto no afecta el resultado del caso, el Tribunal considera, de conformidad con el Artículo 33(4) de la CVDT, que interpretar el TCE en el sentido de que requiere que, en una situación apropiada, él refiera una cuestión a cada una de las “*Competent Tax Authorities*” potencialmente interesadas es lo que resulta más en armonía con el objeto y fin del TCE.

283. Una cuestión adicional se plantea cuando – como en el presente caso – existen dos inversores de dos Estados diferentes. ¿Es suficiente que uno de los dos someta la cuestión a la Autoridad Fiscal Competente del Estado demandado? ¿O debe cada inversor someter la cuestión a su autoridad nacional?
284. El Tribunal asume, sin así decidirlo, que los requisitos del Artículo 21(5)(b) pueden ser satisfechos por una comunicación debidamente formulada de una de las Demandantes a la Autoridad Fiscal Competente del Demandado. Así, bastaría con que una Demandante someta la cuestión al Ministro de Hacienda de España, reconociendo que el título del Ministro se presenta de manera diferente en los diferentes documentos que obran en el expediente.
285. La segunda cuestión entonces consiste en determinar si las dos comunicaciones citadas por las Demandantes cumplen con el requisito de “someter” al Ministro su reclamación respecto de que el impuesto del 7% es expropiatorio para su consideración y la realización de consultas de conformidad con el Artículo 21(5)(b).
286. La primera comunicación es una carta de dos páginas, de fecha 11 de octubre de 2012, dirigida a tres ministros del Gobierno de España, entre ellos el Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas³²⁹. Esta carta fue firmada por representantes de ocho inversores extranjeros, incluido el Sr. Hector en nombre de Eiser Infrastructure Partners. La carta contiene una breve declaración de las preocupaciones de los firmantes sobre el proyecto de ley que se convirtió en la Ley 15/2012, y una referencia general a la posibilidad de una acción legal internacional. No se refiere al TCE, y mucho menos al Artículo 21(5). No contiene la palabra expropiación. Nada en ella indica que los remitentes consideraran que el impuesto futuro (que aún no había sido promulgado) era expropiatorio, o que pretendían someter “la cuestión de si el impuesto es una expropiación” al Ministro para que tomara medidas bajo el Artículo 21(5).
287. De conformidad con la CVDT, el término clave “someter” debe interpretarse de buena fe y de acuerdo con su significado corriente. En este sentido, no es posible considerar esta

³²⁹ C-242, Carta de Inversores Extranjeros (incluido EISER) al Gobierno de España, 11 de octubre de 2012.

carta como un sometimiento a los efectos del Artículo 21(5)(b) del TCE. Este documento no puede ser razonablemente leído como una notificación al destinatario de que los remitentes ven el impuesto propuesto como expropiatorio y que el destinatario debe, por tanto, iniciar el proceso de consultas internacionales previsto en el Artículo 21(5).

288. La segunda comunicación citada por las Demandantes es menos convincente en este respecto. Se trata de una carta de fecha 26 de abril de 2013 escrita en nombre de las Demandantes por Allen & Overy al Presidente del Gobierno, Mariano Rajoy Brey³³⁰. En esta carta se enumeran brevemente numerosos cambios introducidos en el régimen jurídico del CSP, y se indica que éstos no cumplen con las obligaciones de España en virtud del TCE. Solicita que se entablen negociaciones en virtud del Artículo 26 del TCE con miras a alcanzar una solución amistosa, y reserva el derecho de Eiser de someter las reclamaciones a arbitraje de no ser posible arribar a una solución.
289. Las Demandantes no presentaron ninguna prueba de que el Presidente del Gobierno era una “Autoridad Competente” de conformidad con los tratados fiscales pertinentes, y pareciera improbable que un funcionario del Estado tan alto cumpla dicha función. Más aún, el contenido de la carta no es suficiente para informar a un lector concienzudo de que el Inversor alega que una medida fiscal es expropiatoria y que pretende que la cuestión sea sometida a consultas internacionales de conformidad con el Artículo 21(5)(b).
290. En consecuencia, el Tribunal concluye que las Demandantes no remitieron a la “Autoridad Fiscal Competente” sus reclamaciones de expropiación relacionadas con el impuesto al 7% sobre la producción de energía en virtud de la Ley 15/2012, tal como exige el Artículo 21(5)(b) del TCE.
291. El argumento final de las Demandantes es que el Tribunal debe ignorar cualquier incumplimiento de los requisitos del Artículo 21(5), insistiendo en tal sentido en que “la jurisprudencia sobre tratados de inversión ha confirmado que, de todos modos, en los casos

³³⁰ **C-009**, Carta de Allen & Overy al Presidente Mariano Rajoy Brey en nombre de las Demandantes, 26 de abril de 2013.

en los que la remisión no fuese útil, como sería el caso dadas las circunstancias actuales, el inversor no está obligado a cumplir con el requisito, de naturaleza procesal”³³¹.

292. Las Demandantes presentan brevemente tres argumentos para demostrar que una remisión a las autoridades fiscales competentes sería inútil y por lo tanto innecesaria³³². Los dos primeros son similares: que las Demandantes informaron dos veces a España de sus preocupaciones con respecto a la Ley 15/2012, pero España no respondió a esas preocupaciones:

[...] España no hizo ningún intento de comprometer a sus autoridades fiscales para ‘hacer todo lo posible para solucionar los problemas’. Si hubiera habido alguna posibilidad de que el problema hubiera sido tratado por las autoridades fiscales antes de comenzar los procedimientos que nos ocupan, es razonable asumir que España hubiera informado a las autoridades fiscales para considerar el asunto. España no hizo eso [...] ³³³.

293. En tercer lugar, las Demandantes sostienen que su reclamación y las medidas que la originaron son “demasiado amplias y complejas para que las autoridades fiscales españolas lo resuelvan en un plazo de seis meses”³³⁴, por lo que sería inútil remitir la cuestión para su consideración. Este argumento parece basarse en la premisa de que la cuestión que se debe remitir abarcaría la totalidad de la controversia de las Demandantes con España y no la cuestión más restringida de si el impuesto del 7% resulta expropiatorio³³⁵.
294. Esta alegación final – que el recurso al procedimiento establecido en el Artículo 21(5)(b) sería inútil y, por lo tanto, puede ser ignorado – se basa en gran medida en la especulación de las Demandantes sobre la respuesta de España a una remisión debidamente enmarcada en virtud del Artículo 21. El Tribunal no puede asumir, tal como solicitan las Demandantes, que las autoridades españolas ignorarían tal remisión, en particular porque el TCE parece permitir a las Demandantes que recurran también a sus autoridades fiscales nacionales. Este argumento también refleja una aparente idea errónea de que cualquier

³³¹ Rép. Dt., ¶ 362, que cita **RL-028**, *Yukos c. Rusia*, ¶ 1424.

³³² Rép. Dt., ¶¶ 635-638.

³³³ *Íd.*, ¶ 635.

³³⁴ *Íd.*, ¶ 636.

³³⁵ *Íd.*, ¶ 637.

respuesta a una remisión sería un asunto íntegramente español. Por el contrario, aunque tal vez no esté perfectamente redactado, el Artículo 21(5) pareciera contemplar un proceso de interacción entre las autoridades fiscales nacionales en relación con una cuestión controvertida del derecho internacional – si una medida fiscal puede ser expropiatoria y en cuáles casos. La existencia de esta disposición indica que esto era motivo de preocupación para las Partes Contratantes del TCE, quienes sin embargo se ocuparon de asegurar que el procedimiento acordado no pudiera frustrar el arbitraje de una reclamación futura.

295. El impuesto del 7% sobre la producción de energía en virtud de la Ley 15/2012 es un impuesto. Las Demandantes no sometieron su reclamación de que dicho impuesto es expropiatorio a la Autoridad Fiscal Competente, tal como exige el Artículo 21(5)(b) del TCE, y no han sustentado su afirmación de que el cumplimiento de este procedimiento sería inútil y que, por consiguiente, la falta de cumplimiento puede ignorarse.
296. Por lo tanto, se confirma la quinta excepción del Demandado. La reclamación de las Demandantes de que el impuesto del 7% es expropiatorio es inadmisibile en la medida en que el Tribunal no puede en esta etapa del proceso decidir sobre dicha reclamación, debido a que las Demandantes no han cumplido con el Artículo 21(5)(b)(i) del TCE.
297. Si la reclamación de las Demandantes de que el impuesto del 7% sobre la producción de energía es expropiatorio figurase en el laudo final del Tribunal, el Artículo 21(5)(b)(i) obligaría al Tribunal a someter el impuesto a consideración de las autoridades nacionales pertinentes. El resultado sería una demora adicional en el procedimiento, aunque no debería exceder los seis meses.
298. Sin embargo, tal como se explica *infra*, el Tribunal concluye que no es necesario decidir la reclamación de expropiación de las Demandantes, ya que el caso puede ser resuelto apropiadamente sobre otras bases. En consecuencia, no es necesario que el Tribunal adopte las medidas indicadas en el Artículo 21(5)(b)(i).

F. Sexta Excepción: Período de Espera (*Cooling Off Period*)

299. La sexta excepción del Demandado a la jurisdicción es que las Demandantes no cumplieron con el requisito del Artículo 26 del TCE de solicitar negociaciones para solucionar sus controversias respecto de la Ley 24/2013, el RD 413/2014, y la Orden Ministerial IET/1045/2014, y, posteriormente de observar un período de espera de tres meses antes de iniciar un procedimiento de arbitraje con respecto esas medidas. El Demandado sostiene que, por consiguiente, el Tribunal carece de jurisdicción para conocer las reclamaciones sobre ellas³³⁶.

(1) Antecedentes

300. El Artículo 26 del TCE en su parte pertinente dispone lo siguiente:

(1) En la medida de lo posible, se resolverán amigablemente las controversias entre una Parte Contratante y un inversor de otra Parte Contratante respecto al supuesto incumplimiento por parte de aquella de una obligación derivada de la Parte III relativa a una inversión de éste en el territorio de la primera.

(2) Si dichas controversias no pueden resolverse con arreglo a lo dispuesto en el apartado 1) en un plazo de tres meses a partir de la fecha en la que cualquiera de las partes en conflicto hubiera solicitado una solución amigable, el inversor afectado podrá optar por someter una controversia para su solución:

[...]

(c) de acuerdo con los siguientes apartados del presente artículo [que establecen el procedimiento aplicable en el presente arbitraje]

(3) (a) Salvo lo establecido en las letras (b) y (c)³³⁷, las Partes Contratantes consienten incondicionalmente en someter sus

³³⁶ C-Mem. Ddo., ¶¶ 858-859.

³³⁷ Los incisos (b) y (c) le permiten a una Parte Contratante retener su consentimiento al arbitraje cuando una demandante recurre a otros métodos de solución de controversias y con respecto a controversias suscitadas en torno a la última frase del apartado (1) del Artículo 10, la “cláusula paraguas” del TCE. Ninguno de los dos incisos es de aplicación en el presente caso.

controversias a arbitraje o conciliación internacional de conformidad con lo dispuesto en el presente artículo³³⁸.

301. El día 26 de abril de 2013, las Demandantes le escribieron una carta en idioma inglés a Su Excelencia Mariano Rajoy Brey, Presidente del Gobierno de España. La carta, intitulada, “Tratado sobre la Carta de la Energía – Solicitud de Negociación” enumeraba una serie de modificaciones efectuadas por España al régimen jurídico para las plantas CSP. Sostenía que estas y otras modificaciones no cumplían con las obligaciones de España en virtud del TCE, y “solicita negociaciones de acuerdo con lo previsto en el Artículo 26(1) del TCE, en aras de alcanzar una solución amigable de esta controversia”³³⁹.
302. Las Demandantes no recibieron una respuesta sustantiva a su solicitud de negociaciones. En cambio, una carta del Ministerio de Industria, Energía y Turismo de fecha 7 de mayo de 2013 les informó:

[S]e le requiere, de acuerdo con lo previsto en el artículo 71.1. de la Ley 30/1992 de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, para que en el plazo de 10 días proceda a subsanar su escrito de acuerdo con el artículo 36 de la citada ley, aportando para ello, el documento redactado en castellano.

De no producirse la subsanación en el plazo mencionado, se entenderá que ha desistido de su petición y se procederá a su archivo sin más trámites³⁴⁰.

303. Aunque observando que el TCE no requiere que las solicitudes de negociaciones se presenten de la manera exigida por el Demandado, las Demandantes hicieron lo que se les ordenara el día 15 de mayo de 2013, renovando su solicitud de negociaciones y transmitiendo una traducción al idioma español de su carta de fecha 26 de abril de 2013³⁴¹.

³³⁸ **RL-001**, Tratado sobre la Carta de la Energía, Art. 26.

³³⁹ **C-009**, Carta de Allen & Overy LLP al Presidente Mariano Rajoy Brey en representación de las Demandantes, 26 de abril de 2013.

³⁴⁰ **C-010**, Carta del Ministerio de Industria, Energía y Turismo a Allen & Overy LLP, 7 de mayo de 2013.

³⁴¹ **C-011**, Carta de Allen & Overy LLP al Ministerio de Industria, Energía y Turismo en representación de las Demandantes, 15 de mayo de 2013.

304. El día 30 de julio de 2013, las Demandantes le escribieron otra carta en idioma español e inglés a Su Excelencia Mariano Rajoy Brey, observando que, desde su carta anterior, se había adoptado el RDL 9/2013, que modificaba de forma adicional el marco regulatorio de CSP. Esta carta reiteró la petición de las Demandantes de una reunión a los fines de lograr una resolución amigable de la controversia³⁴².
305. Las Demandantes afirman no haber recibido nunca respuestas a sus solicitudes de negociaciones³⁴³.
306. La Solicitud de Arbitraje de las Demandantes es de fecha 9 de diciembre de 2013, más de tres meses después de la carta de las Demandantes de fecha 30 de julio de 2013, solicitando nuevamente negociaciones. La Solicitud observa que se interpone en un momento en el que son probables otros cambios adversos en el régimen regulatorio de CSP³⁴⁴. Las medidas que introdujeron los cambios más significativos al régimen para las plantas CSP (Ley 24/2013 de fecha 26 de diciembre de 2013, el RD 413/2014 de fecha 6 de junio de 2014, y la Orden Ministerial IET/1045/2014 de fecha 16 de junio de 2014) fueron adoptadas en su totalidad con posterioridad a la Solicitud de Arbitraje. Estas son las medidas en cuestión en la presente excepción a la jurisdicción.

(2) Las Posturas de las Partes

a. Postura del Demandado

307. El Demandado sostiene que en virtud del Artículo 26 del TCE, su consentimiento a la jurisdicción sobre las reclamaciones de las Demandantes relativas a estas tres medidas se encuentra condicionado al cumplimiento de los requisitos del Artículo 26(2) de una solicitud de solución amigable y un período ulterior de espera (*cooling off period*) de tres meses. En virtud del Artículo 26(3)(a), las Partes Contratantes consienten al arbitraje “de conformidad con lo dispuesto en el presente Artículo”. En la opinión del Demandado, esto incluye una solicitud de negociaciones y el período de espera de tres meses en virtud del

³⁴² C-012, Carta de Allen & Overy LLP al Presidente Mariano Rajoy Brey en representación de las Demandantes, 30 de julio de 2013.

³⁴³ Rép. Dt., ¶ 647.

³⁴⁴ SdA, ¶¶ 95-96.

Artículo 26(2). Si no se cumplen estos requisitos, no existe consentimiento a la jurisdicción³⁴⁵.

308. En sustento de su opinión de que la jurisdicción depende del cumplimiento de los requisitos de solicitud y período de espera del Artículo 26, el Demandado cita al *Oxford Handbook of International Investment Law* y a las opiniones de dos tribunales que actuaron de conformidad con los tratados bilaterales de inversión de los EE. UU. con Argentina y Bolivia, respectivamente, *Enron Corporation y Ponderosa Assets, L.P. c. República Argentina*³⁴⁶, y el tratado del Reino Unido con Bolivia, *Guaracachi America, Inc. y Rurelec PLC c. Estado Plurinacional de Bolivia*³⁴⁷.
309. El Demandado observa que cada una de estas tres medidas se adoptó con posterioridad a la carta de las Demandantes de fecha 30 de julio de 2013 mediante la que se le informara a España de la controversia y se le comunicara su deseo de procurar una resolución amigable, y que las Demandantes no enviaron más cartas con propuestas de una solución amigable de otra controversia en relación con estas medidas³⁴⁸.
310. En consecuencia, según argumenta España, “[e]n este caso no se han respetado las circunstancias bajo las cuales el Reino de España ha consentido y ofrecido acudir al arbitraje al amparo del TCE. En consecuencia, la omisión de esos requisitos impide al Tribunal Arbitral ostentar jurisdicción respecto de la Ley 24/2013, el Real Decreto 413/2014 y la Orden Ministerial IET/1045/2014”³⁴⁹.

b. Postura de las Demandantes

311. Las Demandantes se oponen a la excepción del Demandado, sosteniendo que las tres medidas citadas – la Ley 24/2013, el RD 413/2014, y la Orden IET/1045/2014 – constituyen elementos de una única controversia en curso en relación con las acciones de

³⁴⁵ C-Mem. Ddo., ¶¶ 862-863.

³⁴⁶ **RL-033**, *Enron Corporation y Ponderosa Assets, L.P. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/01/3, Decisión sobre Jurisdicción, 14 de enero de 2004 [en adelante, *Enron c. Argentina*], ¶ 88.

³⁴⁷ **RL-006**, *Guaracachi America, Inc. y Rurelec PLC c. Estado Plurinacional de Bolivia*, Caso CPA No. 2011-17, Laudo, 31 de enero de 2014, ¶¶ 388-391.

³⁴⁸ C-Mem. Ddo., ¶¶ 875-880.

³⁴⁹ *Íd.*, ¶ 868.

España para alterar de manera progresiva el régimen del RD 661/2007³⁵⁰. “[E]l litigio entre las Partes se refiere a que España no cumplió sus compromisos con l[a]s Demandantes a tenor de lo establecido en el RD 661/2007. No se puede poner en duda que esto constituye un único litigio que fue claramente notificado a España”³⁵¹.

312. En sustento de su opinión de que las tres medidas son parte de la misma controversia en curso, las Demandantes hacen alusión a casos tales como *Pope & Talbot c. Canadá*³⁵², *Ethyl Corp. c. Canadá*³⁵³, y *Enron Corp. c. Argentina*³⁵⁴.
313. Las Demandantes sostienen asimismo que sería inútil interpretar que el Artículo 26 exige una solicitud adicional de negociaciones en torno a las medidas introducidas por España con posterioridad al inicio del arbitraje, tal como lo demostrara la falta de respuesta del Demandado a las peticiones de negociaciones anteriores³⁵⁵. Las Demandantes encuentran sustento para esta postura en las decisiones arbitrales que concluyen que el hecho de no observar los períodos de espera en situaciones comparables no justifica la negativa a conocer de las reclamaciones, y citan a *Biwater Gauff c. Tanzania*³⁵⁶ y *Alps Finance y Trade AG c. República Eslovaca*³⁵⁷, así como en los escritos de los Profesores Dolzer y Schreuer.
314. Por último, las Demandantes sostienen que la excepción del Demandado supone una cuestión de admisibilidad y no de jurisdicción. Sostienen en este sentido que la mayoría de los tribunales han rechazado la afirmación del Demandado de que el cumplimiento del período de espera es un asunto de jurisdicción³⁵⁸, citando en este sentido a *Bayindir c.*

³⁵⁰ Rép. Dt., ¶¶ 641, 643.

³⁵¹ *Íd.* ¶ 642.

³⁵² **CL-181**, *Pope & Talbot Inc. c. Canadá*, CNUDMI, Laudo, 7 de agosto de 2000.

³⁵³ **CL-115**, *Ethyl Corp. c. Canadá*, CNUDMI, Laudo sobre Jurisdicción, 24 de junio de 1998.

³⁵⁴ **RL-033**, *Enron c. Argentina*.

³⁵⁵ Rép. Dt., ¶¶ 655, 659.

³⁵⁶ **CL-009**, *Biwater Gauff (Tanzania) Ltd c. República Unida de Tanzania*, Caso CIADI No. ARB/05/22, Laudo, 24 de julio de 2008, ¶ 343.

³⁵⁷ **CL-105**, *Alps Finance and Trade AG c. República Eslovaca*, CNUDMI (1976), Laudo, 5 de marzo de 2011, ¶¶ 201 y 204.

³⁵⁸ Rép. Dt., ¶ 664.

*Pakistán*³⁵⁹ y muchos otros casos en materia de inversión, así como decisiones de la Corte Internacional de Justicia. Las Demandantes distinguen los casos invocados por el Demandado, insistiendo, por ejemplo, en que las disposiciones citadas en *Enron c. Argentina* son *obiter* que el propio tribunal apreció que reflejaba una opinión minoritaria³⁶⁰.

(3) El Análisis del Tribunal

315. La carta de las Demandantes de fecha 26 de abril de 2013 enumera diversas modificaciones al régimen jurídico para las plantas CSP, estableciendo que “[é]stas y otras acciones” alteran sustancialmente el marco jurídico de las inversiones de CSP. Reza que “[l]as acciones de España son contrarias a sus obligaciones bajo el Tratado sobre la Carta de la Energía”, y solicita negociaciones en virtud del Artículo 26(1) “en aras de alcanzar una solución amigable de *esta controversia*”³⁶¹. La siguiente carta de las Demandantes de fecha 15 de mayo de 2013 nuevamente hace alusión a “*la controversia*”³⁶². Su carta de fecha 30 de julio de 2013 nuevamente recuerda las modificaciones al régimen “incluyendo, sin ánimo de ser exhaustivos” las medidas especificadas, sostiene que las modificaciones no cumplen con el TCE, y renueva la solicitud “tratar posibles soluciones amigables a *este conflicto*”³⁶³.
316. Tal como se describiera de manera clara en las cartas, la controversia no se centró en ninguna medida específica, y en cambio se refiere a la cuestión más amplia del alegado incumplimiento por parte de España de sus obligaciones bajo el TCE. Estas tres cartas cumplen el requisito de los Artículos 26(1) y (2) de procurar una solución amigable de “la controversia”. Claramente dieron cuenta al Demandado de la existencia de una

³⁵⁹ **CL-107**, *Bayindir Insaat Turizm Ticaret ve Sanayi AS c. Pakistán*, Caso CIADI No. ARB/03/29, Decisión sobre Jurisdicción, 14 de noviembre de 2005, ¶ 100.

³⁶⁰ Rép. Dt., ¶ 666.

³⁶¹ **C-009**, Carta de Allen & Overy LLP al Presidente Mariano Rajoy Brey en representación de las Demandantes, 26 de abril de 2013 (énfasis agregado).

³⁶² **C-011**, Carta de Allen & Overy LLP al Ministerio de Industria, Energía y Turismo en representación de las Demandantes, 15 de mayo de 2013 (énfasis agregado).

³⁶³ **C-012**, Carta de Allen & Overy LLP al Presidente Mariano Rajoy Brey en representación de las Demandantes, 30 de julio de 2013 (énfasis agregado).

controversia y del deseo de las Demandantes de procurar una solución amigable, tal como exige el Artículo 26.

