

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

En el procedimiento de arbitraje entre

***RREEF Infrastructure (G.P.) Limited y
RREEF Pan-European Infrastructure Two Lux S.à r.l.***

Demandantes

y

Reino de España

Demandado

Caso CIADI No. ARB/13/30

**DECISIÓN SOBRE RESPONSABILIDAD Y
SOBRE LOS PRINCIPIOS DE CUANTIFICACIÓN DE
DAÑOS**

Miembros del Tribunal
Profesor Alain Pellet, Presidente
Profesor Pedro Nikken
Profesor Robert Volterra

Secretario del Tribunal
Sr. Gonzalo Flores

Fecha: 30 de noviembre de 2018

REPRESENTACIÓN DE LAS PARTES

*En representación de RREEF Infrastructure
(G.P.) Limited y RREEF Pan-European
Infrastructure Two Lux S.à r.l.:*

Atn. Sra. Judith Gill QC*
Sr. Jeffrey Sullivan*
Sra. Marie Stoyanov
Sra. Virginia Allan
Sr. Ignacio Madalena
Sra. Lauren Lindsay
Sr. Tomasz Hara
Sra. Stephanie Hawes

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

* ya no con la firma

En representación del Reino de España:

Atn. Sr. José Manuel Gutiérrez Delgado
Sr. Antolín Fernández Antuña
Sr. Roberto Fernández Castilla
Sra. Patricia Froehlingsdorf Nicolás
Sra. Mónica Moraleda Saceda
Sra. Elena Oñoro Sáinz
Sra. Amaia Rivas Kortázar
Sra. María José Ruíz Sánchez
Sr. Diego Santacruz Descartín
Sr. Javier Torres Gella

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

TABLA DE ABREVIATURAS/TÉRMINOS DEFINIDOS [SELECCIONADOS]

Audiencia	Audiencia sobre el Fondo celebrada los días 20 a 24 de marzo de 2017
Informe Regulatorio de Refutación de The Brattle Group, de fecha 22 de diciembre de 2016 C-[#]	Anexo Documental de los Demandantes
CIADI o el Centro	Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones
CL-[#]	Autoridad Legal de los Demandantes
CL-[#]	Autoridad Legal de los Demandantes
CM	Memorial de los Demandantes sobre el Fondo de fecha 21 de noviembre de 2014
CNE	Comisión Nacional de la Energía
Comentarios del Demandado sobre la Decisión sobre Ayudas Estatales	Comentarios del Demandado sobre la Decisión de la Comisión Europea sobre Ayudas Estatales, 30 de enero de 2018
Convenio CIADI	Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones entre Estados y Nacionales de Otros Estados de fecha 18 de marzo de 1965
CPHB	Memorial Post-Audiencia de los Demandantes de fecha 5 de mayo de 2017
CR	Réplica de los Demandantes sobre el Fondo de fecha 22 de diciembre de 2016
CRR	Respuesta de los Demandantes a la Presentación del Demandado sobre la Solicitud de Información del Tribunal, de fecha 26 de marzo de 2018
CS	Presentación de los Demandantes sobre la Solicitud del Tribunal, de fecha 5 de marzo de 2018

CSP	Energía Solar de Concentración
CVDT	Convención de Viena sobre el Derecho de los Tratados
Decisión sobre Jurisdicción	La Decisión sobre Jurisdicción del Tribunal de fecha 6 de junio de 2016
Documentos de Trabajo de BDO	Documentos de trabajo que acompañan el Informe BDO de duplica al Informe de Refutación de Brattle, de fecha 8 de febrero de 2017
FCD	Flujo de Caja Descontado
FIT	Tarifa Regulada
IDEA	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
Informe BDO de duplica al Informe de Refutación de Brattle	Informe Pericial de The BDO Group de duplica de BDO al Informe de Brattle: “Informe de Refutación: Daños y Perjuicios Financieros a RREEF”, de fecha 8 de febrero de 2017
Informe BDO sobre las Solicitudes del Tribunal	Informe de The BDO Group sobre las Solicitudes del Tribunal, de fecha 5 de marzo de 2018
IPC	Índice de Precios de Consumo
IVPEE	Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica
Memorando Brattle	Respuesta de The Brattle Group a las Solicitudes del Tribunal, 5 de marzo de 2018
MITYC	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
MOA	Margen de Apreciación
Observaciones de los Demandantes sobre los Documentos Adicionales	Observaciones de los Demandantes sobre los Documentos Adicionales, 26 de marzo de 2018

Observaciones del Demandado sobre los Documentos Adicionales	Observaciones del Demandado sobre los Documentos Adicionales, 26 de marzo de 2018
PEIF	RREEF Pan-European Infrastructure Fund L.P.
PER	Plan de Energías Renovables
PFER	Plan de Fomento de Energías Renovables
Primer Informe BDO	Informe Experto Pericial Económico-Financiero de BDO sobre las Plantas Termosolares y los Campos Parques Eólicos de RREEF, de fecha 14 de julio de 2016
R-[#]	Anexo Documental del Demandado
RAIPRE	Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica [en régimen especial]
RCM	Memorial de Contestación del Demandado sobre Méritos, de fecha 15 de julio de 2016
REEF Infra	RREEF Infrastructure (G.P.)
Reglas de Arbitraje	Reglas Procesales Aplicables a los Procedimientos de Arbitraje del CIADI [2006]
Reglas de Iniciación del CIADI	Reglas Procesales Aplicables a la Iniciación de los Procedimientos de Conciliación y Arbitraje del CIADI
Respuesta de los Demandantes a los Comentarios de España sobre la Decisión sobre Ayudas Estatales	Respuesta de los Demandantes a los Comentarios del Demandado sobre la Decisión de la Comisión Europea, 5 de febrero de 2018
RL-[#]	Autoridad Legal del Demandado
RPHB	Conclusiones Finales del Demandado de fecha 5 de mayo de 2017
RR	Memorial de Dúplica del Demandado sobre Méritos de fecha 3 de febrero de 2017

RREEF Pan-European Two	RREEF Pan-European Infrastructure Two Lux S.à r.l.
RRR	Respuesta del Demandado a la Solicitud de Información Adicional del Tribunal, 5 de marzo de 2018
RRS	Réplica del Demandado a la Presentación de los Demandantes a la Solicitud de Información Adicional del Tribunal, 26 de marzo de 2018
SES / SEE	Sector Eléctrico Español
TCE	Tratado sobre la Carta de la Energía
TIR	Tasa Interna de Retorno
TJUE	Tribunal de Justicia de la Unión Europea
Tr. Día [#] [Disertante(s)], [página:línea]	Transcripción de la Audiencia
Tratado	Tratado sobre la Carta de la Energía
Tribunal	Tribunal de Arbitraje constituido el 31 de julio de 2014
WACC	Costo Promedio Ponderado de Capital
YBILC	Anuario de la Comisión de Derecho Internacional

ÍNDICE DE CONTENIDOS

I.	INTRODUCCIÓN Y PARTES	1
II.	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA DIFERENCIA Y PETITORIOS	2
III.	ANTECEDENTES PROCESALES	5
IV.	ANTECEDENTES DE HECHO	18
	A. El Sistema Eléctrico Español	18
	(a) La Política Energética de España y el Marco Internacional Relevante	18
	(b) El Marco Jurídico y Regulatorio Nacional	26
	1. Las Medidas Iniciales	27
	2. Las Medidas Impugnadas	37
	B. La Inversión de los Demandantes en España	45
	(a) Fase Anterior a la Inversión y Diligencia Debida.....	46
	(b) Las Inversiones de los Demandantes en Energía Renovable.....	53
	1. El Proyecto Eólico Dédalo	53
	2. La Planta CSP Arenales	53
	3. Las Plantas CSP Andasol	55
V.	JURISDICCIÓN: LA EXCEPCIÓN FISCAL	57
	a. La Decisión sobre Jurisdicción.....	57
	b. Las Posiciones de las Partes	58
	i. La Posición del Demandado.....	58
	ii. La Posición de los Demandantes.....	59
	c. El Análisis del Tribunal sobre la Excepción Fiscal.....	60
VI.	RESPONSABILIDAD.....	63
	A. Derecho Aplicable	64
	1. Artículo 42 del Convenio CIADI	64
	2. Relevancia del Derecho de la UE.....	65
	a. Las Posiciones de las Partes	65
	i. La Posición del Demandado.....	65
	ii. La Posición de los Demandantes.....	68
	b. El Análisis del Tribunal.....	69
	B. Marco general: El objeto y el propósito del TCE, la facultad regulatoria del Estado y la aplicabilidad de un margen de apreciación	73
	a. Las Posiciones de las Partes	73

i.	La posición de los Demandantes	73
ii.	La Posición del Demandado	76
b.	El Análisis del Tribunal.....	80
C.	Estándares legales de protección (El TJE y la Cláusula Paraguas).....	84
(a)	El Estándar Jurídico	85
1.	Alcance del TJE.....	85
a.	Las Posiciones de las Partes	85
i.	La Posición de los Demandantes	85
ii.	La Posición del Demandado	86
b.	El Análisis del Tribunal.....	86
2.	La Cláusula Paraguas	88
a.	Las Posiciones de las Partes	89
i.	La Posición de los Demandantes	90
ii.	La Posición del Demandado	91
b.	El Análisis del Tribunal.....	94
(b)	Las Supuestas Violaciones de los Derechos de los Demandantes.....	95
1.	Estabilidad y Previsibilidad.....	95
a.	Las Posiciones de las Partes	96
i.	La Posición de los Demandantes	96
ii.	La Posición del Demandado	98
b.	El Análisis del Tribunal.....	104
i.	Consideraciones generales sobre el derecho aplicable.....	104
ii.	Sobre la retroactividad de las medidas impugnadas.....	107
2.	Las supuestas expectativas legítimas de los Demandantes	109
a.	Las Posiciones de las Partes	109
i.	La Posición de los Demandantes	110
ii.	La Posición del Demandado	116
b.	El Análisis del Tribunal.....	125
3.	Transparencia	133
a.	Las Posiciones de las Partes	133
i.	La Posición de los Demandantes	133
ii.	La Posición del Demandado	135
b.	El Análisis del Tribunal.....	137
4.	El Supuesto Carácter Discriminatorio de las Medidas Impugnadas	138

a.	Las Posiciones de las Partes	138
i.	La Posición de los Demandantes.....	138
ii.	La Posición del Demandado.....	139
b.	El Análisis del Tribunal.....	140
5.	Proporcionalidad y Razonabilidad	143
a.	Las Posiciones de las Partes	143
i.	La Posición de los Demandantes.....	143
ii.	La Posición del Demandado.....	147
b.	El Análisis del Tribunal.....	149
VII.	EL PRINCIPIO DE DAÑOS.....	155
A.	Las Pérdidas Causadas por la Aplicación Retroactiva de las Medidas Impugnadas	157
a.	Las Posiciones de las Partes	157
i.	La Posición de los Demandantes.....	157
ii.	La Posición del Demandado.....	158
b.	El Análisis del Tribunal.....	158
B.	Las Pérdidas Sufridas por los Demandantes como Resultado de la Disminución de la Rentabilidad de su Inversión.....	160
(a)	Estándar de daños y método de valoración.....	160
a.	Las Posiciones de las Partes	160
i.	La Posición de los Demandantes.....	160
ii.	La Posición del Demandado.....	167
b.	El Análisis del Tribunal.....	171
(b)	¿El nuevo régimen prevé un retorno razonable?	174
1.	¿Cómo se debe calcular el retorno razonable?	177
a.	Las Posiciones de las Partes	177
i.	La posición de los Demandantes	177
ii.	La Posición del Demandado.....	180
b.	El Análisis del Tribunal.....	183
2.	¿Es razonable el retorno de los Demandantes en virtud del nuevo régimen en relación con el coste del dinero en el mercado de capitales?	185
a.	Las Posiciones de las Partes	185
i.	La Posición de los Demandantes.....	185
ii.	La Posición del Demandado.....	188
b.	El Análisis del Tribunal.....	190

c. Antes de impuestos.....	193
VIII. LA DECISIÓN DEL TRIBUNAL.....	198

I. INTRODUCCIÓN Y PARTES

1. El presente caso se refiere a una diferencia sometida al 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 16 de abril de 1998 (el “TCE” o “Tratado”), y el Convenio sobre Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones entre Estados y Nacionales de Otros Estados de fecha 18 de marzo de 1965, que entró en vigor el 14 de octubre de 1966 (el “Convenio CIADI”).
2. Los Demandantes son RREEF Infrastructure (G.P.) Limited (“RREEF Infra” o “Primer Demandante”) y RREEF Pan-European Infrastructure Two Lux S.à r.l. (“RREEF Pan-European Two” o “Segundo Demandante”), en su conjunto denominados los “Demandantes” o “RREEF”.
3. RREEF Infra es una empresa privada de responsabilidad limitada constituida en el año 2005 conforme a la legislación de Jersey. RREEF Pan-European Two es una empresa privada de responsabilidad limitada (*Société à responsabilité limitée*) constituida en el año 2006 conforme a la legislación de Luxemburgo.
4. Tal como se estableciera en la Decisión sobre Jurisdicción del Tribunal, RREEF está especializada en inversiones en infraestructuras, con una amplia experiencia en distintos sectores, incluyendo el sector de generación de energía. RREEF es miembro del grupo Deutsche Bank Group, y en el año 2013, se produjo un cambio en su denominación y ahora opera conjuntamente con las divisiones de gestión de activos y patrimonios de Deutsche Bank, bajo la denominación unificada de Deutsche Asset & Wealth Management (DeAWM).
5. El Primer Demandante es socio general de RREEF Pan-European Infrastructure Fund L.P. (“PEIF”). PEIF es titular del 100% del capital accionario de RREEF Pan-European Infrastructure Lux S.à r.l. (“RREEF Pan-European”) y tiene, además, una participación accionaria indirecta de 100%, a través de RREEF Pan-European, en el Segundo Demandante.
6. El Demandado es el Reino de España (“España” o el “Demandado”).

7. Los Demandantes y el Demandado se denominarán en conjunto las “Partes”. Los representantes de las Partes y sus domicilios se encuentran detallados *supra* en la página (i).
8. La presente diferencia se relaciona con las instalaciones de producción de energía renovable en España.

II. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA DIFERENCIA Y PETITORIOS

9. En esencia, la diferencia versa sobre alegaciones de los Demandantes de que el Demandado, por acción u omisión de sus órganos, dependencias e instituciones, ha causado pérdidas sustanciales a la inversión de los Demandantes en el Sector Eléctrico Español (“SEE”) y ha violado sus obligaciones internacionales en virtud del TCE. El SEE abarca la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica. El presente caso se relaciona con la generación eléctrica a partir de energías renovables, y en particular, eólica y solar concentrada (CSP, por sus siglas en inglés).
10. Según los Demandantes, ellos invirtieron en el sector de generación eléctrica a partir de energías renovables (“ER”) en España, atraídos por el régimen económico a disposición de los inversores, regido, entre otros, por el Real Decreto 661/2007, Real Decreto-ley 6/2009 y Real Decreto 1614/2010. Posteriormente, España modificó el marco regulatorio para el SEE, mediante la adopción de una serie de medidas que modificaron las condiciones de retribución de las inversiones de los inversores en los sectores de energía eólica y Energía Solar de Concentración (“CSP”, por sus siglas en inglés). Estas medidas incluyeron la Ley 15/2012, el RDL 2/2013, el RDL 9/2013, la Ley 24/2013, el RD 413/2014 y la Orden Ministerial IET/1882/2014 de fecha 14 de octubre de 2014, en adelante, denominadas en conjunto las “medidas impugnadas”.
11. Según los Demandantes, estas modificaciones constituyen incumplimientos de las obligaciones del Demandado en virtud del Artículo 10(1) del TCE de proporcionar un Trato Justo y Equitativo y de garantizar sus compromisos en virtud de la cláusula paraguas plasmada en el último subpárrafo del Artículo 10(1) del TCE, lo que supone la restitución

íntegra con arreglo al Tratado y al derecho internacional. Asimismo, reclaman una indemnización por las pérdidas que sufrieran como consecuencia de los incumplimientos del Demandado. En particular, los Demandantes solicitan que el Tribunal:

“(a) Declar[e] que España ha incumplido el artículo 10.1 del TCE; y

(b) Orden[e] a España:

- (i) que lleve a cabo la plena restitución a los Demandantes, mediante el restablecimiento de la situación existente antes del incumplimiento por parte de España de la CTE, más una compensación por las pérdidas sufridas hasta el restablecimiento del régimen anterior; o
- (ii) el pago a los Demandantes de una compensación por las pérdidas sufridas a raíz de los incumplimientos, por parte de España, de la CTE; y

en cualquier caso:

- (iii) el pago a los Demandantes de los intereses previos al laudo, al 2,07 % mensual compuesto; y
- (iv) el pago de los intereses posteriores al laudo, mensuales compuestos, a un tipo que será determinado por el Tribunal, sobre las cantidades reconocidas en el laudo hasta completar el pago; y
- (v) el pago a los 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 los Demandantes en concepto de honorarios y costas de los árbitros, el CIADI, los asesores jurídicos y los peritos; y
- (vi) cualquier otro resarcimiento que el Tribunal considere oportuno y legítimo¹.

Y que:

[E]l Tribunal [...] desestime (i) la declaración de España relativa a la capacidad instalada de las plantas de energía solar de concentración; y (ii) la objeción restante en cuanto a la jurisdicción (la objeción fiscal)”².

¹ CM, párr. 584; CR, párr. 816.

² CR, párr. 816.

12. Por su parte, el Demandado sostiene que las modificaciones al SEE se adoptaron de conformidad con sus obligaciones internacionales, con inclusión del Tratado. Para el Demandado, los cambios regulatorios fueron necesarios para corregir situaciones de sobreremuneraciones, y para garantizar la sostenibilidad financiera del SEE, afectado entre otros, por el Déficit Tarifario. Las medidas impugnadas pretendían garantizar una tasa de retorno razonable en el contexto de un SEE sostenible. El Demandado asimismo confirma que el marco regulatorio español no incorporó una “cláusula” de estabilización que garantizara la no modificación del régimen. Por el contrario, los Demandantes tenían conocimiento de que el método de retribución de sus inversiones se encontraba sujeto a cambios regulatorios.

13. Sobre esta base, el Demandado solicita al Tribunal que:

“a) Declare carecer de jurisdicción para conocer de la reclamación sobre una supuesta vulneración por el Reino de España del apartado (1) del artículo 10 del TCE mediante la introducción del IVPEE por la Ley 15/2012.

b) En todo caso, desestime todas las pretensiones de la Demandante 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 II 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 II del presente Escrito; y

d) Condene a la Demandante 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 efectivo³.

³ RR, párr. 1174.

III. ANTECEDENTES PROCESALES

14. El 22 de octubre de 2013, el CIADI recibió una solicitud de arbitraje de RREEF Infrastructure (G.P.) Limited y RREEF Pan-European Infrastructure Two Lux S.à r.l. contra el Reino de España.
15. La Solicitud fue presentada con base en el Artículo 26(4)(a)(i) del Tratado sobre la Carta de la Energía (el “TCE”) de fecha 17 de diciembre de 1994, que entró en vigor el 16 de abril de 1998 para Luxemburgo, el Reino Unido y el Reino de España, en el Artículo 36 del Convenio CIADI, y en la Regla 1 de las Reglas Procesales Aplicables a la Iniciación de los Procedimientos de Conciliación y Arbitraje del CIADI (las “Reglas de Iniciación del CIADI”).
16. El 22 de noviembre de 2013, la Secretaria General del CIADI registró la Solicitud de conformidad con el Artículo 36(3) del Convenio CIADI y notificó a las Partes del acto de registro.
17. A falta de acuerdo entre las Partes sobre el método de constitución del Tribunal, el Tribunal se constituyó de conformidad con el Artículo 37(2)(b) del Convenio CIADI.
18. El Tribunal está integrado por el Profesor Alain Pellet, nacional de Francia, Presidente, nombrado por el Presidente del Consejo Administrativo del CIADI de conformidad con el Artículo 38 del Convenio CIADI, por el Profesor Robert Volterra, nacional de Canadá, nombrado por los Demandantes, y por el Profesor Pedro Nikken, nacional de Venezuela, nombrado por el Demandado.
19. El 31 de julio de 2014, la Secretaria General notificó a las Partes que los tres árbitros habían aceptado sus nombramientos y que, por lo tanto, se consideraba que el Tribunal se había constituido en esa fecha de conformidad con la Regla 6(1) de las Reglas Procesales Aplicables a los Procedimientos de Arbitraje del CIADI (“Reglas de Arbitraje”). La Sra. Natalí Sequeira, Consejera Jurídica del CIADI, fue designada para actuar como Secretaria del Tribunal.