317. En consecuencia, el presente caso supone una única controversia: la afirmación de las Demandantes de que mediante una serie de medidas que fueron evolucionando y modificaron el régimen económico para las plantas CSP, el Demandado violó sus obligaciones al amparo del TCE.
318. Las medidas particulares involucradas en la excepción del Demandado – la Ley 24/2013, el RD 413/2014, y la Orden IET/1045/2014 – no constituyen una nueva controversia o controversias que activen el requisito del Artículo 26 de otra petición de negociaciones. Los Artículos 26(1) y (2) no requieren peticiones fragmentadas adicionales de solución amigable de nuevas cuestiones o elementos que surjan en el curso de una controversia en desarrollo después de una petición de negociaciones. Sería irrazonable e ineficiente en un caso como éste, que comporta una situación en evolución, interpretar que el Artículo 26 requiere que la controversia se divida en múltiples secciones, en las que cada acontecimiento nuevo demande una solicitud de negociaciones adicional y una ulterior solicitud de arbitraje adicional separada. La situación es similar a aquella en casos tales como *Enron c. Argentina*³⁶⁴, en el que se determinó que Enron tenía una única controversia relativa a un impuesto provincial, y no necesitaba efectuar nuevas notificaciones ni observar un período de espera antes de agregar otras provincias a su reclamación.
319. La naturaleza irrazonable de la excepción del Demandado es particularmente evidente en este caso, en el que las Demandantes enviaron múltiples cartas expresando su deseo de una solución amigable, cada una de ellas invocando el Tratado sobre la Carta de la Energía y dando a conocer en forma clara que la cuestión objeto de la controversia era la revisión por parte de España del régimen del RD 661/2007. La única respuesta del Demandado fue una notificación de que se “entender[í]a” que la primera solicitud había sido retirada si no era “subsana[da]” y presentada en idioma español. No existe nada en el expediente que sugiera

³⁶⁴ **RL-033**, *Enron c. Argentina*, ¶¶ 84-87. (“85. Aún más que la situación que se debatiera en los casos *Metalclad*, *Pope & Talbot Inc.* y *Ethyl*, la presentación de acciones múltiples, subsiguientes y relacionadas en este caso conducirían a un grado superlativo de ineficiencia e inequidad”). [Traducción del Tribunal].

que otras solicitudes de negociaciones identificando medidas ulteriores de España habrían sido más efectivas para garantizar una solución amigable.

320. En consecuencia, el Tribunal considera que las notificaciones y solicitudes de negociaciones de las Demandantes de los meses de abril, mayo y julio de 2013, y su observancia del ulterior período de espera de tres meses con anterioridad a la presentación de su solicitud de arbitraje, cumplen con el Artículo 26(2) del TCE. Se rechaza la sexta excepción jurisdiccional del Demandado.
321. A la luz de esta conclusión, el Tribunal no necesita decidir si el cumplimiento de los requisitos del Artículo 26 es jurisdiccional, tal como lo propondría el Demandado, o si plantea una cuestión de admisibilidad, según alegan las Demandantes.

VI. RESPONSABILIDAD

A. Derecho Aplicable

322. El presente arbitraje se desarrolla en el marco del Convenio CIADI. El Artículo 42(1) del Convenio CIADI dispone lo siguiente:

(1) El Tribunal decidirá la diferencia de acuerdo con las normas de derecho acordadas por las partes. A falta de acuerdo, el Tribunal aplicará la legislación del Estado que sea parte en la diferencia, incluyendo sus normas de derecho internacional privado, y aquellas normas de derecho internacional que pudieren ser aplicables.

323. En calidad de Parte Contratante del TCE el Demandado ha dado su consentimiento incondicional para someter a arbitraje sus controversias con un Inversor de otra Parte Contratante según lo dispone el Artículo 26(3)(a) del TCE. Al ejercer la opción de la que disponen al amparo del Artículo 26(2)(c) del TCE y al optar por incoar el presente arbitraje, las Demandantes han acordado asimismo la resolución de su controversia “de acuerdo con los siguientes apartados del” Artículo 26.
324. El Artículo 26(6) del TCE dispone lo siguiente:

(6) En virtud del apartado 4) se creará un tribunal que decidirá las cuestiones en litigio con arreglo al presente Tratado y a las normas del Derecho Internacional aplicables³⁶⁵.

325. Así, las Partes han acordado la aplicación de las normas del derecho especificadas en el Artículo 26(6) para regir la resolución de las cuestiones objeto de la controversia. En consecuencia, el Tribunal decidirá las cuestiones sobre la base de los términos del TCE y las normas y principios del derecho internacional aplicables.

B. La Nueva Defensa del Demandado

326. En su Dúplica sobre el Fondo y Réplica sobre Jurisdicción de fecha 27 de noviembre de 2015, presentada con posterioridad a la última presentación escrita de las Demandantes sobre el fondo según el calendario de escritos establecido, el Demandado introdujo una defensa completamente nueva. Las Demandantes procuraron obtener y se les concedió autorización para presentar un escrito adicional sobre esta nueva defensa, y así lo hicieron en el mes de enero de 2016.

327. El escrito adicional de las Demandantes plantea los antecedentes relevantes:

[L]a Ley del Sector Eléctrico de 1997 proporcionaba dos regímenes separados: (i) el Régimen Ordinario, para las instalaciones convencionales de generación de energía que vendían electricidad en el mercado mayorista a precios de mercado; y (ii) el Régimen Especial, para las instalaciones calificadas de [Energía Renovable] que contaban con una capacidad instalada inferior o igual a 50 [Megavatios]. El RD 661/2007 establece la remuneración para las instalaciones que o [sic] se acogen al Régimen Especial. El RD 661/2007 también establece los requisitos para el registro de una planta bajo el Régimen Especial. A los efectos de poder disfrutar de los incentivos económicos establecidos por el RD 661/2007, cada instalación debía registrarse en el Registro de Régimen Especial o en el '*Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial*' (el **RAIPRE**), dependiente del Ministerio. Al registrarse en el RAIPRE, se consideraba que la instalación quedaba autorizada para acogerse al régimen económico del RD 661/2007³⁶⁶.

³⁶⁵ **RL-001**, Tratado sobre la Carta de la Energía, Art. 26(6).

³⁶⁶ Esc. Nueva Def. Dt., ¶ 6.

(1) Las Posturas de las Partes

a. Postura del Demandado

328. Tal como quedó aclarado en la correspondencia subsiguiente, el Demandado ha sostenido en su nueva defensa que las plantas CSP en las que las Demandantes habían invertido tenían una potencia instalada que superaba los 50 Megavatios (“MW”) y, por lo tanto, no podían acogerse al Régimen Especial³⁶⁷. Por consiguiente, según argumenta el Demandado, esto “niega que realmente llegue incluso a existir una *inversión*” y demuestra que las Demandantes no podrían haber tenido una expectativa legítima de que su inversión tendría derecho al régimen retributivo en virtud del Artículo 36 del RD 661/2007³⁶⁸.
329. Las pruebas principales ofrecidas en sustento de la nueva defensa del Demandado consistían en:
- Información proporcionada al Demandado en el mes de mayo de 2015 por la Red Eléctrica de España (“REE”), el operador del sistema nacional, respecto de la cantidad de electricidad que las tres plantas CSP suministraban a la red eléctrica, mostrando, entre otros, “los picos de energía máxima horaria medida en cada planta termosolar para cada mes”³⁶⁹.
 - Información procedente de los anexos a los contratos de Operación y Mantenimiento (“O&M”) de las tres plantas que se dice indican las cantidades de energía producida para auto-consumo interno para operar las plantas³⁷⁰.
 - La Declaración del Sr. Alfonso Olivas, Director de la Dirección de Energías Renovables del IDAE, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, que el Sr. Olivas describiera como “una entidad pública empresarial adscrita al Ministerio de Industria, Energía y Turismo [...] a través de la Secretaría de Estado de Energía [...]”³⁷¹.

El Sr. Olivas tomó la potencia máxima vertida a la red por cada una de las plantas en la única hora de máxima producción mostrada en los datos de la REE³⁷² y agregó su

³⁶⁷ Véase, por ejemplo, Dúp. Ddo., ¶¶ 649, 653, 970-972.

³⁶⁸ Véase, por ejemplo, Dúp. Ddo., ¶¶ 658, 973, 979; Carta del Demandado (30 de diciembre de 2015), ¶¶ 6, 16, 20, 22.

³⁶⁹ Declaración Olivas, ¶ 15.

³⁷⁰ *Íd.*, ¶ 23.

³⁷¹ *Íd.*, ¶ 13.

³⁷² Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 830:6-17 (Sr. Olivas).

estimación de la producción de cada planta para consumo interno según surge de los contratos de O&M. En su opinión, las sumas resultantes mostraban que las tres plantas tenían una “potencia real instalada” de 53,930 MW, 54,080 MW, y 57,480 MW, en cada caso superior a los 50 MW³⁷³. Cuando fue sometido a contrainterrogatorio durante la Audiencia, el Sr. Olivas indicó que, en su opinión, para cada planta, la “potencia bruta” del equipo³⁷⁴ era de 55 MW³⁷⁵.

330. Durante la Audiencia, en respuesta a los argumentos de las Demandantes de que en virtud del Artículo 3.1 del RD 661/2007 “[l]a potencia nominal será la especificada en la placa de características del grupo motor o alternador”, el abogado del Demandado le preguntó al perito de las Demandantes, el Dr. Mancini, en cuanto a la posibilidad de connivencia entre las Demandantes y los fabricantes del equipo en cuestión, todos fabricantes internacionales reconocidos de maquinaria pesada, para instalar una placa de características incorrecta³⁷⁶. El Demandado no ofreció evidencia alguna en sustento de esta sugerencia. En el contrainterrogatorio, el Sr. Olivas hizo también una alusión encubierta a esta posibilidad, pero nuevamente no ofreció evidencia alguna³⁷⁷.

b. Postura de las Demandantes

331. Las Demandantes sostuvieron que se le debería impedir a España plantear esta nueva defensa, en tanto las plantas en cuestión se habían inscrito en el RAIPRE, habían recibido documentos oficiales que confirmaban su inscripción y su elegibilidad para acogerse al régimen del RD 661/2007, y habían recibido remuneración en virtud del régimen. Además, las tres plantas habían sido inspeccionadas por las autoridades regulatorias competentes y se determinó que tenían una potencia instalada de 50 MW o un rango menor³⁷⁸.
332. Posteriormente las Demandantes alegaron que la determinación sobre si las plantas cumplían con el Régimen Especial en virtud de la legislación española constituía un asunto

³⁷³ Declaración Olivas, ¶ 30.

³⁷⁴ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 827:4 (Sr. Olivas).

³⁷⁵ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 825:6-22 (Sr. Olivas).

³⁷⁶ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 885:2-5 (Sr. Torres).

³⁷⁷ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 824:5-16 (Sr. Olivas).

³⁷⁸ Esc. Nueva Def. Dt., ¶¶ 12-14, 19-34.

a ser decidido por las autoridades españolas competentes siguiendo los procedimientos específicos para cancelar las inscripciones en el Régimen Especial establecidos por ley. España no ha cuestionado que las plantas se han inscrito en el Régimen Especial, y no ha incoado acciones legales internas para cuestionar esa inscripción³⁷⁹. “En estas circunstancias, el Tribunal debe aceptar como establecido el hecho de que las Plantas CSP fueron y estuvieron, en todo momento, efectivamente registradas como instalaciones del Régimen Especial”³⁸⁰.

333. Las Demandantes alegaron asimismo que la nueva defensa fracasaba en el fondo de la cuestión, por múltiples motivos. En primer lugar, en la opinión de las Demandantes, la postura del Demandado “no tiene fundamento en virtud de la normativa española”³⁸¹. Por el contrario, el Artículo 3.1 del RD 661/2007 especifica que, a los fines de elegibilidad para el Régimen Especial, “[l]a potencia nominal será la especificada en la placa de características del grupo motor o alternador” corregida, según correspondiere, por diversos factores³⁸². Las placas de características del equipo en cuestión en el caso que nos ocupa mostraban valores cercanos, pero inferiores a los 50 MW. Las Demandantes citaron en este sentido informes y acciones regulatorias de los reguladores españoles en materia energética que confirmaron que la potencia nominal indicada en la placa de características, y no la potencia efectiva alimentada a la red, es determinante³⁸³.
334. En segundo lugar, las Demandantes hicieron hincapié en que las inspecciones de las tres plantas en los años 2013 y 2014 por parte del regulador en materia energética de España, la CNE, y su agencia sucesora, la CNMC confirmaron que los equipos de las plantas cumplían con los requisitos técnicos para la inscripción en el Régimen Especial³⁸⁴.

³⁷⁹ *Íd.*, ¶¶ 35-43.

³⁸⁰ *Íd.*, ¶ 43.

³⁸¹ *Íd.*, ¶ 45.

³⁸² *Íd.*, ¶¶ 47-49.

³⁸³ *Íd.*, ¶¶ 51-52.

³⁸⁴ *Íd.*, ¶¶ 54-61.

335. Por último, las Demandantes criticaron los cálculos y conclusiones del Sr. Olivas en base a múltiples fundamentos técnicos³⁸⁵. Recurriendo al dictamen pericial del Dr. Thomas Mancini, las Demandantes sostienen que la potencia nominal (o en la placa) de las turbinas de vapor o generadores es el suministro promedio en condiciones operativas variables, haciendo analogía a una batería de 12 voltios, que puede producir entre 10 y 14 voltios pero que aún se considera una batería de 12 voltios³⁸⁶. Las Demandantes controvirtieron asimismo el cálculo del Sr. Olivas de la potencia necesaria para consumo interno operativo por múltiples razones, sosteniendo, *inter alia*, que sus cálculos se basaron en imágenes de pantalla de *estimaciones* de producción, en lugar de en información de producción real³⁸⁷. También criticaron la utilización en sus cálculos de una única hora de máxima producción sobre información de un rango de 12.000 horas de operación³⁸⁸.

(2) El Análisis del Tribunal

336. El Tribunal recuerda que el Demandado introdujo esta defensa con su Dúplica, en forma tardía en el procedimiento después de que las Demandantes hubieran efectuado su última presentación escrita sobre el fondo según el calendario acordado. Sin embargo, se autorizó a las Demandantes a presentar un Escrito Adicional abordando la defensa y efectivamente presentaron una respuesta sustancial en el tiempo limitado disponible con anterioridad a la Audiencia, y ambas Partes presentaron sus posturas durante la Audiencia³⁸⁹.

337. El Escrito Adicional de las Demandantes instaba a que la conducta pasada del Demandado debería impedirle presentar su nueva defensa, después de que funcionarios del Demandado habían reconocido de maneras múltiples la elegibilidad de las Demandantes para participar en el Régimen Especial. Las Demandantes sostienen asimismo que la elegibilidad para participar en el Régimen Especial es una cuestión de la legislación española que el Demandado debe plantear mediante procedimientos legales en España si así eligiere

³⁸⁵ *Íd.*, ¶¶ 62-72.

³⁸⁶ *Íd.*, ¶¶ 67-69. En el contrainterrogatorio, el Sr. Olivas dijo que no estaba de acuerdo con esta línea de análisis, aunque no explicó el fundamento para su desacuerdo. Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 828:17-829:1 (Sr. Olivas).

³⁸⁷ Esc. Nueva Def. Dt., ¶ 68.

³⁸⁸ *Íd.*, ¶ 72.

³⁸⁹ Véase, por ejemplo, Tr. (versión corregida) Día 1 (ESP), 312:19-313:17 (Sra. Gill); Tr. (versión corregida) Día 2 (ESP), 554:1-567:10 (Sr. Torres); R-259, Presentación de Apertura Ddo. en Audiencia, en 60-62.

hacerlo, pero no es apropiada para que sea resuelta por parte del presente Tribunal. Sin embargo, el Tribunal no acepta que esté impedido para decidir si el Demandado ha satisfecho la carga de probar su defensa. Si bien la defensa del Demandado presenta una cuestión que supone la aplicación de la legislación española – si las Demandantes son elegibles para participar en el Régimen Especial – la facultad de decidir esta cuestión es un corolario necesario de la función del Tribunal a la hora de decidir reclamaciones por alegadas violaciones de la Parte III del TCE.

338. El Tribunal concluye que debe desestimarse la defensa adicional del Demandado.
339. La normativa regulatoria relevante – Artículo 3.1 del RD 661/2007 y las disposiciones pertinentes en disposiciones jurídicas ulteriores que establecen que la potencia nominal del equipo generador es aquella indicada en la placa de características – definen de manera explícita el medio para determinar la elegibilidad para el Régimen Especial. El Artículo 3.1 dispone lo siguiente: “[l]a potencia nominal será la especificada en la placa de características del grupo motor o alternador” en condiciones específicas estándares de temperatura, altitud y otras condiciones análogas³⁹⁰. En el contrainterrogatorio, el Sr. Olivas señaló estos otros factores³⁹¹, aunque no ofreció sugerencia o evidencia alguna de que alguno de ellos fuera relevante para las placas de características específicas en cuestión.
340. No se controvierte que las placas de características del equipo en las tres plantas cumplen con los requisitos del RD 661/2007. Por sí solo, esto parece refutar la defensa adicional del Demandado.
341. La declaración testimonial del Sr. Olivas no aborda de manera satisfactoria la importancia del Artículo 3.1 o de disposiciones comparables en los instrumentos jurídicos que lo sucedieron. Su informe escrito no hizo mención alguna del Artículo 3.1 del RD 661/2007 ni de otras disposiciones jurídicas similares que relacionan la potencia nominal con las placas de características del grupo motor o alternador. En el contrainterrogatorio,

³⁹⁰ **C-017**, RD 661/2007, Art. 3(1).

³⁹¹ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 820:13-821:1 (Sr. Olivas).

inicialmente declaró que la ley no define la potencia nominal³⁹², y posteriormente reconoció que lo hacía³⁹³. Prestó una declaración inconsistente en cuanto a si su informe había hecho mención del Artículo 3.1 antes de reconocer que no lo había hecho³⁹⁴.

342. El Tribunal considera asimismo persuasivo que la CNE y su sucesora, la CNMC, las autoridades regulatorias españolas responsables, inspeccionaron cada una de las tres plantas en el año 2013 o 2014 y determinaron que cumplían con los requisitos legales para el Régimen Especial. Nuevamente la declaración testimonial del Sr. Olivas no hizo mención alguna de estas inspecciones³⁹⁵. Cuando se le interrogó respecto de las inspecciones en el contrainterrogatorio, el Sr. Olivas declaró que los informes de las inspecciones estaban “equivocados sencillamente”³⁹⁶. Cuando se le preguntó si había leído realmente los informes de inspección, el Sr. Olivas nuevamente brindó un testimonio inconsistente, declarando de diversas maneras que había³⁹⁷, que no había³⁹⁸, o que tal vez había³⁹⁹ leído los informes.
343. El Tribunal también tiene reservas respecto de aspectos de la información en la que se basó el Sr. Olivas en sus cálculos. Aunque criticó algunos datos en los Contratos de O&M como “tecnológicamente imposibles”⁴⁰⁰, utilizó, sin embargo, otros datos de una imagen de pantalla de un programa informático en los anexos a esos contratos para determinar la producción de electricidad de las plantas para su funcionamiento propio. Cuando se le interrogó respecto a esto durante el contrainterrogatorio, el Sr. Olivas se quejó de que “[s]i no me dejan entrar en la planta”, tenía que utilizar cualquier información que estuviera

³⁹² Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 819:17-20 (Sr. Olivas).

³⁹³ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 821:2-7 (Sr. Olivas).

³⁹⁴ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 822:5-10 (Sr. Olivas).

³⁹⁵ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 836:7-838:1 (Sr. Olivas).

³⁹⁶ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 844:18-845:11, 845:19-846:5 (Sr. Olivas).

³⁹⁷ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 837:8-15 (Sr. Olivas).

³⁹⁸ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 838:21-839:2 (Sr. Olivas).

³⁹⁹ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 839:3-6 (Sr. Olivas).

⁴⁰⁰ Declaración Olivas, ¶ 21; Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 834:12-835:4 (Sr. Olivas).

disponible. Sin embargo, también reconoció que no había solicitado el acceso a las plantas⁴⁰¹.

344. El Tribunal también encontró poco convincentes algunas de las opiniones del Sr. Olivas respecto de otras cuestiones. El perito de las Demandantes, Dr. Mancini, declaró que la potencia nominal de una turbina no es su punto máximo de operación⁴⁰², y que una turbina puede operar más allá de la potencia nominal lo que “[p]uede ser hasta 10 o 15 por ciento por encima de la capacidad nominal o la potencia nominal que ofrece el fabricante”⁴⁰³. Cuando se le interrogó acerca de este tema en el contrainterrogatorio, el Sr. Olivas disintió del Dr. Mancini, haciendo hincapié en “no estoy de acuerdo”⁴⁰⁴, y reiterando posteriormente su opinión que defendiera con mucha firmeza de que la placa de características en el equipo establecía la potencia máxima que el equipo era capaz de generar⁴⁰⁵. El Tribunal considera que la declaración testimonial del Dr. Mancini es más persuasiva en este sentido. Observa con relación a esto que la opinión del Sr. Olivas parece inconsistente con las opiniones del Dr. Servert, otro de los peritos del Demandado, quien declaró que no hay ningún “valor real” en el funcionamiento de una planta, pues el resultado varía durante cada segundo del funcionamiento de una planta⁴⁰⁶.
345. El Tribunal considera que le corresponde al Demandado la carga de probar los hechos invocados en sustento de su defensa. El Demandado no ha satisfecho esta carga con respecto a su defensa adicional.

C. Las Reclamaciones

(1) Descripción General

346. El Tribunal ha considerado las posturas de las Partes como se sintetizan a continuación, así como muchos otros argumentos detallados que se realizaron en sus presentaciones escritas

⁴⁰¹ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 833:11-20 (Sr. Olivas).

⁴⁰² Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 876:1-2 (Dr. Mancini).

⁴⁰³ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 876:10-12 (Dr. Mancini).

⁴⁰⁴ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 828:4-5, 829:1 (Sr. Olivas).

⁴⁰⁵ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 843:7-17 (Sr. Olivas).

⁴⁰⁶ Tr. (versión corregida) Día 4 (ESP), 957:14-20 (Dr. Servert).

y durante la Audiencia. En la medida que argumentos particulares no se traten de manera explícita aquí, el Tribunal en todo caso los ha considerado.

347. Los elementos clave de la postura de las Demandantes pueden resumirse a grandes rasgos de la siguiente manera: invirtieron aproximadamente EUR 126,2 millones para desarrollar tres plantas de energía solar concentrada (CSP) en España⁴⁰⁷. Al hacerlo, se basaron razonablemente en incentivos y promesas del Demandado, y en particular en el régimen establecido en el RD 661/2007, que les confirió derechos económicos inmutables protegidos por el TCE⁴⁰⁸. Al decidir si procedían con la inversión, las Demandantes consultaron a abogados españoles prominentes y a otros expertos y se basaron en su asesoramiento⁴⁰⁹. La conducta de España en el momento de la decisión inicial de las Demandantes de invertir en el año 2007 y su decisión ulterior de reestructurar y ampliar su inversión en el año 2011, incluyendo presentaciones a inversores que aclamaban el respaldo de España a la energía solar y los compromisos asumidos por las autoridades estatales a medida que progresaba la inversión, demuestran que sus expectativas de un régimen regulatorio estable cuando realizaron su inversión eran razonables⁴¹⁰.
348. Las Demandantes y sus co-inversores apalancaron sus inversiones y préstamos con endeudamientos sustanciales sin recurso por parte de las compañías operadoras, y construyeron instalaciones de alto grado capaces de una producción elevada, incluyendo provisiones para almacenamiento futuro con el fin de permitir el aumento de la producción. Lo hicieron porque el régimen del RD 661/2007 basaba los incentivos en la producción⁴¹¹. Los bancos estaban preparados para otorgar la financiación sin recurso necesaria porque, al igual que las Demandantes, tenían confianza en la estabilidad del régimen regulatorio del Demandado⁴¹². Pero, durante el período comprendido entre los años 2012-2014, España adoptó una serie de medidas que alteraron de manera drástica el régimen regulatorio, que culminaron con la eliminación del régimen del RD 661/2007 y su

⁴⁰⁷ Primera Declaración Hector, ¶ 4.

⁴⁰⁸ Véase, por ejemplo, Mem. Dt., ¶¶ 20-21, 25, 122-124, 127, 159, 341, 349, 355, 399; Rép. Dt., ¶¶ 16, 130 y ss., 669.

⁴⁰⁹ Véase, por ejemplo, Mem. Dt., ¶¶ 161-167; 183-190.

⁴¹⁰ Véase, por ejemplo, Mem. Dt., ¶¶ 362, 397, 406; Rép. Dt., ¶¶ 76-93.

⁴¹¹ Véase, por ejemplo, Mem. Dt., ¶ 209.

⁴¹² Véanse, por ejemplo, Mem. Dt., ¶ 400(e); Rép. Dt., ¶¶ 110-115.

sustitución por un régimen completamente diferente y arbitrario⁴¹³. Esto redujo dramáticamente los flujos de caja necesarios para mantener la inversión, y que el Demandado había ofrecido a los inversores a largo plazo mediante el régimen del RD 661/2007. Estas modificaciones dejaron a las plantas con ingresos apenas suficientes para cubrir los costos operativos y de mantenimiento y de financiación con posterioridad a la reprogramación. Así, las Demandantes han sido sustancialmente privadas de su inversión de EUR 126,2 millones⁴¹⁴.

349. Las Demandantes sostienen que las acciones del Demandado al eliminar completamente y reemplazar el régimen del RD 661/2007 violaron las obligaciones de España en virtud del TCE (1) al expropiar su inversión en violación del Artículo 13; (2) al denegar un trato justo y equitativo en violación del Artículo 10(1); (3) al someter a las inversiones de las Demandantes a medidas exorbitantes, en violación del Artículo 10(1); y (4) al no honrar las obligaciones contraídas con las inversiones de las Demandantes, nuevamente en violación del Artículo 10(1)⁴¹⁵.
350. El Demandado disputa esta narrativa. En la opinión del Demandado, no se les ha negado a las Demandantes un trato justo y equitativo, y no ha existido expropiación ni ninguna otra violación del TCE⁴¹⁶. Las Demandantes conservan su participación accionaria minoritaria en las compañías españolas que son propietarias de plantas solares operativas que reciben ingresos significativos provenientes de las ventas de energía y subsidios⁴¹⁷. No ostentaban derecho jurídico alguno en virtud de la legislación española a un trato distinto al que reciben⁴¹⁸. Las Demandantes sólo tenían derecho a recibir una rentabilidad razonable sobre su inversión, que el régimen actual les garantiza⁴¹⁹. Un *due diligence* adecuado les habría mostrado esto, y que no ostentan derecho alguno a un régimen de

⁴¹³ Véase, por ejemplo, Mem. Dt., ¶ 408.

⁴¹⁴ Véanse, por ejemplo, Mem. Dt., ¶¶ 355-358; Rép. Dt., ¶¶ 793-794.

⁴¹⁵ Véase, por ejemplo, Mem. Dt., ¶ 344 y ss.

⁴¹⁶ Véase, por ejemplo, C-Mem. Ddo., ¶¶ 2, 6, 11, 896-897.

⁴¹⁷ Véanse, por ejemplo, C-Mem. Ddo., ¶¶ 958-959, 965; Dúp. Ddo., ¶¶ 32, 1051.

⁴¹⁸ Véase, por ejemplo, C-Mem. Ddo., ¶¶ 974-985.

⁴¹⁹ Véase, por ejemplo, C-Mem. Ddo., ¶¶ 974-975, 982, 985.

subsidios congelado durante un período de 40 años, tal como alegan⁴²⁰. No ostentan derecho de propiedad alguno para beneficiarse del régimen del RD 661/2007, que sobrecompensaba a las plantas CSP⁴²¹.

351. Según argumenta el Demandado, como cualquier otro Estado, España tiene derecho a modificar su régimen regulatorio en aras de atender a imperiosos desafíos económicos, como el déficit tarifario de España, con miras a atender el bienestar público⁴²². El régimen actual es justo y les garantiza a los operadores de plantas solares eficientes una rentabilidad razonable⁴²³. Sin embargo, las Demandantes invirtieron en plantas sobrevaluadas y sobreapalancadas. Si la retribución considerable disponible en virtud del régimen actual no les brinda a las Demandantes una rentabilidad satisfactoria sobre su inversión, esto es el resultado de sus desacertadas decisiones en la estructuración y financiación de su inversión.

(2) La Cuestión de Economía Judicial

352. Las Demandantes plantean cuatro reclamaciones distintas al amparo del TCE: (1) expropiación en violación del Artículo 13; (2) denegación de un trato justo y equitativo en violación del Artículo 10(1); (3) deterioro mediante medidas exorbitantes, en violación del Artículo 10(1); e (4) incumplimiento de las obligaciones contraídas con las inversiones de las Demandantes, nuevamente en violación del Artículo 10(1).
353. Si bien el Tribunal ha considerado cada una de estas reclamaciones, concluye que la reclamación que invoca la obligación del Demandado conforme al Artículo 10(1) de concederles a los inversores un trato justo y equitativo proporciona el contexto jurídico más adecuado para evaluar la compleja situación de hecho que se presenta en este caso. La decisión del Tribunal en este sentido resuelve por completo la reclamación de las Demandantes. En las circunstancias de este caso, la decisión de las reclamaciones restantes

⁴²⁰ Véase, por ejemplo, C-Mem. Ddo., ¶¶ 1008-1012, 1016.

⁴²¹ Véase, por ejemplo, C-Mem. Ddo., ¶¶ 910-914, 920.

⁴²² Véase, por ejemplo, Dúp. Ddo., ¶¶ 945-947, 1048-1050.

⁴²³ Véase, por ejemplo, C-Mem. Ddo., ¶ 1147 y ss; Dúp. Ddo., ¶¶ 948, 1142-1143.

no modificaría el resultado ni afectaría la indemnización por daños a la que tienen derecho las Demandantes.

354. Tal como han observado otros Tribunales, consideraciones de economía – tanto jurisprudencial como financiera – pueden llevar a que un tribunal concluya que no es necesario pronunciarse sobre cuestiones ajenas a aquellas esenciales para su decisión. Tal como observara el tribunal en *SGS Société Générale c. Paraguay* en un caso que también implicaba reclamaciones de violaciones múltiples del tratado de inversión rector:

A la luz de la conclusión del Tribunal de que la Demandada violó el Artículo 11 del TBI al no respetar sus obligaciones de pago de conformidad con el Contrato, no es necesario que el Tribunal se pronuncie sobre las restantes reclamaciones planteadas por la Demandante. Todas y cada una de esas reclamaciones surgen de los mismos hechos y se reducen a reiterar que la Demandada no pagó las facturas. Aún en el caso de que el Tribunal se pronunciara a favor de la Demandante con respecto a estas reclamaciones, la indemnización a su favor no experimentaría modificación alguna. Por lo tanto, cualquier otra consideración jurídica sobre estas cuestiones resulta innecesaria⁴²⁴.

355. El tribunal en *Micula c. Rumania* tuvo un razonamiento afín:

A la luz de la conclusión del Tribunal de que, al revocar de manera prematura los incentivos del EGO 24 de la manera en que lo hizo, la Demandada violó su obligación de tratar a las inversiones de las Demandantes de manera justa y equitativa, no es necesario que el Tribunal se pronuncie sobre las restantes reclamaciones planteadas por las Demandantes. Efectivamente, cada una de esas reclamaciones surge de los mismos hechos que la reclamación de trato justo y equitativo, y las Demandantes reclaman la misma compensación en cada instancia [...] Por consiguiente, aun si el Tribunal se pronunciara en favor de las Demandantes con respecto a esas reclamaciones, esto no repercutiría en el cálculo del Tribunal de la indemnización por daños. En consecuencia, cualquier determinación legal sobre estas cuestiones es innecesaria⁴²⁵.

⁴²⁴ **CL-058**, *SGS Société Générale de Surveillance S.A. c. República del Paraguay*, Caso CIADI No. ARB/07/29, Laudo, 10 de febrero de 2012, ¶ 161.

⁴²⁵ **CL-031**, *Ioan Micula et al. c. República de Rumania*, Caso CIADI No. ARB/05/20, Laudo, 11 de diciembre de 2013 [en adelante, *Micula c. Rumania*], ¶ 874 [Traducción del Tribunal].

356. El presente Tribunal coincide con el criterio y la lógica adoptados en los laudos arbitrales a los que se hace referencia *supra*.

(3) La Garantía de Trato Justo y Equitativo

a. Las Posturas de las Partes

(i) Postura de las Demandantes

357. Las Demandantes sostienen que el trato justo y equitativo al amparo del TCE constituye un estándar autónomo⁴²⁶, y que la conducta del Demandado manifiestamente no fue justa ni equitativa. Para las Demandantes, la obligación de conceder un trato justo y equitativo debe interpretarse a la luz del objeto y fin del TCE, que es garantizar condiciones estables y transparentes para la inversión⁴²⁷. La estabilidad es particularmente necesaria en el sector energético de grandes cantidades de capital⁴²⁸. Las Demandantes invirtieron en España debido al régimen del RD 661/2007, que fue diseñado para atraer inversiones, contiene una cláusula de estabilización en el Artículo 44(3) y fue decisivo para sus decisiones de invertir⁴²⁹.
358. Las modificaciones drásticas adoptadas por el Demandado frustraron las expectativas legítimas de las Demandantes de la estabilidad del régimen del RD 661/2007 y de sus características y ventajas prometidas⁴³⁰. Estas expectativas eran legítimas por múltiples razones⁴³¹. Las expectativas legítimas de los inversores pueden basarse en el marco jurídico de un Estado⁴³², y la modificación de ese marco puede conducir a responsabilidad⁴³³. Las presentaciones (“road shows”) de España promoviendo las inversiones en este país, la adopción del RD 1614/2010 que implementó un Acuerdo de julio de 2010 entre los productores de energías renovables y el gobierno, y otros esfuerzos

⁴²⁶ Mem. Dt., ¶ 376.

⁴²⁷ *Íd.*, ¶ 381.

⁴²⁸ *Íd.*, ¶ 394.

⁴²⁹ *Íd.*, ¶¶ 341, 399.

⁴³⁰ *Íd.*, ¶¶ 397-398; 408-410.

⁴³¹ *Íd.*, ¶ 400.

⁴³² *Íd.*, ¶ 395 (que cita a Dolzer).

⁴³³ *Íd.*, ¶ 409.

para promover la inversión en energías renovables, todos confirman que las expectativas de las Demandantes eran legítimas⁴³⁴, como lo hacen también las resoluciones del año 2011 y otras actuaciones oficiales que confirman que las plantas recibirían el régimen regulatorio favorable establecido por el RD 661/2007⁴³⁵.

(ii) Postura del Demandado

359. En la opinión del Demandado, las expectativas de las Demandantes no eran legítimas y no se encontraban protegidas por el TCE. Las Demandantes no podían esperar razonablemente el congelamiento o “inmodificabilidad” del régimen del RD 661/2007 durante cuarenta años, tal como alegan⁴³⁶. El Demandado no realizó promesas ni asumió compromisos en este sentido⁴³⁷, y la legislación española no contiene cláusula de estabilización alguna que congele los regímenes regulatorios⁴³⁸. La jurisprudencia y la doctrina en la actualidad están menos preparadas para reconocer compromisos sobre la base de marcos legislativos⁴³⁹; la rigidez de los casos de arbitraje, tales como, *Tecmed c. México* ha sido “matizada y corregida”⁴⁴⁰ por jurisprudencia más reciente que reconoce la necesidad de la evolución legislativa a medida que cambian las circunstancias.
360. Con un *due diligence* apropiado (que los abogados de las Demandantes no llevaron a cabo)⁴⁴¹, las Demandantes habrían tenido conocimiento de que el RD 661/2007 constituye un reglamento de implementación que podía ser modificado⁴⁴². Incluso el informe defectuoso de *due diligence* de sus abogados observó que se habían modificado medidas anteriores similares⁴⁴³. En efecto, las Demandantes y sus co-inversores reconocieron la posibilidad de que se efectuaran modificaciones incluso mientras avanzaba el proyecto⁴⁴⁴.

⁴³⁴ *Íd.*, ¶¶ 400, 402.

⁴³⁵ *Íd.*, ¶¶ 404-406.

⁴³⁶ C-Mem. Ddo., ¶ 977.

⁴³⁷ *Íd.*, ¶ 992.

⁴³⁸ *Íd.*, ¶ 974.

⁴³⁹ *Íd.*, ¶ 994 y ss.

⁴⁴⁰ *Íd.*, ¶ 995.

⁴⁴¹ *Íd.*, ¶¶ 980, 1016.

⁴⁴² *Íd.*, ¶ 1010.

⁴⁴³ *Íd.*, ¶¶ 1016, 1040-1044.

⁴⁴⁴ *Íd.*, ¶¶ 978, 1051-1060.

Las Demandantes y sus prestamistas y socios no pudieron haber albergado la expectativa legítima de que el régimen no podía ser modificado⁴⁴⁵. Las porciones de determinadas Resoluciones del año 2011 invocadas por las Demandantes como evidencia de un compromiso son manifestaciones puramente informativas de hechos que eran verdaderos en ese momento, no compromisos vinculantes⁴⁴⁶.

361. Las Demandantes sólo tenían derecho a una rentabilidad razonable⁴⁴⁷, que el nuevo régimen proporciona⁴⁴⁸. Si las Demandantes hubiesen diseñado y financiado sus plantas adecuadamente, recibirían la rentabilidad razonable determinada legislativamente. Esa es la cuestión principal – ¿las medidas regulatorias de España proporcionaron una rentabilidad razonable? Según el Demandado, sí lo hicieron⁴⁴⁹.

b. El Análisis del Tribunal

362. En ausencia de compromisos explícitos directamente extendidos a los inversores y que garanticen que los Estados no modificarán sus leyes y reglamentos, los tratados en materia de inversiones no eliminan el derecho de los Estados a modificar sus regímenes regulatorios para adaptarse a circunstancias y necesidades públicas cambiantes⁴⁵⁰. Tal como advirtieran otros tribunales, “[a] fin de adaptarse a las circunstancias económicas, políticas y legales cambiantes, las facultades regulatorias del Estado se mantienen en su lugar”⁴⁵¹. “[E]l estándar de trato justo y equitativo no otorga un derecho de estabilidad regulatoria *per se*. El estado tiene un derecho a regular, y los inversores deben esperar que la legislación cambiará, si no existe una cláusula de estabilización u otra garantía específica que genere una expectativa legítima de estabilidad”⁴⁵². La pregunta que se plantea aquí es

⁴⁴⁵ *Íd.*, ¶ 1060.

⁴⁴⁶ *Íd.*, ¶¶ 1070-1094.

⁴⁴⁷ *Íd.*, ¶¶ 214, 975, 1008-1009.

⁴⁴⁸ *Íd.*, ¶¶ 427, 1147 y ss.

⁴⁴⁹ *Íd.*, ¶¶ 975, 982-985.

⁴⁵⁰ Véase, por ejemplo, **RL-042**, *Parkerings-Compagniet AS c. Lituania*, Caso CIADI No. ARB/05/8, Laudo, 11 de septiembre de 2007 [en adelante, *Parkerings c. Lituania*], ¶ 332; **RL-048**, *EDF (Services) Ltd. c. Rumania*, Caso CIADI No. ARB/05/13, Laudo, 8 de octubre de 2009, ¶¶ 217-218.

⁴⁵¹ **CL-007**, *BG Group Plc. c. República Argentina*, CNUDMI, Laudo, 24 de diciembre de 2007 [en adelante, *BG c. Argentina*], ¶ 298 [Traducción del Tribunal].

⁴⁵² **CL-031**, *Micula c. Rumania*, ¶ 666 [Traducción del Tribunal].

en qué medida las protecciones que ofrecen los tratados y, en particular, la obligación de otorgar a los inversores un trato justo y equitativo conforme al TCE, se pueden invocar y dar lugar a un derecho de compensación como resultado del ejercicio del reconocido derecho a regular de un Estado.

363. Tal como se explica *infra*, el Tribunal resuelve que la obligación del Demandado en virtud del TCE de otorgar a los inversores un trato justo y equitativo sí protege a los inversores frente a un cambio fundamental del régimen regulatorio de una forma que no tome en cuenta las circunstancias de las inversiones existentes realizadas sobre la base del régimen anterior. El TCE no le prohibía a España realizar cambios apropiados en el régimen regulatorio del RD 661/2007. Por ende, el Tribunal no acepta la alegación de las Demandantes de que el RD 661/2007 les otorgó derechos económicos inmutables que no podían alterarse mediante cambios del régimen regulatorio. Sin embargo, el TCE sí protegía a las Demandantes frente al cambio total e irrazonable que experimentaron aquí.
364. El expediente indica que las Demandantes son inversores sofisticados y con experiencia. Sus recursos financieros sustanciales ayudaron a crear tres plantas solares de gran envergadura que siguen brindando a España los beneficios ambientales de la energía solar limpia. Como inversores experimentados, las Demandantes reconocieron que los regímenes regulatorios de los servicios públicos algunas veces son ajustados, aunque dentro de límites previsibles. Tal como advirtiera uno de los altos ejecutivos de las Demandantes durante la Audiencia:

[...] [L]os reguladores lo hacen de forma muy, muy inteligente, piensan también en la rentabilidad, saben que la rentabilidad desde luego por lo general no aumenta, si baja pero que baje un poco. Y que baje un poco y no más que un poco no es matar un proyecto. Mientras que aquí tenemos una destrucción total del valor. Perdimos todo el valor en este proyecto en concreto⁴⁵³.

365. Tal como se describe *infra*, las pruebas demuestran que el Demandado eliminó un régimen regulatorio favorable anteriormente otorgado a las Demandantes y otros inversores para alentar su inversión en CSP. Se reemplazó luego por un sistema normativo sin

⁴⁵³ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 675:12-19 (Sr. Meissner).

precedentes⁴⁵⁴ y totalmente diferente, basado en premisas totalmente diferentes. Este nuevo sistema fue profundamente injusto e inequitativo en el modo en que se aplicó a la inversión existente de las Demandantes, despojando a las Demandantes prácticamente de todo el valor de su inversión.

366. La abogada de las Demandantes resumió esta secuencia de hechos en la Audiencia:

[E]ntre 2012 y 2014 [...] después de que EISER y muchísimos otros inversores más habían gastado millones y millones de euros construyendo estas instalaciones de renovables que España los había seducido para que lo hicieran, España cambió por completo el reglamento, eliminó el [RD] 661 de 2007 – que era el que daba el régimen –, e introdujo un régimen totalmente nuevo, que se aplicaba no únicamente a plantas nuevas, sino igualmente a las preexistentes, a las que ya habían sido registradas y las que ya habían entrado en servicio. Y el nuevo régimen se basa en una fundación económica completamente distinta de la cual sobre basa [sic] su inversión EISER y que fue el objeto de la promesa que España dio en aquel momento de la inversión de EISER⁴⁵⁵.

367. La situación fáctica y jurídica aquí planteada es entonces fundamentalmente distinta a la que se presentó en *Charanne BV c. España*⁴⁵⁶, en cuyo caso se rechazaron las reclamaciones de los inversores de que otros cambios en el régimen regulatorio de España eran violatorios del TCE. En los meses de febrero y diciembre de 2009, las demandantes en *Charanne* adquirieron acciones en una empresa establecida propietaria de 34 plantas solares fotovoltaicas⁴⁵⁷. Al año siguiente, en noviembre de 2010, el Demandado adoptó el RD 1565/2010, que eliminó las tarifas reguladas para las plantas fotovoltaicas a partir de su año vigésimo sexto de funcionamiento e introdujo una serie de requisitos técnicos para atender los casos de caída de tensión⁴⁵⁸. Luego, en el mes de diciembre de 2010, el Demandado adoptó el RDL 14/2010, que limitaba las horas de funcionamiento de dichas plantas e imponía cargos por el uso de la red de transporte y distribución⁴⁵⁹. El laudo de

⁴⁵⁴ Tr. (versión corregida) Día 4 (ESP), 1047:1-3 (Sr. Lapuerta).

⁴⁵⁵ Tr. (versión corregida) Día 1 (ESP), 101:16-102:9 (Sra. Gill).

⁴⁵⁶ **RL-084**, *Charanne c. España*, Laudo.

⁴⁵⁷ *Íd.*, ¶¶ 5, 143.

⁴⁵⁸ *Íd.*, ¶¶ 148-153, 270 y ss.

⁴⁵⁹ *Íd.*, ¶¶ 158, 273-274.

Charanne menciona los cambios normativos posteriores más extensos que realizó España que son objeto del presente caso, incluyendo, entre otros, el RDL 9/2013, el RD 413/2014 y la Orden IET/1045/2014. Sin embargo, observa que “[l]as Demandantes no han hecho reclamaciones específicas basadas en el RDL 9/2013 y las normas posteriores, y tampoco podrían hacerlo pues ya están planteando una reclamación sobre las mismas ante otro tribunal arbitral y si lo hicieran también en el presente arbitraje incurrirían en enriquecimiento ilícito”⁴⁶⁰.