20. De conformidad con la Regla 13(1), de las Reglas de Arbitraje del CIADI, el Tribunal celebró una primera sesión con las Partes en París el 29 de setiembre de 2014.
21. El 21 de octubre de 2014, el Tribunal dictó la Resolución Procesal No. 1 en la que expuso las cuestiones tratadas en la primera sesión, con inclusión del calendario procesal y el acuerdo de que el procedimiento se llevaría a cabo con arreglo a las Reglas de Arbitraje del CIADI en vigencia desde el 10 de abril de 2006.
22. El 14 de noviembre de 2014, la Comisión Europea presentó una Petición para intervenir como parte no contendiente conforme a la Regla 37(2) de las Reglas de Arbitraje del CIADI.
23. El 21 de noviembre de 2014, los Demandantes presentaron su Memorial sobre el Fondo, acompañado de
 - las Declaraciones Testimoniales de las siguientes personas:
 - Mauricio Bolaña de fecha 20 de noviembre de 2014,
 - Harold D’Hauteville de fecha 19 de noviembre de 2014,
 - Walter Manara de fecha 19 de noviembre de 2014, y
 - Andrew M. Morris de fecha 21 de noviembre de 2014;
 - los siguientes Informes Periciales:
 - Informe Regulatorio de The Brattle Group de fecha 21 de noviembre de 2014, con los anexos BRR-0001 a BRR-0059, y
 - Informe sobre Cuantificación de Daños del Brattle Group de noviembre de 2014, con anexos BQR-0001 a BQR-0101;
 - los Anexos Documentales C-0016 a C-0177;
 - las Autoridades Legales CL-0001 a CL-0090;
 - Apéndice 1 – Tabla de Términos Definidos,
 - Apéndice 2 – Relación de Participantes.
24. El 9 de enero de 2015, el Demandado presentó una solicitud de bifurcación el procedimiento. El 23 de enero de 2015, los Demandantes presentaron observaciones respecto de la solicitud del Demandado.

25. El 5 de febrero de 2015, el Tribunal dictó la Resolución Procesal No. 2 respecto de la Solicitud de la Comisión Europea de efectuar una presentación escrita en calidad de parte no contendiente de conformidad con lo dispuesto en la Regla 37(2) de las Reglas de Arbitraje del CIADI, después de brindar a cada una de las partes la oportunidad de formular observaciones. El Tribunal determinó que “que la Petición de la Comisión Europea solicitando autorización para intervenir [era] inadmisibles”.
26. El 7 de febrero de 2015, el Tribunal concedió la solicitud de bifurcación del procedimiento del Demandado. En consecuencia, se tratarían las excepciones a la jurisdicción que formuló el Demandado como cuestión preliminar y se suspendería el procedimiento sobre el fondo.
27. El 18 de febrero de 2015, el Tribunal dictó la Resolución Procesal No. 3, en la cual expuso los fundamentos de su decisión sobre bifurcación.
28. El 4 de marzo de 2015, el Tribunal dictó la Resolución Procesal No. 4 en la que estableció un nuevo calendario procesal para tratar las excepciones a la jurisdicción del Tribunal que formuló el Demandado.
29. El 19 de junio de 2015, el Tribunal dictó la Resolución Procesal No. 5 en la que se pronunció sobre las solicitudes de exhibición de documentos de las Partes.
30. El 7 de julio de 2015, el Tribunal dictó la Resolución Procesal No. 6 en relación con una petición de confidencialidad de ciertos documentos que exhibirían las Partes.
31. El 14 de enero de 2016, después de haber recibido las observaciones de las Partes, el Tribunal dictó la Resolución Procesal No. 7 en la que rechazó la segunda solicitud de la Comisión Europea que había sido presentada el 9 de diciembre de 2015, para intervenir en calidad de parte no contendiente.
32. El 7 de marzo de 2016, el Tribunal emitió una decisión sobre las excepciones jurisdiccionales formuladas por el Demandado.
33. El 24 de marzo de 2016, el Tribunal fijó el calendario procesal para la fase del fondo.

34. El 6 de junio de 2016, el Tribunal emitió su Decisión sobre Jurisdicción en la que expuso los fundamentos para su determinación de fecha 7 de marzo de 2016 (la “Decisión sobre Jurisdicción”). La Decisión sobre Jurisdicción se incorpora a la presente Decisión y constituye parte integral de ella. En su Decisión, el Tribunal decidió lo siguiente:

“(1) El Tribunal toma nota del abandono por parte de los Demandantes de su reclamo sobre la modificación de la Ley de Impuestos Especiales del día 28 de diciembre de 1992 (“Ley de Impuestos Especiales”) mediante el Artículo 28 de la Ley 15/2012.

(2) La objeción del Demandado basada en el Artículo 21 del TCE se incluye en el fondo de la cuestión. Esta decisión no prejuzga ninguna postura del Tribunal en cuanto a la admisibilidad de esta objeción como cuestión preliminar o de fondo.

(3) Las cuestiones sobre la composición y el valor de los derechos indemnizables supuestamente infringidos por el Demandado se incluyen en el fondo de la cuestión.

(4) Todas las demás objeciones se rechazan y el Tribunal tiene jurisdicción para dirimir la controversia presentada por RREEF Infrastructure (G.P.) Limited y RREEF Pan-European Infrastructure Two Lux S.à r.l. el día 18 de octubre de 2013, sujeto a lo dispuesto en el párrafo 232, subpárrafo 1, *supra*.

(5) Las presentaciones de los Demandantes referidas a las medidas adoptadas con posterioridad a su Solicitud de Arbitraje son admisibles y el Tribunal puede ejercer jurisdicción respecto de ellas.

(6) El Tribunal tomará los recaudos necesarios para la continuación del procedimiento hasta la fase de fondo.

(7) La decisión sobre los costos del arbitraje se difiere hasta la segunda fase del arbitraje sobre el fondo”.

35. Se incluye una descripción detallada de las medidas procesales que condujeron a la Decisión sobre Jurisdicción en la Sección II de dicha Decisión.

36. El 15 de julio de 2016, el Demandado presentó su Memorial de Contestación sobre Méritos, acompañado de lo siguiente:

- la Declaración Testimonial de:

- Carlos Montoya de fecha 14 de julio de 2016, con anexos documentales⁴;
 - El siguiente Informe Pericial:
 - Informe Económico y Financiero de BDO de fecha 14 de julio de 2016, con los anexos documentales B-0001 a B-0079;
 - los Anexos Documentales R-0085 a R-0277;
 - las Autoridades Legales RL-0060 a RL-0094.
37. El 29 de julio de 2016, las Partes presentaron una solicitud de exhibición de documentos. El 12 de agosto de 2016, las Partes presentaron respuestas y objeciones a la solicitud de exhibición de documentos. El 2 de setiembre de 2016, las Partes presentaron solicitudes al Tribunal para que se pronuncie sobre la exhibición de documentos.
38. El 21 de setiembre de 2016, el CIADI informó a las Partes y al Tribunal que, debido a la reorganización de la carga de trabajo del Centro, la Sra. Mairée Uran Bidegain, Responsable del Equipo/Consejera Jurídica del CIADI, actuaría como Secretaria del Tribunal del caso.
39. El 23 de setiembre de 2016, el Tribunal dictó la Resolución Procesal No. 8 relativa a la solicitud de exhibición de documentos.
40. El 22 de diciembre de 2016, los Demandantes presentaron su Réplica sobre el Fondo, acompañada de las siguientes declaraciones testimoniales e informes periciales:
- las Segundas Declaraciones Testimoniales de las siguientes personas:
 - Mauricio Bolaña de fecha 15 de diciembre de 2016,
 - Harold d’Hauteville de fecha 22 de diciembre de 2016,
 - Walter Manara de fecha 22 de diciembre de 2016, y
 - Andrew Morris de fecha 22 de diciembre de 2016;
 - los siguientes Informes Periciales:
 - Informe Pericial del Dr. Thomas Mancini de fecha 16 de diciembre de 2016, con anexos documentales TRM-0001 a TRM-0130,

⁴ La Primera Declaración Testimonial del Sr. Montoya fue acompañada de los siguientes anexos: W-0005, W-0010, W-0011, W-0017, W-0017bis, W-0018, W-0026, W-0033, W-0034, W-0037, W-0039, W-0041, W-0042, W-0043, W-0045, W-0051 a W-0059, W-0101 a W-0113, W-0114 (I) a W-0114 (III), W-0115, W-0116, W-0117 (I), W-0117 (II), W-0118 (I), W-0118 (II), W-0119, W-0121, W-0123, W-0125, W-0127, W-0129, W-0131, W-0133, W-0135 a W-0138, W-0140, W-0234, W-0236, W-0237 (I), W-0237 (II), W-0308 a W-0313, W-0416, W-0417, W-01001, W-01012, W-01022, W-01024 a W-01027, W-01029, W-01030 (I), W-01031 a W-01038, W-01043 (I) a W-01043 (XII), W-01095, W-01101 (I) a W-01112 (I), W-01112 (II), W-01113 a W-01116, W-01117 (I), W-01118, W-01119 (I), W-01120 (I), W-01121 (I), W-01122 a W-01131.

- Informe Regulatorio de Refutación de The Brattle Group de fecha 22 de diciembre de 2016, con anexos documentales BRR-0060 a BRR-0148,
 - Informe de Refutación sobre Cuantificación de Daños de The Brattle Group de fecha 22 de diciembre de 2016, suscrito el 22 de noviembre de 2016, con anexos documentales BQR-102 a BQR-0140.1-14, BQR-0141;
- los Anexos Documentales C-0216 a C-0297;
 - las Autoridades Legales CL-0216 a CL-0237.
41. El 8 de febrero de 2017, el Demandado presentó su Memorial de Dúplica sobre Méritos, acompañado de las siguientes declaraciones testimoniales e informes periciales:
- las Declaraciones Testimoniales de las siguientes personas:
 - Daniel LaCalle de fecha 7 de febrero de 2017, con anexos documentales LC-0001 a LC-0004.
 - Carlos Montoya (Segunda), de fecha 3 de febrero de 2017, con anexos documentales⁵;
 - los siguientes Informes Periciales:
 - Informe de Refutación en materia de Daños Financieros de BDO de fecha 8 de febrero de 2017, con anexos documentales B-0080 a B-0124,
 - Informe Pericial del Profesor Jesus Casanova Kindelán de fecha 7 de febrero de 2017, con anexos JCK-0001 a JCK-0016,
 - Informe Pericial del Dr. Jorge Servert de fecha enero de 2017, con anexos JSR-0001 a JSR-0010 y JSRC-0001 a JSRC-0035;
 - los Anexos Documentales R-0278 a R-0417;
 - las Autoridades Legales RL-0095 a RL-0114.
42. El 7 de marzo de 2017, el Tribunal celebró una conferencia preparatoria de la Audiencia, vía conferencia telefónica, con las Partes, y la Secretaria del Tribunal.
43. El 12 de marzo de 2017, el Tribunal dictó la Resolución Procesal No. 9, en la que se pronunció sobre determinadas cuestiones organizativas para la audiencia sobre el fondo, así como sobre la incorporación de documentos adicionales al expediente.

⁵ W-0001 a W-0003, W-0024, W-0028, W-0038, W-0423, W-0424, W-0427, W-0428, W-0432 a W-0434, W-0435 (I), W-0435 (II), W-0451, W-0454 a W-0469, W-0471 a W-0483, W-0484 (I), W-0484 (II), W-0485 a W-0487, W-0488 (I) a W-0488 (IV), W-0489 a W-0493, W-01136, W-01139 a W-RF.0046, W-RF.0081 a W-RF.0161, W-RF.0163 a W-RF.0168, W-RF.0831 y W-RF.0837.

44. Se celebró una audiencia sobre el Fondo entre los días 20 y 24 de marzo de 2017 en París (la “Audiencia”). Las siguientes personas estuvieron presentes durante la audiencia:

Tribunal:

Alain Pellet	Presidente
Pedro Nikken	Árbitro
Robert Volterra	Árbitro

Secretariado del CIADI:

Mairée Uran Bidegain	Secretaria del Tribunal
----------------------	-------------------------

En representación de los 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. Lauren Lindsay	Allen & Overy LLP
Sr. Tomasz Hara	Allen & Overy LLP
Sra. Stephanie Hawes	Allen & Overy LLP
Sra. Amy McMullen	Allen & Overy LLP
Sr. Mauricio Pizarro Ortega	Allen & Overy LLP
Sr. Alejandro Matus	RREEF Infrastructure;

En representación del Demandado:

Sr. Diego Santacruz Descartín	Abogacía General del Estado. Ministerio de Justicia
Sra. Mónica Moraleda Saceda	Abogacía General del Estado. Ministerio de Justicia
Sr. Javier Torres Gella	Abogacía General del Estado. Ministerio de Justicia
Sr. Antolín Fernández Antuña	Abogacía General del Estado. Ministerio de Justicia
Sra. Amaia Rivas Kortázar	Abogacía General del Estado. Ministerio de Justicia
Sra. Raquel Vázquez Meco	IDAE
Sr. Juan Ramón Ayuso Ortiz	IDAE
Sr. Alfonso Olivas la Llana	IDAE

Estenógrafos:

Sr. Trevor McGowan	The Court Reporter Ltd
Sr. Paul Pelissier	D-R Esteno
Sra. Luciana Sosa	D-R Esteno;

Intérpretes:

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

45. Durante la Audiencia las siguientes personas fueron sometidas a interrogatorio:

En representación de los Demandantes:

Sr. Walter Manara
 Sr. Andrew Morris
 Sr. Harold Hauteville

Dr. Thomas Mancini	TR Mancini Consulting
Sr. Carlos Lapuerta	The Brattle Group
Sr. Richard Caldwell	The Brattle Group
Dr. José Antonio García	The Brattle Group
Sr. Jack Stirzaker	The Brattle Group;

En representación del Demandado:

Sr. Carlos Montoya
 Sr. Daniel Lacalle

Dr. Jorge Servert
 Dr. Jesús Casanova Kindeln

Sr. Manuel Vargas González	BDO
Sr. Eduardo Pérez Ruiz	BDO
Sr. David Mitchell	BDO
Sra. Susan Blower	BDO

46. El 3 de abril de 2017, cada Parte presentó la lista de cuestiones que debería considerar el Tribunal a los fines del Artículo 48 del Convenio CIADI.
47. El 6 de abril de 2017, el Tribunal dictó la Resolución Procesal No. 10, en la cual ordenó a las Partes (a) que presentaran escritos posteriores a la audiencia en los cuales se les solicitaba que respondieran a una serie de preguntas formuladas por los miembros del Tribunal al término de la Audiencia y registradas en la Resolución Procesal No. 10, y (b) que acordaran un procedimiento y un plazo para la presentación de las correcciones de las transcripciones y de las declaraciones de los costos.

48. El 5 de mayo de 2017, las Partes presentaron escritos posteriores a la audiencia simultáneos. El escrito posterior a la audiencia de los Demandantes estuvo acompañado de las autoridades legales CL-238 a CL-241.
49. El 11 de mayo de 2017, los Demandantes presentaron una solicitud de autorización para incorporar al expediente el Laudo emitido el 4 de mayo de 2017 en el caso *EISER Infrastructure Limited y Energía Solar Luxembourg S.à r.l. c. Reino de España* (Caso CIADI No. ARB/13/36) (el “Laudo de *Eiser*”), como nueva autoridad legal. Ese mismo día, el Demandado objetó su introducción, y solicitó una oportunidad para formular comentarios sobre el Laudo de *Eiser*, de conformidad con la Sección 6.3 de la Resolución Procesal No. 1 en caso de que se concediera la solicitud de los Demandantes.
50. El 22 de mayo de 2017, el Tribunal concedió la solicitud de los Demandantes de incorporar el Laudo de *Eiser* e invitó a las Partes a que se consultaran y arribaran a un acuerdo sobre el método para la incorporación del Laudo de *Eiser* y sobre un cronograma para las respectivas observaciones simultáneas de las Partes.
51. El 24 de mayo de 2017, las Partes proporcionaron al Tribunal su acuerdo sobre las cuestiones identificadas en el párrafo precedente.
52. El 30 de mayo de 2017, se incorporó el Laudo de *Eiser* al expediente, como autoridad legal CL-242.
53. El 2 de junio de 2017, de conformidad con el procedimiento y el cronograma consensuado por las Partes, los Demandantes presentaron sus observaciones respecto del Laudo de *Eiser*.
54. El 6 de junio de 2017, las Partes efectuaron presentaciones simultáneas sobre costos.
55. El 9 de junio de 2017, el Demandado presentó sus observaciones respecto del Laudo de *Eiser*.
56. El 13 de julio de 2017, los Demandantes solicitaron la admisión de un nuevo documento en el expediente.

57. El 21 de julio de 2017, las Partes acordaron la admisión de un nuevo documento en el expediente.
58. El 25 de julio de 2017, el Tribunal confirmó el acuerdo de las Partes.
59. El 7 de agosto de 2017, los Demandantes y el Demandado presentaron comentarios respecto de los nuevos documentos.
60. El 23 de noviembre de 2017, el Demandado presentó una solicitud para incorporar una decisión emitida por la Comisión Europea sobre el “Marco de Ayudas Estatales para las Energías Renovables” del Reino de España (la “Decisión sobre Ayudas Estatales”) [Traducción del Tribunal]. Los Demandantes presentaron su respuesta a la Solicitud del Demandado el 30 de noviembre de 2017. El 2 de enero de 2018, el Tribunal rechazó la solicitud del Demandado.
61. El 10 de enero de 2018, el Demandado presentó una solicitud de reconsideración de la decisión del Tribunal de fecha 2 de enero de 2018. El 16 de enero de 2018, los Demandantes presentaron su objeción a la solicitud del Demandado.
62. El 16 de enero de 2018, el Tribunal solicitó información adicional de las Partes respecto de sus inversiones, esto es:

“1. Sus respectivos cálculos del retorno total previsto sobre las inversiones, tanto teniendo en cuenta como sin tener en cuenta las medidas impugnadas, durante la vida útil de la inversión;

2. Información actualizada desde las presentaciones de la Réplica y Dúplica sobre cualquier acontecimiento, como por ejemplo, ventas de inversiones u otros, que incidiera en las inversiones de los Demandantes en las Plantas Andasol y Arenales o en el Proyecto Dédalo;

3. Un desglose de la valuación ofrecida por cada una de las Partes, dividida por pretensión y medida impugnada, de los daños y perjuicios presuntamente resultantes de la supuesta violación del TCE por parte del Demandado, con inclusión de la alegada retroactividad del nuevo régimen”. [Traducción del Tribunal]

63. El 18 de enero de 2018, el Demandado presentó sus observaciones a la solicitud del Tribunal, con inclusión de diversas solicitudes respecto de (i) la hora y las fechas para la presentación de la información adicional, (ii) la celebración de una audiencia para la presentación de información novel, y (iii) que se le ordene a los Demandantes que proporcionen al Demandado todos los documentos relacionados con la venta de las Plantas e información afín.
64. El 24 de enero de 2018, el Tribunal reconsideró su decisión de fecha 2 de enero de 2018 y concedió la solicitud del Demandado de incorporar al expediente la Decisión sobre Ayudas Estatales, estableciendo también un cronograma para que las Partes presentaran sus observaciones.
65. El 29 de enero de 2018, se incorporó al expediente la Decisión sobre Ayudas Estatales [como autoridad legal RL-115].
66. Ese mismo día, los Demandantes presentaron sus observaciones a la solicitud del Tribunal de fecha 16 de enero de 2018 y respecto de las observaciones y solicitudes del Demandado de fecha 18 de enero de 2018.
67. El 30 de enero de 2018, el Demandado presentó sus comentarios respecto de la Decisión sobre Ayudas Estatales. El 5 de febrero de 2018, los Demandantes presentaron su respuesta a los comentarios del Demandado respecto de la Decisión sobre Ayudas Estatales.
68. El 12 de febrero de 2018, el Tribunal se pronunció sobre la solicitud del Demandado respecto de la carta del Tribunal de fecha 16 de enero de 2018, confirmando el cronograma para la presentación de información adicional y la clase de información que divulgarían los Demandantes. El Tribunal rechazó además el resto de la solicitud del Demandado.
69. El 13 de febrero de 2018, el Demandado presentó una solicitud de reconsideración de la comunicación del Tribunal de fecha 12 de febrero de 2018. El 16 de febrero de 2018, los Demandantes presentaron sus observaciones a la solicitud del Demandado.

70. El 28 de febrero de 2018, el Tribunal se pronunció sobre la solicitud del Demandado de 13 de febrero de 2018.
71. El 2 de marzo de 2018, los Demandantes presentaron una solicitud de autorización para incorporar al expediente, el Laudo emitido el 15 de febrero de 2018 en el caso *Novenergia II – Energy & Environment (SCA) (Gran Ducado de Luxemburgo), SICAR c. Reino de España* (Arbitraje CCE (2015/063)) (el “Laudo de *Novenergia*”).
72. El 5 de marzo de 2018, las Partes efectuaron su primera rueda de presentaciones en respuesta a la solicitud del Tribunal de información adicional de fecha 16 de enero de 2018.
73. El 9 de marzo de 2018, el Demandado presentó sus observaciones respecto de la solicitud de los Demandantes. El Demandado no objetó la incorporación del Laudo de *Novenergia* y solicitó la admisión de tres documentos adicionales, con inclusión de la Sentencia del TJUE de fecha 6 de marzo de 2018, *República Eslovaca c. Achmea BV*, C-284/16, (“*Achmea*”), *Blusun S.A. c. República Italiana*, Caso CIADI No. ARB/14/3, Laudo, 27 de diciembre de 2016 (“*Blusun*”); *Sr. Jürgen Wirtgen, Sr. Stefan Wirtgen, Sra. Gisela Wirtgen y JSW Solar (swei) GmbH & Co. KG c. La República Checa*, Laudo, 11 de octubre de 2017, (“*Wirtgen*”).
74. El 14 de marzo de 2018, los Demandantes presentaron sus objeciones a la solicitud del Demandado de fecha 9 de marzo de 2018.
75. El 20 de marzo de 2018, el Tribunal concedió la solicitud de autorización tanto de los Demandantes como del Demandado de incorporar al expediente los documentos mencionados en sus solicitudes respectivas de fechas 2 de marzo de 2018, y 9 de marzo de 2018.
76. El 22 de marzo de 2018, los Demandantes presentaron el Laudo de *Novenergia*, que fue incorporado al expediente, como autoridad legal CL-243. Ese mismo día, el Demandado presentó los tres documentos mencionados en la solicitud de fecha 9 de marzo de 2018, que fueron incorporados al expediente como autoridades legales RL-116, RL-117 y RL-118.

77. El 26 de marzo de 2018, ambas Partes presentaron sus observaciones individuales respecto de las autoridades legales CL-243, RL-116, RL-117 y RL-118.
78. Ese mismo día, las Partes efectuaron su presentación final en respuesta a la Solicitud del Tribunal de fecha 16 de enero de 2018 respecto de la información adicional.
79. El 22 de junio de 2018, los Demandantes presentaron una solicitud de autorización para incorporar al expediente, dos laudos:
- *Masdar Solar & Wind Cooperatief U.A. c. Reino de España*, Laudo, 16 de mayo de 2018, Caso CIADI No. ARB/14/1, (“*Masdar*”);
 - *Antin Infrastructure Services Luxembourg S.à.r.l. y Antin Energia Termosolar B.V. c. Reino de España*, Laudo, 15 de junio de 2018, Caso CIADI No. ARB/13/31, (“*Antin*”).
80. El 9 de julio de 2018, el Demandado, por invitación del Tribunal, respondió a la solicitud de los Demandantes en el que se indicaba que no objetaba la incorporación de los Laudos de *Masdar* y *Antin* en el expediente.
81. El 13 de agosto de 2018, el CIADI informó a las partes y al Tribunal que el Sr. Gonzalo Flores, Secretario General Adjunto del CIADI, actuaría como Secretario del Tribunal.
82. El 13 de agosto de 2018, el Tribunal tomó nota del acuerdo de las Partes e invitó a los Demandantes a que introdujeran los laudos de *Masdar* y *Antin* en el expediente del caso.
83. De conformidad con las instrucciones del Tribunal, el 21 de agosto de 2018, los Demandantes presentaron copias de los laudos de *Masdar* y *Antin* y formularon observaciones sobre estos dos nuevos documentos. El Demandado presentó sus observaciones sobre los laudos el 28 de agosto de 2018.

IV. ANTECEDENTES DE HECHO

84. A continuación, el Tribunal proporciona un resumen de los antecedentes de hecho que dieron origen a la presente diferencia, en tanto están confirmados y son fundamentales para las determinaciones en esta Decisión. Al hacerlo, adoptará una línea de tiempo en orden cronológico cuando fuere posible, haciendo referencia a las pruebas presentadas por las Partes y describiendo las posturas de las Partes con respecto a hechos controvertidos.
85. Esta sección no pretende ser una descripción detallada y exhaustiva de todos los hechos subyacentes a esta diferencia. También se tratarán algunos hechos, en tanto sean necesarios o útiles, en el contexto del análisis jurídico del Tribunal de las cuestiones objeto de controversia. No obstante, el Tribunal ha considerado las pruebas en su totalidad, tal como las aportaran las Partes en el marco de este arbitraje.
86. Sobre la base del material aducido por las Partes, el Tribunal describe *infra*: (A) el SEE y el marco regulatorio aplicable, y (B) las inversiones de los Demandantes en el Demandado.

A. EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

(a) La Política Energética de España y el Marco Internacional Relevante

87. En el año 1992, España suscribió la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (“CMNUCC”)⁶. En el año 1998, la Unión Europea y España, en calidad de Estado Miembro, suscribieron el Protocolo de Kioto de 1997, un instrumento internacional negociado en aras de implementar la CMNUCC⁷. En virtud de este marco internacional, España, con muchas otras naciones, se comprometieron a una reducción de las emisiones de efecto invernadero, mediante, entre otras cosas, la asignación de recursos importantes a tal efecto.

⁶ Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, 1771 Serie 107 de Tratados de las Naciones Unidas; *31 International Legal Materials* 849 (1992), 9 de mayo de 1992 (que entró en vigor el 9 de mayo de 1992, y para España en el año 1994) (CMNUCC) (C-18).

⁷ 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 de 1997; (que entró en vigor el 16 de febrero de 2005 para la UE y España) (C-19). En el contexto de las negociaciones del Protocolo de Kioto de 1997, la UE presentó un Libro Blanco. (Véase Comunicación de la Comisión, “Energía para el Futuro: Fuentes de Energía Renovables”, Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios, COM (97) 26 de noviembre de 1997 (“Libro Blanco de la UE de 1997”) (C-50).

88. Para participar plenamente en este esfuerzo internacional de reducir las emisiones de efecto invernadero, la Unión Europea (“UE”) adoptó la Directiva 2001/77/CE “relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad” (“Directiva de 2001”)⁸. La Directiva de 2001 estableció obligaciones para los Estados Miembros de la UE, con inclusión de la obligación de establecer objetivos indicativos para el consumo futuro de electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables⁹. El objetivo indicativo nacional del Demandado “respecto a la parte de electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables en el consumo bruto de electricidad en 2010” era de 29,4%¹⁰. La Directiva reconoció también que los Estados Miembros podrían utilizar sistemas de apoyo para contribuir a lograr los objetivos indicativos nacionales y fomentar el uso de las fuentes de energía renovables¹¹.
89. No es objeto de controversia entre las Partes que, en comparación con las tecnologías tradicionales de generación eléctrica, los proyectos ER no son competitivos en términos de costos, ya sea a nivel mayorista o minorista¹². Además, las inversiones en energías renovables son, en un inicio, de utilización intensiva de capital, y los costos operativos corrientes son relativamente bajos¹³.
90. Por esta y otras razones, en aras de atraer inversiones, muchos Estados introdujeron incentivos regulatorios para igualar las condiciones entre los inversores en proyectos de energía en el sector de energía convencional y de energías renovables. Esto incluye, por ejemplo, el mecanismo de Tarifa Regulada (“FIT”, por sus siglas en inglés), implementado en España para, entre otros, lograr los “objetivos indicativos” a los que se hiciera referencia

⁸ La Directiva de 2001 reflejó el objetivo indicativo global del 12 % de consumo nacional bruto de energía en 2010 y una parte indicativa del 22,1 % de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el consumo total de electricidad de la Comunidad en 2010, que se había registrado en el Libro Blanco de la UE de 1997. Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, 27 de setiembre de 2001 (publicada el 27 de octubre de 2001) (“Directiva 2001/77/CE”) (C-20) (R-45), Art. 3.4.

⁹ Directiva 2001/77/CE (C-20) (R-45), Art. 3.2.

¹⁰ Directiva 2001/77/CE (C-20) (R-45), Anexo. La Directiva de 2001 fue complementada el 26 de junio de 2003. Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a las normas comunes para el mercado interior de la electricidad, 26 de junio de 2003 (publicada el 15 de julio de 2003) (R-46).

¹¹ Directiva 2001/77/CE, 27 de setiembre de 2001 (C-20) (R-45), Art. 4.

¹² CM, párrs. 19, 72 y 73; RCM, párr. 117; Tr. Día 1 (Sullivan) 35:17-36:2.

¹³ Tr. Día 1 (Sullivan), 29:22-30:10.

en el párrafo 86 *supra* y en cuestión en el marco de este arbitraje. La FIT puede adoptar la forma de una tarifa fija (fijada a un índice superior a los precios de mercado de la electricidad normales) o una prima (que se paga por encima de los precios de mercado por la venta de cada unidad, o kilovatio hora (KWh) de energía producida e incorporada en la red eléctrica)¹⁴.

91. En el mes de agosto de 2005, y considerando, entre otras, sus obligaciones en virtud de los instrumentos mencionados *supra*, España aprobó el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (“PER”)¹⁵. El PER fue elaborado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (“IDAE”) y constituyó una modificación al Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 (“PFER”)¹⁶. Al igual que el PFER, el PER estableció una serie de objetivos por área tecnológica, para promover la utilización de fuentes de energía renovables y constituyó una indicación del desarrollo futuro de las distintas tecnologías renovables. Por lo tanto, el PER contenía la información económica subyacente utilizada por el gobierno para determinar su marco regulatorio. El objeto de los documentos de planificación de renovables y su lugar en el proceso regulatorio del Demandado es explicado a continuación por uno de los asesores de los Demandantes al momento de realizar las inversiones:

“En pos de cumplir con el objetivo de Kioto y el sistema de la UE 2020, el Gobierno español redacta documentos de planificación a mediano y largo plazo (5 a 10 años) destinados a identificar las tecnologías que presentan el potencial (tanto técnico como económico) para contribuir significativamente al logro de los objetivos mencionados anteriormente. Los documentos de planificación de energías renovables - Plan de Energías Renovables (PER) - establecieron las proyecciones de crecimiento

¹⁴ Miguel Mendonça, David Jacobs y Benjamin Sovacool, *Powering the Green Economy in The Feed-In Tariff Handbook* (Earthscan, 2010), 1 de enero de 2010 (C-48); Govinda R. Timilsina, Lado Kurdgelashvili & Patrick A. Narbel, “A Review of Solar Energy: Markets, Economics and Policies (2011), *The World Bank, Development Research Group, Environment and Energy Team*” (C-44), págs. 27-28.

¹⁵ Ministerio de Industria, Turismo y Comercio e IDAE, Plan de Energías Renovables en España 2005 – 2010, agosto de 2005 (“PER 2005-2010”) (C-43) (R-135); véase también Ministerio de Industria, Turismo y Comercio e IDAE, “Resumen del Plan de Energías Renovables 2005 – 2010 de España”, agosto de 2005 (C-58).

¹⁶ El PER se trató de una revisión del Plan de Fomento de las Energías Renovables (“PFER”) 2000-2010 que fuera aprobado en España el 30 de diciembre de 1999. El PFER estableció una serie de objetivos por área tecnológica que permitirían que las fuentes de energía renovables ayudaran a España a satisfacer al menos el 12% de la demanda total de energía primaria en el año 2010 (es decir, el objetivo indicativo global) y evaluó los fondos públicos necesarios para implementar el plan de fomento exigido en España. En virtud del PFER, España parece haber previsto que para lograr sus objetivos de CSP, el 10% de la inversión provendría de subsidios, el 20% provendría de promotores y el 70% de “financiación ajena”. Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010, diciembre de 1999, (“PFER 2000-2010”) (R-134), pág. 18.

específico para cada tecnología y las desglosa por región autónoma. Con base en los documentos, el Gobierno establece una tarifa (publicada en la forma de un Real Decreto) para cada tecnología dependiendo del nivel de crecimiento que se requiere de cada tecnología.

Los documentos de planificación de energías renovables constituyen los mejores indicadores del desarrollo futuro de las distintas tecnologías renovables”¹⁷. [Traducción del Tribunal]

92. El PER indicaba que había existido un crecimiento importante en el consumo de energía, “un crecimiento significativo, aunque insuficiente para alcanzar los objetivos fijados. A finales de 2004, se había alcanzado un cumplimiento acumulado del 28,4% sobre el objetivo global de incremento de las fuentes renovables previsto para 2010”¹⁸.
93. El PER reconocía además que, para estimular las inversiones en ER, la rentabilidad de las inversiones y el acceso a financiación, eran componentes importantes¹⁹. Con respecto a la rentabilidad o retorno sobre las inversiones de los “proyectos tipo” el PER estimó una “Tasa Interna de Retorno (TIR), medida en moneda corriente y para cada proyecto tipo, próxima a un 7%, con recursos propios (antes de financiación) y después de impuesto”.
94. Con respecto al acceso a financiación, el PER estimó que 77,1 % de la financiación general necesaria para su implementación sería deuda financiera (18.198 millones), en tanto la ayuda pública y la inversión de capital serían las fuentes para el 2,9% (680.939) y el 20% (4.720 millones) restantes, respectivamente²⁰. Las necesidades de financiación se calcularon tomando en consideración las diferentes tecnologías, así como “los parámetros técnico-económicos de cada una de ellas, dando lugar a la formulación de los correspondientes proyectos-tipo por tecnologías”²¹. Además, con respecto a los proyectos tipo, el PER indicaba que:

¹⁷ Pöyry Management Consulting, “Situación Actual y Tendencias Futuras de la Energía Solar en España: Un informe de ILEX Energy para RREEF Infrastructure”, marzo de 2011 (“Segundo Informe de Pöyry Energy Consulting”) (C-87), pág. 26 (pdf).

¹⁸ PER 2005-2010 (C-43), pág. 9.

¹⁹ PER 2005-2010 (C-43) (R-135), Sección 4.3.

²⁰ PER 2005-2010 (C-43) (R-135), Secciones 4.2 y 4.3.

²¹ PER 2005-2010 (C-43) (R-135), Sección 4.2.

“4.5 Proyectos tipo por tecnología

Tomando como base de partida los objetivos energéticos propuestos, se han determinado las necesidades de financiación para cada tecnología en función de su rentabilidad, definiendo para el modelo de cálculo unos proyectos tipo.

Estos proyectos tipo han sido caracterizados por parámetros técnicos relativos a su dimensión, horas de funcionamiento equivalentes, costes unitarios, períodos de ejecución, vida útil, costes de operación y mantenimiento y precios de venta de la unidad energética final. Asimismo, se han aplicado unos supuestos de financiación y una serie de medidas o ayudas financieras diseñadas de acuerdo a los requerimientos de cada tecnología.

A continuación, se presentan las fichas de cada uno de los proyectos tipo considerados en los diferentes sectores tecnológicos y en cuyos datos se ha fundamentado el cálculo económico financiero del Plan para el período 2005 - 2010”²².

95. En este contexto, España realizó esfuerzos para alentar las inversiones en ER promocionándose como un destino atractivo para las inversiones en energía renovable²³. Estos esfuerzos parecen haber sido realizados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (el “Ministerio”), junto con una empresa estatal para la Promoción y Atracción de Inversiones Extranjeras, conocida como InvestInSpain²⁴.
96. El 23 de abril de 2009, la UE aprobó la Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (la “Directiva de 2009”)²⁵. Los Artículos 3(1) y (3)(4) de la Directiva de 2009 establecieron un nuevo objetivo por el cual en el año 2020 la

²² PER 2005-2010 (C-43) (R-135), Sección 4.5.

²³ Véase, por ejemplo, presentación de Manuela García, “Oportunidades en Energías Renovables en España”, 15 de noviembre de 2007, (Presentación de Manuela García de noviembre de 2007) (C-230); presentación de Manuela García de noviembre de 2008 (C-73); presentación del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, “Marco Jurídico para las Energías Renovables en España” [Traducción del Tribunal], 1 de noviembre de 2009 (“Presentación del MITYC de noviembre de 2009) (C-247).

²⁴ En la actualidad, parece que InvestinSpain ha sido disuelta y que sus funciones han sido reemplazadas por ICEX España Exportación e Inversiones, una entidad pública empresarial. “Quiénes somos”, sitio web de InvestInSpain, sin fecha (C-72). Las Partes disienten respecto de si las afirmaciones y la presentación de InvestInSpain pueden ser atribuibles al Reino de España. Véase RR, párrs. 610 y 611.

²⁵ Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, 23 de abril de 2009 (publicada el 25 de junio de 2009) (“Directiva de 2009”) (C-22) (R-47). Véase también Anexo I a la Directiva de 2009, que establece los compromisos de España.

Comunidad Europea procuraría obtener 20% (en lugar de 12%) de sus demandas totales de consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables y un objetivo mínimo de 10% para cada Estado Miembro. En virtud del Artículo 4 de la Directiva de 2009, se requería que cada Estado Miembro adoptara un Plan de Acción Nacional para la implementación de la Directiva y sus objetivos (“PANER”).

97. El 30 de junio de 2010, España adoptó su PANER y confirmó un objetivo de 20% de la demanda final bruta de energía generada a partir de fuentes renovables para el año 2020²⁶. El PANER indicó, en su parte relevante, lo siguiente:

“El marco económico -actualmente desarrollado por el ‘Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial’ y la ‘Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial’- contempla unos niveles de retribución a la generación eléctrica que persiguen la obtención de unas tasas razonables de rentabilidad de la inversión. Para su determinación se tienen en cuenta los aspectos técnicos y económicos específicos de cada tecnología, la potencia de las instalaciones y su fecha de puesta en servicio, todo ello utilizando criterios de sostenibilidad y de eficiencia económica en el sistema.

[...]

Revisiones de los niveles de retribución

Los niveles de retribución pueden ser modificados en función de la evolución tecnológica de los sectores, del comportamiento del mercado, del grado de cumplimiento de los objetivos de energías renovables, del grado de participación del régimen especial en la cobertura de la demanda y de su incidencia en la gestión técnica y económica del sistema, garantizando siempre las tasas de rentabilidad razonables -el vigente Real Decreto 661/2007 establece revisiones cuatrienales-. En cualquier caso, dichas revisiones atienden a la evolución de los costes específicos asociados a cada tecnología, con el triple objetivo final de que las tecnologías renovables alcancen el mayor nivel de competitividad posible con las del Régimen Ordinario, que favorezcan un equilibrado desarrollo tecnológico y de que el esquema retributivo evolucione hacia el mínimo coste socioeconómico y medioambiental.

[...]

²⁶ Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011-2020, 30 de junio de 2010 (“PANER 2011-2020”) (R-136), Sección 3.1.

Evolución futura de los sistemas de apoyo a la generación de electricidad con energías renovables

La actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial se sustenta en tres principios básicos como son la seguridad jurídica, viabilidad y estabilidad regulatoria.

Cualquier sistema de retribución económica, presente y futuro, de apoyo a la generación de electricidad de fuentes renovables tendrá como base los principios citados, arbitrando los mecanismos necesarios para conjugar las mejoras tecnológicas y la evolución de los mercados con los incentivos para la producción de electricidad procedente de fuentes renovables de forma que se alcancen las metas y objetivos en los plazos establecidos.

Para la determinación de la retribución se tendrán en cuenta los parámetros técnicos 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, de acuerdo con lo prevenido en la Ley del Sector Eléctrico.

Asimismo, la tutela efectiva de la Administración debe asegurar la transferencia a la sociedad de la ganancia de la adecuada evolución de estas tecnologías en cuanto a la competitividad en costes relativos, minimizando los riesgos especulativos, provocados en el pasado por rentabilidades excesivas que dañan, no sólo a consumidores sino a la industria en la percepción que se tiene de ella. Por tanto, será necesario arbitrar sistemas suficientemente flexibles y transparentes que permitan dar y obtener las señales económicas y de mercado que minimicen los riesgos, tanto los asociados a la inversión y su retribución, como los provocados por las fluctuaciones de los mercados energéticos”²⁷.

98. Desde el año 2010 en adelante, se observó una caída en la demanda eléctrica²⁸. Según el Demandado, en ese momento, los ingresos del SEE provenían exclusivamente del consumidor español. En consecuencia, la reducción en la demanda resultaba en una reducción sustancial de los ingresos disponibles para que el SEE hiciera frente a sus costos,

²⁷ PANER 2011-2020 (R-136) págs. 118, 121 y 124.

²⁸ Presentación de la Asociación Empresa Eólica (AEE) ante la Comisión Nacional de Energía durante la audiencia en el Consejo Consultivo de Electricidad sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos al régimen especial, 30 de agosto de 2010 (R-181), pág. 2., Informe de Pöyry Energy Consulting (C-87); Véase también Real Decreto-ley 14/2010 de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, 23 de diciembre de 2010 (publicado el 24 de diciembre de 2010)(“RDL 14/2010”) (R-107), Preámbulo.

con inclusión de los regímenes retributivos previstos en virtud del modelo FIT, en la forma de subsidios²⁹.

99. Hacia fines del año 2011, el déficit de electricidad representaba más de €3.000 millones y una deuda tarifaria acumulada de más de USD 22.000 millones y las tarifas eléctricas para los consumidores eran algunas de las más elevadas de Europa³⁰. Esa cifra había alcanzado los 26.000 millones para el año 2013³¹.
100. Según el Demandado, invocando fuentes no verificadas por el Tribunal, aunque no controvertidas por los Demandantes, el precio de las facturas de electricidad para los consumidores ha aumentado considerablemente en los últimos 10 a 15 años: un consumidor pagaba en su factura eléctrica EUR 370 anuales en el año 2003 y pasó a pagar un total de EUR 669 en el año 2012. En el período comprendido entre los años 2007 y 2014, la electricidad en un hogar en España había incrementado en un 61,55% mientras que el aumento en el precio para la Unión Europea alcanzó el 21,99%³².
101. El 7 de marzo de 2012, la CNE emitió el informe 2/2012, en el que recomendaba determinadas medidas para abordar la evolución del déficit tarifario y garantizar la estabilidad económico-financiera del Sistema Eléctrico, a solicitud del Ministerio de Energía³³.
102. El 20 de julio de 2012, España suscribió un Memorando de Entendimiento con la Unión Europea, en lo que respecta, *inter alia*, la estabilidad financiera de España en el período comprendido entre los años 2012-2015 y la adopción de determinadas medidas de control

²⁹ RCM párrs. 84-90.

³⁰ Transcripción del Discurso de Mariano Rajoy en su discurso inaugural como Presidente del Gobierno, Congreso Español, www.lamoncloa.gob.es, 19 de diciembre de 2011 (R-207).

³¹ Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, 26 de diciembre de 2013 (publicada el 27 de diciembre de 2013) (“Ley 24/2013”) (C-32) (R-38), Preámbulo.

³² RCM, párrs. 90-92.