368. Las medidas cuestionadas en *Charanne* tuvieron efectos mucho menos dramáticos que las medidas materia de este caso. Las demandantes en *Charanne* reclamaban que el RD 1565/2010 y el RDL 14/2010 “ha[bía]n reducido el valor económico de sus acciones y rendimientos [...]”⁴⁶¹. Sin embargo, el daño reclamado fue mucho menos extenso; las demandantes alegaban que las medidas controvertidas “ha[bía]n reducido la rentabilidad de las plantas sujetas al RD 1578 en un 10% (del 9,41% al 8,48%) y la de las plantas del RD 661/2007 en un 8,5% (del 7,36% al 6,72%) [...]”⁴⁶².
369. Por ende, tal como dejó en claro el tribunal de *Charanne*⁴⁶³, su decisión no abordó el RDL 9/2013, el RD 413/2014 y la Orden Ministerial IET/1045/2014, las principales acciones materia de este caso. Por el contrario, el caso analizó cambios mucho menos extensos en el régimen regulatorio fotovoltaico, cambios que tuvieron consecuencias económicas mucho menos drásticas para las demandantes en *Charanne*.
370. Sin embargo, *Charanne* ofrece una perspectiva relevante con respecto al cambio más dramático en el régimen regulatorio que se analiza en el presente caso:

Un inversor, en efecto, tiene la expectativa legítima de que, al modificar la regulación existente con base en la cual se realizó la

⁴⁶⁰ *Íd.*, ¶ 191. Véase, también, *íd.*, ¶ 395 (“[...] las demandas se han limitado a las consecuencias de las normas de 2010, mientras que las reclamaciones con respecto a las normas posteriores han sido sometidas por distintas compañías de su grupo a otro tribunal arbitral”).

⁴⁶¹ **RL-084**, *Charanne c. España*, Laudo, ¶ 232.

⁴⁶² *Íd.*, ¶ 284.

⁴⁶³ *Íd.*, ¶¶ 481-482.

inversión, el Estado no actuará de manera irrazonable, contraria al interés público o desproporcionada⁴⁶⁴.

Bien sea que se considere como fundamento de expectativas razonables, o como una declaración de las obligaciones del Estado en virtud del TCE, el principio es el mismo. Y agregó:

En cuanto a la proporcionalidad, el Tribunal Arbitral estima que este criterio queda satisfecho siempre que los cambios no sean caprichosos o innecesarios, *y que no lleguen a suprimir de manera imprevisible y repentina las características esenciales del marco regulatorio existente*⁴⁶⁵.

371. El Demandado enfrentó un legítimo problema de política pública con su déficit tarifario, y el Tribunal no cuestiona que fuese apropiado que las autoridades españolas adoptasen medidas razonables para lidiar con la situación. No obstante, al hacerlo, España tenía que actuar de modo tal que observará las obligaciones que asumió en el TCE, incluida la obligación de otorgar a los inversores un trato justo y equitativo. Tal como advirtiera el tribunal en *ADC c. Hungría*:

423. [...] si bien el Estado soberano tiene el derecho inherente de regular sus asuntos locales, el ejercicio de dicho derecho no es ilimitado y debe tener sus límites. [...] [L]a regla de derecho, que incluye las obligaciones derivadas de los tratados, establece tales límites. Por lo tanto, cuando un Estado firma un tratado bilateral de inversión como el de este caso, se compromete a cumplir con él, y debe observar las obligaciones de protección de las inversiones que asumió a través de dicho tratado y no ignorarlas mediante un argumento posterior del derecho de regular del Estado.

424. La idea relacionada que planteó la Demandada de que, al invertir en un Estado receptor, el inversor asume el ‘riesgo’ asociado al régimen regulatorio del Estado tampoco es aceptable para el Tribunal. Una cosa es afirmar que el inversor desarrollará sus actividades en cumplimiento con las leyes y reglamentaciones del Estado receptor, y otra es implicar que el inversor también debe estar dispuesto a aceptar lo que decida hacerle el Estado receptor. En el presente caso, si las Demandantes hubiesen previsto el riesgo de cualquier posible medida de privación, el Tribunal considera que asumieron ese riesgo con la expectativa legítima y razonable de que

⁴⁶⁴ *Íd.*, ¶ 514.

⁴⁶⁵ *Íd.*, ¶ 517 (énfasis agregado).

recibirían un trato justo y equitativo y justa compensación, y no otra cosa⁴⁶⁶.

372. A lo largo del proceso, el Demandado enfatizó que sus acciones fueron consistentes con las garantías de una rentabilidad razonable consagradas en la legislación española y con los requisitos de la Constitución, y regularmente fueron respaldadas por los tribunales españoles⁴⁶⁷. Tal como advirtiera el tribunal de *Charanne* con respecto a dos de estas decisiones:

El Tribunal Supremo Español había [...] estimado en diciembre de 2005 que: *‘Ningún obstáculo legal existe para que el Gobierno, en ejercicio de la potestad reglamentaria y de las amplias habilitaciones con que cuenta en una materia fuertemente regulada como la eléctrica, modifique un concreto sistema de retribución siempre que se mantenga dentro del marco establecido por la LSE’*. De igual manera, en octubre de 2006, el Tribunal Supremo decidió que: *‘los titulares de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial no tienen un ‘derecho inmodificable’ a que se mantenga inalterado el régimen económico que regula la percepción de las primas. Dicho régimen trata, en efecto, de fomentar la utilización de energías renovables mediante un mecanismo incentivador que, como todos los de este género, no tiene asegurada su permanencia sin modificaciones para el futuro’*⁴⁶⁸.

373. Poco antes de la Audiencia, el Demandado informó al Tribunal sobre una sentencia de fecha 17 de diciembre de 2015 del Tribunal Supremo de España, que ratificaba la constitucionalidad del RDL 9/2013, la legislación que derogó el RD 661/2007 y estableció el nuevo marco legal y económico para las instalaciones existentes de energía renovable⁴⁶⁹. Esto, sin embargo, no basta para responder las reclamaciones de las Demandantes, que también deben analizarse en función de las obligaciones que asumió el Demandado al convertirse en parte del TCE. De hecho, el Tribunal Supremo de España indicó en su

⁴⁶⁶ **CL-002**, *ADC Affiliate Ltd. et al. c. Hungría*, Caso CIADI No. ARB/03/16, Laudo, 2 de octubre de 2006, ¶¶ 423-424 [Traducción del Tribunal].

⁴⁶⁷ Véase, por ejemplo, C-Mem. Ddo, ¶¶ 225-230, 238-240, 244, 1215-1216; Tr. (versión corregida) Día 2 (ESP), 400:8-401:19, 402:20-403:6 (Sr. Santacruz).

⁴⁶⁸ **RL-084**, *Charanne c. España*, Laudo, ¶ 506 (notas al pie omitidas).

⁴⁶⁹ **R-236**, Sentencia del Tribunal Constitucional de España, 17 de diciembre de 2015.

sentencia del 17 de diciembre de 2015 que, conforme a la ley española, la cuestión del respeto a la Constitución de España y los requisitos del TCE son dos cosas distintas:

[...] este Tribunal ha declarado reiteradamente que los tratados internacionales no constituyen por sí mismos parámetro de contraste para valorar la posible inconstitucionalidad de las leyes, pues ‘la supuesta contradicción de los tratados por las leyes o por otras disposiciones normativas posteriores no es cuestión que afecte a la constitucionalidad de éstas y que, por tanto, deba ser resuelto por el Tribunal Constitucional (STC 49/1988, fundamento jurídico 14 *in fine*), sino que como puro problema de selección del derecho aplicable al caso concreto, su resolución corresponde a los órganos judiciales en los litigios de que conozcan’ (SSTC 28/1991, de 14 de febrero, FJ 5, y 207/2013, de 5 de diciembre, FJ 4). En suma, ‘no corresponde a este Tribunal determinar la compatibilidad o no de un precepto legal con un tratado internacional, ni éstos pueden erigirse en normas fundamentales y criterios de constitucionalidad’ (STC 142/1993, de 22 de abril, FJ 3)⁴⁷⁰.

(i) Interpretación de la Obligación de Otorgar un Trato Justo y Equitativo

374. El Artículo 10(1) del TCE dispone lo siguiente en su parte pertinente:

De conformidad con las disposiciones del presente Tratado, las Partes Contratantes fomentarán y crearán condiciones estables, equitativas, favorables y transparentes para que los inversores de otras Partes Contratantes realicen inversiones en su territorio. Entre dichas condiciones se contará el compromiso de conceder en todo momento a las inversiones de los inversores de otras Partes Contratantes un trato justo y equitativo [...] ⁴⁷¹.

375. Las Partes están de acuerdo en que las disposiciones del TCE deben interpretarse con arreglo a las normas de interpretación del Artículo 31 de la CVD⁴⁷² (de la cual el Demandado, Luxemburgo, y el Reino Unido son partes). Por lo tanto, el Artículo 10(1) debe “interpretarse de buena fe conforme al sentido corriente que haya de atribuirse a los términos del tratado en el contexto de estos y teniendo en cuenta su objeto y fin”⁴⁷³. Según

⁴⁷⁰ *Íd.*, en 23-24.

⁴⁷¹ **RL-001**, Tratado sobre la Carta de la Energía, Art. 10(1).

⁴⁷² Tr. (versión corregida) Día 1 (ESP), 256:22-257:7 (Sr. Sullivan); Dúp. Ddo., ¶ 154.

⁴⁷³ **CL-101**, VCLT, Art. 31.

el Artículo 31(2), “[p]ara los efectos de la interpretación de un tratado, el contexto comprenderá, [...] [el] texto, incluidos su preámbulo y anexos [...]”⁴⁷⁴.

376. Así, el significado de la obligación de Trato Justo y Equitativo del TCE debe analizarse en el contexto del tratado específico en el que se encuentra establecida, no en un plano platónico:

El contexto del término ‘justo y equitativo’ depende en gran medida del contenido del tratado en que se utiliza. Debe interpretarse, por lo tanto, no como tres vocablos extraídos del texto del [Tratado Bilateral de Inversión], sino en el contexto de los diversos derechos y responsabilidades con todas las diversas condiciones y limitaciones acordadas por las Partes Contratantes⁴⁷⁵.

377. El Artículo 2 del TCE, intitulado “Objetivo del Tratado”, define el objetivo del TCE de la siguiente manera:

El presente Tratado establece un marco legal para fomentar la cooperación a largo plazo en el campo de la energía, basado en la consecución de complementariedades y beneficios mutuos, con arreglo a los objetivos y principios expresados en la Carta⁴⁷⁶.

378. Así, el objetivo indicado del TCE hace hincapié en la función del tratado de brindar un marco legal que fomente la cooperación a largo plazo, lo que sugiere que el tratado es concebido como un medio para aumentar la estabilidad que se requiere para dicha cooperación. Aun más, esto debe ser de conformidad con los “objetivos y principios expresados en la Carta [Europea de la Energía]”. La Carta Europea de la Energía de 1991, documento político precursor del TCE, vuelve a resaltar el objetivo de un régimen de inversión estable.

Con el fin de fomentar el flujo internacional de inversiones, los signatarios preverán, a nivel nacional, un marco jurídico estable y transparente para las inversiones extranjeras, dentro del respeto de

⁴⁷⁴ *Íd.*

⁴⁷⁵ **CL-143**, *AWG Group c. Argentina*, Caso CIADI No. ARB/03/19, Decisión sobre Responsabilidad, 30 de julio de 2010, ¶ 214 [Traducción del Tribunal].

⁴⁷⁶ **RL-001**, Tratado sobre la Carta de la Energía, Art. 2.

las legislaciones y las normas internacionales pertinentes sobre inversión y comercio.

Afirman que es importante que los Estados signatarios celebren y ratifiquen acuerdos jurídicamente vinculantes sobre la promoción y protección de las inversiones que aseguren un nivel elevado de seguridad jurídica y faciliten la aplicación de planes de garantía de riesgo de las inversiones⁴⁷⁷.

379. Estas disposiciones de la Carta de Energía aclaran la naturaleza del régimen jurídico mencionado en el Artículo 2 del TCE, haciendo énfasis en marcos legales nacionales que son estables, transparentes y que cumplen con los estándares del derecho internacional. Tales disposiciones demuestran que, al interpretar la obligación de TCE de otorgar trato justo y equitativo, los intérpretes deben tener presentes los objetivos acordados de estabilidad legal y transparencia.
380. Un elemento importante del Artículo 10(1) – de nuevo, parte del contexto a los efectos de interpretar la obligación de trato justo y equitativo – refuerza este énfasis en la estabilidad del régimen jurídico que afecta a las inversiones. La primera oración del Artículo 10(1) establece que “[d]e conformidad con las disposiciones del presente Tratado, las Partes Contratantes fomentarán y crearán condiciones *estables*, equitativas, favorables y transparentes para que los inversores de otras Partes Contratantes realicen inversiones en su territorio”⁴⁷⁸.
381. Reflejando un análisis similar del TCE, el tribunal de *Plama c. Bulgaria* señaló que “las condiciones estables y equitativas claramente forman parte del estándar de trato justo y equitativo bajo el TCE”⁴⁷⁹. Aplicando el estándar de trato justo y equitativo establecido en un tratado bilateral de inversión, el tribunal de *Occidental c. Ecuador* remarcó que “[l]a estabilidad del marco legal y de negocios es [...] un elemento esencial del tratamiento justo

⁴⁷⁷ **RL-001**, “Documento de Clausura de la Conferencia de La Haya sobre la Carta Europea de la Energía”, Título II(4), en Secretariado de la Carta de la Energía, *El Tratado sobre la Carta de la Energía y Documentos Relacionados*, en 122.

⁴⁷⁸ **RL-001**, Tratado sobre la Carta de la Energía, Art. 10(1) (énfasis agregado).

⁴⁷⁹ **CL-047**, *Plama Consortium Limited c. República de Bulgaria*, Caso CIADI No. ARB/03/24, Laudo, 27 de agosto de 2008, ¶ 173 [Traducción del Tribunal].

y equitativo”⁴⁸⁰. Dicho tribunal resolvió que existe un incumplimiento de la obligación de trato justo y equitativo cuando “el marco dentro del cual la inversión se realizó y opera ha sido cambiado de una manera importante” mediante actos atribuibles al demandado⁴⁸¹.

382. Teniendo en cuenta el contexto, objeto y fin del TCE, el Tribunal concluye que la obligación que establece el Artículo 10(1) de otorgar trato justo y equitativo necesariamente conlleva una obligación de proporcionar estabilidad fundamental en las características esenciales del régimen legal en el que se basaron los inversores al realizar inversiones a largo plazo. Esto no quiere decir que los regímenes regulatorios no puedan evolucionar. Claramente pueden hacerlo. “[L]as expectativas legítimas de cualquier inversor [...] [deben] contemplar la posibilidad real de que se instrument[en] cambios y modificaciones razonables en el marco legal por parte de las autoridades competentes, dentro de los límites de las facultades que les fueron conferidas por ley”⁴⁸². Sin embargo, la obligación contenida en el Artículo 10(1) de otorgar trato justo y equitativo significa que los regímenes regulatorios aplicables a las inversiones existentes no se pueden alterar radicalmente de manera tal que se prive a los inversores que invirtieron en base a dichos regímenes del valor de su inversión.
383. Los tribunales que han analizado la obligación de trato justo y equitativo establecida en diversos tratados han encontrado obligaciones similares de mantener la estabilidad en las características fundamentales de los regímenes en que se basan los inversores. El tribunal de *Total S.A. c. Argentina* concluyó que “[u]n operador-inversor como Total tenía derecho, por lo tanto, a esperar que el régimen del gas respetara ciertas características básicas”. Si bien “[e]sto no quiere decir que Total podría invocar la protección del TBI para asegurar la estabilidad del régimen del gas sin que la Argentina tuviera la posibilidad de modificarlo a la luz de la dramática evolución de las circunstancias”⁴⁸³, la falta por parte de Argentina de implementar un mecanismo de reajuste establecido violó la obligación de trato justo y

⁴⁸⁰ **CL-044**, *Occidental Exploration and Production Company c. Ecuador*, Caso LCIA No. UN 3467, Laudo Final, 1 de julio de 2004, ¶ 183.

⁴⁸¹ *Íd.*, ¶ 184.

⁴⁸² **CL-024**, *El Paso c. Argentina*, ¶ 400.

⁴⁸³ **RL-047**, *Total S.A. c. Argentina*, Caso CIADI No. ARB/04/1, Decisión sobre Responsabilidad, 27 de diciembre de 2010, ¶ 168.

equitativo⁴⁸⁴. El tribunal de *Micula c. Rumania* hizo hincapié en el extenso alcance de los cambios que efectuó Rumania a un régimen de incentivos anterior al concluir que hubo incumplimiento del deber de trato justo y equitativo. Dicho tribunal resolvió que los actos de la demandada:

[D]espojaron a la EGO 24 de la mayor parte de su contenido práctico y redujeron prácticamente a nada sus ventajas, ya que el objetivo del régimen para las áreas marginadas consistía en generar inversión a cambio de ciertos beneficios impositivos. Después de la EGO 94/2004, el único beneficio impositivo que se conservó fue el Incentivo del Impuesto a las Ganancias, y sólo para titulares existentes de PIC. Esto no es un ‘recorte’ de incentivos. Constituyó una eliminación categórica⁴⁸⁵.

384. De modo similar, el tribunal de *El Paso c. Argentina* concluyó que un número de medidas, si bien individualmente no denegaron el trato justo y equitativo, en su conjunto, alteraron totalmente el régimen legal anterior en que se había basado el inversor, lo que implicó una violación de la obligación de trato justo y equitativo:

No se puede negar que en el caso planteado ante el Tribunal el efecto acumulativo de las medidas constituyó una absoluta alteración del entramado jurídico para las inversiones extranjeras, y que todos los elementos y garantías mencionados anteriormente se pueden analizar como compromiso especial de la Argentina en el sentido de que no se produciría ninguna modificación de este tipo. Tal como lo manifestó el tribunal del caso LG&E, al evaluar los mismos hechos: ‘en el presente caso, este Tribunal estima que Argentina se extralimitó desmontando totalmente el marco jurídico establecido, el cual había sido establecido precisamente para atraer a los inversionistas’⁴⁸⁶.

385. Los tribunales que han analizado el impacto de las medidas económicas de Argentina tras su crisis económica de finales de la década de los 90s, de modo similar, han hecho énfasis en la estabilidad de los fundamentos de los regímenes legales conforme a los cuales se

⁴⁸⁴ *Íd.*, ¶ 175.

⁴⁸⁵ **CL-031**, *Micula c. Rumania*, ¶ 684 [Traducción del Tribunal].

⁴⁸⁶ **CL-024**, *El Paso c. Argentina*, ¶ 517 (nota al pie omitida).

realizaron las inversiones como punto central del trato justo y equitativo. El tribunal de *CMS c. Argentina* señaló que el preámbulo del tratado en cuestión en ese caso:

[E]stablece claramente que uno de los principales objetivos de la protección prevista es que el trato justo y equitativo es deseable para ‘mantener un marco estable para las inversiones y la utilización más eficaz de los recursos económicos’. No puede caber en consecuencia duda alguna de que la estabilidad del entorno jurídico y empresarial es un elemento esencial del trato justo y equitativo⁴⁸⁷.

386. El tribunal de *CMS* resolvió que las medidas controvertidas en el caso “en efecto transformaron y modificaron totalmente el entorno jurídico y empresarial en relación al cual la decisión de invertir fue adoptada y llevada a la práctica”⁴⁸⁸, lo que llevo a la conclusión de que la demandada había incumplido su obligación de brindar trato justo y equitativo⁴⁸⁹. Otros tribunales que analizaron los grandes cambios de Argentina en los regímenes regulatorios y en la legislación en que se basaron los inversores han resuelto, de modo similar, que tales cambios violaron la obligación de trato justo y equitativo:

- *LGE Energy Corp c. Argentina*: “En los últimos años, varios tribunales han realizado el mismo análisis en cuanto al estándar del trato justo y equitativo, previsto en tratados sobre inversión, con redacción similar a la establecida en el Preámbulo del Tratado Bilateral entre Estados Unidos y Argentina. Repetidamente, estos tribunales han concluido, sobre la base de específicas disposiciones y en el contexto de los objetivos establecidos por los distintos tratados, que la estabilidad del marco legal y comercial del Estado parte es un elemento esencial en la valoración del estándar del trato justo y equitativo. Así, el Tribunal considera esta interpretación como un estándar emergente de trato justo y equitativo en el Derecho internacional”⁴⁹⁰.
- *BG Group Plc. c. Argentina*: “Argentina [...] alteró por completo el entorno jurídico y empresarial mediante una serie de medidas radicales [...]. Al hacerlo, Argentina

⁴⁸⁷ **CL-018**, *CMS Gas Transmission Co. c. Argentina*, Caso CIADI No. ARB/01/8, Laudo, 12 de mayo de 2005 [en adelante, *CMS c. Argentina*, Laudo], ¶ 274. Si bien hay otra porción del Laudo de CMS que se anuló, esta se conservó considerando que se “encuentra adecuadamente fundada en cuanto al derecho aplicable y a los hechos relevantes”. **CL-154**, *CMS Gas Transmission Co. c. Argentina*, Caso CIADI No. ARB/01/8 (Procedimiento de Anulación), Decisión del Comité *Ad Hoc* sobre la Solicitud de Anulación de la República Argentina, 25 de septiembre de 2007, ¶ 85.

⁴⁸⁸ **CL-018**, *CMS c. Argentina*, Laudo, ¶ 275.

⁴⁸⁹ *Íd.*, ¶ 281.

⁴⁹⁰ **CL-035**, *LG&E Energy Corp., LG&E Capital Corp. y LG&E International Inc. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/02/1, Decisión sobre Responsabilidad, 3 de octubre de 2006, ¶ 125 (nota al pie omitida, pero cita entre otros: *CMS c. Argentina*, *Occidental c. Ecuador* y *MTD c. Chile*).

violó los principios de estabilidad y previsibilidad inherentes al estándar de trato justo y equitativo”⁴⁹¹.

387. Las Demandantes no podían esperar de manera razonable que no habría algún tipo de cambio en el régimen del RD 661/2007 a lo largo de tres o cuatro décadas. Al igual que con cualquier inversión regulada, tenía que esperarse que habría algunos cambios con el tiempo⁴⁹². No obstante, el Artículo 10(1) del TCE les daba derecho a esperar que España no modificaría, de manera drástica y abrupta, el régimen del que dependía su inversión, de una forma que destruyera su valor. Pero ese fue el resultado del RDL 9/2013, la Ley 24/2013, el RD 413/2014 y la implementación del nuevo régimen a través de la Orden Ministerial IET/1045/2014 de implementación⁴⁹³. Tal como se expresara en *Parkerings*: “todo hombre de negocios o inversor sabe que las leyes evolucionan con el tiempo. Sin embargo, lo que está prohibido al Estado es actuar de manera injusta, irrazonable o inequitativa en el ejercicio de su facultad legislativa”⁴⁹⁴.

(ii) Los Cambios Fundamentales Efectuados por el RDL 9/2013 y Medidas Posteriores

388. Las Demandantes citan varias medidas adoptadas por España en los años 2012 y 2013 antes de la adopción del RDL 9/2013 que, según afirman, afectaron su inversión, entre ellas, el impuesto de 7% sobre la producción de energía⁴⁹⁵, la reducción abrupta del uso de gas en el proceso de generación⁴⁹⁶, el cambio del índice de actualización de tarifas y la eliminación de la opción de prima⁴⁹⁷. Sin embargo, las instalaciones solares en las que invirtieron las Demandantes recién comenzaron a operar durante el año 2012. Por ende, el

⁴⁹¹ **CL-007**, *BG c. Argentina*, ¶ 307 [Traducción del Tribunal].

⁴⁹² Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 675:9-19 (Sr. Meissner).

⁴⁹³ **C-100**, Orden IET/1045/2014, 16 de junio de 2014.

⁴⁹⁴ **RL-042**, *Parkerings c. Lituania*, ¶ 332 [Traducción del Tribunal].

⁴⁹⁵ **C-025**, Ley 15/2012. Analizada en Rép. Dt., ¶ 233 y ss.

⁴⁹⁶ **C-025**, Ley 15/2012. Analizada en Rép. Dt., ¶ 238 y ss.

⁴⁹⁷ **C-026**, RDL 2/2013. Analizado en Rép. Dt., ¶ 244 y ss.

impacto de estas medidas fue por tiempo limitado y difícil de evaluar sobre la base de las pruebas⁴⁹⁸. Según el Sr. Mitchell, perito de BDO, en la Audiencia⁴⁹⁹:

Las operaciones de EISER empezaron en 2012. Entonces, para el período 2012 a 2014 es un período bastante limitado. Entonces, es muy difícil calcular exactamente lo que cobraron, según el viejo régimen, y lo que cobraron durante el segundo régimen⁵⁰⁰.

389. No obstante, en los años 2013 y 2014, el Demandado reformó su régimen regulatorio de manera más drástica. Adoptó e implementó un enfoque regulatorio totalmente nuevo, y lo aplicó a las inversiones existentes de manera tal que eliminó las bases financieras de las inversiones de las Demandantes. El nuevo régimen redujo los ingresos previstos de la planta ASTE 1-A de las Demandantes en un 66% en comparación con la cifra proyectada bajo el régimen anterior⁵⁰¹. Dado que, como se describe *infra*, las plantas contaban con un alto grado de apalancamiento – tal como habían anticipado las autoridades regulatorias del Demandado que así sería –, esta reducción en los ingresos tuvo consecuencias graves para la inversión.
390. La base del nuevo régimen es el RDL 9/2013, que sustituyó por completo el RD 661/2007⁵⁰². El RDL 9/2013 autorizaba un nuevo régimen con el fin de reducir, de manera significativa, el respaldo financiero del Demandado para la energía solar concentrada. En la Audiencia, el Sr. Mitchell de la firma BDO declaró que, en su opinión,

⁴⁹⁸ Véase también ¶¶ 271, 296 *supra* (concluyendo que las reclamaciones sobre el gravamen de 7% se encuentran fuera de la jurisdicción del Tribunal o son inadmisibles) y ¶ 458 *infra* (“[e]l Tribunal no ha encontrado que las diversas reformas graduales que realizó el Demandado con anterioridad a [junio de 2014] violaran el TCE, ya sea de manera individual o conjunta”).

⁴⁹⁹ Tr. (versión corregida) Día 5 (ESP), 1473:21-1474:3 (Sr. Mitchell).

⁵⁰⁰ *Íd.*

⁵⁰¹ Primer Informe sobre Normativa Brattle, ¶ 154. Hay una discrepancia entre el testimonio del Sr. Montoya, el funcionario español a cargo de preparar la Orden IET/1045/2014, y otras pruebas del caso. En respuesta a una pregunta en la Audiencia, el Sr. Montoya declaró que hubo poco cambio en los subsidios otorgados a las plantas de Eiser bajo el nuevo régimen, por lo que no podía explicar por qué Eiser consideraba que su inversión esencialmente había perdido todo valor. Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 807:20-808:13 (Sr. Montoya). Su testimonio en este sentido no es consistente con las opiniones de ninguno de los peritos contables de las Partes, o con el entendimiento general de que el nuevo régimen buscaba, y logró, reducir significativamente la ayuda del Estado para los productores de energía renovable. Primer Informe sobre Normativa Brattle, ¶¶ 98-100; Segundo Informe sobre Normativa BDO, ¶ 30 (“España tuvo que adoptar medidas de contención, que afectaron a todas las tecnologías renovables [...]").

⁵⁰² El Sr. Montoya aceptó que el RDL 9/2013 fue el anuncio clave del régimen modificado. Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 753:19-754:1 (Sr. Montoya).

no había ninguna diferencia importante entre los regímenes del RD 661/2007 y del RDL 9/2013:

P [...] ¿Pero acaso es su posición que el nuevo régimen – el antiguo y el nuevo régimen son lo mismo y, por lo tanto, la renta razonable es lo que es y no hay aquí pie a daños y perjuicios? ¿Éste es un resumen de su posición?

Sr. Mitchell: Pues sí⁵⁰³.

391. El Tribunal no está de acuerdo. El nuevo sistema se basó en supuestos muy diferentes, y empleó un enfoque normativo nuevo y nunca probado, todo con el objeto de reducir de manera significativa los subsidios otorgados a las plantas existentes.
392. A lo largo del proceso, el Demandado recalcó que, según la legislación española, las Demandantes sólo tenían derecho a una rentabilidad razonable de su inversión, y razonablemente no podían tener otras expectativas. El nuevo régimen regulatorio de España consideró que esta rentabilidad razonable sería una rentabilidad de 7,398% antes de impuestos sobre el valor de activo hipotético de una planta “eficiente” hipotética. Esto equivalía a un 5,2% después de impuestos sobre la base de activos hipotética⁵⁰⁴. La nueva rentabilidad meta se calculó sobre la base de bonos del Estado español a diez años, más un diferencial no explicado de 3%. El Demandado consideró esta tasa meta, idéntica en todas las instalaciones “tipo”, como la “rentabilidad razonable” exigida por la ley española. En contraste, según el Ministerio de Industria, Energía y Turismo del Demandado, el régimen del RD 661/2007, en el que se basaron las Demandantes para realizar y financiar su inversión, fue estructurado para brindar rentabilidades después de impuestos sustancialmente superiores a los inversores CSP exitosos:

En las tecnologías necesitadas de impulso por su limitado desarrollo, como la biomasa, el biogás o la solar termoeléctrica, la rentabilidad se eleva al 8% en la opción de cesión a las distribuidoras y entre un 7 y un 11% participando en el mercado⁵⁰⁵.

⁵⁰³ Tr. (versión corregida) Día 5 (ESP), 1418:4-8, 1422:12-16 (Sr. Mitchell).

⁵⁰⁴ Segundo Informe sobre Cuantificación Brattle, ¶¶ 85-86.

⁵⁰⁵ **C-270**, Comunicado de Prensa del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, *El Gobierno Prima la Rentabilidad y la Estabilidad en el Nuevo Real Decreto de Energías Renovables y Cogeneración*, 25 de mayo de 2007.

393. Dado que el nuevo sistema contemplaba la tasa de rentabilidad meta reducida basada en una planta “eficiente” hipotética, las instalaciones como las de las Demandantes, que incurrieron en costos iniciales de construcción y financiamiento más altos para luego alcanzar una mayor producción, necesariamente tuvieron una menor rentabilidad de su inversión. Tal como se explica *infra*, el Tribunal tiene serias reservas acerca de fundar el nuevo régimen regulatorio en los costos hipotéticos de una planta “eficiente” hipotética. No obstante, por sí sola, la decisión del Demandado de modificar la tasa de rentabilidad meta potencialmente disponible para inversores existentes como se hizo aquí pone en tela de juicio la justicia y equidad del cambio al nuevo régimen.
394. El Demandado no ofreció una explicación clara del razonamiento que lo llevó a cambiar de opinión entre los años 2007 y 2013 con respecto a lo que constituía rentabilidad razonable. En la Audiencia, el Sr. Pérez de la firma BDO declaró que no hubo ningún cambio importante en el rendimiento de los bonos del gobierno español a 10 años, el punto de referencia para calcular las tasas de rentabilidad meta bajo los dos regímenes, entre los años 2007 y 2013.

P: Con lo cual no ha habido ninguna modificación en los rendimientos de los bonos del Tesoro españoles de 10 años entre RD 661 de 2007 y RDL 9 de 2013. ¿Es así?

Sr. Pérez: En el rendimiento de los bonos no hay una diferenciación significativa entre uno y otro⁵⁰⁶.

395. En respuesta a la pregunta del Tribunal, el Sr. Mitchell de BDO admitió que su firma no había analizado si las Demandantes habían recibido una compensación excesiva bajo el régimen anterior.

Sr. Alexandrov: [...] ¿Usted ha tratado de analizar si la empresa luxemburguesa recibiera una indemnización excesiva?

Sr. Mitchell: No, no hemos revisado esos cálculos⁵⁰⁷.

⁵⁰⁶ Tr. (versión corregida) Día 5 (ESP), 1367:17-1368:1 (Sr. Pérez).

⁵⁰⁷ Tr. (versión corregida) Día 5 (ESP), 1474:4-9 (Sr. Mitchell).

396. El testimonio durante la Audiencia, si bien incluye cálculos aproximados, indica que la rentabilidad real antes de impuestos de las plantas se encuentra muy por debajo de la tasa meta prevista por el nuevo régimen. En respuesta a las preguntas del Tribunal, los peritos de las firmas Brattle y BDO realizaron cálculos preliminares de las tasas de rentabilidad de las compañías operadoras sobre la base de la información limitada disponible de los informes financieros del año 2014, los más recientes que obran en el expediente. Mediante métodos diferentes, el perito del Demandado estimó de forma preliminar una rentabilidad antes de impuestos en el orden de 5%⁵⁰⁸, mientras que el perito de las Demandantes estimó la rentabilidad antes de impuestos del proyecto en alrededor de 3,7%⁵⁰⁹. En cualquier caso, los resultados se encuentran muy por debajo de la “rentabilidad razonable” meta de España conforme al nuevo régimen.
397. La rentabilidad razonable idealizada del Demandado se calcula sobre la base de estimaciones por sus funcionarios de los valores de activos y costos de una “instalación tipo” hipotética. El testimonio del Sr. Carlos Montoya, director del departamento solar de IDEA, confirmó que funcionarios del Ministerio realizaron las estimaciones y cálculos cruciales en este sentido al diseñar la Orden Ministerial IET/1045/2014. Según declaró el Sr. Montoya, “exactamente hasta 2014 no [se] conoce los parámetros exactos del nuevo marco”⁵¹⁰. Las estimaciones y cálculos del Sr. Montoya y otros funcionarios se aplicaron luego para determinar el nivel de subsidio de las plantas existentes, sin tener en cuenta las características y la producción reales de las plantas⁵¹¹.
398. El nuevo régimen no tiene en cuenta los costos reales (incluido el servicio de deuda) o las eficiencias reales de determinadas instalaciones de CSP existentes⁵¹². Asimismo, dentro de los límites establecidos para garantizar volúmenes mínimos de producción, la remuneración ya no se basa en la cantidad de electricidad generada⁵¹³. Por el contrario, la

⁵⁰⁸ Tr. (versión corregida) Día 5 (ESP), 1495:8-13 (Sr. Pérez).

⁵⁰⁹ Tr. (versión corregida) Día 5 (ESP), 1508:13 (Sr. Caldwell).

⁵¹⁰ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 754:20-21 (Sr. Montoya).

⁵¹¹ **C-029**, RDL 9/2013, Art. 4.

⁵¹² Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 757:5-8 (Sr. Montoya) (“Se analizó cada planta en algunos aspectos: en la energía producida, en su potencia, sus características técnicas. Efectivamente, no en sus aspectos financieros [...]”).

⁵¹³ Tr. (versión corregida) Día 5 (ESP), 1363:13-18 (Sr. Pérez).

remuneración de las plantas existentes se basa en su capacidad generadora y en las estimaciones de los reguladores de los costos operativos y de capital hipotéticos, por unidad de capacidad de generación, de una instalación tipo hipotética del tipo en cuestión⁵¹⁴. El régimen regulatorio también establece la vida útil regulatoria de la planta. Una vez establecida, ni la vida útil regulatoria ni el “valor inicial de la inversión” prescrito pueden modificarse.

399. Si bien algunos sistemas de regulación de servicios públicos establecen tasas a un nivel diseñado para alcanzar una tasa de rentabilidad pre-aprobada basada en valores de activos, dicha regulación incluye valores reales de activos y, por lo general, se limita a monopolios como los servicios de agua o gasoductos⁵¹⁵. El enfoque del RDL 9/2013 es muy distinto. Los reguladores españoles establecieron una tasa de rentabilidad meta para una instalación hipotética operada de manera eficiente, con costos financieros y operativos hipotéticos por unidad de capacidad de generación.
400. Luego, el Demandado aplicó, de forma retroactiva, estos estándares uniformes a las instalaciones existentes, como las de las Demandantes, que fueron previamente diseñadas, financiadas y construidas sobre la base del muy distinto régimen regulatorio del RD 661/2007. Al establecer la remuneración, no se tuvieron en cuenta las características financieras y operativas específicas de las plantas existentes.
401. Este enfoque se diferencia de la postura adoptada en *AES c. Hungría*, en el que el Estado desarrolló un nuevo enfoque normativo para los generadores eléctricos que analizó las características de las plantas individuales, lo cual no se consideró una violación del tratado. A diferencia de la postura en el presente caso, los funcionarios intervinientes en ese caso “analizaron los estados contables de todos los generadores de electricidad correspondientes al último período de informes disponible y fijaron topes de manera que se cubrieran los

⁵¹⁴ Rép. Dt., ¶ 251 y ss.

⁵¹⁵ Primer Informe sobre Normativa Brattle, ¶ 114.

costos reales de cada generador y aun así se produjera un rendimiento del activo de 7,1%”⁵¹⁶.

402. El nuevo régimen del Demandado le permite, al fijar la remuneración a futuro, tener en cuenta las rentabilidades supuestamente excesivas que percibió una planta CSP antes de implementarse el nuevo sistema en el año 2014. De ese modo, una planta CSP podría, en principio, sufrir una reducción o incluso una eliminación completa de subsidios si los reguladores concluyen que anteriormente recibió pagos por encima de los requeridos para alcanzar la rentabilidad meta idealizada. Esto generó debate en la Audiencia sobre los diferentes significados de la retroactividad, y sobre la justicia y lo apropiado de este aspecto del nuevo régimen. Sin embargo, no se presentó ninguna prueba ante el Tribunal de que los pagos realizados a las compañías operadoras de las Demandantes se hubieran visto reducidos de esa manera. De hecho, las plantas sólo estuvieron en operación durante un breve periodo transitorio antes de implementarse el nuevo régimen en el año 2014, por lo cual puede que no haya habido “rentabilidades excesivas” sujetas a recuperación.
403. El nivel de subsidio requerido para alcanzar la rentabilidad establecida se basa entonces en las estimaciones de los funcionarios del gobierno de los costos operativos y de capital, por unidad de capacidad de generación, de una “instalación tipo” “eficiente y bien gestionada” hipotética del tipo y antigüedad en cuestión – y no los costos reales y otras características de ciertas instalaciones existentes. Los funcionarios públicos del Ministerio de Industria, Energía y Turismo estaban a cargo de estimar los costos y las características de “instalaciones tipo” “eficientes y bien gestionadas” en función de un análisis de bibliografía profesional y estudios y otra información “relevante”⁵¹⁷. Si bien se contrataron dos empresas consultoras privadas para llevar a cabo esta labor, una de ellas se

⁵¹⁶ **RL-046**, *AES Summit Generation Limited y AES-Tisza Erőmű Kft c. República de Hungría*, Caso CIADI No. ARB/07/22, Decisión del Comité Ad Hoc sobre la Solicitud de Anulación, 29 de junio de 2012, ¶ 73 [Traducción del Tribunal], que cita **RL-039**, *AES Summit Generation Ltd y AES-Tisza Erőmű Kft c. República de Hungría*, Caso CIADI No. ARB/07/22, Laudo, 23 de septiembre de 2010, ¶¶ 9.3.53-9.3.55.

⁵¹⁷ **C-263**, *El Gobierno Aprobó el Recorte a las Renovables sin Informe Técnico*, Europa Press, 13 de marzo de 2015 (que cita al vocero del Ministerio, quien confirmó que los estándares fueron preparados exclusivamente por funcionarios del Ministerio).

retiró bajo circunstancias debatidas entre las Partes, en tanto la segunda entregó su informe algún tiempo después de que los reguladores anunciaran sus decisiones⁵¹⁸.

404. Las pruebas sobre la justificación del Demandado con respecto a los costos de la “instalación tipo” hipotética se basaron, en gran medida, en el testimonio oral y escrito del Sr. Carlos Montoya, director del departamento solar de IDAE. El Sr. Montoya señaló que los costos aproximados de la instalación tipo hipotética se basaron en un análisis de estudios y publicaciones disponibles. Sin embargo, en la Audiencia agregó que también se valió de sus conocimientos personales basados en un proyecto o proyectos que había supervisado⁵¹⁹. El Sr. Montoya admitió en su testimonio que el proceso no se basó en un análisis matemático de datos riguroso, al afirmar que “[s]i usted busca [...] una media o una fórmula matemática, no la hay”. Al contrario, “[h]ay un análisis de información de documentación y un conocimiento propio por haber desarrollado plantas reales y haber conocido realmente lo que cuestan estas inversiones”⁵²⁰. El Sr. Montoya declaró en este sentido que no creyó que cambiar la ubicación de una planta causaría una mayor variabilidad en los costos⁵²¹.
405. Si bien el Sr. Montoya manifestó que conocía “realmente” los costos requeridos para construir una planta CSP en cualquier sitio en España, fue menos informativo o estaba menos informado, acerca de la financiación de dichas plantas. Cuando se le preguntó si tales plantas se construían con financiación de proyectos, el Sr. Montoya negó conocer el tema y dijo: “no es un tema que haya analizado”⁵²². Cuando se le preguntó por un estudio⁵²³ citado en el Plan Nacional de Energías Renovables que proyectaba que el 77% del costo de las plantas de energía solar concentrada correspondía a financiación externa,

⁵¹⁸ Rép. Dt., ¶ 277 y ss. Las Demandantes y otros críticos del nuevo régimen regulatorio le dan demasiada importancia a las dificultades del Gobierno con sus consultores, al menos uno de los cuales aparentemente consideró que los recortes propuestos en las energías renovables fueron excesivos. Hay especulaciones en la prensa de que los consultores se rehusaron o se mostraron reticentes a aceptar las fórmulas del Gobierno, pero pocos detalles específicos. Véase, por ejemplo, C-263 (artículo de prensa que formula una crítica).

⁵¹⁹ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 762:13-763:10 (Sr. Montoya).

⁵²⁰ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 765:1-6 (Sr. Montoya).

⁵²¹ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 769:11-15 (Sr. Montoya).

⁵²² Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 740:16-741:10 (Sr. Montoya).

⁵²³ **R-028**, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010*, agosto de 2005, § 4.3 en 276.

el Sr. Montoya insistió que el estudio no fue más que obra de una consultora y no formó parte del Plan⁵²⁴. El Sr. Montoya también confirmó que no había considerado la financiación de plantas individuales:

P: [...] lo que no se hizo con el nuevo régimen fue examinar cada una de las plantas individualmente desde el punto de vista de sus específicas circunstancias financieras.

R: [...] Efectivamente, no en sus aspectos financieros [...]⁵²⁵

406. La segunda declaración testimonial del Sr. Montoya cuestionó la conclusión de Brattle de que los costos de la planta tipo hipotética no incluían ciertos impuestos locales potencialmente sustanciales⁵²⁶. Según el Sr. Montoya, si bien estos no se mencionaron en el listado de costos estándares del Ministerio, éstos habrían sido pagados por el contratista de Ingeniería, Adquisiciones y Construcción (“EPC”, por sus siglas en inglés) con base en un contrato típico de EPC. Sin embargo, cuando fue sometido a contrainterrogatorio, el Sr. Montoya admitió que los proyectos de las Demandantes habían pagado, de hecho, EUR 12 millones en concepto de impuestos locales fuera del marco del contrato EPC para los proyectos, un gasto significativo soportado por estos proyectos pero no reflejado en los costos hipotéticos de una instalación “tipo”⁵²⁷. Los peritos económicos de las Demandantes identificaron otras características de las plantas importantes desde el punto de vista financiero que no se ajustaban a los costos estándares hipotéticos de la instalación tipo hipotética, incluyendo el hecho de que eran propietarias, no arrendatarias, del inmueble donde estaban ubicadas⁵²⁸.
407. A pesar de la confianza de los funcionarios del Ministerio en el enfoque normativo elegido, otras autoridades españolas y la industria de CSP expresaron sus reservas en cuanto a su alcance y novedad, y cuestionaron muchos de sus supuestos. Sus inquietudes no alteraron el curso del Demandado.

⁵²⁴ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 744:9-15 (Sr. Montoya).

⁵²⁵ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 756:22-757:10 (Sr. Montoya).

⁵²⁶ Segunda Declaración Montoya, ¶ 21.

⁵²⁷ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 791:3-18 (Sr. Montoya).

⁵²⁸ Segundo Informe sobre Cuantificación Brattle, ¶¶ 130-135; **BQR-105**, Presentación sobre Cuantificación Brattle en Audiencia, en 33.

- La Comisión Nacional de Energía (“CNE”) advirtió que: “no se tiene constancia de que exista un modelo retributivo similar” (al del Pago Especial) “en ninguna jurisdicción de la Unión Europea, así como tampoco en otros países de cuyos sistemas de apoyo se tiene conocimiento a través de asociaciones internacionales de organismos reguladores”⁵²⁹. La CNE observó, asimismo, que “[l]a memoria que acompaña a la propuesta es muy escueta y no aporta justificación para gran parte de los cambios introducidos”⁵³⁰.
- El Consejo de Estado recalcó el dramático alcance del cambio propuesto: “[una] reforma [que] tiene un calado muy superior a las anteriores modificaciones del sistema retributivo del régimen especial, habida cuenta de que el anteproyecto conlleva la desaparición de éste en cuanto tal, con la posibilidad excepcional de sustituirlo por un régimen retributivo específico basado en parámetros diferentes [...]”⁵³¹.
- Los comentarios del sector fueron severamente críticos: “El ambiguo criterio de ‘empresa eficiente y bien gestionada’ no puede llevarse hasta el extremo de utilizar unas hipótesis y cálculos alejados completamente de la realidad [...] No obstante, al analizar dichos valores hemos podido constatar que las cifras allí recogidas son muy inferiores a la realidad económica de las plantas termosolares”⁵³².

408. Cuando se le preguntó en la Audiencia acerca de las opiniones del sector, el Sr. Montoya dio una respuesta ambigua: “la respuesta ha sido variada. Ha sido variada, no podría decirle; no hay una respuesta quizás uniforme de los operadores”⁵³³.

409. La sustitución por parte del Demandado de su nuevo y muy distinto régimen regulatorio tuvo un efecto devastador en las inversiones de las Demandantes debido a dos características esenciales que los reguladores del Demandado conocían o deberían haber conocido. Cuando las Demandantes tomaron sus decisiones clave para invertir, los reguladores españoles previeron que las plantas de energía solar concentrada requerirían una importante inversión de capital inicial y contarían con un alto nivel de apalancamiento.

⁵²⁹ Rép. Dt., ¶ 253; **C-249**, Informe 18/2013 de la CNE, 4 de septiembre de 2013, en 6.