³³ Comisión Nacional de Energía, “Informe sobre el Sector Energético Español”, 7 de marzo de 2012 (C-149). El Informe de la Comisión Nacional de Energía del año 2012 establece que la deuda del sistema ascendía a EUR 21.812 millones al 6 de marzo de 2012. Comisión Nacional de Energía, “Informe sobre el Sector Energético Español”, 7 de marzo de 2012 (R-147), pág. 6.

macroeconómico. En virtud de este MdE, España se comprometió a “abord[ar] déficit tarifario en la electricidad de forma global”³⁴. [Traducción del Tribunal]

(b) El Marco Jurídico y Regulatorio Nacional

103. A la luz de la política de Energía de España y del marco internacional descrito *supra*, el Demandado adoptó una serie de medidas, aplicables al sector de ER en España. Algunas de esas medidas se tratan en el marco del presente procedimiento y, por ende, se describirán en detalle *infra* en dos partes. En primer lugar, el Tribunal proporciona una lista no exhaustiva de las medidas regulatorias adoptadas por el Demandado con anterioridad a la sanción de las medidas impugnadas (i). En segundo lugar, el Tribunal proporciona una descripción breve de las medidas impugnadas, en la medida que sean relevantes para su análisis (ii).
104. Antes de hacerlo, el Tribunal describe su interpretación de la relación jerárquica entre las normas descritas a continuación, en tanto puedan resultar relevantes para su análisis de los reclamos de los Demandantes, en la Sección [VI](#) *infra*.
- En virtud del Sistema Jurídico Español, la Constitución Española de 1978 es suprema.
 - Subordinadas a la Constitución se encuentran las Leyes, ya sea Orgánicas (aprobadas por el Congreso por mayoría absoluta y relativas a determinadas cuestiones establecidas en la Constitución que carecen de relevancia para la presente diferencia) u Ordinarias (aprobadas por mayoría simple y relativas a todas las demás cuestiones). Del mismo rango que las Leyes son los Reales Decretos-leyes (“RDL”). Se trata de regulaciones que pueden ser sancionadas por el poder ejecutivo en situaciones de necesidad o urgencia extraordinarias, y se encuentran sujetos a aprobación parlamentaria.
 - Subordinados a las Leyes y a los RDL, se encuentran los Reales Decretos (“RD”). Los RD implementan cuestiones reguladas por Ley (o por RDL). Emanan del poder ejecutivo, son inferiores en rango a las Leyes y no pueden contradecir los términos de la Ley que

³⁴ Memorando de Entendimiento suscrito con la Unión Europea, 20 de julio de 2012 (RL-61), párr. 31.

pretenden implementar, y deben ser interpretados dentro del contexto de la Ley que se está implementando.

- Por último, el sistema jurídico español incluye Órdenes Ministeriales, que emanan de uno o más ministerios y por debajo de ellas se encuentran las Resoluciones, que emanan de órganos administrativos inferiores, relativas a asuntos técnicos³⁵.

1. Las Medidas Iniciales

105. El 27 de noviembre de 1997, España adoptó la Ley 54/1997 (la “Ley de Electricidad de 1997”), que reformó el marco del sector eléctrico en España, que había sido, hasta ese momento, un sistema regulado de precios controlados por el gobierno³⁶. La Ley de Electricidad de 1997 liberalizó la transmisión, distribución, generación y suministro de electricidad, introduciendo la competencia en algunas de estas actividades con el objetivo de mejorar la eficiencia del SEE.
106. Con respecto a la generación eléctrica, una Ley del año 1994 establecía una distinción entre dos regímenes regulatorios retributivos. En primer lugar, el *Régimen Ordinario*, aplicable a los productores de energía convencionales, tales como las centrales de carbón. En segundo lugar, un *Régimen Especial* aplicable a los productores que producían energía a partir de otras fuentes³⁷. La Ley de Electricidad de 1997 mantuvo esta distinción y determinó que todos los productores “cuya potencia instalada no supere los 50 Mw”, que produzcan electricidad a partir de “energías renovables no consumibles” se encontrarán sujetos al Régimen Especial³⁸. En virtud del Régimen Ordinario, la retribución resultaba del precio de mercado mayorista de la electricidad. En virtud del Régimen Especial, los productores eran subsidiados con una

³⁵ RCM, párrs. 52 y 53; véase también Tr. Día 1 (Santacruz), 257:10-262:15. Esta jerarquía no pareciera ser controvertida por los Demandantes.

³⁶ Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, 27 de noviembre de 1997 (publicada el 28 de noviembre de 1997) (“Ley de Electricidad de 1997”) (C-35) (R-9). Los Demandantes presentaron también una versión del año 2008 de la Ley de Electricidad de 1997 (versión al 1 de enero de 2008) (C-36).

³⁷ Ley 40/1994 sobre la regulación del Sistema Eléctrico Nacional, 30 de diciembre de 1994 (publicada el 31 de diciembre de 1994) (R-92), Art. 21 (Régimen Ordinario) y Art. 26 (Régimen Especial). Véase también Real Decreto 2366/1994, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, 9 de diciembre de 1994 (R-237), que regula el Régimen Especial.

³⁸ Ley de Electricidad de 1997, (C-35) (C-36) (R-9), Art. 27(1).

prima por encima del precio de mercado mayorista. El Artículo 30.4 de la Ley de Electricidad de 1997 rezaba lo siguiente:

“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, 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”³⁹.

107. La Ley de Electricidad de 1997, también determinó que todos los productores de electricidad tanto en Régimen Ordinario como Especial necesitaban estar inscritos en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (“RAIPRE”), creado en virtud del Artículo 21(4) de la Ley. Además, la aplicación del Régimen Especial se encontraba sujeta a aprobación de las autoridades de la Comunidad Autónoma pertinente en España.
108. La Ley de Electricidad de 1997 fue implementada mediante una serie de Reales Decretos, con inclusión del Real Decreto 2818/1998 de fecha 23 de diciembre de 1998 (“RD 2818/1998”), Real Decreto 436/2004 de fecha 12 de marzo de 2004, (“RD 436/2004”), y Real Decreto 661/2007 (“RD 661/2007”) de fecha 25 de mayo de 2007, que definieron además el esquema retributivo para los productores elegibles para el Régimen Especial en virtud del Artículo 27 de la Ley de Electricidad de 1997. En particular:
- El RD 2818/1998, reconoció que los productores elegibles para el Régimen Especial tenían derecho a estar conectados y a suministrar electricidad a la red nacional⁴⁰. Fijó también el mecanismo para el cálculo de la prima⁴¹ que se encontraba sujeta a revisiones cuatrienales⁴². Este Real Decreto confirmaba asimismo que las energías renovables

³⁹ Ley de Electricidad de 1997, (C-35) (R-9), Art. 30(4). La Ley estableció además obligaciones particulares para los productores en Régimen Especial, con inclusión de obligaciones de información (Art. 30(1)), y reconoció determinados derechos, con la inclusión de la prioridad de incorporación de energía producida a partir de energías renovables (Art. 30(2)(a)).

⁴⁰ 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 30 de diciembre de 1998) (“RD 2818/1998”) (C-56) (R-114), Arts. 18-20.

⁴¹ RD 2818/1998, (C-56) (R-114), Arts. 23 y 28.

⁴² RD 2818/1998 (C-56) (R-114), Art. 32.

necesitaban inscribirse en una subdivisión del registro administrativo creado por la Ley de Electricidad de 1997.

- El RD 436/2004, definió además el Régimen FIT revocando el RD 2818/1998 y estableciendo una metodología nueva para el cálculo del régimen económico para la producción de energía eléctrica en Régimen Especial. De conformidad con lo establecido en el RD 436/2004, las instalaciones elegibles podían optar entre una tarifa fija regulada o el pago de una prima por KWh de energía producida por encima del precio de mercado mayorista⁴³. Los valores de la tarifa fija y de la prima se calculaban por referencia a un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia fijada por el gobierno, sujeta a modificaciones anuales y ligada a las fluctuaciones del mercado⁴⁴. Asimismo, los niveles de la tarifa regulada y de la prima variaban dependiendo del tipo de tecnología (es decir, energías renovables, biomasa u otra clase de biocombustible). De conformidad con lo establecido en el RD 436/2004 todos los incentivos y complementos previstos en virtud de la Sección 3 del RD 436/2004, “serán de aplicación únicamente a las instalaciones que entren en funcionamiento con posterioridad a la fecha de entrada en vigor referida en el apartado anterior, sin retroactividad sobre tarifas y primas anteriores”⁴⁵.
- El RD 661/2007, sustituyó al RD 436/2004, e implementó las modificaciones a la Ley de Electricidad de 1997, ordenadas por Real Decreto-ley 7/2006 (tal como se explicará *infra*). De conformidad con el PER 2005-2010, el RD 661/2007 previó objetivos de capacidad instalada aumentados para las distintas tecnologías, con inclusión de un objetivo de 500 Mw para las CSP y 20.155 para las tecnologías eólicas⁴⁶. El Preámbulo subrayaba determinados objetivos:

“[D]ebido al comportamiento que han experimentado los precios del mercado, en el que en los últimos tiempos han tomado más relevancia ciertas variables no consideradas en el citado régimen retributivo del

⁴³ Real Decreto 436/2004, que 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 27 de marzo de 2004) (“RD 436/2004”) (C-64) (R-116), Art. 22.

⁴⁴ RD 436/2004 (C-64) (R-116), Arts. 23 y 24.

⁴⁵ RD 436/2004 (C-64) (R-116), Art. 40.3.

⁴⁶ 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 26 de mayo de 2007) (RD 661/2007) (C-24) (R-118), Arts. 37 y 38.

régimen especial, hace necesario la modificación del esquema retributivo, desligándolo de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia, utilizada hasta el momento.

[...]

El marco económico establecido en el presente real decreto desarrolla los principios recogidos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, garantizando a los titulares de instalaciones en régimen especial una retribución razonable para sus inversiones y a los consumidores eléctricos una asignación también razonable de los costes imputables al sistema eléctrico, si bien se incentiva la participación en el mercado, por estimarse que con ello se consigue una menor intervención administrativa en la fijación de los precios de la electricidad, así como una mejor y más eficiente imputación de los costes del sistema, en especial en lo referido a gestión de desvíos y a la prestación de servicios complementarios⁴⁷.

Dada la importancia de este Real Decreto para la cuestión que nos ocupa, los párrafos 107 a 112 *infra*, explican con mayor grado de detalle el contenido de esta regulación.

109. Con respecto a los incentivos, el RD 661/2007, mantuvo la opción de los productores de poder elegir entre una Tarifa Fija y una Prima con carácter anual⁴⁸, pero también estableció límites para los máximos y mínimos de estas Primas (límites inferior y superior)⁴⁹, y expresó las tarifas en montos reales por KWh, ajustados por inflación con carácter anual de conformidad con el índice de precios de consumo⁵⁰. Según el Demandado, el nivel de estas tarifas y los esquemas retributivos se establecieron sobre la base de los cálculos enunciados en el PER 2005-2010⁵¹.
110. Además, el RD 661/2007, previó la posibilidad de combinar energía solar y combustibles fósiles, permitiendo que las instalaciones CSP elegibles sujetas al Régimen Especial emplearan equipamiento que utilice gas natural. Fijó un límite al porcentaje de combustible que podría utilizarse, ya sea en virtud de la opción de Tarifa Fija (hasta 12% de la producción anual podría ser electricidad generada a partir de combustibles) o la opción de Prima (cuyo límite se fijó en 15%)⁵².

⁴⁷ RD 661/2007 (C-24) (R-118), Preámbulo.

⁴⁸ RD 661/2007 (C-24) (R-118), Art. 24.

⁴⁹ RD 661/2007 (C-24) (R-118), Art. 36.

⁵⁰ RD 661/2007 (C-24) (R-118), Art. 44.1.

⁵¹ Tr. Día 1 (Santacruz), 277:15- 279:1, 285:18-286:2.

⁵² RD 661/2007 (C-24) (R-118), Art. 2(1)(b).

111. Los Artículos 4 a 15 definieron asimismo los requisitos administrativos que se incluirían en el Régimen Especial, y confirmaron la obligación de estar inscrito en el RAIPRE ante las autoridades de las Comunidades Autónomas donde se encontraba ubicada la planta. La inscripción en el RAIPRE constaba de dos fases: una inscripción previa y una inscripción definitiva⁵³.
112. El Artículo 17 enunciaba los derechos de los productores en Régimen Especial de percibir tarifas fijas o primas, dependiendo de su elección, con sujeción a la obtención de la inscripción definitiva del RAIPRE con anterioridad a las fechas límites establecidas en el Artículo 22.
113. Por su parte, el Artículo 22 indicaba que una vez que determinadas tecnologías de ER, con inclusión de las tecnologías CSP y eólica, alcanzaran el 85% del objetivo de potencia de España, se fijaría un plazo de al menos 12 meses dentro del cual las instalaciones necesitarían obtener su inscripción en el RAIPRE para gozar de los beneficios del régimen económico del RD 661/2007. Posteriormente, las nuevas instalaciones no podrían acceder a las tarifas e incentivos establecidos en virtud del RD 661/2007.
114. El Artículo 44(3) regulaba las actualizaciones y revisiones tarifarias de la siguiente manera:

“Durante el año 2010, a la vista del resultado de los informes de seguimiento sobre el grado de cumplimiento del Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 y de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), así como de los nuevos objetivos que se incluyan en el siguiente Plan de Energías Renovables para el período 2011-2020, 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.

⁵³ RD 661/2007 (C-24) (R-118), Arts. 11 y 12. La inscripción en el RAIPRE había estado compuesta de estas dos fases desde el RD 2818/1998.

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 revisión”.

115. El 23 de junio de 2006 (es decir, con anterioridad a la adopción del RD 661/2007), el Real Decreto-Ley 7/2006 había enunciado “medidas urgentes en el sector energético” (“RDL 7/2006”). “El Artículo 1. Doce” del RDL 7/2007, modificó el Artículo 30 de la Ley 54/1997, otorgando a las instalaciones elegibles que percibían una retribución en virtud del Régimen Especial, prioridad de acceso a las redes de transmisión y distribución⁵⁴. Su disposición transitoria segunda especificaba que:

“Aplicación de disposiciones anteriores y de la revisión de la tarifa media.

Hasta que se desarrolle reglamentariamente lo previsto en los apartados uno a doce del artículo 1 de conformidad con lo establecido en la disposición final segunda de este Real Decreto-ley:

1. Aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica, con una potencia instalada igual o inferior a 50 MW, que a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, estuvieran acogidas al régimen previsto en el Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, así como aquellas a las que se refiere la disposición adicional segunda del citado Real Decreto, mantendrán dicho régimen.

2. La revisión de la tarifa media que efectúe el Gobierno no será de aplicación a los precios, primas, incentivos y tarifas que forman parte de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial”.

116. Para el año 2009, España había mejorado el desarrollo de las inversiones en energías renovables⁵⁵. El sistema había creado también un Déficit Tarifario que superaba los EUR 20.000 millones en el año 2009. El Déficit Tarifario constituye una escasez de ingresos en el

⁵⁴ Real Decreto-ley 7/2006, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, 23 de junio de 2006 (publicado el 24 de junio de 2006) (C-68) (R-105), Art. 2, Disposición transitoria segunda.

⁵⁵ Para el año 2009, la generación eléctrica a partir de fuentes de energía renovables representaba el 24,7% de la producción eléctrica bruta de España. En el año 2009 en particular, representó el 12% en términos de energía bruta final. El Plan de Acción Nacional de Energías Renovables o “PANER”, por sus siglas en español, fue adoptado luego de un proceso de consulta pública. PANER 2011- 2020, (R-136), Sección 2.1.2, págs. 17 y 18.

sistema eléctrico que surge cuando los ingresos generados por el SEE resultan insuficientes para cubrir los costos asociados al sistema⁵⁶.

117. En este contexto, el 30 de abril de 2009, España adoptó el Real Decreto-ley 6/2009 (“RDL 6/2009”) que modificó nuevamente determinadas disposiciones de la Ley de Electricidad de 1997⁵⁷. El RDL 6/2009, principalmente tuvo por objeto encarar el déficit tarifario de España y procuró establecer un curso para eliminar el déficit tarifario para el 1 de enero de 2013⁵⁸. De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 1 del RDL 6/2009, el gobierno estableció un “fondo de titulización”, conocido como el Fondo de Titulización de Déficit del Sistema Eléctrico, a cargo de financiar los pagos realizados para satisfacer los derechos de cobro (facturas) surgidos de liquidaciones de electricidad impagas, y abordar de este modo el déficit tarifario⁵⁹. El Artículo 4 del RDL 6/2009, estableció un requisito de “Registro de Pre-asignación”, para todas las instalaciones que pretendieran ser elegibles para el régimen económico del RD 661/2007 y que cumplieran determinadas condiciones. Una vez inscrita en el Registro de Pre-asignación, la instalación contaba con 36 meses para obtener la inscripción definitiva del RAIPRE y comenzar a vender electricidad de conformidad con el Artículo 4(8)⁶⁰. El RDL 6/2009 no modificó el régimen económico y regulatorio establecido por el RD 661/2007.
118. El RDL 6/2009 autorizó al Estado a introducir restricciones en la cantidad de instalaciones inscritas que podían comenzar a operar si se superaban los objetivos de ER de España.

“Cuando, por el contrario, la potencia asociada a los proyectos inscritos sea superior al objetivo previsto, el régimen económico establecido en el citado

⁵⁶ Véase 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 7 de mayo de 2009) (“RDL 6/2009”) (C-74) (R-106), Preámbulo. Según Pöyry Energy Consulting, “[e]sta situación fue ocasionada por la renuencia del Gobierno español a aumentar las tarifas de los usuarios finales, lo cual compensaría los costos adicionales de generación. Estos costos de generación más elevados de lo esperado provenían de diferentes fuentes, siendo los factores principales el aumento en el precio del gas vinculado al Brent y la creciente penetración de energías renovables, esto es, eólica y solar fotovoltaica (aunque solo en los años 2008 y 2009)” [Traducción del Tribunal]. Pöyry Energy Consulting, “Informe Solar a Medida Español – Proyectos Arenales y Casablanca: Un Informe para RREEF”, julio de 2010 (“Primer Informe de Pöyry Energy Consulting”) (C-79), pág. 34.

⁵⁷ “RDL 6/2009” (C-74) (R-106).

⁵⁸ Véase RDL 6/2009 (C-74) (R-106), Preámbulo.

⁵⁹ Véase RDL 6/2009 (C-74) (R-106), Art. 1. Además, el Art. 2 estableció un bono social, o tarifas reducidas, para consumidores necesitados con bajos ingresos, considerando el carácter de servicio público del suministro eléctrico.

⁶⁰ RDL 6/2009 (C-74) (R-106), Art. 4(8).

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, será de aplicación y se agotará con dichas instalaciones inscritas. En este caso, mediante acuerdo del Consejo de Ministros, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, se podrá establecer restricciones anuales a la ejecución y entrada en operación de las instalaciones inscritas y la priorización de las mismas al objeto de no comprometer la sostenibilidad técnica y económica del sistema, extendiendo convenientemente, en su caso, el plazo máximo establecido en el artículo 4.8 de este Real Decreto-ley.

2. Mediante real decreto se aprobará un nuevo marco jurídico-económico para las instalaciones que se inscriban en el Registro administrativo de preasignación de retribución, una vez agotado el régimen retributivo actualmente vigente. Dicho nuevo real decreto tendrá como objetivos el establecimiento de un régimen económico suficiente y adecuado para fomentar la puesta en servicio de este tipo de instalaciones, promoviendo la investigación y desarrollo en el sector que permitan reducir los costes de las instalaciones, mejorar su operatividad y contribuir al desarrollo de la competitividad de la industria”.

119. Estas restricciones se introdujeron el 19 de noviembre de 2009 mediante una Resolución de la Secretaría de Estado de Energía (“Resolución de noviembre de 2009”)⁶¹. La Resolución de noviembre de 2009 previó, entre otros, un plazo escalonado para la entrada en operación de las instalaciones eólicas y CSP que se encontraban preinscritas y por lo tanto, una conexión escalonada de las instalaciones a la red eléctrica con carácter anual⁶². Se brindaría a las instalaciones acceso a la red en forma diferida, en los meses de enero de 2011, enero de 2012, y enero de 2014, dependiendo de la fecha en la cual habían obtenido la inscripción definitiva del RAIPRE⁶³.
120. La Resolución de noviembre de 2009 indicaba que, en ese momento, la energía generada por instalaciones de ER inscritas por el RAIPRE en virtud del RDL 6/2009, superaban con creces los objetivos delineados en el PER 2005-2010 y reflejados en los Artículos 37 y 38 del RD

⁶¹ Resolución de 19 de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de noviembre de 2009, por el que se procede a la ordenación de los proyectos o instalaciones presentados al registro administrativo de preasignación de retribución para las instalaciones de producción de energía eléctrica, previsto en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, 19 de noviembre de 2009 (publicada el 24 de noviembre de 2009) (“Resolución de noviembre de 2009”) (C-75) (R-132).

⁶² Resolución de noviembre de 2009 (R-132), Sección VI.

⁶³ Véase la postura de los Demandantes al respecto: CM, párr. 188. Sin embargo, según el Demandado, el escalonamiento dio lugar a que las plantas en Fase 2, Fase 3 y Fase 4 pudieran verse afectadas por la revisión de las tarifas establecida en virtud del Artículo 44(3) del RD 661/2007 (RCM párr. 326).

661/2007. En particular, se presentaron 104 solicitudes de tecnología solar termoeléctrica por una potencia total de 4499 MW (comparada con el objetivo de 500 MW), y 536 solicitudes de tecnología eólica, por una potencia de 13.462 MW (comparada con el objetivo de 20.155 NMW)⁶⁴. Por lo tanto, la potencia solicitada para las tecnologías solar termoeléctrica y eólica, sumada a la potencia ya instalada, excede los objetivos de potencia recogidos en el Real Decreto 661/2007.

121. El 19 de noviembre de 2010, el Gobierno adoptó el Real Decreto 1565/2010, que regula la energía generada a partir de tecnologías solar fotovoltaica y eólica⁶⁵.
122. El 7 de diciembre de 2010, el Demandado introdujo el Real Decreto 1614/2010 (“RD 1614/2010”)⁶⁶. El RD 1614/2010 definió la aplicación de las tarifas reguladas a las instalaciones CSP y eólicas:
 - Limitando la cantidad de horas por año, durante las cuales las instalaciones CSP y eólicas tenían derecho a percibir pagos con sujeción a la tarifa regulada. Toda la electricidad producida que supere el límite de horas equivalentes de funcionamiento no se beneficiaría del subsidio, pero, en cambio, podría vender la electricidad a precio de mercado (Artículo 2).
 - Especificando que para las plantas CSP, la opción de Prima solo se encontraría disponible después de los primeros 12 meses de funcionamiento (la tarifa regulada siendo la única disponible durante ese año), y exigiendo que las plantas en funcionamiento en virtud del régimen de prima cambiaran al régimen de tarifa fija por un período de 12 meses (Artículo 3).
 - Confirmando que las instalaciones CSP y eólicas que hubieran obtenido la inscripción definitiva en el RAIPRE el 7 de mayo de 2009 o con anterioridad a esa fecha, y las instalaciones CSP y eólicas que al momento de entrada en vigor del RDL 6/2009 cumplieran con los requisitos de inscripción en el Registro de Pre-asignación de Retribución, no se verán afectadas por las revisiones de tarifas, primas y límites superior e inferior a los que se hace referencia en el Artículo 44(3) del RD 661/2007. (Artículo 4 (CSP), Artículo 5(3) (eólicas))⁶⁷.

⁶⁴ Resolución de noviembre de 2009 (C-75) (R-132), Secciones II y III.

⁶⁵ Real Decreto 1565/2010, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (19 de noviembre de 2010) (publicado el 23 de noviembre de 2010) (R-121).

⁶⁶ 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 termoeléctrica y eólica, 7 de diciembre de 2010 (publicado el 8 de diciembre de 2010) (“RD 1614/2010”) (C-21) (R-122).

⁶⁷ RD 1614/2010, (C-21) (R-122), Arts. 2-4.

123. El 23 de diciembre de 2010, España adoptó el Real Decreto-ley 14/2010 (“RDL 14/2010”), por el que se establecieron determinadas medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario⁶⁸. Las Partes controvierten el hecho de si esta medida afectaba también a las plantas eólicas y CSP. El Demandado alega que este RDL implicaba una reducción de la retribución que debían percibir todos los productores, con inclusión de los CSP y eólicos, en tanto todos estaban obligados a contribuir en aras de abordar el déficit tarifario mediante un peaje de acceso a las redes de transmisión y distribución⁶⁹. Esto, según el Demandado, implicaba una reducción en la rentabilidad o retorno sobre las inversiones de las plantas CSP⁷⁰. Los Demandantes alegan que esta regulación afectó principalmente a los productores fotovoltaicos⁷¹ y, en cualquier caso, aun si afectase a la tecnología CSP y eólica, el impacto era mínimo⁷².
124. El 4 de marzo de 2011, el gobierno promulgó la Ley 2/2011 de Economía Sostenible, confirmando, entre otros, el objetivo nacional mínimo de participación de las energías renovables en el consumo de energía final bruto del 20% en 2020. El texto (emitido el mismo año en que los Demandantes invirtieron en España) describe algunas de las políticas y acciones subyacentes que adoptaría el gobierno para reformar el sector eléctrico en su conjunto, con inclusión del Régimen Especial⁷³.
125. El 27 de enero de 2012, España promulgó el Real Decreto-ley 1/2012, por el que se suprimieron los incentivos económicos para nuevas plantas de producción de energía eléctrica y por el que se suspendieron los “procedimientos de preasignación de retribución”⁷⁴.
126. El Tribunal Supremo de España ha rechazado el supuesto de que “la situación jurídica configurada por el Real Decreto 661/2007 es prácticamente inmutable o inmodificable

⁶⁸ RDL 14/2010 (R-107).

⁶⁹ RCM, párrs. 406-415; RR, párrs. 412-418 y 632.

⁷⁰ Tr. Día 1 (Santacruz), 309:13-310:11.

⁷¹ CM, párr. 189.

⁷² Tr. Día 3 (Hauteville/Stoyanov), 742:9-16; 762:5-11.

⁷³ Ley 2/2011 de Economía Sostenible, 4 de marzo de 2011 (publicada el 5 de marzo de 2011) (R-96) Arts. 77-79.

⁷⁴ Real Decreto-ley 1/2012, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, 27 de enero de 2012 (publicado el 28 de enero de 2012) (R-108), Arts. 1-3.

durante los treinta años siguientes”⁷⁵. Asimismo, los jueces “[n]o entendemos, en efecto, que el citado Real Decreto contemple un régimen tarifario *para siempre*, ni tampoco que el Gobierno, en el ejercicio de la potestad reglamentaria que ostenta, o que el legislador, en uso de su potestad legislativa, no puedan adaptar o modificar ese régimen para acometer las nuevas circunstancias (económicas, productivas, tecnológicas o de cualquier otra índole) que pudieran producirse en tan dilatadísimo espacio de tiempo”⁷⁶. El Tribunal Constitucional de España respaldó la jurisprudencia del Tribunal Supremo⁷⁷.

2. *Las Medidas Impugnadas*

127. El 27 de diciembre de 2012, España promulgó la Ley 15/2012 de Medidas Fiscales sobre la Sostenibilidad Energética (“Ley 15/2012”). Esta legislación impuso un tributo de 7% sobre todos los ingresos obtenidos por los productores, de energías renovables o de otra índole⁷⁸. La “naturaleza” de este “Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica” (“IVPEE”), se describió en el Artículo 1, en los siguientes términos:

“El impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica es un tributo de carácter directo y naturaleza real que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central, a través de cada una de las instalaciones indicadas en el artículo 4 de esta Ley”⁷⁹.

128. La Ley 15/2012 modificó también el Artículo 30 de la Ley 54/1997, suprimiendo la prima para la energía eléctrica producida por las plantas CSP que utilicen combustible fósil como el gas natural, en los siguientes términos:

⁷⁵ Sala Tercera del Tribunal Supremo, Sentencia, RCA 259/2012, 25 de junio de 2013 (R-165).

⁷⁶ Tribunal Supremo, Sentencia, 63/2016, 21 de enero de 2016 (R-170).

⁷⁷ Tribunal Constitucional, Sentencias, 5347/2013, 17 de diciembre de 2015; 5852/2013, 18 de febrero de 2016; 6031/2013, 18 de febrero de 2016 (R-169; R-171; R-172).

⁷⁸ Ley 15/2012 de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, 27 de diciembre de 2012 (publicada el 28 de diciembre de 2012) (“Ley 15/2012”) (C-26) (R-06), Arts. 1-11.

⁷⁹ Ley 15/2012 (C-26) (R-06), Art. 1. Cabe destacar que el Artículo 4 define al “hecho imponible” para el IVPEE, como la producción e incorporación al sistema eléctrico español de energía eléctrica. El Artículo 6 especificaba que el tributo se calcularía sobre la base “[d]el importe total que corresponda percibir al contribuyente por la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central, por cada instalación”, durante el período imponible correspondiente. Además, el Art. 28 de la Ley 15/2012 introdujo modificaciones al Impuesto sobre Hidrocarburos que afectan, entre otros productos, a la energía eléctrica producida por las plantas CSP que utilizan gas natural.

“La energía eléctrica imputable a la utilización de un combustible en una instalación de generación que utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, no será objeto de régimen económico primado, salvo en el caso de instalaciones híbridas entre fuentes de energía renovables no consumibles y consumibles, en cuyo caso la energía eléctrica imputable a la utilización de la fuente de energía renovable consumible sí podrá ser objeto de régimen económico primado.

A estos efectos, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se publicará la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a los combustibles utilizados”⁸⁰.

129. Por último, la Ley 15/2012, introdujo medidas para ampliar la fuente de financiación del SEE. Por lo tanto, desde ese entonces, esas fuentes no solo incluyeron los ingresos provenientes de los peajes de acceso y otros precios regulados abonados por los consumidores, sino también determinadas partidas del Presupuesto Nacional del Demandado.
130. El 1 de febrero de 2013, el gobierno adoptó el Real Decreto-ley 2/2013 (el “RDL 2/2013”) “de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero”⁸¹. El Preámbulo explicaba los antecedentes de este Decreto Ley en los siguientes términos:

“Los datos comunicados por la Comisión Nacional de Energía en su informe 35/2012, de 20 de diciembre, [...] ha puesto de manifiesto la aparición de nuevas desviaciones en las estimaciones de costes e ingresos motivadas por distintos factores, tanto para el cierre de 2012 como para 2013 que, en el contexto económico actual, harían casi inviable la cobertura de los mismos con cargo a los peajes eléctricos y a las partidas previstas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado.

Estas desviaciones se deben en gran medida a un mayor crecimiento del coste del régimen especial por un incremento en las horas de funcionamiento superior a las previstas y por un incremento de los valores retributivos por su indexación a la cotización del Brent, y a una minoración de los ingresos por peajes por una caída de la demanda muy acusada que se consolida para este ejercicio.

La alternativa que se plantea sería un nuevo incremento de los peajes de acceso que pagan los consumidores eléctricos. Esta medida afectaría de

⁸⁰ Ley 15/2012 (C-26) (R-06), Disposición Final Primera, Dos, pág. 15.

⁸¹ Real Decreto-ley 2/2013 de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, 1 de febrero de 2013 (publicado el 2 de febrero de 2013) (C-27) (R-111).

manera directa a las economías domésticas y a la competitividad de las empresas, ambas en una delicada situación dada la actual coyuntura económica”.

131. Los Artículos 1 a 3 del RDL 2/2013 redujeron aún más la tarifa regulada disponible para los productores de ER. En particular, el Artículo 1 redujo los ajustes por inflación de la tarifa regulada desligando los ajustes del índice de precios de consumo, y, en cambio, los ligó al “Índice de Precios de Consumo [CPI] a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos”. El Artículo 2 redujo a “0” el valor de la Prima establecida en virtud del RD 661/2007, y el Artículo 3 brindó a las plantas CSP y eólicas, tanto nuevas como actuales, la posibilidad de vender la energía eléctrica a precio de mercado mayorista o con sujeción a la opción de Tarifa Fija.
132. El 12 de julio de 2013, se promulgó el Real Decreto-ley 9/2013 “por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico” (“RDL 9/2013”)⁸². El RDL 9/2013, derogó expresamente el RD 661/2007⁸³. Eliminó también la tarifa regulada disponible en Régimen Especial y previó en cambio una retribución específica (“Pago Especial”) calculada de conformidad con determinados criterios, medida desde la perspectiva de permitir que una “instalación tipo” obtenga una “rentabilidad razonable”. Además, el RDL 9/2013 modificó el régimen retributivo que anteriormente se calculaba con base en la producción (porcentaje por KW producido) a un régimen basado en criterios de eficiencia (costes de inversión, costes operativos, ganancias). El Artículo 1 del RDL 9/2013 modificó el Artículo 30(4) de la Ley de Electricidad de 1997, en los siguientes términos:

“Adicionalmente y en los términos que reglamentariamente por real decreto del Consejo de Ministros se determine, a la retribución por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado, las instalaciones podrán percibir una retribución específica [el Pago Especial] compuesta por un término por unidad de potencia instalada, que cubra, cuando proceda, los costes de inversión de una instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo.

⁸² 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 13 de julio de 2013) (“RDL 9/2013”) (C-31) (R-37).

⁸³ RDL 9/2013 (C-31) (R-37), Disposición derogatoria única.

Para el cálculo de dicha retribución específica se considerarán, para una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada:

- a) Los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción;
- b) Los costes estándar de explotación;
- c) El valor estándar de la inversión inicial.

A estos efectos, en ningún caso se tendrán en consideración los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español. Del mismo modo, sólo se tendrán en cuenta aquellos costes e inversiones que respondan exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

[...]

Este régimen retributivo no sobrepasará el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir a las instalaciones en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado y que permitan obtener una rentabilidad razonable por referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable. No obstante lo anterior, excepcionalmente el régimen retributivo podrá incorporar además un incentivo a la inversión y a la ejecución en plazo determinado cuando su instalación suponga una reducción significativa de los costes en los sistemas insulares y extra peninsulares.

Esta rentabilidad razonable girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado.

Los parámetros del régimen retributivo podrán ser revisados cada seis años”.

133. Con respecto a la “rentabilidad razonable” la Disposición Adicional Primera, estableció también lo siguiente:

“A los efectos de lo previsto en el penúltimo párrafo del artículo 30.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, para las instalaciones que a la fecha de la entrada en vigor del presente real decreto ley tuvieran derecho a un régimen económico primado, la rentabilidad razonable girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del presente real decreto-ley de las Obligaciones del Estado a diez años incrementada en 300 puntos básicos, todo ello, sin perjuicio de la revisión prevista en el último párrafo del citado artículo”.

134. El 17 de octubre de 2013, España adoptó la Ley 15/2013, que cargó a los Presupuestos Generales del Estado determinados costes del SEE, incluidos aquellos resultantes de los incentivos económicos introducidos al efecto de promover la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. Sobre esta base, se otorgó un crédito extraordinario por la suma de EUR 2.200.000.000 en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo⁸⁴. Esta no es una de las medidas que conforman la base del reclamo de los Demandantes, y, por lo tanto, no se encuentra comprendida dentro de la definición de “medidas impugnadas”. Se incluye en la presente Decisión en orden cronológico, en aras de la completitud.
135. El 26 de diciembre de 2013, se promulgó la Ley 24/2013 (“Ley 24/2013”) como nueva ley de energía eléctrica, que derogó la Ley 54/1997. En virtud de esta ley, se describió el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico como “principio rector de las actuaciones de las Administraciones Públicas”. La Ley 24/2013 eliminó la distinción entre los Regímenes Ordinario y Especial, decidiendo, en cambio que, dado el nivel de penetración de la energía eléctrica generada a partir de tecnologías renovables en el SEE, los productores de energías renovables se encontraban en un plano de igualdad con los productores de energía convencionales, salvo en la medida que existiera una disposición expresa. El Preámbulo explicaba en los siguientes términos los motivos que condujeron a la adopción de una nueva ley de electricidad:

“Las causas de este desequilibrio se encuentran en el crecimiento excesivo de determinadas partidas de costes por decisiones de política energética, sin que se garantizara su correlativo ingreso por parte del sistema. Todo ello agravado por la ausencia de crecimiento de la demanda eléctrica, fundamentalmente consecuencia de la crisis económica.

Pese a que los peajes crecieron un ciento veintidós por ciento entre 2004 y 2012, situando el precio de la electricidad en nuestro país muy por encima de la media de la Unión Europea, eran insuficientes para cubrir los costes del sistema. Esta situación de desequilibrio ha llegado al punto de que la deuda acumulada del sistema eléctrico supere en el momento actual los veintiséis mil millones de euros, el déficit estructural del sistema alcanzase

⁸⁴ Véase Ley 24/2013 (C-32) (R-38), Preámbulo.

los diez mil millones anuales y la no corrección del desequilibrio introdujera un riesgo de quiebra del sistema eléctrico.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, se ha revelado insuficiente para garantizar el equilibrio financiero del sistema, entre otras causas porque el sistema de retribución de las actividades reguladas carecía de la flexibilidad necesaria para su adaptación a cambios relevantes en el sistema eléctrico o en la evolución de la economía.

Por tanto, la experiencia de la última década ha puesto de manifiesto que la inestabilidad económica y financiera del sistema eléctrico, provocada por el déficit de tarifa, ha impedido garantizar un marco regulatorio estable, necesario para el correcto desarrollo de una actividad como la eléctrica muy intensiva en inversión.

[...]

La notoriedad de la situación del déficit tarifario y la consecuente amenaza a la viabilidad misma del sistema eléctrico ha motivado la necesidad de acometer cambios importantes en el régimen retributivo de las actividades reguladas. Ante el deterioro progresivo de la sostenibilidad del sistema eléctrico, los sujetos del mismo no podían confiar legítimamente en la conservación de los parámetros que habían degenerado en la situación descrita y cualquier operador diligente podía anticipar la necesidad de estos cambios.

Para las actividades con retribución regulada, la ley refuerza y clarifica los principios y criterios para el establecimiento de los regímenes retributivos, para los que se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de rentabilidades adecuadas en relación con el riesgo de la actividad”.

136. Además, la ley confirmó y desarrolló con mayor grado de detalle los principios formulados en el RDL 9/2013, con inclusión del esquema retributivo de Pago Especial sujeto a revisiones cada seis años, mientras que las previsiones de referencia se revisaban cada tres años⁸⁵. La Ley 24/2013 proporcionó también a las instalaciones de energías renovables prioridad de despacho sobre los productores de energías no renovables donde la energía eléctrica se ofrecía al mismo precio “sin perjuicio de los requisitos relativos al mantenimiento de la

⁸⁵ Ley 24/2013 (C-32) (R-38), Arts. 14.4 y 14.7.

fiabilidad y la seguridad del sistema, en los términos que reglamentariamente se determinen por el Gobierno”⁸⁶.

137. El 6 de junio de 2014, España adoptó el Real Decreto 413/2014 (el “RD 413/2014”)⁸⁷, por el que se implementó el régimen adoptado en virtud del RDL 9/2013 y confirmado por la Ley 24/2013. Por ende, este decreto desarrolló el mecanismo para implementar la prioridad de despacho para los productores de energías renovables⁸⁸ así como el Pago Especial, entre otras características⁸⁹. En particular, el Artículo 11 del RD 413/2014 describe algunas de las características de este Pago Especial en los siguientes términos:

“2. Este régimen retributivo será de aplicación a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que les permitan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado obteniendo una rentabilidad razonable, referida a la instalación tipo que en cada caso sea aplicable.

3. El otorgamiento de este régimen retributivo específico se establecerá mediante procedimientos de concurrencia competitiva que se ajustarán a los principios de transparencia, objetividad y no discriminación.

4. Para la determinación del régimen retributivo específico aplicable en cada caso, cada instalación, en función de sus características, tendrá asignada una instalación tipo.

5. La retribución concreta de cada instalación se obtendrá a partir de los parámetros retributivos de la instalación tipo que le corresponda y de las características de la propia instalación. [...]”.

138. Además, el régimen retributivo específico se fija considerando una instalación tipo con una vida operativa de 25 años, que sea “eficiente” y “bien gestionada”, como ya se hubiere indicado en el RD 413/2014⁹⁰. A cada instalación se le asignó una instalación tipo

⁸⁶ Ley 24/2013 (C-32) (R-38), Art. 26.2.

⁸⁷ 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 10 de junio de 2014) (“RD 413/2014”) (C-33) (R-127).

⁸⁸ RD 413/2014 (C-33) (R-127), Art. 6.2.

⁸⁹ RD 413/2014 (C-33) (R-127), Art. 11.

⁹⁰ RD 413/2014 (C-33) (R-127), Art. 13.2-3. El régimen se revisa cada seis años, mientras que las estimaciones de ingresos resultantes de la venta de energía eléctrica se revisan cada tres años (Art. 15).

correspondiente según sus características⁹¹. Además, los pagos tarifarios percibidos con anterioridad al comienzo del nuevo régimen se cuentan como parte de la retribución total que una instalación podría percibir durante lo que se considera su vida útil, para determinar si la planta ha percibido una rentabilidad razonable. Si la instalación ha superado el marcador de “rentabilidad razonable” (es decir, 7,398%), no percibirá más subsidios. Tampoco se le exigirá a su propietario que reintegre los fondos que superen este marcador⁹². En su parte relevante, el Artículo 19 reza lo siguiente:

“1. El valor sobre el que girará la rentabilidad razonable de las instalaciones tipo se calculará como la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio del periodo regulatorio incrementada en un diferencial.

Las revisiones del valor sobre el que girará la rentabilidad razonable aplicarán en lo que reste de vida útil regulatoria de las instalaciones tipo.

2. Antes del 1 de enero del último año del periodo regulatorio correspondiente, el Ministro de Industria, Energía y Turismo elevará al Consejo de Ministros un anteproyecto de ley en el que se recogerá una propuesta del valor que tomará el diferencial señalado en el apartado anterior en el periodo regulatorio siguiente, de acuerdo con los criterios fijados en el artículo 14.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. [...]”.

139. Pocos días después, el 16 de junio de 2014, la Orden Ministerial IET/1045/2014 (la “Orden de junio de 2014”), aprobó los parámetros retributivos de las “instalaciones tipo” involucradas en la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables⁹³. El Preámbulo explicaba lo siguiente:

“Con esta orden se completa el cambio de modelo de retribución de las energías renovables, de cogeneración y residuos y se da estabilidad financiera al sistema con carácter definitivo, al tiempo que se garantiza una rentabilidad razonable a las instalaciones. Estas instalaciones seguirán percibiendo unos ingresos adicionales al mercado hasta el final de su vida útil siempre que no hayan alcanzado esta rentabilidad. La trascendencia de

⁹¹ RD 413/2014 (C-33) (R-127), Art. 14.

⁹² Tr. Día 2 (Moraleta), 607:17-609:6.