⁵³⁰ **BRR-037**, Informe 18/2013 de la CNE sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se Regula la Actividad de Producción de Energía Eléctrica a Partir de Fuentes de Energía Renovables, Cogeneración y Residuos, 4 de septiembre de 2013, en 5 (citado en Tr. (versión corregida) Día 6 (ESP), 1561:13-16 (Sra. Gill) y **C-304**, Presentación de Cierre Dt., en 10). **BRR-037** en 5 se lee: “la memoria que acompaña a la propuesta es muy escueta y no aporta justificación para gran parte de los cambios introducidos”.

⁵³¹ Rép. Dt., ¶ 258, que cita **C-251**, Opinión del Consejo de Estado 937/2013, 12 de septiembre de 2013, en 16.

⁵³² **R-195**, Carta del Sr. Luis Crespo Rodríguez, Secretario General de Protermosolar (Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica) a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 25 de febrero de 2014, en 1, 8.

⁵³³ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 805:20-22 (Sr. Montoya).

En la Audiencia, los Sres. Montoya y Pérez, testigos del Demandado, admitieron que las inversiones en plantas CSP se concentran necesariamente en los primeros años del proyecto. El Sr. Montoya declaró que “[q]uizá no casi todos. No sabría decirle si casi todos, pero desde luego una parte importante del desembolso es al principio, efectivamente”⁵³⁴. El Sr. Pérez de la firma BDO opinó igual:

P: Estamos todos de acuerdo al decir que estos costes se realizan – o bueno, los costes asociados con la construcción de la planta y su operación durante muchos años, la mayoría de esos costes de inversión se realizan inicialmente, en el primer período. ¿No es cierto?

Sr. Pérez: Sí⁵³⁵.

410. La contabilidad interna no disputada de Eiser refleja que al mes de diciembre de 2010 – dos años antes de que las plantas comenzaran a funcionar – había realizado inversiones iniciales de, al menos, EUR 124,3 millones para desarrollar los proyectos⁵³⁶.
411. De modo similar, a pesar de la evidente falta de conocimiento del Sr. Montoya acerca de los acuerdos de financiación usados para construir plantas CSP, las pruebas obrantes en el expediente indican que otros funcionarios entendieron claramente que contarían con un alto nivel de apalancamiento. En el año 2005, el Instituto Para la Diversificación y Ahorro de la Energía (“IDAE”) del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, estimó que aproximadamente el 77% de los costos de inversión proyectados para plantas de energía renovable durante el período comprendido entre los años 2005-2010 se financiaría mediante deuda, principalmente a través de la financiación de proyectos sin recurso⁵³⁷.
412. Los proyectos en que Eiser y sus socios invirtieron tomaron préstamos de sumas de dinero considerables de prestamistas externos; los documentos internos de Eiser revelan

⁵³⁴ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 740:12-15 (Sr. Montoya).

⁵³⁵ Tr. (versión corregida) Día 5 (ESP), 1369:15-21 (Sr. Pérez).

⁵³⁶ **R-207.29**, *Asset Management Quarterly Review – ASTE-XOL*, diciembre de 2010, en 1. Véase, también, Primer Informe sobre Cuantificación Brattle, ¶ 7.

⁵³⁷ **C-053**, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio & IDAE, *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010*, § 4.2 (“[p]romotores 20%, financiación ajena 77,1%, ayuda pública 2,9%”); Primer Informe sobre Normativa Brattle, nota al pie 139; véase, también, **C-190**, Presentación del IDAE, *Solar Energy in Spain 2007: Current State and Prospects*, en 14.

préstamos a las compañías operadoras por encima de EUR 640 millones⁵³⁸. Las compañías operadoras en las que invirtieron las Demandantes pudieron obtener este importante nivel de financiación sin recurso porque el RD 661/2007 ofrecía precios subsidiados predecibles para la venta de la producción de las plantas (incluso parte de la electricidad generada por gas) y prioridad garantizada de acceso a la red. Estos aspectos permitieron a las Demandantes, sus co-inversores y sus prestamistas diseñar y financiar instalaciones de CSP que razonablemente se esperaba generarían ingresos a largo plazo suficientes para cubrir los costos operativos y de capital y brindar una rentabilidad estable aceptable para los inversores.

413. El nuevo sistema, que entró en vigor en el año 2014 mediante la Orden Ministerial IET/1045/2014, privó a las Demandantes de prácticamente el valor total de su inversión. La nueva “planta tipo” hipotética utilizada para calcular la remuneración de las plantas existentes de las Demandantes no toma en cuenta sus características reales. Reflejando decisiones tomadas años antes de diseñar plantas capaces de lograr una alta producción, los costos de capital históricos de las plantas fueron casi 40% más altos que el nivel considerado “eficiente” conforme al nuevo régimen⁵³⁹. Sus costos de O&M fueron de 13% a 18% más altos que los de la planta “tipo” hipotética⁵⁴⁰.
414. Las plantas de ASTE se diseñaron para permitir la incorporación futura de almacenamiento anticipando una situación normativa estable. Si bien el Demandado criticó esta decisión, no se demostró que haya sido irrazonable dadas las políticas de España al momento en que se tomó. En este sentido, el Tribunal recuerda que las Demandantes fueron inversores tempranos en un área nueva. No obstante, los nuevos estándares del Demandado del año 2014 en efecto establecen, con carácter retroactivo, decisiones de diseño e inversión que, en opinión de los reguladores, se deberían haber incorporado a las plantas diseñadas y construidas varios años antes. Tales decisiones de diseño – por ejemplo, diseñar plantas

⁵³⁸ **C-168**, Eiser Global Infrastructure Fund LLP, *General Partner’s Report* (cont.) – Aires Solar Termoeléctrica S.L. (“ASTE”) y Dioxipe Solar S.L. (“ASTEXOL”), 31 de diciembre de 2013.

⁵³⁹ Segundo Informe sobre Cuantificación Brattle, ¶ 130 y Tabla 9. Brattle atribuye los mayores costos de capital a varios factores, incluyendo que dos de las plantas eran propietarias (no arrendatarias) del terreno subyacente, y a costos adicionales incurridos con el fin de agregar almacenamiento futuro. *Íd.*, ¶¶ 131-135.

⁵⁴⁰ Segundo Informe sobre Cuantificación Brattle, ¶ 136 y Tabla 10.

de mayor costo capaces de lograr una mayor producción anual y, por ende, de generar mayores ingresos bajo el régimen RD 661/2007 – son rechazadas con carácter retroactivo, por considerarse ineficientes y no merecedoras de subsidio.

415. El perito del Demandado, BDO, también insistió en que el nivel de financiación externa de las Demandantes fue inapropiado y que las Demandantes incurrieron en gastos de financiación innecesarios al utilizar *swaps* de tipo de interés⁵⁴¹. Los argumentos de los peritos del Demandado en este sentido no son persuasivos. El nivel de financiación externa en relación con las inversiones de las Demandantes se encontraba muy dentro de los rangos previstos por las propias autoridades regulatorias españolas. Además, las pruebas demuestran que el uso de *swaps* de tipos de interés fue y es una técnica conocida y aceptada para manejar el riesgo financiero⁵⁴².
416. Los informes financieros de las compañías operadoras correspondientes al año 2014 (el último año disponible para el Tribunal) revelan que los ingresos bajo el nuevo régimen se encuentran muy por debajo del nivel requerido para cubrir los costos operativos y de financiación reales de las plantas, menos aún para brindar rentabilidad sobre la inversión alguna. En el año 2014, Aires Solar obtuvo un ingreso operativo neto de aproximadamente EUR 19,92 millones, muy por debajo de los casi EUR 27,76 millones que se requieren para el servicio de la deuda frente a sus prestamistas externos solamente⁵⁴³. Dioxipe reflejó un ingreso operativo neto de EUR 7,79 millones, contra obligaciones de servicio de la deuda hacia terceros de alrededor de EUR 13,94 millones⁵⁴⁴.
417. Esta caída vigorosa de los ingresos de los niveles previstos conforme al régimen del RD 661/2007 obligó a las compañías operadoras a entablar negociaciones con sus prestamistas externos para reprogramar la deuda. Luego de estas negociaciones, por varios de los años subsiguientes, todos los ingresos por encima de los costos operativos de ASTE van a los prestamistas externos, sin dejar nada para cancelar los préstamos de los inversores (que se

⁵⁴¹ Véase Primer Informe sobre Normativa BDO, ¶¶ 268-273.

⁵⁴² Primera Declaración Hector, ¶¶ 62, 75; Segunda Declaración Hector, ¶¶ 59-60; Tr. (versión corregida) Día 4 (ESP), 1048:17-1049:3 (Sr. Lapuerta).

⁵⁴³ **BQR-088**, Balances Anuales Ejercicio 2014 de ASTE, Memoria de las Cuentas Anuales, en 4.

⁵⁴⁴ **BQR-089**, Balances Anuales Ejercicio 2014 de Dioxipe Solar, Cuentas de Pérdidas y Ganancias, en 4.

están capitalizando) o como retorno de capital⁵⁴⁵. Negociaciones de restructuración similares para el proyecto ASTEXOL se anticipaban para finales de 2015 o principios de 2016. El Tribunal no recibió información adicional sobre estas negociaciones.⁵⁴⁶

418. En respuesta a la pregunta del Tribunal, el Sr. Meissner declaró que, hacia fines del año 2014, se tenía “una inversión [...] cuyo valor se estimaba en 4 millones de euros que se pueden comparar con los 12[5] millones que invertimos en su primer momento”⁵⁴⁷. La derogación del RD 661/2007 por parte del Demandado, y su decisión de aplicar un método completamente nuevo para reducir la remuneración de las plantas existentes de las Demandantes, privaron a las Demandantes de esencialmente todo el valor de su inversión. El hacer esto, violó la obligación del Demandado de otorgar trato justo y equitativo.

VII. DAÑOS

419. El Tribunal ha resuelto que el Demandado violó su obligación establecida en el Artículo 10 del TCE de otorgar a las Demandantes trato justo y equitativo. Por ende, el Tribunal ahora debe considerar el estándar apropiado para determinar la compensación adeudada por dicha violación y calcular el monto de dicha compensación.

A. El Estándar Aplicable

420. El Artículo 10 del TCE no establece un estándar de compensación por el incumplimiento de sus obligaciones. Por el contrario, el Artículo 13 del TCE, que versa sobre expropiación, establece un punto de referencia en el caso de expropiaciones, ya que prohíbe la expropiación salvo que esté acompañada de una indemnización rápida, adecuada y efectiva que refleje el valor justo de mercado del bien expropiado. Si bien los tribunales, a veces, aplican principios relacionados con la compensación por expropiación a otras violaciones de tratados sin realizar ningún tipo de comentario al respecto, se requiere una consideración más completa del tema. Tal como se analiza *infra*, un incumplimiento de una obligación

⁵⁴⁵ Segunda Declaración Meissner, ¶ 30; Segundo Informe sobre Cuantificación Brattle, ¶ 26; Tr. (versión corregida) Día 5 (ESP), 1505:21-1506:10 (Sr. Caldwell); Segunda Declaración Hector, ¶¶ 68-71.

⁵⁴⁶ Segunda Declaración Hector, ¶ 73.

⁵⁴⁷ Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 680:20-22 (Sr. Meissner).

bajo el tratado que cause un daño le da derecho a la parte damnificada a solicitar compensación por el daño sufrido.

421. Un punto de partida adecuado es el fallo de la Corte Permanente de Justicia Internacional de 1928 en el *Caso Relativo a la Fábrica en Chorzów*. En su decisión sobre jurisdicción del mes de julio de 1927, la CPJI decidió:

Es un principio de derecho internacional que el incumplimiento de un compromiso conlleva una obligación de reparar en la forma adecuada. Por lo tanto, la reparación es el complemento indispensable de la falta de aplicación de una convención y no es necesario que esto esté expresado en la propia convención⁵⁴⁸.

422. En su decisión sobre el fondo del mes de septiembre de 1928, la Corte Permanente se refirió al asunto de la reparación adeudada por dicho incumplimiento:

El principio fundamental contenido en la noción real de un acto ilegal [...] consiste en que la reparación, en la medida de lo posible, debe eliminar todas las consecuencias del acto ilegal y restablecer la situación que, muy probablemente, habría existido si dicho acto no se hubiera cometido. La restitución en especie o, si ésta no es posible, el pago de una suma que coincida con el valor que tendría una restitución en especie; el otorgamiento, si fuese necesario, de una indemnización de daños por la pérdida sufrida que no sería cubierta por la restitución en especie o el pago en su lugar – esos son los principios que deberían servir para calcular el monto de una compensación adeudada por un acto contrario al derecho internacional⁵⁴⁹.

423. Los principios articulados por la Corte Permanente han sido generalmente aceptados y aplicados a violaciones del derecho internacional en la obra de la Comisión de Derecho Internacional. El Artículo 31 de los Artículos sobre Responsabilidad del Estado de la Comisión establece así que en el caso de violación de un tratado u otro hecho internacionalmente ilícito:

⁵⁴⁸ *Caso relativo a la Fábrica en Chorzów (Reclamación de Indemnidad)*, Jurisdicción, 26 de julio de 1927, PCIJ Serie A, No. 9, en 21 [Traducción del Tribunal].

⁵⁴⁹ **CL-012**, *Caso relativo a la Fábrica en Chorzów (Reclamación de Indemnidad)*, Fondo, 13 de septiembre de 1928, PCIJ Serie A, No. 17, en 47 [Traducción del Tribunal].

1. El Estado responsable está obligado a reparar íntegramente el perjuicio causado por el hecho internacionalmente ilícito.

2. El perjuicio comprende todo daño, tanto material como moral, causado por el hecho internacionalmente ilícito del Estado⁵⁵⁰.

424. El Tribunal considera que el Artículo 31 refleja con precisión las normas del derecho internacional que deben aplicarse aquí. El derecho internacional exige que el Demandado repare íntegramente el daño causado al incumplir con su obligación de otorgar trato justo y equitativo conforme al Artículo 10(1) del TCE, con el fin de eliminar las consecuencias del hecho ilícito.

B. Tipo de Reparación Adeudada

425. En su Memorial y Réplica, las Demandantes solicitaron la “restitución del régimen legal y regulatorio bajo el cual realizaron sus inversiones, o alternatively, compensación por daños”⁵⁵¹. El Tribunal no considera que la restitución en forma de restauración del régimen regulatorio del RD 661/2007 constituya una reparación apropiada en este caso. Como ya se indicó, el Tribunal no cuestiona el derecho soberano del Demandado de tomar medidas regulatorias apropiadas para atender las necesidades públicas, lo que potencialmente incluye la modificación del régimen del RD 661/2007. No obstante, debe hacerlo dentro del marco legal internacional que aceptó al firmar el TCE, que incluye la obligación de proporcionar compensación en caso de incumplimiento de sus obligaciones establecidas en el Tratado.

(1) Las Posturas de las Partes

a. Postura de las Demandantes

426. La medida apropiada para calcular la reparación íntegra requerida por el derecho internacional depende de las circunstancias del caso. En este caso, las Demandantes alegan que la medida apropiada es la reducción del valor justo de mercado de su inversión, medido

⁵⁵⁰ **CL-097**, Artículos sobre Responsabilidad del Estado por Hechos Internacionalmente Ilícitos de la Comisión de Derecho Internacional, Anexos a la Resolución de la Asamblea General No. 56/83 de fecha 12 de diciembre de 2001 y corregidos mediante el Documento A/56/49 (Tomo I) Corr. 4 (2002), 28 de enero de 2002.

⁵⁵¹ Rép. Dt., ¶ 858. Véase, también, Mem. Dt., ¶ 461.

en función del valor presente de flujos de caja pasados y futuros que se alega fueron perdidos como consecuencia de las violaciones del TCE reclamadas.

427. Las Demandantes aún tienen participaciones minoritarias en plantas de generación de energía solar que siguen produciendo flujos de caja, aunque bastante menores de los que esperaban las Demandantes sobre la base del régimen del RD 661/2007. Por ende, las Demandantes calcularon los daños que reclaman en función de la reducción de flujos de caja pasados y futuros que, según se alega, resultaron de los cambios normativos del Demandado. Brattle, expertos de las Demandantes en materia de valoración, utilizaron un enfoque que contempla los montos pasados que se alega fueron perdidos durante un período de dieciocho meses entre la adopción de la Ley 15/2012 a fines de diciembre de 2012 y el 20 de junio de 2014 (fecha de publicación de la Orden Ministerial que establece los elementos del nuevo régimen) (a veces, denominadas pérdidas “históricas”)⁵⁵² y las pérdidas futuras que se esperan.
428. Para las pérdidas históricas, Brattle identificó flujos de caja reales bajo el régimen regulatorio modificado del Demandado durante el período entre la puesta en funcionamiento de las plantas en el año 2012 y junio de 2014. Luego, calculó a cuánto habrían ascendido estos flujos de caja durante este mismo período si el régimen del RD 661/2007 hubiese permanecido vigente. La reclamación de pérdidas históricas de las Demandantes fue la diferencia entre el monto real y el monto estimado.
429. Para el período futuro desde el mes de junio de 2014 y durante una vida útil proyectada de las plantas de 40 años, los expertos estimaron el valor de los flujos de caja futuros perdidos mediante un método similar. Los flujos de caja futuros se estimaron en un escenario “Contra-fáctico” en que el régimen del RD 661/2007 permaneció vigente e intacto durante aproximadamente 38 años más después de la fecha de valoración. Lo mismo se hizo para un escenario “Real” alternativo en el que se estimaron flujos de caja futuros proyectados bajo el régimen modificado durante el mismo período. Los flujos de caja futuros proyectados en ambos escenarios luego se descontaron al valor presente mediante un análisis de Flujos de Caja Descontados (“DCF”, por sus siglas en inglés). La reclamación

⁵⁵² Primer Informe sobre Cuantificación Brattle, ¶¶ 14-15.

de “pérdidas futuras” es por la diferencia entre los dos cálculos – los flujos de caja “Reales” bajo el régimen modificado del Demandado y los que se habrían devengado en el escenario “Contra-fáctico” en el que el RD 661/2007 permaneció vigente por otros 38 años.

430. Las Demandantes defendieron el uso del análisis de DCF para cuantificar sus proyecciones de flujos de caja futuros “Reales” y “Contra-fácticos”, insistiendo en que el DCF es un método de valoración aceptado y de uso generalizado que el propio Demandado utilizó⁵⁵³. Según el argumento de las Demandantes, el DCF ofreció un método especialmente apropiado para inversiones existentes como las que son materia de este caso, caracterizadas por flujos de caja previsibles y financiación, costos operativos y de mantenimiento estables:

[E]l método de DCF es el adecuado para evaluar el justo valor de mercado en las circunstancias por[que] los proyectos de CSP tienen un modelo de negocios relativamente simple, ‘la producción de electricidad, cuya demanda y valor a largo plazo pueden analizarse y perfilarse en profundidad con datos fácilmente disponibles’⁵⁵⁴.

431. El cálculo que realizaron las Demandantes de los daños que reclaman aumentó EUR 5 millones en el curso del procedimiento. Las Demandantes explicaron en la Audiencia que la diferencia se atribuye a un cambio en la manera en que los peritos económicos de las Demandantes de The Brattle Group trataron la depreciación en respuesta a una crítica de los peritos del Demandado, BDO⁵⁵⁵. Según expusieron los testigos de The Brattle Group en la Audiencia, las pérdidas que reclaman las Demandantes fueron las siguientes:

- | | |
|---|---------------------------------|
| • Pérdida de flujos de caja hasta junio de 2014 | EUR 13 millones |
| • Proyección hasta 40 años | EUR 196 |
| • Pérdida total de flujos de caja | EUR 209 millones ⁵⁵⁶ |

⁵⁵³ Véase, por ejemplo, Segundo Informe sobre Cuantificación Brattle, ¶¶ 74-76.

⁵⁵⁴ Rép. Dt., ¶ 859.

⁵⁵⁵ Tr. (versión corregida) Día 2 (ESP), 359:4-17 (Sra. Stoyanov).

⁵⁵⁶ **BQR-105**, Presentación sobre Cuantificación Brattle en Audiencia, en 3.

432. Por lo tanto, la mayor parte del reclamo de compensación de las Demandantes – EUR 196 millones – refleja el valor de flujos de caja futuros que las Demandantes alegan habrían percibido si el Demandado no hubiese violado sus obligaciones establecidas en el tratado.
433. En su Segundo Informe, los peritos de las Demandantes ofrecieron un reclamo por daños alternativo que se dice responde a la afirmación del Demandado de que ellas sólo tenían derecho a una rentabilidad razonable de su inversión. De conformidad, Brattle calculó el valor presente del monto que se afirma recibirían las Demandantes si hubiesen percibido “la rentabilidad razonable que estaba implícita en la Tarifa regulada contemplada en un principio en el Régimen regulatorio original”⁵⁵⁷. En términos simplificados, los peritos estimaron una rentabilidad a una tasa de 9,5% después de impuestos calculada con base en los costos previstos de la “planta marginal” del sistema, que consideraron “la planta eficiente más cara del sistema, el sistema de torre”⁵⁵⁸. Los fundamentos proporcionados para el uso de las plantas de torre – que son más caras de construir que los sistemas cilindro-parabólicos utilizados en las plantas objeto de esta controversia – fueron que hacerlo de otra manera “sería apropiarse de los beneficios de eficiencia que los inversores han realizado desarrollando plantas que son más baratas y/o son más eficientes en la producción de electricidad que los tipos marginales o más caros”⁵⁵⁹. Esta metodología resultó en un cálculo de daños de EUR 256 millones⁵⁶⁰.
434. Si entrar en los detalles del cálculo de esta reclamación alternativa por los peritos de las Demandantes, y de la correspondiente refutación del Demandado, el Tribunal considera que la teoría jurídica subyacente es poco persuasiva. El Artículo 10(1) del TCE no otorga derecho a las Demandantes a percibir una “rentabilidad razonable” en ningún nivel dado, sino a un trato justo y equitativo. Por otra parte, al Tribunal no le convencen los fundamentos para aceptar los costos proyectados del tipo más costoso de generación de energía solar (torres) como base para calcular los ingresos futuros que deberían percibir las muy distintas plantas de las Demandantes.

⁵⁵⁷ Segundo Informe sobre Normativa, ¶ 181.

⁵⁵⁸ Segundo Informe sobre Cuantificación Brattle, ¶ 152(a).