⁹³ Orden IET/1045/2014, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, 16 de junio de 2014 (publicada el 20 de junio de 2014) (C-34) (R-39).

esta orden radica además, en lo que atañe a la determinación de la vida útil regulatoria y la cuantificación del valor inicial de la inversión, al tratarse de parámetros no revisables”.

140. El 16 de octubre de 2014, entró en vigor la Orden Ministerial IET/1882/2014 de fecha 14 de octubre de 2014. Estableció la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a la utilización de combustibles en las instalaciones solares termoelectricas y confirmó la obligación de reintegrar la retribución que hubiera resultado de la producción de energía eléctrica con gas natural, entre el 1 de enero de 2013 y el 12 de julio de 2013 (es decir, la fecha de entrada en vigor del RDL 9/2013), tal como se estableciera en virtud del RD 413/2013⁹⁴.
141. El nuevo régimen prevé ingresos que ya no guardan relación solo con la producción real de la instalación. Resulta menos rentable para instalaciones significativas como las plantas CSP de los Demandantes, aunque en algunas oportunidades puede generar un mayor flujo de ingresos en determinados supuestos⁹⁵.

B. LA INVERSIÓN DE LOS DEMANDANTES EN ESPAÑA

142. RREEF invirtió por primera vez en España en el mes de febrero de 2011, en un proyecto conocido como el “Proyecto Dédalo” mediante la adquisición de una participación indirecta en tres empresas de proyectos con actividades en el sector de energía eólica. Ulteriormente, en el mes de julio de 2011, RREEF invirtió directamente en un proyecto para el desarrollo de una Planta CSP de 49.9 MW, en Andalucía, conocida como la “Planta Arenales”. También en el mes de junio de 2011, RREEF invirtió en forma indirecta en otras dos plantas CSP, en el sur de España. Las plantas, a las que los Demandantes hacen referencia como las “Plantas Andasol” ya se encontraban operativas en el momento en que se realizó la inversión.
143. A continuación, el Tribunal describe brevemente a continuación (1) los procesos de diligencia debida y recopilación de información, para luego proceder a (2) describir las

⁹⁴ Orden IET/1882/2014, por la que se establece la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a la utilización de combustibles en las instalaciones solares termoelectricas, 14 de octubre de 2014 (publicada el 16 de octubre de 2014) (C-120), Disposición Transitoria Primera. Véase RD 413/2014 (C-33) (R-127), Disposición adicional novena.

⁹⁵ Véase Tr. Día 3 (Gill/Montoya), págs. 837-845.

particularidades de cada inversión, en la medida que sean relevantes para la Decisión del Tribunal.

(a) Fase Anterior a la Inversión y Diligencia Debida

144. En el año 2007, RREEF fue contactada por primera vez por Deutsche Bank Madrid, en relación con el Proyecto Dédalo, tal como se identificará *infra*⁹⁶. El proyecto quedó en suspenso en el año 2008 debido a la falta de disponibilidad de financiación, y habida consideración de la crisis financiera⁹⁷. Se retomaron las negociaciones en el mes de marzo de 2010, y RREEF comenzó a considerar nuevamente potenciales oportunidades comerciales en el sector de energías renovables en España.
145. A mediados del año 2010, RREEF evaluó nuevamente su posibilidad de invertir en el Proyecto Dédalo y las Plantas Arenales⁹⁸, y entabló conversaciones con asesores financieros, banqueros de inversiones y desarrolladores⁹⁹. Según los Demandantes, “pese a que RREEF estaba participando en tres proyectos distintos con tres equipos distintos de proyecto, con asesores distintos, la información de todas maneras se reunía y se compartía y se coordinaba”¹⁰⁰. Por lo tanto, se los describe a continuación en conjunto y en orden cronológico.
146. Uno de estos asesores era Pöyry Energy Consulting (“Pöyry”), una empresa de consultoría e ingeniería global, que por encargo de los Demandantes emitió un informe en el mes de julio de 2010. El núcleo del informe eran las “previsiones de precios de la electricidad y de gas al por mayor, y las proyecciones de precios de captura para los proyectos Arenales y Casablanca para el período hasta 2035 en virtud de la estructura tarifaria vigente del RD 661/2007”¹⁰¹. El informe contiene un breve análisis del PER 2005-2010 y el PANER 2011-2020 en España, así como el marco regulatorio en virtud del RD 661/2007 y el RDL 6/2009¹⁰². Pöyry

⁹⁶ Declaración testimonial del Sr. Walter Manara, 19 de noviembre de 2014 (“Manara WS1”), párr. 21.

⁹⁷ Manara WS1, párr. 32 (Véase también párr. 30); Tr. Día 1 (Gill), 102:1-7.

⁹⁸ Véase la Sección [IV\(B\)\(b\)\(2\)](#) *infra* para una descripción integral del Proyecto Arenales.

⁹⁹ Declaración Testimonial del Sr. Andrew Morris, 21 de noviembre de 2014 (“Morris WS1”) párrs. 40 y 41; Declaración Testimonial del Sr. Harold Hauteville, 19 de noviembre de 2014 (“Hauteville WS1”), párrs. 21-23.

¹⁰⁰ Tr. Día 1 (Gill), 97:11-15.

¹⁰¹ Primer Informe de Pöyry Energy Consulting (C-79), Resumen ejecutivo. El informe se centra en los proyectos CSP Arenales y Casablanca. Más tarde, RREEF decidió no invertir en Casablanca.

¹⁰² *Ibid.*, págs. 25-36, 41, 44 y 45.

consideró que, aunque la crisis financiera global había generado incertidumbre en la industria, el esquema retributivo de la tarifa regulada preveía “un proyecto de economía sólida”¹⁰³. Reconoció asimismo las dificultades surgidas del Déficit Tarifario de España, al que describió como “uno de los principales problemas que ha a la industria energética española desde el año 2001 [...]”¹⁰⁴. [Traducción del Tribunal]

147. En el año 2010, con anterioridad al dictado del RD 1614/2010, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (el “Ministerio”) realizó consultas con las asociaciones de la industria CSP y eólica en las que trató posibles cambios regulatorios. Las Partes disienten respecto de la caracterización de estas consultas. Según los Demandantes, se trató de negociaciones destinadas a apaciguar a los inversores en tecnologías CSP y eólica, después de que importantes cambios regulatorios hubieran afectado a la industria fotovoltaica¹⁰⁵. Para el Demandado, estas consultas fueron parte del proceso obligatorio del dictado de reglamentos establecidos en virtud de la Ley 50/1997, donde se invita a distintos actores, con inclusión de asociaciones de la industria, a dar sus opiniones antes de que se dicte el reglamento en forma definitiva¹⁰⁶. El Demandado alega además que los Demandantes no forman parte de ninguna de las dos asociaciones que celebraron el acuerdo y, por lo tanto, no queda claro por qué razón se consideran vinculadas por él¹⁰⁷.
148. El 2 de julio de 2010, el Gobierno emitió una nota de prensa que reflejaba el resultado de las conversaciones (el “Acuerdo de julio de 2010”)¹⁰⁸. En su parte relevante, el documento reza lo siguiente:

“Las primas de la tecnología eólica previstas en el RD 661/2007 se reducirán un 35% hasta el 1 de enero de 2013. Por su parte, se impedirá el acceso de las plantas termosolares a la opción de mercado+prima durante

¹⁰³ *Ibid.*, pág. 41.

¹⁰⁴ *Ibid.*, pág. 34.

¹⁰⁵ Tr. Día 1 (Gill), 89:13-90:19.

¹⁰⁶ RR, párrs. 371-374.

¹⁰⁷ Tr. Día 2 (Moraleda), 464:14-465:1.

¹⁰⁸ Gobierno de España, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Nota de Prensa: El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio cierra con los Sectores Eólico y Termosolar un Acuerdo para Revisar sus Marcos Retributivos, 2 de julio de 2010 (“Acuerdo de julio de 2010”) (C-23). Las Partes controvierten el carácter de este documento. Mientras que los Demandantes alegan que reflejaba un “acuerdo” entre las asociaciones de la industria de ER, el Demandado alega que simplemente refleja el consenso logrado durante las negociaciones celebradas durante la aplicación de un proceso de consulta obligatorio para el dictado de todos los reales decretos previstos en virtud del Artículo 24 de la Ley 50/1997. Véanse CM, párrs. 178-181 y RCM, párrs. 369-372.

un año de operación, en el que sólo podrán acceder a la tarifa regulada prevista en el RD 661/2007, de menor cuantía.

También se ha acordado el retraso en la entrada en operación de las plantas termosolares con respecto a la fecha prevista en la ordenación de los proyectos presentados al pre-registro del Real Decreto-ley 6/2009.

Asimismo, se limita el número de horas con derecho a una retribución sobre el precio del mercado de las plantas eólicas y termosolares, teniendo en cuenta las diferentes tecnologías y lo previsto en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 para el cálculo de las rentabilidades de las instalaciones.

[...]

Este pacto supone, asimismo, el refuerzo de la visibilidad y estabilidad de la regulación de estas tecnologías a futuro, 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”¹⁰⁹.

149. El 27 de julio de 2010, SJ Berwin LLP (“SJB”) presentó un “informe preliminar de diligencia debida” [Traducción del Tribunal] respecto de la posible inversión de RREEF en el Proyecto Arenales, en el cual realizó un resumen del régimen regulatorio aplicable, considerando el registro de pre-asignación de retribución en virtud del RDL 6/2009, así como los términos del Acuerdo de julio de 2010¹¹⁰. SJB emitió un segundo informe el 16 de noviembre de 2010 (“Segundo Informe SJB”), evaluando, entre otros, el régimen regulatorio para la energía eólica desde el punto de vista del proyecto Dédalo¹¹¹. Con respecto a los “desarrollos del marco regulatorio jurídico” el Segundo Informe SJB afirmaba lo siguiente:

“En el año 2009, el Gobierno español comenzó un proceso de reestructuración del sector de energías renovables, con el objetivo de preservar la estabilidad técnica y económica del sistema. Este proceso, que aún no se ha completado, ha resultado en restricciones en el desarrollo de nuevos proyectos, así como en una reducción de los derechos económicos (tarifas).

[...] Dicho proyecto de ley hará posible tener una idea de cuál será el resultado de las modificaciones a la legislación actual, aunque, es difícil

¹⁰⁹ Acuerdo de julio de 2010 (C-23).

¹¹⁰ SJ Berwin LLP, Análisis preliminar de las principales conclusiones jurídicas derivadas del Proyecto CSP España, 27 de julio de 2010 (“Primer Informe SJB”) (C-80), págs. 53 y 54. Véase también Apéndice 9: Regulatorio. El informe indicaba que la “[r]evisión no constituye un dictamen jurídico ni una auditoría”, pág. 198. [Traducción del Tribunal]

¹¹¹ SJ Berwin LLP, Análisis preliminar de las principales conclusiones jurídicas derivadas del Proyecto Dédalo II, 16 de noviembre de 2010 (“Segundo Informe SJB”) (C-81), págs. 62 y 63.

proporcionar un panorama preciso de cómo será finalmente el régimen regulatorio de las energías renovables debido a la fuerte presión que existe sobre esta cuestión.

[...] En referencia al informe de la CNE, aunque no es vinculante, el MITYC puede introducir cambios adicionales al borrador. Como tal, es posible que cualquier cambio respecto de las reducciones de los subsidios a la energía eólica y termosolar de concentración, así como la limitación a la cantidad de horas de energía producida que tendrán acceso al régimen económico actual del Real Decreto 661/2007, no esté incluido en este borrador y que sea procesado posteriormente por el MITYC”. [Traducción del Tribunal]

150. Algún tiempo antes de la emisión del Segundo Informe SJB, el Gobierno de España puso a disposición – primero de Deutsche Bank Madrid (“DBM”) ¹¹² (la entidad matriz de RREEF) y posteriormente del público en general – un borrador de un Real Decreto, que reproducía algunos de los acuerdos reflejados en el Acuerdo de julio de 2010. Sujeto a unas pocas modificaciones, el borrador se convirtió en el Real Decreto 1614/2010, analizado en detalle en la Sección [IV\(A\)\(b\)\(1\)](#), *supra*.
151. El 25 de marzo de 2011, a instancia de RREEF, Herbert Smith LLP elaboró un memorando que analizó el “posible impacto en la seguridad jurídica”¹¹³ del “marco normativo para los Proyectos CSP en España”¹¹⁴. El memorando HS también confirmó que el régimen económico se mantendría estable durante la vida operativa de aquellas instalaciones ya inscritas en el RAIPRE¹¹⁵. Estableció lo siguiente:

“Por lo tanto, la disposición [Artículo 44.3 del RD 661/2007] establece el carácter intocable de la tarifa regulada y de los límites mínimos y máximos, por lo cual la revisión de los mismos no puede afectar, conforme con los propios términos de la disposición, a las instalaciones puestas en

¹¹² Intercambio de correos electrónicos entre Javier Rapallo (Deutsche Bank Madrid) y Juan Abascal Heredero (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio), entre otros, 4 de octubre de 2010 (C-154).

¹¹³ Herbert Smith LLP (Madrid), Proyecto Greco – Memorando sobre los Cambios Legislativos Habidos en España que Rigen la Generación de Energía según el Régimen Especial, Particularmente en lo Relativo a las Instalaciones que Utilizan Procesos Térmicos para Transformar Energía Solar en Electricidad (Termosolares), 25 de marzo de 2011 (“Memorando de Herbert Smith”) (C-86).

¹¹⁴ CM, párr. 36. Los Demandantes afirman que contrataron a Herbert Smith LLP, alentados por el hecho de que uno de los integrantes del equipo de HS fue anteriormente abogado del Estado-Jefe de la Secretaría de Estado para la Energía. CM, párr. 225; véase también Hauteville WS1, párr. 43.

¹¹⁵ Memorando de Herbert Smith (C-86), párrs. 2.2.1(D) y 2.2.3(A)3.

explotación antes del 1 de enero del segundo año a partir del año de la revisión, es decir, antes del 1 de enero de 2012.

(E) Sin embargo, esta disposición solo menciona la tarifa y los límites mínimos y máximos, no la prima. Por tanto, en principio, al no mencionar las primas, el Ministerio de Industria ha interpretado que el RD 661/2007 no protege las primas de que disfrutaban las instalaciones, por lo cual en el futuro la legislación podría alterarlas y reducirlas (sin tocar la tarifa ni los límites mínimos y máximos)”¹¹⁶.

152. Al evaluar los posibles riesgos regulatorios, Herbert Smith reconoce que la legislación española “contiene un precedente por el cual el RD 661/2007 cambió (redujo) retroactivamente el régimen retributivo establecido en virtud del Real Decreto 436/2004, y esta modificación fue permitida por el Tribunal Supremo” aunque consideró que el RD 1614/2010 “supone una fuerte protección para la retribución vigente y el límite máximo de horas operativas para las instalaciones mencionadas, y las instalaciones tienen un documento del Ministerio que indica la retribución”. HS concluyó que “[e]n teoría, el Gobierno, aunque sea altamente improbable, en el futuro podría aprobar una nueva disposición de la misma categoría (Real Decreto) (4) o superior (una ley) que modificase la protección que actualmente prevé el RD 1614/2010”¹¹⁷.
153. En el mes de marzo de 2011, Pöyry proporcionó un informe adicional sobre la “Situación Actual y Tendencias Futuras de la Energía Solar en España”. En la sección que analiza la sostenibilidad del SEE, Pöyry concluye lo siguiente:

“En el año 2007, el Gobierno modificó el RD436/2004, que involucraba al Régimen Especial, con la introducción del RD 661/2007. En ese momento, la medida de retroactividad fue también cuestión de debate. A pesar de que algunos consideran que el RD 661/2007 ya introdujo la retroactividad, creemos que este Real Decreto también cumplió con la necesidad de proporcionar un marco estable. Es cierto que el nuevo esquema afectaba a las plantas existentes (es decir, a los parques eólicos), pero también es cierto que el impacto real de la retroactividad quedó a voluntad de los productores. Dado que el RD 661/2007 preveía el derecho a permanecer bajo la tarifa fija establecida en el anterior RD 436/2004 durante el resto de la vida operativa del proyecto, el Gobierno nuevamente mostró su compromiso de

¹¹⁶ *Ibíd.*, págs. 2 y 3 (énfasis en el original).

¹¹⁷ *Ibíd.*, págs.7 y 8.

mantener el marco jurídico, proporcionando estabilidad y ecuanimidad hacia las decisiones pasadas de los inversores.

Debería observarse que los cambios jurídicos ulteriores que afectaron a la industria de las energías renovables de España no han modificado el hecho de que el Gobierno siempre haya declarado que uno de los parámetros clave para modificar la prima sería el costo incurrido por los inversores.

Los Reales Decretos aprobados recientemente introducen por primera vez cambios retroactivos al marco jurídico, lo que reduce claramente la confianza de los inversores.

[...]

Pöyry considera que [...] es improbable que se cumpla el objetivo de déficit tarifario cero para fines del año 2012. Prevedemos que un escenario más realista es uno en el cual este objetivo se cumple en los años 2014-2015 mediante incrementos anuales de los TPA en el rango de 10%.

Si se pospone el objetivo de déficit tarifario cero para fines de 2012, creará la oportunidad para la generación de más déficit. Considerando la conducta del Gobierno, es probable que se puedan implementar cambios futuros si se consideraren necesarios. El RDL 14/2010 tiene por objeto afrontar la falta de fondos en el sistema eléctrico, reduciendo los ingresos de los productores de energías renovables e introduciendo fuentes adicionales de ingresos (esto es, peajes de red). Creemos que el Gobierno se encuentra en condiciones de continuar con la misma política energética, si se la considera un requisito, con inclusión de la implementación de reducciones adicionales en la retribución a las tecnologías renovables y no renovables¹¹⁸. [Traducción del Tribunal]

154. El 11 de mayo de 2011, Pöyry emitió un informe adicional, a instancia de RREEF, esta vez analizando la cuestión del Déficit Tarifario¹¹⁹. El documento observaba, *inter alia*, que “*es interesante advertir que el sistema eléctrico ha permitido que muchos subsidios diferentes influyan en el mercado, pero lo que parece claro es que la tendencia es que estos subsidios se reduzcan o desaparezcan*”¹²⁰. [Traducción del Tribunal]
155. Las Partes disienten en general de si los informes de diligencia debida mencionados *supra* confirmaron la estabilidad del régimen de tarifa regulada introducido mediante el RD

¹¹⁸ Segundo Informe de Pöyry Energy Consulting (C-87), págs. 135,136 y 139.

¹¹⁹ Pöyry Management Consulting, El Déficit Tarifario del Sector Eléctrico Español – Un Informe de Pöyry Management Consulting para RREEF, 11 de mayo de 2011 (C-88).

¹²⁰ *Ibid.*, pág. 8. Véase también pág. 20.

661/2007 (Demandantes) o si demuestran que los cambios en el régimen regulatorio eran previsibles y deberían haber sido previstos por los Demandantes, entre otros, a la luz de la situación de Déficit Tarifario del Demandado (Demandado)¹²¹.

156. En el mes de mayo de 2011, representantes de DBM, RREEF y Antin (un inversor separado, que estaba considerando invertir en las Plantas Andasol, junto con RREEF), se reunieron con un funcionario del departamento jurídico del Ministerio, el Sr. Miguel Vizcaino¹²², así como con diversos funcionarios gubernamentales de la Comisión Nacional de Energía (la “CNE”), en aras de obtener información respecto del régimen regulatorio aplicable a las ER¹²³.
157. Los Demandantes han aportado en el presente arbitraje informes contemporáneos de los aportes de RREEF a esa reunión, incluso a través de la declaración testimonial del Sr. Bolaña, el representante de Antin presente en la reunión¹²⁴. Estos memorandos analizan (1) la oportunidad de invertir en el SEE, (2) la realización de operaciones de diligencia debida, (3) la valoración de la inversión, y (4) el conjunto de los proyectos de inversión, para varios proyectos, incluidos Dédalo¹²⁵ y Arenales¹²⁶.
158. Según esta prueba, el gobierno oficial había brindado “[c]onfirmación de que el decreto actual asegura una estructura reguladora estable a largo plazo [...] [si bien], esto hay que tomárselo con precaución, (‘no hay nada escrito’) pero ningún cambio/ajuste en el futuro podrá ir en detrimento de los inversores actuales”¹²⁷.

¹²¹ Véase, por ejemplo, RCM, párrs. 440-460; Tr. Día 1 (Gill), 96:8-124:12.

¹²² Intercambio de correos electrónicos entre Deutsche Bank Madrid, Herbert Smith Madrid, Lazard, Antin y RREEF, planificando la reunión con el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 17-18 de mayo de 2011 (C-90).

¹²³ Correo electrónico de Lazard a RREEF, Antin y Deutsche Bank Madrid, que proporcionaba la agenda propuesta para la reunión con el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 24 de mayo de 2011 (C-93).

¹²⁴ Declaración Testimonial del Sr. Mauricio Bolaña, 20 de noviembre de 2014, párrs. 18 y 20. Antin inició un arbitraje CIADI separado contra el Reino de España. Véase *Antin Infrastructure Services Luxembourg S.à.r.l. y Antin Energia Termosolar B.V. c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/13/31.

¹²⁵ Pan-European Infrastructure Fund, Revisión del Comité de Inversiones – Proyecto Dédalo, 4 de mayo de 2010 (C-94); Fondo Paneuropeo de Infraestructuras Paneuropeo [sic], Análisis del Comité de Inversión – Proyecto Dédalo, 16 de noviembre de 2010 (“PEIF – Análisis de noviembre de 2010”) (C-103), pág. 9.