⁵⁵⁹ *Íd.*

⁵⁶⁰ Segundo Informe sobre Cuantificación Brattle, ¶ 153 (Tabla 11).

b. Postura del Demandado

435. El Demandado negó cualquier tipo de violación del TCE y, por ende, negó que compensación alguna era adeudada⁵⁶¹. En su Memorial de Contestación, el Demandado señaló que los daños reclamados por las Demandantes eran “total y absolutamente especulativos”; que “[e]l método de descuento de flujos de caja (DCF) resulta inapropiado por las circunstancias concurrentes”; que los costos de las Demandantes se inflaron mediante transacciones entre empresas vinculadas; y que las reclamaciones por daños de las Demandantes adolecían de “[o]tros graves defectos del informe Brattle (falta de información, etc.)”⁵⁶².
436. Los argumentos del Demandado en su Memorial de Contestación reflejaban, en gran medida, el Informe Pericial de fecha 10 de abril de 2015 de BDO, los peritos del Demandado en materia financiera y de valoración⁵⁶³. En dicho informe, BDO afirmó, entre otras cosas, que:
- Aproximadamente, dos tercios de los costos de las tres plantas involucraban pagos realizados a compañías del grupo Elecnor⁵⁶⁴. (Elecnor era el titular de los contratos de ingeniería, adquisiciones y construcción para el proyecto). Según BDO, esa alta proporción de transacciones de partes vinculadas “implica un elevado riesgo” porque “[pueden] no corresponderse con valores de mercado”⁵⁶⁵.
 - El uso por Brattle de los métodos de valoración de DCF era inapropiado en este caso, porque el extenso período en cuestión (38 años) generaba un “alto grado de incertidumbre”⁵⁶⁶. Además, según afirma BDO, Brattle no aportó sus cálculos, lo que hizo “[imposible] contrastar si los datos que ha utilizado son, desde un punto de vista aritmético, correctos o no [...]”⁵⁶⁷.

⁵⁶¹ C-Mem. Ddo., ¶¶ 1204-1205.

⁵⁶² *Íd.*, ¶ 1209.

⁵⁶³ C-Mem. Ddo., ¶ 1203 y ss.

⁵⁶⁴ Primer Informe Financiero BDO, ¶ 34.

⁵⁶⁵ *Íd.*, ¶ 37.

⁵⁶⁶ *Íd.*, ¶ 40.

⁵⁶⁷ *Íd.*, ¶ 38.

- Eiser Infrastructure Ltd., la Primera Demandante, es una mera sociedad vehículo que realiza inversiones en nombre de los *limited partners* de una *limited partnership* “cuya identidad desconocemos”⁵⁶⁸.

(i) Valoraciones Alternativas del Demandado

437. Como complemento de la Dúplica del Demandado (presentada en una etapa en que el cronograma existente de presentaciones escritas sobre el fondo dejó a las Demandantes sin la posibilidad de responder por escrito), los peritos de BDO ampliaron sus objeciones anteriores, pero también presentaron sus propios cálculos del valor de la inversión de las Demandantes sobre la base de una vida útil de 25 años. El primer estimado de BDO se basó en la premisa de que las plantas tenían una capacidad de más de 50 MW y, por lo tanto, no eran elegibles para el régimen favorable del RD 661/2007 para plantas de menos de 50 MW. Bajo esta hipótesis, los peritos de BDO concluyeron que el valor de la inversión de Eiser al 20 de junio de 2014 (estimado en EUR 31,714 millones) fue mayor bajo el régimen posterior a junio de 2014 que bajo su antecesor, por lo que no podría adeudarse compensación alguna⁵⁶⁹. Dado que el Tribunal ha concluido *supra* (Sección VI(B)(2)) que las plantas eran elegibles para acogerse a las disposiciones del Régimen Especial para plantas de 50 MW o menos, esta valoración no merece consideración adicional.
438. La segunda valoración de los peritos asumió la disponibilidad del régimen del RD 661/2007 para plantas de 50 MW o menos. Esta valoración asumió una pérdida de EUR 37,188 millones para los inversores como consecuencia del cambio de régimen⁵⁷⁰.
439. Tal como se señalara, las Demandantes no tuvieron la posibilidad de responder a estas valoraciones por escrito. En la Audiencia, los peritos de materia de valoración de las Partes debatieron sobre los méritos de sus diferentes valoraciones. Los expertos de ambas Partes coincidieron en que sus respectivas valoraciones incluyeron proyecciones de flujos de caja futuros relativamente similares. El Sr. Caldwell de la firma Brattle observó que “de manera general los *cash flows* que supone BDO en su modelo, los flujos de caja, son relativamente

⁵⁶⁸ *Íd.*, ¶ 56. (El Tribunal aborda este último argumento en relación con los diversos argumentos del Demandado sobre jurisdicción, *supra*).

⁵⁶⁹ Segundo Informe Financiero BDO, ¶ 304.

⁵⁷⁰ *Íd.*, ¶ 307.

semejantes a los que nosotros tenemos como hipótesis en nuestro modelo”⁵⁷¹. El Sr. Pérez de la firma BDO estuvo de acuerdo con esta conclusión en cuanto al período de 25 años en el que se basó su cálculo⁵⁷².

440. Sin embargo, el Sr. Caldwell citó otros factores que, en su opinión, redujeron, de manera irrazonable la valoración del Demandado, tales como el uso de lo que consideró un costo de capital promedio ponderado excesivo, el alegado “*double dipping*” del descuento por liquidez (que refleja el mercado limitado de las plantas de energía solar), la inconsistencia entre los supuestos de apalancamiento, y otros factores. Haciendo ajustes por esto, el Sr. Caldwell proyectó que la valoración del Demandado debería situarse en un rango entre EUR 100 y EUR 120 millones⁵⁷³. Por su parte, el Sr. Pérez, perito del Demandado, atribuyó gran parte de la diferencia al uso por parte de las Demandantes de una vida útil injustificada de 40 años y al uso de un costo de capital irrazonablemente bajo basado en precios de bonos al momento de la valoración, en lugar de una tasa mayor de un período anterior que compensaría por lo que el Sr. Pérez consideró un riesgo regulatorio mayor en el escenario “contra-fáctico”⁵⁷⁴.

C. El Análisis del Tribunal

441. El Tribunal está de acuerdo que el enfoque de las Demandantes para cuantificar sus daños – determinar la reducción del valor justo de mercado de su inversión mediante el cálculo del valor presente de los flujos de caja que se alega se perdieron como consecuencia de las medidas controvertidas – ofrece un medio apropiado para calcular el monto de reparación adeudado en las circunstancias de este caso.
442. Antes de proceder a analizar las opiniones opuestas de las Partes sobre el cálculo que realizaron las Demandantes de los daños reclamados, el Tribunal considerará tres cuestiones iniciales que tienen que ver con importantes montos reclamados: la vida útil de

⁵⁷¹ Tr. (versión corregida) Día 4 (ESP), 1053:1-5 (Sr. Caldwell).

⁵⁷² Tr. (versión corregida) Día 5 (ESP), 1429:4-10 (“P: [...] Entonces, lo que podemos ver aquí es que los flujos de caja proyectados [son] relativamente semejantes entre el contrafáctico BDO y Brattle y el actual BDO y Brattle. ¿Verdad?” SR. PÉREZ: Sí, en el período de 25 años. Sí”).

⁵⁷³ Tr. (versión corregida) Día 4 (ESP), 1071:22-1072:2 (Sr. Caldwell).

⁵⁷⁴ Tr. (versión corregida) Día 5 (ESP), 1444:8-1445:12 (Sr. Pérez).

las plantas, el reclamo de compensación por el pago de impuestos y el reclamo de daños alegados con anterioridad al mes de junio de 2014.

(1) La Vida Útil de las Plantas

443. La primera cuestión está relacionada con la duración proyectada de la inversión. Al calcular los daños reclamados, los peritos de las Demandantes de The Brattle Group proyectaron que las plantas de energía solar en que las Demandantes tenían una participación tendrían una vida útil de 40 años, o aproximadamente 38 años desde la fecha de valoración que eligió Brattle, esto es, junio de 2014. En la Audiencia, los peritos de la firma Brattle indicaron que proyectar una vida útil de 40 años, en lugar de los 25 años que proponía el Demandado, aumentaba de manera significativa el valor presente de los ingresos futuros proyectados de las plantas. En una diapositiva presentada por los peritos en ocasión de la Audiencia, se incluyó una tabla detallada que reflejaba el aumento del valor presente atribuible a la vida útil proyectada de 40 años en EUR 68 millones⁵⁷⁵. La estructura de esta tabla demuestra que la cifra de EUR 68 millones fue considerada y deliberada. Al sumar los EUR 68 millones a los montos de los otros cinco elementos de la tabla, la suma corresponde a la diferencia entre el cálculo de daños de Brattle de EUR 209 millones y una valoración mucho menor de EUR 37,2 millones calculada por los peritos del Demandado, BDO⁵⁷⁶.
444. Los principales testigos de hecho de las Demandantes – los altos ejecutivos de Eiser, Hans Meissner y Jaime Hector – no trataron el tema de la vida útil de las plantas en sus declaraciones testimoniales o en la Audiencia. Las Demandantes no introdujeron especificaciones contractuales u otros documentos contemporáneos con respecto al diseño de vida de los proyectos, ni testimonios de personas con conocimiento directo de estas cuestiones. El limitado número de documentos relevantes en el expediente fueron

⁵⁷⁵ **BQR-105**, Presentación sobre Cuantificación Brattle en Audiencia, en 40.

⁵⁷⁶ Las diapositivas de Brattle presentadas en la Audiencia incluyeron una segunda diapositiva introductoria, menos detallada, que reflejaba la cifra correspondiente como EUR 60 millones. **BQR-105**, Presentación sobre Cuantificación Brattle en Audiencia, en 26. Sin embargo, esta cifra aparece de forma aislada y, al parecer, es un error tipográfico. Los gráficos incluidos en los informes de los peritos de las Demandantes muestran importantes ingresos futuros adicionales proyectados a partir de una vida útil de la planta de 40 años, pero éstos no permiten calcular los montos específicos en cuestión. Véase, por ejemplo, Primer Informe sobre Cuantificación Brattle, Figura 5, “Ingresos Proyectados para ASTE 1A”.

preparados en gran parte para otros fines, no eran detallados y eran inconsistentes con respecto a la vida útil prevista de los proyectos.

445. Varios de los documentos financieros y de planificación internos de las Demandantes hacen referencia a una vida útil proyectada de 40 años, pero no explican las bases para ello. Varios de estos documentos se prepararon antes del diseño real del proyecto⁵⁷⁷. En otros tipos de documentos en el expediente, se adopta una postura más conservadora con respecto a la vida útil. Los cálculos financieros del “caso base” preparados en relación con la financiación de los proyectos asumían una vida útil de 25 años⁵⁷⁸. Los contadores de las compañías operadoras utilizaron una vida útil proyectada de 25 años para calcular el menoscabo producido como resultado de los cambios del régimen regulatorio y para las cuentas anuales de las compañías⁵⁷⁹.
446. La documentación técnica más importante parece ser el informe integral de Garrigues, ingenieros consultores contratados para la realización de informes de *due diligence* sobre el diseño de los proyectos. Este informe previó una vida de 25 años:

Garrigues Medio Ambiente considera que siguiendo el mantenimiento recomendado por los fabricantes de los equipos principales y con las garantías concedidas en los contratos, los equipos principales poseen una vida útil acorde con el proyecto, esto es, 25 años⁵⁸⁰.

447. El Tribunal recibió, asimismo, informes periciales y testimonios de ambas Partes sobre esta cuestión de reconocidos expertos en generación de energía solar. Ninguno de los expertos parece haber visitado las plantas en cuestión. Además, parece que ninguno tuvo acceso a documentos de diseño contemporáneos u otras pruebas similares que establezcan los

⁵⁷⁷ Véase, por ejemplo, **C-062**, ABN Infrastructure Capital Management Limited, *ASTE Screening Paper*, 7 de junio de 2007, en 2; **C-070**, ABN Infrastructure, *General Partner’s Report: General Partner’s Review – Aries Solar Termoeléctrica S.L.*, 30 de junio de 2008, en 1; **C-087**, EISER Infrastructure Limited, *Investment Committee Update*, 3 de marzo de 2010, en 10; **C-217**, EISER Infrastructure Limited, *Project ASTEXOL & Helianthus Asset Review*, junio de 2010, en 8.

⁵⁷⁸ **BQR-067** y **BQR-068**, citados en el Segundo Informe Financiero BDO, ¶ 242, nota al pie 171.

⁵⁷⁹ Segundo Informe Financiero BDO, ¶ 242, nota al pie 175.

⁵⁸⁰ **C-156**, Garrigues Medio Ambiente, *Informe de Evaluación Técnica de una Instalación Solar Termoeléctrica Promovida por Dioxipe Solar en Badajoz (Extremadura)*, 18 de diciembre de 2009, en 22.

criterios de diseño de las plantas, si bien el perito del Demandado hizo hincapié en el informe de *due diligence* de Garrigues.

448. En su dictamen escrito, el Dr. Mancini, perito de las Demandantes, concluyó que “es razonable suponer que las tres plantas solares cilindroparábolicas Eiser (ASTEXOL-2, ASTE 1A y ASTE 1B) tendrán una vida operativa de 40 años cada una”⁵⁸¹. En la Audiencia, el Dr. Mancini formuló su conclusión en términos ligeramente diferentes y quizá ligeramente más positivos: “yo con mucha confianza digo que, bueno, mi opinión es que estas plantas podrían tener una larga vida útil de 40 años”⁵⁸².
449. El dictamen del Dr. Mancini reflejó sus análisis de que “[s]i la OyM [Operación y Mantenimiento] de las plantas solares está a un nivel estándar industrial”, entre otras cosas, los principales equipos no solares en las plantas tendrán una vida útil de 40 años; otras plantas similares en el desierto de Mojave han estado funcionando comercialmente de 24 a 30 años; y otros componentes principales “cumplen con el requisito de ser ‘reparados y conservados’”⁵⁸³.
450. El análisis contrapuesto del Dr. Jorge Servert, perito del Demandado, cuestionó varios de los supuestos técnicos del Dr. Mancini. Entre varias cosas, señaló que no era correcto trasladar la vida útil de los componentes principales de las plantas térmicas de carbón a los elementos correspondientes de las plantas solares debido a lo que el Dr. Servert consideró diferencias importantes en el diseño de los componentes y en el modo de funcionamiento de los distintos tipos de plantas. El Dr. Servert afirmó que los componentes de sistemas elaborados como las plantas solares en cuestión se encuentran diseñados para tener una cierta vida útil esperada. Hablando sobre su propia experiencia en el diseño de una planta solar con un diseño de vida útil de 25 años, expresó que esto se daba “frecuentemente”⁵⁸⁴. En su opinión, los principales componentes de las plantas de las Demandantes tenían un diseño de vida útil de 25 años o menos, y era probable que se degradaran y requirieran un reemplazo de una magnitud y costo importantes mucho antes de lo que había estimado el

⁵⁸¹ Primer Informe Mancini, ¶ 83.

⁵⁸² Tr. (versión corregida) Día 3 (ESP), 875:6-9 (Dr. Mancini).

⁵⁸³ Primer Informe Mancini, ¶¶ 77-78, 81.

⁵⁸⁴ Tr. (versión corregida) Día 4 (ESP), 946:12-15 (Dr. Servert).

Dr. Mancini⁵⁸⁵. Por ejemplo, conforme la opinión del Dr. Servert, normalmente, las turbinas deben someterse a una reparación mayor cada seis años, pero el rendimiento disminuye significativamente luego de la cuarta reparación, y el componente más importante de la turbina, el que sujeta las aspas, cumple su ciclo de vida útil⁵⁸⁶.

451. El Tribunal considera que las Demandantes deben probar los hechos en los que fundan esta porción de la reclamación de daños de las Demandantes. El expediente documental es limitado e inconsistente, pero el principal documento citado en el que se analizó el proyecto desde el punto de vista del diseño o la ingeniería – el informe de *due diligence* de Garrigues – prevé una vida útil de 25 años. Ambos peritos presentaron evidencia clara y bien informada. Sin embargo, las palabras usadas en las conclusiones del informe del Dr. Mancini y su testimonio oral a favor de una vida útil de 40 años fueron cuidadosas: que “es *razonable suponer*” que las plantas tendrán una vida útil de 40 años, las plantas “*podrían tener* una larga vida útil de 40 años”. El Dr. Servert fue más categórico al justificar su opinión de que las plantas se diseñaron para tener y tendrían una vida útil de 25 años⁵⁸⁷.
452. La evidencia presentada por el Dr. Servert planteó interrogantes en cuanto a varias de las premisas clave en que se funda la opinión del Dr. Mancini y en cuanto al enfoque de ingeniería que guía el diseño de tales plantas, interrogantes que no se contestaron de manera satisfactoria. A la luz de todas las pruebas presentadas, incluyendo la falta de documentación de diseño contemporánea u otras pruebas que demuestren que las plantas se diseñaron, en realidad, para tener una vida útil de 40 años, esta parte de la reclamación de daños debe ser rechazada. Las pruebas no son suficientes para conceder la reclamación de las Demandantes de la suma adicional de EUR 68 millones por concepto de daños sobre la base de una vida útil proyectada de 40 años.

(2) La Reclamación de Compensación por el Pago de Impuestos

453. Un segundo elemento importante de la valoración de las Demandantes fue por EUR 88 millones por concepto de compensación por el pago de impuestos. Este reclamo sustancial

⁵⁸⁵ Tr. (versión corregida) Día 4 (ESP), 949:13-19 (Dr. Servert).

⁵⁸⁶ Tr. (versión corregida) Día 4 (ESP), 969:18-971:19 (Dr. Servert).

⁵⁸⁷ Tr. (versión corregida) Día 4 (ESP), 956:5-11 (Dr. Servert).

se basó en la teoría de que, para compensar plenamente a las Demandantes, su recuperación debía ser neta de impuestos. Sin embargo, las Demandantes no ofrecieron pruebas que establecieran la naturaleza, tasa o monto de cualquier impuesto que pudiera deberse. El Primer Informe sobre Cuantificación de Brattle dice: “*entendemos* que una indemnización a EISER atraería impuestos sobre beneficios al 29,22 %, teniendo en cuenta la tasa de impuestos sobre beneficios de Luxemburgo”⁵⁸⁸. Sin embargo, no se aportó ninguna prueba con respecto al fundamento de este “entendimiento” o que, de cualquier otro modo justificase el monto pretendido. En respuesta a una pregunta en la Audiencia, se confirmó que Brattle no había realizado un análisis independiente de la necesidad de compensación por el pago de impuestos⁵⁸⁹.

454. Este cuantioso reclamo generó poco debate o análisis en los materiales escritos y en la Audiencia. El Memorial de las Demandantes le dedicó un solo párrafo al final. El Memorial de Contestación del Demandado, que básicamente niega todo tipo de responsabilidad, ofreció una rápida negativa⁵⁹⁰, lo que suscitó una respuesta también rápida de las Demandantes⁵⁹¹. En la Dúplica, en un punto del cronograma de escritos en que las Demandantes no tenían la posibilidad de responder por escrito, el Demandado abordó el tema por primera vez, aunque brevemente, manifestando que:

(a) La pretensión se encuentra prohibida por el Artículo 21 del TCE, que establece que no existe disposición alguna en el TCE que “establezca derechos o imponga obligaciones con respecto a las medidas impositivas de las Partes Contratantes”. Según el Demandado, esto comprende impuestos aplicados por Luxemburgo como Parte Contratante, por lo cual el Demandado no puede contraer obligaciones como resultado de la acción de Luxemburgo. Además, por tratarse de un tema de responsabilidad del Estado conforme al derecho internacional, no se puede responsabilizar al Demandado por impuestos aplicados por otro Estado⁵⁹².

⁵⁸⁸ Primer Informe sobre Cuantificación Brattle, ¶ 183 (énfasis agregado).

⁵⁸⁹ Tr. (versión corregida) Día 4 (ESP), 1193:2-3 (Sr. Caldwell).

⁵⁹⁰ C-Mem. Ddo., ¶ 1208.

⁵⁹¹ Rép. Dt., ¶ 866 (f).

⁵⁹² Dúp. Ddo., ¶¶ 1240-1249.

(b) En cualquier caso, los ingresos estarían exentos de impuestos en Luxemburgo, citando en este sentido la opinión de la filial en materia de impuestos de BDO en Luxemburgo⁵⁹³.

(c) La pretensión era “esencialmente especulativa, contingente e incierta”⁵⁹⁴.

455. En la Audiencia, la abogada de las Demandantes no se refirió al primero de estos argumentos, aunque sí brevemente descartó el segundo, alegando que el Demandado no ofreció ningún análisis para su conclusión de que no se adeudarían impuestos⁵⁹⁵. En cuanto al tercero, las Demandantes admitieron que “no podemos calcular precisamente el monto de este mecanismo”⁵⁹⁶. En lugar de aportar pruebas del monto de impuesto adeudado y, de hecho, pruebas de que algún impuesto sería adeudado, las Demandantes propusieron varias opciones en las que los EUR 88 millones solicitados pudieran ponerse en *escrow* o que, de algún otro modo, permitieran compensar plenamente a las Demandantes en caso de una futura responsabilidad tributaria⁵⁹⁷.

456. Por lo tanto, el Tribunal no recibió evidencia para demostrar si algún impuesto podría ser realmente debido sobre un laudo futuro o el monto del mismo, y sólo alegatos limitados sobre las cuestiones planteadas por esta reclamación. Dadas estas circunstancias, el Tribunal no puede tomar una decisión sobre si o cuándo una compensación por el pago de impuestos como la que se reclama aquí podría ser apropiada. Por ende, esta parte de la reclamación por daños de las Demandantes se debe rechazar.

(3) La Reclamación por Daños Históricos

457. Un tercer elemento sustancial de las reclamaciones por concepto por daños de las Demandantes es de EUR 13 millones por “pérdidas históricas”. Estas corresponden a estimados de la reducción de los ingresos netos de las plantas que se dice son resultado de los cambios que implementó el Demandado en el régimen regulatorio del RD 661/2007

⁵⁹³ *Íd.*, ¶¶ 1250-1255.

⁵⁹⁴ *Íd.*, ¶¶ 1256-1260.

⁵⁹⁵ Tr. (versión corregida) Día 2 (ESP), 360:4-6 (Sra. Stoyanov).

⁵⁹⁶ Tr. (versión corregida) Día 2 (ESP), 360:15-16 (Sra. Stoyanov).

⁵⁹⁷ Tr. (versión corregida) Día 2 (ESP), 360:9-361:10 (Sra. Stoyanov).

con anterioridad al mes de junio de 2014, momento en el que fue reemplazado definitivamente por el nuevo régimen.

458. Las Demandantes señalaron que una serie de modificaciones del marco regulatorio antes del mes de junio de 2014, tanto individual como conjuntamente, violaron el TCE. Sin embargo, la decisión del Tribunal sobre responsabilidad tiene un alcance más estrecho y no cubre estas reclamaciones. El Tribunal considera que el Demandado “cruzó la línea” y violó la obligación de otorgar trato justo y equitativo en junio de 2014, cuando el régimen regulatorio anterior fue reemplazado definitivamente por un régimen completamente nuevo. El Tribunal no ha encontrado que los diversos cambios graduales que realizó el Demandado con anterioridad a ese momento violaran el TCE, ya sea de manera individual o conjunta. Por ende, esta parte de la reclamación de las Demandantes por concepto de daños relativos a pérdidas históricas antes de junio de 2014 debe ser rechazada.
459. Dado que esta parte de la reclamación no está cubierta por la decisión del Tribunal sobre responsabilidad, la falta de jurisdicción del Tribunal respecto de los reclamos relacionados con el impuesto sobre la producción de energía no afecta el cálculo de la compensación por daños a las Demandantes. (En cualquier caso, si el Tribunal tuviera jurisdicción respecto de este reclamo, parecería que el efecto sobre el resultado sería mínimo o nulo. Bajo el nuevo régimen regulatorio implementado con posterioridad al mes de junio de 2014, se incluye el impuesto de 7% entre los costos hipotéticos de una planta tipo en función de los cuales se calcula el régimen de subsidios. Así, a futuro, el efecto del impuesto de 7% en el “Caso Real” sobre los ingresos futuros proyectados será eliminado sustancialmente si no lo es por completo⁵⁹⁸).

(4) La Reclamación por la Pérdida de Flujos de Caja Futuros

460. De esta forma, el Tribunal llega al elemento más grande de la reclamación de las Demandantes por concepto de daños, por una suma aproximada de EUR 196 millones por la pérdida de flujos de caja futuros durante el período posterior al mes de junio 2014. Esto incluye aproximadamente EUR 68 millones atribuibles a la vida útil estimada de las

⁵⁹⁸ Véase Tr. (versión corregida) Día 1 (ESP), 61:22-62:1 (Sra. Oñoro) (“[E]l impuesto es uno de los costes que se retribuyen a los productores renovables [...]”); Tr. (versión corregida) Día 4 (ESP), 1142:15-21 (Sr. Lapuerta).

instalaciones de 40 años. Tal como se explicara *supra*, esta cifra debe descontarse por no considerarse probada, lo que dejaría una reclamación por concepto de pérdida de ingresos futuros de aproximadamente EUR 128 millones.

461. El Demandado cuestionó esta parte de la reclamación en sus escritos y en los informes de BDO, sus peritos en materia económica y valoración, por varias causales. El uso por parte de Brattle de métodos de valoración DCF se consideró inapropiado porque el largo período en cuestión generaba un “alto grado de incertidumbre”⁵⁹⁹. Según BDO, el uso del método DCF aquí para calcular el valor presente de la pérdida de flujos de caja futuros condujo a valoraciones especulativas e injustificadas.

Sin desconocer, obviamente, la amplia difusión del método DCF, en el presente caso se dan una serie de circunstancias que manifiestamente desaconsejan su utilización. En este sentido, la jurisprudencia arbitral es clara y rotunda al vetar la aplicación del DCF cuando la misma resulta en exceso especulativa⁶⁰⁰.

462. En lugar de DCF, el Demandado y sus peritos en materia económica afirmaron que “el mejor indicador del valor razonable o valor de mercado para un productor eficiente sería el coste de la inversión”⁶⁰¹. Así, en vez de DCF, “el monto de la inversión en sí mismo brinda un punto de partida razonable para calcular el [valor justo de mercado]. [...] En la mayoría de los casos, es poco probable que el [valor justo de mercado] de bienes recientemente adquiridos difiera sustancialmente del costo de tales bienes”⁶⁰². Por lo tanto, según BDO, el método de la “Base Regulatoria de Activos” (“RAB”, por sus siglas en inglés), utilizado en algunos países para regular las tarifas de algunos servicios públicos, también debería emplearse para calcular el valor justo de mercado de los activos. (Los informes de BDO no dejaron en claro de qué manera un enfoque regulatorio adoptado

⁵⁹⁹ Primer Informe Financiero BDO, ¶ 40.

⁶⁰⁰ C-Mem. Ddo., ¶ 1221.

⁶⁰¹ Primer Informe Financiero BDO, ¶ 194.

⁶⁰² C-Mem. Ddo., ¶ 1229, nota al pie 693, que cita **RL-058** Irmgard Marboe, *Calculation of Compensation and Damages in International Investment Law* 276 (Oxford University Press 2009) [Traducción del Tribunal].

principalmente para determinar tarifas de ciertos tipos de servicios debería utilizarse para calcular el valor justo de mercado)⁶⁰³.

463. En línea con su método de valoración preferido que se centra en la base de activos, BDO afirmó que los costos de las plantas en cuestión podrían aumentar de manera artificial, mediante transacciones sin distancia (*non-arms lenght*) potencialmente infladas entre las compañías operadoras y su co-inversor Elecnor, titular de los contratos de ingeniería, adquisiciones y construcción del proyecto⁶⁰⁴. Según BDO, una proporción alta de transacciones entre partes vinculadas “implica un elevado riesgo” en el sentido de “que puedan no corresponderse con valores de mercado”⁶⁰⁵.
464. BDO se quejó, asimismo, de que el informe de valoración de Brattle era difícil de comprender y carecía de explicación suficiente, y de que Brattle no había aportado sus cálculos, lo que hizo que fuera imposible “contrastar si los datos que ha utilizado son, desde un punto de vista aritmético, correctos o no [...]”⁶⁰⁶. El Primer Informe Financiero de BDO también criticó los cálculos de Brattle porque el valor calculado no era consistente con las pruebas internas de menoscabo de activos aplicadas por los contadores para reflejar el régimen regulatorio modificado; ignoró indebidamente los costos de quiebra; e ignoró los costos de deuda.
465. El Tribunal considera que las objeciones del Demandado con respecto al uso del método DCF, tanto en general como en la manera en que se usa en este caso, resultan injustificadas. El DCF se ha aplicado con frecuencia como un método apropiado y eficaz para obtener la valoración de un negocio que opera como empresa en funcionamiento antes de la adopción

⁶⁰³ En el contrainterrogatorio, BDO admitió que ninguno de los ejemplos de regulación RAB citados en su informe estaba relacionado con la generación de energía, Tr. (versión corregida) Día 5 (ESP), 1408:14-1411:10 (Sr. Mitchell), y que, en otras instancias citadas, RAB no fue utilizado como método principal de valoración sino a los efectos de verificar las valoraciones realizadas mediante el método DCF. Tr. (versión corregida) Día 5 (ESP), 1417:8-20 (Sr. Mitchell).

⁶⁰⁴ En su testimonio sobre la vida útil de las plantas, el perito de las Demandantes, el Dr. Thomas Mancini, describió Elecnor como “empresa de ingeniería diversificada que opera en 40 países. Con más de 50 años de historia y experiencia [...] Elecnor [tiene] experiencia en la construcción de centrales energéticas y en proporcionar servicios de OyM en instalaciones a escala industrial”. Primer Informe Mancini, ¶¶ 67-68. El Dr. Servert, perito del Demandado, también habló positivamente de la capacidad y experiencia de Elecnor. Tr. (versión corregida) Día 4 (ESP), 947:7-9 (Dr. Servert).

⁶⁰⁵ Primer Informe Financiero BDO, ¶ 37.

⁶⁰⁶ Primer Informe Financiero BDO, ¶ 38.

de acciones gubernamentales adversas. “[L]as técnicas del FCD han sido usadas universalmente, incluso por numerosos tribunales arbitrales, como un método apropiado para la valoración de los activos de las empresas [...]”⁶⁰⁷. Si bien en este caso el Tribunal no llega hasta el reclamo por expropiación, el cálculo de daños implica una evaluación comparable de posibles ingresos futuros de una empresa en funcionamiento con un capital, costos operativos y flujos de caja predecibles. En este sentido, el Tribunal considera persuasiva la descripción del negocio en cuestión por parte de Brattle.

Las centrales eléctricas desarrollan una actividad relativamente sencilla, la producción de electricidad, cuya demanda y valor a largo plazo pueden analizarse y perfilarse en profundidad con datos fácilmente disponibles. Además, los costes y los rendimientos de explotación de las centrales eléctricas son fáciles de predecir⁶⁰⁸.

466. El Demandado también señaló que el nivel de inversión en las plantas de las Demandantes fue excesivo y, por ende, “ineficiente.” Esta línea argumentativa parecería relevante al método de valoración basado en activos, preferido por BDO. Sin embargo, el Demandado no dejó en claro de qué manera se relacionaba con el método rival de DCF, que no contempla el valor de los activos al calcular el valor justo de mercado de una empresa en funcionamiento.
467. Incluso asumiendo que este argumento pudiese ser pertinente para una valoración de DCF, no se probó de manera convincente. El Demandado y sus peritos presentaron hipótesis conforme a las cuales las circunstancias del caso presentaban un “elevado riesgo” de precios inflados, pero ofrecieron muy poco para demostrar que esto había ocurrido. La prueba principalmente citada fue la diferencia entre un estimado de los costos del proyecto inicial informativo en un acuerdo de colaboración con el Ayuntamiento de Alcázar de San Juan en el mes de julio de 2008, al principio del proceso de diseño, y el costo final⁶⁰⁹. El Tribunal no considera que el hecho de que el costo de los proyectos presentado varios años después fuera más alto sea prueba concluyente de precio no distanciado (*non-arms-length*), ni considera convincente el argumento del Demandado de que Elecnor “construyó las

⁶⁰⁷ CL-018, *CMS c. Argentina*, Laudo, ¶ 416.

⁶⁰⁸ Primer Informe sobre Cuantificación Brattle, ¶ 38.

⁶⁰⁹ Segunda Declaración Hector, ¶ 66.

plantas y actualmente realiza la operación y el mantenimiento a unos precios muy superiores a los de mercados”⁶¹⁰. El Tribunal considera más convincente el claro testimonio de los Sres. Meissner y Hector, quienes describieron una serie de medidas adoptadas por las Demandantes para garantizar el precio de mercado en las transacciones con Elecnor⁶¹¹.

468. El Tribunal también considera poco convincente la afirmación de BDO de que el informe de valoración de Brattle no era claro y carecía de información crucial. Los informes de Brattle exponían y explicaban los supuestos de los peritos y las fuentes de datos de manera clara y con un detalle sustancial. Si bien BDO se quejó de que no tenían acceso a los cálculos resultantes, Brattle señaló, de un modo convincente, que éstos podrían haber sido duplicados con base en la información suministrada. Además, BDO no solicitó a Brattle que presentara sus cálculos, como suele ocurrir en las relaciones entre peritos en materia de valoración contendientes.
469. Si bien BDO planteó objeciones respecto de la utilización de una valoración DCF, no abordó directamente muchos aspectos del análisis de Brattle. El primer informe de BDO cuestionó la valoración de Brattle sobre la base de que difería de los menoscabos que contemplaron los contadores para reflejar las modificaciones del régimen regulatorio, pero las Demandantes explicaron satisfactoriamente la supuesta discrepancia, alegando que cuando se comparaban los aspectos que eran similares, ambas se encontraban alrededor del 10% una de otra⁶¹². BDO luego alegó que la valoración no contempló los posibles costos relacionados con la quiebra pero, de nuevo, las Demandantes respondieron de manera satisfactoria y advirtieron que el enfoque de Brattle reflejaba la práctica de valoración estándar y que el procedimiento propuesto por BDO habría resultado en mayores daños⁶¹³. Las Demandantes también cuestionaron la afirmación de BDO de que la valoración

⁶¹⁰ Tr. (versión corregida) Día 6 (ESP), 1619:13-16 (Sr. Fernández).

⁶¹¹ Segunda Declaración Hector, ¶¶ 61-65; Tr. (versión corregida) Día 2 (ESP), 637:11-638:1 (Sr. Meissner).

⁶¹² Rép. Dt., ¶ 967(a).

⁶¹³ *Íd.*, ¶ 967(b).

contempló la deuda de manera inapropiada, y de nuevo alegaron que proceder del modo que sugería BDO habría incrementado los daños⁶¹⁴.

470. En la Audiencia, se resaltó otra diferencia entre las distintas valoraciones que ofrecieron Brattle y (eventualmente) BDO. Se trata de la opinión de BDO conforme a la cual, al calcular la tasa de descuento, Brattle incorrectamente basó su “tasa libre de riesgo” en los bonos del Estado español a la fecha de valoración elegida en el mes de junio de 2014⁶¹⁵, y no antes cuando la tasa de interés sobre bonos del estado era significativamente mayor⁶¹⁶. BDO consideró que esta tasa bastante más alta era apropiada para reflejar lo que percibían como mayor riesgo en el escenario “contra-fáctico”⁶¹⁷. El Tribunal no considera que esta explicación sea persuasiva. El fundamento de la decisión sobre responsabilidad del Tribunal en este caso es el reemplazo total del anterior régimen regulatorio por otro basado en premisas muy diferentes. En particular, dado el alto volumen de litigio y controversia que ha resultado de esta decisión, BDO no demuestra una probabilidad razonable del riesgo de que esto se repita.
471. Por ende, el Tribunal no recibió una crítica convincente de esta parte de la valoración de Brattle respecto a la pérdida de flujos de caja futuros. El Tribunal advierte, asimismo, que en varios aspectos Brattle pareció adoptar una postura conservadora en aspectos que no beneficiaban a las Demandantes. Por ejemplo, la valoración refleja una reducción de 18% para reflejar la iliquidez de las inversiones⁶¹⁸. Además, los peritos emplearon un factor de ajuste del riesgo o beta “en el extremo superior del rango observado” de las empresas productoras de energía renovable analizadas, lo que incrementó el componente del riesgo de la tasa de descuento y redujo el estimado de los daños⁶¹⁹.
472. Los informes de valoración de Brattle y su testimonio en la Audiencia fueron completos y profesionales, y el Demandado y sus peritos no abordaron los supuestos y cálculos

⁶¹⁴ *Íd.*, ¶ 967(c).

⁶¹⁵ Primer Informe sobre Cuantificación Brattle, ¶¶ 88-89.

⁶¹⁶ Tr. (versión corregida) Día 4 (ESP), 1065:20-1066:16 (Sr. Caldwell).

⁶¹⁷ Tr. (versión corregida) Día 5 (ESP), 1444:8-1445:12 (Sr. Pérez).

⁶¹⁸ Primer Informe sobre Cuantificación Brattle, ¶ 20; Segundo Informe sobre Cuantificación Brattle, ¶ 18.

⁶¹⁹ Primer Informe sobre Cuantificación Brattle, ¶ 97.

específicos de los informes de manera que haga que el Tribunal cuestione las principales conclusiones a las que se arribó.

473. En consecuencia, el Tribunal debe determinar el monto de compensación adeudado, reconociendo que, dado el alcance y la complejidad del caso, los daños no pueden determinarse con precisión mecánica. Si bien el trabajo de Brattle incluye algunos supuestos sobre responsabilidad que difieren de la postura eventualmente adoptada por el Tribunal (notablemente con respecto a la vida útil de las instalaciones), el Tribunal concluye que proporciona una indicación razonada y razonable de las pérdidas en que incurrieron las Demandantes, que no ha sido efectivamente refutada por los peritos del Demandado. Tal como se presentó en la Audiencia, las Demandantes reclaman aproximadamente EUR 196 millones por el valor presente de la pérdida de flujos de caja futuros. El Tribunal ha determinado que las pruebas son insuficientes para justificar EUR 68 millones de esta suma, que corresponden al reclamo de una vida útil de 40 años de las plantas. Al restar este monto, queda un saldo de EUR 128 millones. El Tribunal considera que este cálculo es una medida justa de los daños sufridos por las Demandantes, por lo cual éstas tienen derecho a una compensación por un monto de EUR 128 millones.
474. Para contextualizar, no se ha disputado seriamente que las Demandantes invirtieron en el orden de EUR 126 millones⁶²⁰. El cálculo por parte del Tribunal del monto de compensación adeudado – EUR 128 millones – es coherente con el monto invertido por las Demandantes. Esto es una confirmación de la razonabilidad de la conclusión del Tribunal con respecto a la compensación adeudada a las Demandantes.

(5) Intereses

475. El TCE no aborda directamente la cuestión de los intereses por violaciones del Artículo 10(1). A modo de analogía, el Artículo 13(1) (que define la compensación adeudada a los inversores en caso de expropiación) establece: “[l]a indemnización incluirá intereses según un tipo comercial fijado con arreglo a criterios de mercado, desde la fecha de la

⁶²⁰ Primera Declaración Hector, ¶ 4; Segundo Informe Financiero BDO, ¶ 113.

expropiación hasta la del pago”⁶²¹. Refiriéndose a esta disposición, las Demandantes solicitaron intereses anteriores al laudo desde la fecha de valoración de junio de 2014 hasta la fecha del Laudo a una tasa de 2,07% compuesta mensual, tomando como punto de referencia:

[E]l tipo español para préstamos que, para el periodo relevante, es del 2,07 % compuesto mensual. Adjudicar el pago de un interés compuesto no sólo refleja la realidad comercial de la situación, sino que, además, es coherente con la práctica más reciente de los tribunales arbitrales sobre inversiones. De hecho, desde 2000 la mayoría de los tribunales ha fallado a favor del pago de intereses⁶²².

476. Las Demandantes señalaron, asimismo, “el Tribunal debe fallar a favor del pago de intereses tras el laudo, a un tipo superior al 2,07 %, e igualmente compuesto mensual”⁶²³.
477. Por su parte, los peritos del Demandado afirmaron que la tasa anterior al laudo debería ser “una tasa igual a la rentabilidad de los bonos del Estado Español a 2 años, que, a 20 de junio de 2014 era del 0,60%”⁶²⁴.
478. Teniendo en cuenta las posturas de las Partes y con el fin de facilitar el pago oportuno de este Laudo, el Tribunal otorga intereses a partir del día 20 de junio de 2014 hasta la fecha de este Laudo a una tasa de 2,07%, compuesta mensual. Asimismo, el Tribunal otorga intereses desde la fecha del Laudo hasta la fecha de pago a una tasa de 2,50%, compuesta mensualmente.

VIII. COSTAS

479. El Artículo 61(2) del Convenio CIADI aborda la determinación y distribución de los costos de un arbitraje CIADI:

(2) En el caso de procedimiento de arbitraje el Tribunal determinará, salvo acuerdo contrario de las partes, los gastos en que estas hubieren incurrido en el procedimiento, y decidirá la forma de pago

⁶²¹ **RL-001**, Tratado sobre la Carta de la Energía, Art. 13(1).

⁶²² Mem. Dt., ¶ 534.

⁶²³ *Íd.*, ¶ 535.

⁶²⁴ Segundo Informe Financiero BDO, ¶ 311.

y la manera de distribución de tales gastos, de los honorarios y gastos de los miembros del Tribunal y de los derechos devengados por la utilización del Centro. Tal fijación y distribución formarán parte del laudo.

480. El Convenio contempla tres elementos de las costas: los gastos en que incurren las partes, los honorarios y gastos de los miembros del Tribunal, y los propios cargos del CIADI. A diferencia de otros textos sobre arbitraje, el Convenio no indica principios o presunciones con respecto a la distribución de costas. Por el contrario, el Artículo 61(2) confiere una amplia discreción al Tribunal para decidir cómo y quién debe soportar las costas.
481. La Regla 28(2) de las Reglas Procesales Aplicables a los Procedimientos de Arbitraje del CIADI establece:

(2) Pronto después del cierre del procedimiento, cada parte someterá al Tribunal una declaración sobre los costos en que haya incurrido razonablemente o sufragado en el procedimiento y el Secretario General le presentará al Tribunal una cuenta de todas las cantidades pagadas por cada una de las partes al Centro y de todos los costos incurridos por el Centro en relación con el procedimiento. El Tribunal podrá, antes de dictar sentencia, requerir a las partes y al Secretario General que proporcionen información adicional respecto de los costos del procedimiento.

482. Tal como exige la Regla 28(2), el 5 de abril de 2016 las Partes presentaron declaraciones de los costos que reclaman. Luego, el 16 de septiembre de 2016, ambas actualizaron sus presentaciones. En su presentación de fecha 16 de septiembre de 2016, las Demandantes solicitaron un total de £4.287.446,99 por concepto de honorarios y gastos legales y periciales y pagos al CIADI. Por su parte, el Demandado solicitó EUR 2.884.439,90.
483. Las costas del arbitraje, incluidos honorarios y gastos del Tribunal, gastos administrativos del CIADI y gastos directos, ascienden a (en USD):

Honorarios y Gastos de los Árbitros

Profesor John R. Crook	USD	277.929,26
Dr. Stanimir Alexandrov	USD	177.439,57
Profesor Campbell McLachlan QC	USD	123.964,10

Gastos Administrativos del CIADI	USD 96.000,00
Gastos Directos (estimados) ⁶²⁵	USD 280.826,65
Total	USD 956.159,58

La costas del arbitraje detalladas *supra* se pagaron con los anticipos que realizaron las Partes⁶²⁶.

484. El Tribunal tiene presente que algunos tribunales CIADI han adoptado la práctica de adjudicar a la parte vencedora todas o algunas de las costas. Sin embargo, en las circunstancias de este caso, el Tribunal considera que lo más apropiado es que cada Parte sufrague sus propios costos. El caso comprendió muchas cuestiones procesales y legales que presentaron desafíos, que ambas Partes abordaron de manera profesional y eficaz. Si bien las Demandantes, en gran medida resultaron vencedoras en materia de jurisdicción y lograron comprobar que hubo violación del estándar de trato justo y equitativo del TCE, el Tribunal no ha aceptado todos los elementos de sus reclamaciones.
485. Por ende, el Tribunal concluye que lo más justo es que cada Parte sufrague sus propios gastos legales y de cualquier otra índole, y su respectiva cuota de “los honorarios y gastos de los miembros del Tribunal y de los derechos devengados por la utilización del Centro”.

IX. LAUDO

486. Por las razones expuestas en el cuerpo del presente Laudo, el Tribunal resuelve que:
- (a) Tiene jurisdicción en virtud del TCE y del Convenio CIADI respecto de las reclamaciones de las Demandantes, excepto que acepta las excepciones preliminares del Demandado con respecto a la reclamación de que las medidas impositivas del Demandado, en particular el impuesto de 7% sobre el valor de la producción de energía eléctrica creado por la Ley 15/2012, violan el TCE.

⁶²⁵ Este monto incluye cargos estimados relacionados con el envío de este Laudo (servicio de mensajería internacional (*courier*), impresión y copias). El Secretariado del CIADI proporcionará a las Partes un Estado Financiero detallado de las cuentas del caso una vez se reciba la totalidad de las facturas y la cuenta sea definitiva.

⁶²⁶ El saldo remanente será reembolsado a las Partes en proporción a los pagos anticipados que éstas hicieron al CIADI.

- (b) El Demandado violó el Artículo 10(1) del TCE al no otorgar un trato justo y equitativo a las Demandantes. En vista de esta decisión, el Tribunal no necesita resolver las otras reclamaciones de las Demandantes por violación del TCE.
- (c) Dada la violación del TCE por parte del Demandado, se otorga a las Demandantes la suma de EUR 128 millones por concepto de daños, que el Demandado debe pagar.
- (d) El Demandado pagará intereses sobre el monto otorgado en (c) *supra* desde el 20 de junio de 2014 hasta la fecha de este Laudo a una tasa de 2,07%, compuesta mensualmente, e intereses desde la fecha del Laudo hasta la fecha de pago a una tasa de 2,50%, compuesta mensualmente.
- (e) Cada Parte deberá asumir sus gastos legales y de otra índole y su respectiva cuota equivalente de “los honorarios y gastos de los miembros del Tribunal y de los derechos devengados por la utilización del Centro”.



Dr. Stanimir Alexandrov

Árbitro

Fecha: 20 abril 2017



Profesor Campbell McLachlan QC

Árbitro

Fecha: 11 Abril 2017



Profesor John P. Crook

Presidente

Fecha: 26 April 2017