¹²⁶ RREEF Pan-European Infrastructure Fund, Revisión del Comité de Inversiones – Arenales Solar PS, S.L., 10 de mayo de 2013 (C-157).

¹²⁷ Intercambio de correos electrónicos entre RREEF, Antin, Lazard y Deutsche Bank Madrid, que proporcionan un resumen de la reunión con el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 20 de mayo de 2011 (“Intercambio de correos electrónicos del 20 de mayo de 2011”) (C-91).

(b) Las Inversiones de los Demandantes en Energía Renovable

1. *El Proyecto Eólico Dédalo*

159. RREEF Pan-European Two, el segundo demandante en el presente caso, adquirió – a través de su sociedad controlada de propiedad exclusiva, Plateau Green Energy B.V. – una participación social de 49% en 3 empresas de proyecto (las “empresas Dédalo”), por una contraprestación total de EUR 96,8 millones¹²⁸. Las empresas Dédalo desarrollaron cinco parques eólicos con una capacidad instalada total de 216 MW¹²⁹.
160. El 11 de diciembre de 2009, con anterioridad a la inversión de RREEF en este proyecto y antes de que finalizaran los trabajos de construcción de los parques, los parques eólicos Dédalo se registraron en el Registro de Pre-asignación¹³⁰. Los parques eólicos Dédalo obtuvieron la inscripción definitiva en el RAIPRE el 28 de diciembre de 2010¹³¹.
161. Los documentos elaborados por el Comité de Inversiones de RREEF para adoptar su decisión definitiva sugieren que RREEF podría haber tenido la intención de vender su inversión en los parques eólicos a más tardar en el año 2017¹³².

2. *La Planta CSP Arenales*

162. En el mes de julio de 2011, los Demandantes invirtieron en un proyecto para el desarrollo y construcción definitiva de una instalación ubicada en Morón de la Frontera, Sevilla, Andalucía. Las instalaciones todavía no se encontraban en marcha en el momento de la inversión¹³³.

¹²⁸ Contrato Privado de Compraventa de Participaciones Sociales que Representan el 49% del Capital Social de Bajoz Eólica, S.L.U.; Hornija Eólica, S.L.U.; y Esquilvent, S.L.U. y Cesión de Créditos entre Inversiones Empresariales Vapat, S.L.U. y Plateau Green Energy, B.V., 4 de enero de 2011 (formalizado en escritura pública el 14 de febrero de 2011) (C-16).

¹²⁹ Los cinco proyectos eólicos son San Lorenzo C, San Lorenzo D, Esquileo, Dehesilla I y Dehesilla II, cerca de Valladolid, en Castilla León.

¹³⁰ Certificados de Inscripción en el Registro de Pre-asignación de Retribución de los Parques Eólicos, 11 de diciembre de 2009 (C-82).

¹³¹ Certificados del RAIPRE para los Parques Eólicos, 28 de diciembre de 2010 (C-9).

¹³² PEIF – Análisis de noviembre de 2010 (C-103), pág. 11.

¹³³ Las Partes controvierten si se trata de un proyecto totalmente nuevo o no. El Demandado refuta la afirmación de los Demandantes de que se trataba de un proyecto totalmente nuevo (*Véase* Tr. Día 2 (Moraleda), 479:11-19).

163. La inversión indirecta de RREEF en el proyecto Arenales consistió en la adquisición indirecta a través de la sociedad controlada holandesa de propiedad exclusiva del Segundo Demandante, Fronterasol B.V., de una participación social de 49% en Arenales Solar. El otro 51% era de propiedad de OHL Industrial, S.L., contratista española, y de Solar Millennium AG, que conservarían participaciones accionarias de 25% y 26% en Arenales Solar, respectivamente¹³⁴. El costo de adquisición ascendió a EUR 12,9 millones (con un compromiso asociado de invertir hasta EUR 56,1 millones para financiar la construcción de la Planta Arenales)¹³⁵.
164. Con anterioridad a la inversión de RREEF, el Proyecto Arenales había seguido los pasos necesarios en el proceso de inscripción.
165. En primer lugar, el Proyecto Arenales se encontraba inscrito en el Registro de Pre-asignación de Retribuciones desde el 11 de diciembre de 2009¹³⁶.
166. En segundo lugar, el 2 de diciembre de 2010, antes de que el Gobierno promulgara el RD 1614/2010, Arenales Solar envió una comunicación a la Dirección General de Política Energética y Minas: (i) renunciando a su derecho a comenzar el vertido de energía eléctrica a la red en fecha anterior al 1 de abril de 2013; (ii) aceptando la limitación de las horas en virtud del proyecto de Decreto que se convirtiera en el RD 1614/2010; y (iii) solicitando confirmación del régimen económico que sería aplicable durante la “vida operativa” de las instalaciones¹³⁷.

¹³⁴ Acuerdo de Inversión Certificado entre OHL Industrial, S.L.; Solar Millennium AG y Fronterasol, B.V, 28 de junio de 2011 (C-17).

¹³⁵ KPMG, RREEF Pan-European Infrastructure Fund L.P., presentación en PowerPoint sobre la “Valoración de Arenales a 31 de diciembre de 2012”, 20 de marzo de 2013 (C-108), pág. 7.

¹³⁶ Certificado del Registro de Pre-asignación de Retribución para la Planta Arenales, 11 de diciembre de 2009 (tal como fuera notificado a Arenales Solar el 18 de diciembre de 2009) (C-168).

¹³⁷ Escrito de Renuncia a la entrada en operación en fecha determinada, dentro de la Fase asignada a la instalación “Arenales”, mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas y de solicitud de Resolución de comunicación de las condiciones retributivas durante la vida operativa de la instalación (Escrito de Renuncia y Resolución), 2 de diciembre de 2010 (C-105).

167. En tercer lugar, el 1 de marzo de 2011, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio dictó una Resolución por la que aceptó la renuncia mencionada en el párrafo precedente con respecto a la Planta Arenales (la “Resolución de marzo de 2011”)¹³⁸.
168. De conformidad con la resolución de Inscripción Previa, y la clasificación asignada, la Planta Arenales no podía comenzar a operar hasta el año 2013 y tenía que estar inscrita ante el RAIPRE a más tardar el 31 de diciembre de 2013 para ser elegible para el régimen económico del RD 661/2007.
169. El 25 de setiembre de 2013, la Planta Arenales obtuvo la inscripción definitiva ante el RAIPRE¹³⁹. Se puso en marcha en el mes de octubre de 2013.
170. La capacidad instalada de la Planta Arenales es objeto de controversia entre las Partes. En particular, el Demandado sostiene que la Planta Arenales cuenta con una capacidad instalada superior a 50 MW (en particular, afirma una capacidad instalada nominal de 55 MW)¹⁴⁰, que los Demandantes rechazan¹⁴¹. Solo a las plantas con capacidad instalada de 50 MW podría otorgárseles el Régimen Especial en virtud del RD 661/2007¹⁴².
171. Las Partes controvierten también la razonabilidad de los costes de inversión de las Plantas Arenales. El Demandado señala que superan los costos de las Plantas Andasol por EUR 80 millones, aunque fueron construidas mucho tiempo después, y, por lo tanto, son irrazonables¹⁴³. Los Demandantes alegan que fueron razonables y causados por factores que condujeron a costos fijos más elevados que los de las Plantas Andasol, como la necesidad de hallar soluciones al suministro costoso de agua y gas, obras civiles complicadas, etcétera¹⁴⁴.

3. *Las Plantas CSP Andasol*

¹³⁸ Resolución del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio por la que se acepta la renuncia a comenzar el vertido de energía eléctrica antes de determinada fecha con respecto a la Planta Arenales, 1 de marzo de 2011 (“Resolución de marzo de 2011”) (C-107).

¹³⁹ Certificado del RAIPRE para la Planta Arenales, 25 de setiembre de 2013 (C-83).

¹⁴⁰ RR, párrs. 42 y 1045-1074. Véase C-173; Véase Tr. Día 2 (Moraleta/Morris), 686:18-689:20.

¹⁴¹ CR, párrs. 777-816.

¹⁴² RDL 661/2007, Art. 2.

¹⁴³ Tr. Día 3 (Montoya), 799:22-800:17.

¹⁴⁴ Tr. Día 2 (Morris), 661:14-662:18.

172. Las Plantas Andasol son dos plantas CSP ubicadas en Granada, Andalucía en el sur de España. Cada una cuenta con una capacidad instalada de 49,9 MW (Andasol-1 y Andasol-2). Ya se encontraban en marcha en el momento de las inversiones de los Demandantes y según el Sr. Hauteville, uno de los testigos de los Demandantes, pueden suministrar energía eléctrica solar para hasta 170.000 personas¹⁴⁵.
173. Las Plantas Andasol se planificaron y su financiación se aseguró en virtud del esquema del RD 436/2004¹⁴⁶. Se pusieron marcha en el año 2008¹⁴⁷.
174. El 30 de junio de 2011, REEFF celebró un Acuerdo de Compraventa de Acciones de una participación accionaria de 45% en Andasol-1 y Andasol-2 a través de la sociedad controlada de propiedad exclusiva de RREEF, Guadisol B.V. El precio de compra que RREEF abonó por las acciones ascendió a EUR 86 millones. Antin adquirió asimismo otro 45% de las Plantas Andasol. Además, RREEF acordó un precio de compra para los préstamos de los accionistas subordinados de EUR 49 millones¹⁴⁸.
175. Las Plantas Andasol se encontraban debidamente inscritas en el RAIPRE en el mes de diciembre de 2009, con anterioridad a la inversión de los Demandantes en el proyecto. En particular, se inscribió a Andasol-1 en el RAIPRE el 24 de abril de 2009¹⁴⁹. Dada al momento de la inscripción, no era necesario cumplir ningún requisito previo a la inscripción. Se inscribió a Andasol-2 en el Registro de Pre-asignación de Retribución el 15 de octubre de 2009¹⁵⁰ y en el RAIPRE el 22 de diciembre de 2009¹⁵¹.

¹⁴⁵ Hauteville WS1, párr. 39.

¹⁴⁶ RCM, párr. 236; Tr. Día 3 (Montoya), 788:11-789:3.

¹⁴⁷ Tr. Día 3 (Montoya), 823:21.

¹⁴⁸ Acuerdo para la compraventa de 90% del capital social suscrito en acciones de Andasol-1 Central Termosolar Uno, S.A. Andasol-2 Central Termosolar Dos, S.A. y la cesión parcial de préstamos a los accionistas subordinados entre Proto Primo, B.V.; Antin Energía Termosolar, B.V.; Cobra Sistemas y Redes, S.A.; Cobra Solar Del Sur, S.L.; y Cobra Gestión de Infraestructuras, S.A., 30 de junio de 2011 (C-110).

¹⁴⁹ Certificados del RAIPRE para la Planta Andasol-1 y la Planta Andasol-2, 24 de abril de 2009 y 22 de diciembre de 2009 (“Certificados del RAIPRE para las Plantas Andasol 1-2”) (C-8).

¹⁵⁰ Certificado del Registro de Pre-asignación de Retribución para la Planta Andasol-2, 15 de octubre de 2009 (notificado el 30 de octubre de 2009) (C-76).

¹⁵¹ Certificados del RAIPRE para las Plantas Andasol 1-2 (C-8).

176. RREEF emprendió un proceso de debida diligencia, sobre aspectos técnicos, financieros, fiscales, contables, jurídicos y regulatorios, tanto de los Proyectos Arenales como Andasol. Esto se realizó en paralelo. La información adquirida en un proyecto se aplicaba al otro¹⁵².
177. RREEF pensaba vender¹⁵³ y efectivamente vendió su participación en las Plantas Andasol el 26 de julio de 2017 en la suma de EUR 77,7 millones¹⁵⁴.

V. JURISDICCIÓN: LA EXCEPCIÓN FISCAL

178. El 27 de diciembre de 2012, España adoptó la Ley 15/2012 “de medidas fiscales para la sostenibilidad energética”, por la que se creó un nuevo impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (“IVPEE”).
179. En la fase jurisdiccional del presente procedimiento, las Partes debatieron *in extenso* si el IVPEE podía ser considerado una medida impositiva, y como tal, excluido del alcance de Artículo 10 del TCE por aplicación del Artículo 21(1) del Tratado. Tal como lo estableciera el Tribunal, lo que es objeto de controversia entre las Partes es si las medidas incluidas en la Ley 15/2012 constituyen impuestos de buena fe; caso contrario “*no rige la exclusión tributaria*”¹⁵⁵.
180. En su Decisión sobre Jurisdicción el Tribunal decidió unir las excepciones del Demandado basadas en el Artículo 21 del TCE, al fondo de la cuestión. Por lo tanto, el Tribunal se pronunciará sobre esta excepción en la presente Decisión.

a. *La Decisión sobre Jurisdicción*

181. En su Decisión sobre Jurisdicción, el Tribunal sostuvo lo siguiente:

“195. [...] Si el Tribunal resuelve que las medidas incluidas en la Ley 15/2012 no se adoptaron de buena fe, podría haber dos consecuencias:

¹⁵² CM, párr. 264; Tr. Día 1 (Gill), 97:9-20.

¹⁵³ Tr. Día 3 (Hauteville), 756:14-15.

¹⁵⁴ CS, párr. 31.

¹⁵⁵ Decisión sobre Jurisdicción, párr. 194 (énfasis en el original).

- que el Tribunal decida que el Demandado no puede¹⁵⁶ valerse de la exención contemplada en el Artículo 21(1) [del TCE] y declare la Solicitud [de la exclusión tributaria] inadmisibile en este sentido, o
- que considere que la creación del nuevo impuesto viola los estándares garantizados al inversor en virtud del Artículo 10 del TCE y exija un resarcimiento, tal como los solicitan expresamente los Demandantes en su Memorial.

196. En ambos casos, se requiere llevar a cabo una investigación minuciosa de las circunstancias y los efectos de las medidas impugnadas. Dicha investigación no puede realizarse en esta etapa preliminar¹⁵⁷.

b. *Las Posiciones de las Partes*

182. El Tribunal enumera a continuación los principales argumentos planteados por las Partes con respecto a la Excepción Fiscal. Los argumentos de las Partes han sido resumidos en detalle en la Sección VII de la Decisión sobre Jurisdicción del Tribunal, que constituye parte integral de esta Decisión.

i. *La Posición del Demandado*

183. El Demandado considera que el Tribunal no goza de jurisdicción para conocer los reclamos de los Demandantes surgidos de las “Medidas Impositivas” adoptadas en virtud de la Ley 15/2012 ya que el Demandado no ha prestado su consentimiento para someter a arbitraje las diferencias relativas a medidas impositivas. En particular, el Demandado sostiene lo siguiente:

- El consentimiento del Reino de España se circunscribe a posibles violaciones surgidas de sus obligaciones en virtud de la Parte III del TCE. Dado que la Parte III no impone obligaciones con respecto a las Medidas Impositivas adoptadas por las Partes Contratantes, el Tribunal no goza de jurisdicción *ratione voluntatis* para decidir el reclamo surgido de la Ley 15/2012.

¹⁵⁶ El texto de la Decisión sobre Jurisdicción enviada a las Partes reza involuntariamente “no puede”; se trata naturalmente de un error tipográfico que, de mantenerse, tornaría irrelevante la alternativa concebida por el Tribunal.

¹⁵⁷ Decisión sobre Jurisdicción, párrs. 195 y 196.

- El TCE no crea derechos ni impone obligaciones respecto de Medidas Impositivas, excepto para circunstancias particulares definidas en el Artículo 21 del TCE. El Artículo 10 del TCE, sobre el cual los Demandantes procuran basar sus alegaciones, no se refiere a las excepciones.
- El IVPEE constituye una “Medida Impositiva” a los fines del TCE.
- Las Medidas Impositivas deben presumirse de buena fe.
- El IVPEE constituye una Medida Impositiva de buena fe de aplicación general.

ii. La Posición de los Demandantes

184. Por su parte, los Demandantes consideran que las medidas implementadas mediante la Ley 15/2012 no constituyen “Medidas Impositivas” en virtud del Artículo 21. En particular:

- El gravamen de 7% constituyó un “recorte tarifario enmascarado” creado como impuesto para reducir y en definitiva eliminar los incentivos previstos en virtud del RD 661/2007. Esto se debe a que “[a]unque prima facie el gravamen del 7 por ciento se aplica tanto al régimen ordinario, a los productores en el régimen ordinario y a los del régimen especial, es decir los renovables, el resultado de esta medida no era el mismo entre los dos, no es resultado equitativo. Los generadores normales, convencionales podían repercutir ese 7 por ciento en sus consumidores, en sus usuarios, sencillamente aumentando el precio de la electricidad. Mientras que los regulados por régimen especial no lo podían hacer, y la razón por la cual no podían es que dependían en realidad de los pagos que recibían que eran independientes de los precios del mercado. [...] eran cantidades fijas que de otra manera no podían ajustarse para hacer repercutir ese impuesto del 7 por ciento sobre los usuarios”¹⁵⁸.
- En tanto el tributo del 7% no fue un impuesto implementado de buena fe, no rige la exclusión tributaria del TCE.

¹⁵⁸ Tr. Día 1 (Gill),140:4-141:1; véase también CR, párr. 556; RR, párr. 351.

- Las Medidas Impositivas deben ser de buena fe, y no pueden presumirse de buena fe. Asimismo, si existe prueba *prima facie* de que una medida impositiva no es de buena fe, la carga de la prueba se traslada a la otra parte.
- El tributo del 7% no constituye una medida de buena fe sino un recorte tarifario destinado a privar a los Demandantes de sus derechos con arreglo al TCE.

c. *El Análisis del Tribunal sobre la Excepción Fiscal*

185. En la opinión del Tribunal, no cabe duda de que el tributo del 7% constituye claramente un impuesto. Esto es así, ya sea teniendo en cuenta la definición del Artículo 21, inciso 7, del TCE o asignándole el sentido corriente de la palabra en la legislación nacional. En este sentido, el Tribunal comparte la opinión expresada por el tribunal de *Novenergia*:

“519. Para el Tribunal no cabe duda de que las disposiciones de la Ley 15/2012 son disposiciones sobre impuestos de la legislación nacional de una Parte Contratante tal como lo establece el Artículo 21, inciso (7)(a)(i) del TCE. En consecuencia, el Tribunal está convencido de que la Ley 15/2012 es efectivamente una medida impositiva en su naturaleza, que *prima facie* se encuentra sujeta a la exclusión de la protección del TCE”¹⁵⁹. [Traducción del Tribunal]

186. El Tribunal acepta que, tal como fuera explicado por el tribunal de *Isolux*, “la presunción que el IVPEE puede contemplarse dentro del ‘*carve out*’ previsto por el Artículo 21(1) [del] TCE quedaría destruida si la medida impositiva no fuese promulgada de buena fe”¹⁶⁰. Sin embargo, tal como observara el tribunal de *Novenergia*:

“el punto de partida, o el supuesto, siempre debería ser que la medida impositiva, en efecto, se adoptó de buena fe”¹⁶¹. La consecuencia de este supuesto es que le corresponde a la Demandante la carga de demostrar al Tribunal que la Ley 15/2012 no fue promulgada al efecto de aumentar los

¹⁵⁹ *Novenergia c. España*, Caso CCE No. 2015/063, Laudo Definitivo, 15 de febrero de 2018 (“*Novenergia*”) (CL-243), párr. 519.

¹⁶⁰ *Isolux Netherlands, BV c. Reino de España*, Caso CCE V2013/153, Laudo Definitivo, 17 de julio de 2016 (“*Isolux*”) (RL-95), párr. 733.

¹⁶¹ *Novenergia* (CL-243), n. 380: “Renta 4 S.V.S.A., Ahorro Corporación Emergentes F.I., Ahorro Corporación Eurofondo F.I., Rovime Inversiones SICAV S.A., Orgor de Valores SICAV S.A., GBI 9000 SICAV S.A. c. Federación Rusa, Caso CCE No. 24/2007, Laudo, 20 de julio de 2012, párr. 181”.

ingresos generales del Estado, sino con un propósito diferente, *es decir*, que la medida se promulgó de *mala fe*”¹⁶². [Traducción del Tribunal]

187. Se acepta por lo general que en los litigios internacionales, con inclusión de las diferencias relativas a inversiones:

“la solicitante debe demostrar su caso y que una parte que afirma un hecho debe probarlo; tal como observara la Corte [Internacional] [de Justicia] en el caso relativo a las *Actividades Militares y Paramilitares en Nicaragua y contra Nicaragua (Nicaragua c. Estados Unidos de América)*, ‘es a la parte que pretende establecer un hecho a quien le corresponde la carga de probarlo’ (*Jurisdicción y Admisibilidad, Sentencia, Informes de la C.I.J. de 1984*, pág. 437, párr. 101)”¹⁶³. [Traducción del Tribunal]

188. Por lo tanto, la cuestión no consiste en determinar si existe una presunción de que un impuesto se promulgó o no de buena fe, sino si este impuesto preciso se estableció o no de buena fe. Luego de haber analizado los argumentos que intercambiaran las Partes en este sentido, el Tribunal no concibe ninguna razón para suponer que, en las circunstancias, el tributo del 7% no constituya un impuesto de buena fe. El tributo del 7% es parte de la política global de España respecto de la protección del medio ambiente. Tal como se explicara en el párrafo 3 del Preámbulo de la Ley 15/2012, “uno de los ejes de esta reforma tributaria será la internalización de los costes medioambientales derivados de la producción de la energía eléctrica [...]” y, en efecto, además del “impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica” dictaminado en el Título I, las “medidas fiscales para la sostenibilidad energética” previstas en la Ley 15/2012 afectan la reglamentación de otros dos impuestos nuevos sobre la producción y almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos respectivamente (Título II) y el Título III modifica la Ley 38/1992 sobre impuestos especiales relativos a los suministros de gas natural¹⁶⁴. Asimismo, conforme lo

¹⁶² *Novenergia* (CL-243), párr. 521; véase también párr. 524: “No resulta fácil derribar la presunción de que una medida impositiva introducida por un Estado se promulga de *buena fe* [...]”. [Traducción del Tribunal]

¹⁶³ Aplicación de la Convención para la Prevención y la Sanción del Delito de Genocidio (*Bosnia y Herzegovina c. Serbia y Montenegro*), *Informes de la C.I.J. de 2007*, Sentencia, 26 de febrero de 2007 (CL-9), pág. 128, párr. 204. Véase también *Plantas de Celulosa en el Río Uruguay* (*Argentina c. Uruguay*), *Informes de la C.I.J. de 2010*, Sentencia, 20 de abril de 2010, párrs. 162 y 163; *Argentina: Medidas que afectan a las importaciones de calzado, textiles, prendas de vestir y otros artículos* WT/DS56/R, Informe del Grupo Especial, 25 de noviembre de 1997, párr. 6.40; *Saipem S.p.A. c. República Popular de Bangladesh*, Caso CIADI No. ARB/05/07, Laudo, 30 de junio de 2009, párr. 113; *Azurix Corpág. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/01/12, Decisión sobre la Solicitud de Anulación de la República Argentina, 1 de setiembre de 2009 (CL-145), párr. 215.

¹⁶⁴ El Título IV modifica el texto de la Ley de Aguas de 20 de julio de 2001.

dispuesto en el Artículo 4, el impuesto es aplicable indiscriminadamente a todos los productores de energía eléctrica¹⁶⁵.

189. Por último, el Demandado afirma que el recurso de inconstitucionalidad del Gobierno de Andalucía en contra del IVPEE y la investigación pertinente por parte de la Comisión Europea con respecto a la compatibilidad de dicho impuesto con la legislación comunitaria no arroja dudas en cuanto a la naturaleza impositiva de la medida. En particular, el Demandado sostiene que el Tribunal Constitucional Europeo y la Comisión Europea han ratificado la naturaleza impositiva y la legalidad del IVPEE¹⁶⁶.
190. Podría ser cierto que el Demandado pudo haber utilizado otro medio que no fuera un tributo fiscal fijo para lograr sus objetivos políticos. Pero no le corresponde al Tribunal de Arbitraje suplir al Gobierno de España al respecto. Tal como lo observara el tribunal de *Eiser*:

“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”¹⁶⁷.

¹⁶⁵ El Artículo 4 expresamente hace referencia a la Ley 54/1997 que define tanto el régimen general como el régimen especial.

¹⁶⁶ Memorial de Jurisdicción del Demandado, págs. 74-76, párrs. 289-296; Escrito de Réplica sobre Jurisdicción del Demandado, párrs. 286-289. Véase Pleno del Tribunal Constitucional, *Recurso de inconstitucionalidad número 1780-2013 promovido por el Consejo de Gobierno de la Junta de Andalucía en relación con los Artículos 4, 5 y 8 de la Ley 15/2012 (y otras leyes y normas)*, Sentencia 183/2014, 6 de noviembre de 2014 (R-36); Correo electrónico de la Comisión Europea al Ministerio de Asuntos Exteriores y Cooperación del Reino de España, dando cuenta del cierre del Proyecto Piloto 5526/13/TAXU (R-41).

¹⁶⁷ *Eiser Infrastructure Limited y Energía Solar Luxembourg S.à r.l. c. Reino de España*, Caso CIADI No. ARB/13/36, Laudo, 4 de mayo de 2017 (“*Eiser*”) (CL-242), párr. 270; véanse también *Isolux* (RL-95), párr. 739 que hace referencia a *Yukos Universal Limited (Isla de Man) c. Federación Rusa*, Caso CPA No. AA/227, Laudo, 18 de julio de 2014 (RL-36), párr. 1407; y *RosinvestCo UK Ltd. c. Federación Rusa*, Caso CCE No. V079/2005, Laudo, 12 de setiembre de 2010.

191. El Tribunal reconoce que el Artículo 21(1) constituye una exclusión de la competencia del Tribunal. Por lo tanto, el Tribunal no adopta una decisión sobre la legalidad del tributo, en el marco del TCE, como tal. Sin embargo, el presente Tribunal considera que el tributo es un coste que impacta en la rentabilidad de los Demandantes, en relación con sus inversiones, y, por lo tanto, se lo debe tener en cuenta para la evaluación global de la rentabilidad razonable a la que tienen derecho los Demandantes.

VI. RESPONSABILIDAD

192. Los Demandantes afirman que las medidas adoptadas por el Reino de España resultaron en diversos incumplimientos de sus obligaciones con arreglo al TCE, con inclusión de las siguientes: (a) la obligación de conceder a las inversiones de los Demandantes un trato justo y equitativo, (b) la obligación de no perjudicar mediante medidas exorbitantes o discriminatorias, la gestión, mantenimiento, uso, disfrute o liquidación de las inversiones de los Demandantes; y (c) la obligación de respetar las obligaciones asumidas previamente con respecto a las inversiones de los Demandantes. El Tribunal, analiza, a su vez, cada una de las pretensiones de los Demandantes. Para ello, analizará en general el derecho aplicable a la controversia y el marco general de la controversia (esto es, el objeto y fin del TCE, el poder regulatorio del Estado y la aplicabilidad del margen de apreciación). Posteriormente analizará el estándar aplicable de cada una de las protecciones sustantivas presuntamente infringidas por las medidas del Demandado, antes de analizar el fondo de cada reclamo.

A. DERECHO APLICABLE

1. *Artículo 42 del Convenio CIADI*

193. Las disposiciones relevantes para determinar el derecho aplicable al fondo de la presente diferencia son el Artículo 42(1) del Convenio CIADI y el Artículo 26(6) del TCE.

194. El Artículo 42 del Convenio CIADI dispone lo siguiente:

Artículo 42

(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.

(2) El Tribunal no podrá eximirse de fallar so pretexto de silencio u oscuridad de la ley.

(3) Las disposiciones de los precedentes apartados de este Artículo no impedirán al Tribunal, si las partes así lo acuerdan, decidir la diferencia *ex aequo et bono*.

195. El Artículo 26(6) del TCE prevé que un tribunal “decidirá las cuestiones en litigio con arreglo al presente Tratado y a las normas del Derecho Internacional aplicables”.

196. En el presente caso, las Partes no han autorizado al Tribunal a decidir *ex aequo et bono*. Por lo tanto, el Tribunal está obligado a decidir sobre la base de los Artículos 42 del Convenio CIADI y 26(6) del TCE y de las “normas del derecho internacional aplicables” en caso de que no esté regulado por las disposiciones del tratado.

197. Las Partes han informado al Tribunal de los laudos emitidos en casos que guardan similitud con el presente caso¹⁶⁸. Aunque se les concedió la debida atención, el Tribunal se ha formado su propia opinión sobre los asuntos jurídicos ante sí y ha aplicado las normas jurídicas

¹⁶⁸ *Charanne B.V. y Construction Investments S.A.R.L. c. Reino de España*, Caso CCE No. V062/2012, Laudo, 21 de enero de 2016 (“*Charanne*”) (RL-69); *Isolux* (RL-95); *Eiser* (CL-242); *Novenergia* (CL-243); *Masdar* (CL-244); *Antin* (CL-245).

precedentes a la luz de las circunstancias particulares del presente caso sin sentirse obligado por ninguna de las decisiones de tribunales anteriores.

2. Relevancia del Derecho de la UE

198. Tal como se observara *supra*¹⁶⁹, el 29 de enero y el 22 de marzo de 2018¹⁷⁰, las Partes, con autorización otorgada por el Tribunal, han exhibido cinco documentos nuevos respecto de los cuales han ofrecido comentarios adicionales¹⁷¹. Todos estos comentarios se relacionan principalmente con el grado de relevancia del derecho de la UE en el presente caso.

a. Las Posiciones de las Partes

i. La Posición del Demandado

199. El Demandado se basa especialmente en la Decisión sobre Ayudas Estatales¹⁷² y la Sentencia de *Achmea*.

200. En sus Comentarios sobre la Decisión sobre Ayudas Estatales, los principales argumentos del Demandado son los siguientes:

- La Decisión sobre Ayudas Estatales es obligatoria para España;
- El derecho de la UE prevalece frente a las reglas generales del derecho internacional;
- En particular, tal como se estableciera en el párrafo 164 de la Decisión sobre Ayudas Estatales, “el principio de trato justo y equitativo no puede tener un alcance más amplio que

¹⁶⁹ Véanse párrs. 65 y 76 *supra*.

¹⁷⁰ Tribunal de Justicia de la Unión Europea, *República Eslovaca c. Achmea BV*, Caso C-284/16, Sentencia, 6 de marzo de 2018 (“*Achmea*”) (RL-116); *Blusun S.A., Jean-Pierre Lecorcier y Michael Stein c. República Italiana*, Caso CIADI No. ARB/14/3, Laudo, 27 de diciembre de 2016 (“*Blusun*”) (RL-117); *Sr. Jürgen Wirtgen, Sr. Stefan Wirtgen, Sra. Gisela Wirtgen y JSW Solar (zwei) GmbH & Co. KG c. La República Checa*, Caso CPA No. 2014-03, Laudo Definitivo, 11 de octubre de 2017 (“*Wirtgen*”) (RL-118).

¹⁷¹ Comentarios del Demandado sobre la Decisión sobre Ayudas Estatales, 30 de enero de 2018; Respuesta de los Demandantes a los Comentarios de España sobre la Decisión sobre Ayudas Estatales, 5 de febrero de 2018; Observaciones del Demandado sobre los Documentos Adicionales, 26 de marzo de 2018; Observaciones de los Demandantes sobre los Documentos Adicionales, 26 de marzo de 2018.

¹⁷² Decisión de la Comisión Europea sobre *Ayudas Estatales SA.40348 (2015/NN) - España, Apoyo a la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*, 10 de noviembre de 2017 (“Decisión sobre Ayudas Estatales”) (RL-115).

las nociones de seguridad jurídica y expectativas legítimas del derecho de la UE en el contexto del esquema de ayudas estatales”¹⁷³. [Traducción del Tribunal]

- El nuevo régimen debe ser considerado como una ayuda estatal dentro del sentido del Artículo 107(1) del TFUE¹⁷⁴;
- Según la Decisión, haciendo alusión a la jurisprudencia del TJUE, “un beneficiario de ayudas estatales no puede, en principio, tener expectativas legítimas respecto de la legalidad de las ayudas que no hayan sido notificadas a la Comisión” y “ningún inversor podría tener, en realidad, una expectativa legítima originada en ayudas estatales ilegales”¹⁷⁵; [Traducción del Tribunal]
- Por lo tanto, las supuestas expectativas de los Demandantes en el presente caso no son legítimas, y “ningún inversor podría haber tenido *expectativas legítimas y razonables* respecto de [la] preservación [del esquema de ayuda español] ni contar con un *derecho adquirido* a una tarifa regulada *inalterable* [*sic*] en el tiempo, durante 40 años”¹⁷⁶. [Traducción del Tribunal]

201. En esencia, la posición del Demandado con respecto a la Sentencia de *Achmea* fue presentada en su carta de fecha 9 de marzo de 2017 en la que solicitó la incorporación de esa Sentencia al expediente:

“El Fallo del TJUE sobre el Asunto C-284/16 (Caso Achmea) constituye un factor decisivo en el presente Procedimiento de Arbitraje que ha de ser evaluado y aplicado por el Tribunal de Arbitraje, en tanto afecta no solo a una excepción jurisdiccional planteada por el Demandado, ya decidida por el Tribunal, sino a los fundamentos del presente Caso. En este sentido, tal como ha sostenido el Reino de España, el derecho internacional que debe aplicar el Tribunal de Arbitraje incluye las Normas pertinentes de los Tratados Internacionales aplicables en los Países Bajos [*sic*] y España, como el Tratado sobre el Funcionamiento de la Unión Europea. Este Derecho Internacional aplicable es interpretado por el Tribunal de Justicia de la Unión Europea (en adelante “TJUE”), cuya jurisprudencia es

¹⁷³ Comentarios del Demandado sobre la Decisión sobre Ayudas Estatales, párrs. 5 y 35 (que cita la Decisión sobre Ayudas Estatales (RL-115), párr. 164).

¹⁷⁴ Véase también Comentarios del Demandado sobre la Decisión sobre Ayudas Estatales, párrs. 18-25.

¹⁷⁵ Comentarios del Demandado sobre la Decisión sobre Ayudas Estatales, párr. 20. Decisión sobre Ayudas Estatales (RL-115), párrs. 158 y 164.

¹⁷⁶ Véanse Comentarios del Demandado sobre la Decisión sobre Ayudas Estatales, párr. 14.

vinculante para los Países Bajos [*sic*] y España (Artículo 267 del TFUE)”¹⁷⁷. [Traducción del Tribunal]

202. Comentando sobre todos los documentos nuevos incorporados al expediente por las Partes el 26 de marzo de 2018¹⁷⁸, el Demandado explica en primer lugar que “el Derecho y los principios de la Unión Europea son parte del Derecho Internacional que debe ser aplicado por el Tribunal para decidir todas las cuestiones objeto de controversia en este procedimiento” “con preferencia sobre otro Derecho internacional o nacional” ya que “se trata de una controversia intracomunitaria”¹⁷⁹. [Traducción del Tribunal] de conformidad con la jurisprudencia, en particular, la Sentencia de *Achmea* y los Laudos de *Electrabel*, *Blusun* y *Wirtgen*¹⁸⁰. Según el Demandado, es todavía más indispensable que el Tribunal aplique el derecho de la UE, con inclusión de los actos jurídicos de las instituciones comunitarias¹⁸¹, en el presente caso en el que la diferencia afecta a “una institución clave del derecho de la UE” regulado por la Directiva UE 2001/77/CE y directrices de la Comunidad sobre Ayudas Estatales para la protección ambiental 2001/C 837/03¹⁸².
203. Volviendo a la supuesta incompetencia del Tribunal, el Demandado sostiene que “la aplicación del Derecho y los principios de la UE a la presente diferencia determinan la falta de jurisdicción del Tribunal de Arbitraje para entenderla”¹⁸³ en tanto el TCE constituye un “acuerdo internacional celebrado entre Estados Miembros”¹⁸⁴ [Traducción del Tribunal], las diferencias entre ellos solo pueden ser resueltas por el TJUE en virtud de los Artículos 267 y 344 TFUE.
204. En materia de fondo, el Demandado sostiene que “también es importante determinar las Expectativas Legítimas de los Inversores que reclaman que una suma específica de Ayudas

¹⁷⁷ Carta del Demandado, 9 de marzo de 2017, págs. 1-2 (énfasis en el original).

¹⁷⁸ Véase nota 171 *supra*.

¹⁷⁹ Observaciones del Demandado sobre los Documentos Adicionales, párrs. 15-17.

¹⁸⁰ Que citan, por ejemplo: *Achmea* (RL-116), párr. 34; *Electrabel S.A c. la República de Hungría*, Caso CIADI No. ARB/07/19, Decisión sobre Jurisdicción, Derecho Aplicable y Responsabilidad, 30 de noviembre de 2012 (“*Electrabel*”) (CL-24) (RL-10), párrs. 4.122, 4.189 y 4.195; *Blusun* (RL-117), párr. 278; *Wirtgen* (RL-118), párr. 174.

¹⁸¹ Observaciones del Demandado sobre Documentos Adicionales, 26 de marzo de 2018, párrs. 33-37.

¹⁸² *Ibid.*, párrs. 23 y 24.

¹⁸³ *Ibid.*, párrs. 38-47.

¹⁸⁴ *Ibid.*, párr. 42.

Estatales se mantenga inmutable durante más de 30 años”¹⁸⁵ y que “deberá aplicarse el Derecho de la UE para evaluar la proporcionalidad y razonabilidad de las medidas impugnadas precisamente porque el Demandado debía respetar los límites establecidos por el Derecho de la UE”¹⁸⁶ [Traducción del Tribunal]. Asimismo, haciendo alusión, por ejemplo, a *Total c. Argentina*¹⁸⁷, el Demandado afirma que el Tribunal no puede ignorar el Derecho de la UE ya que “refleja la tradición común de 28 Estados”¹⁸⁸. [Traducción del Tribunal]

ii. La Posición de los Demandantes

205. En su respuesta a los Comentarios de España sobre la Decisión sobre Ayudas Estatales, la posición de los Demandantes es la siguiente¹⁸⁹:

- La Decisión sobre Ayudas Estatales no afecta al régimen original, sino solamente al nuevo régimen;
- Solo la parte operativa de la Decisión sobre Ayudas Estatales es vinculante;
- La excepción en materia de jurisdicción es irrelevante en tanto el Tribunal ya se ha pronunciado sobre su competencia;
- En cualquier caso, el Derecho de la UE no le impone a España la revocación del régimen original;
- La Decisión sobre Ayudas Estatales no guarda relación con las expectativas legítimas de los Demandantes y no es relevante para cuestiones de proporcionalidad o transparencia.

206. En cuanto a la Sentencia de *Achmea*, los Demandantes consideran que es irrelevante por los siguientes motivos:

“(a) la sentencia deja en claro que solo es aplicable a un tratado en el que la propia UE no es Parte Contratante, lo que no sucede con el TCE¹⁹⁰;

¹⁸⁵ *Ibíd.*, párr. 52.

¹⁸⁶ *Ibíd.*, párr. 63; véase también Comentarios del Demandado sobre la Decisión sobre Ayudas Estatales, párrs. 26-33.

¹⁸⁷ *Ibíd.*, párr. 69, que cita *Total S.A. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/04/1, Decisión sobre Responsabilidad, 27 de diciembre de 2010 (RL-85), párr. 130.

¹⁸⁸ *Ibíd.*, párrs. 69-75.

¹⁸⁹ Respuesta de los Demandantes a los Comentarios de España sobre la Decisión sobre Ayudas Estatales.

¹⁹⁰ Observaciones de los Demandantes sobre Documentos Adicionales, párr. 59(a), haciendo referencia a *Achmea* (RL-116), párr. 58.

(b) no puede existir incompatibilidad entre el TCE (un tratado en el que la UE es parte contratante) y el derecho de la UE. Como ya lo ha decidido el presente Tribunal, en el supuesto de que existiera una inconsistencia, prevalecería el TCE¹⁹¹;

(c) el TCE es obligatorio para la UE y prevé el arbitraje de controversias relativas a violaciones del TCE como resultado de medidas de la UE que instituciones de la UE pudieren adoptar. En otras palabras, si se puede incoar un reclamo con arreglo a un tratado contra la UE en virtud de TCE, y eso no es por definición incompatible con el derecho de la UE, se desprende entonces que el mecanismo de arbitraje entre inversores y Estado en virtud del TCE tampoco es incompatible con el derecho de la UE; y

(d) a diferencia del TBI Países Bajos-Eslovaquia, el TCE prevé que las controversias entre inversores y Estados deben resolverse de conformidad con el Tratado (el TCE) y el derecho internacional público, no el derecho del Estado receptor (y el derecho de la UE)”¹⁹². [Traducción del Tribunal]

207. Además, los Demandantes critican la Sentencia de *Achmea* en razón de que:

“el TJUE traza una distinción errónea entre el arbitraje comercial y el arbitraje de tratados de inversión para explicar que el arbitraje comercial ‘tiene su origen en la autonomía de la voluntad de las partes’ mientras que el último ‘resulta de un tratado mediante el cual los Estados miembros se comprometen a sustraer de la competencia de sus propios tribunales y, por tanto, del sistema de vías de recurso judicial que el TUE les impone establecer en los ámbitos cubiertos por el Derecho de la Unión¹⁹³’. Esto es claramente incorrecto. Revela una grave falta de interpretación del principio mismo sobre el cual se funda el arbitraje: el consentimiento de las partes a someter sus controversias a individuos en cuyo juicio están dispuestos a confiar. Las cláusulas de arbitraje en los tratados de inversión son celebradas tan libremente como lo son en el arbitraje comercial. La fuente de la jurisdicción del Tribunal en los arbitrajes en virtud de tratados de inversión, al igual que en el arbitraje comercial, se basa en el consentimiento de todas las partes de las controversias, el inversor demandante y el Estado receptor”¹⁹⁴. [Traducción del Tribunal]

b. *El Análisis del Tribunal*

¹⁹¹ Observaciones de los Demandantes sobre Documentos Adicionales, párr. 59(b), haciendo referencia a la Decisión sobre Jurisdicción, párr. 87.

¹⁹² Observaciones de los Demandantes sobre Documentos Adicionales, párr. 59.

¹⁹³ Observaciones de los Demandantes sobre Documentos Adicionales, párr. 67, que cita *Achmea* (RL-116), párr. 55.

¹⁹⁴ Observaciones de los Demandantes sobre Documentos Adicionales, párr. 67 (énfasis en el original).

208. El Tribunal observa que ya ha abordado en detalle algunas de las cuestiones planteadas nuevamente por el Demandado respecto de la relevancia del derecho de la UE, cuando realizó observaciones sobre los documentos incorporados al expediente los días 30 de enero y 22 de marzo de 2018. Estas cuestiones se abordaron en la Decisión sobre Jurisdicción del Tribunal de fecha 6 de junio de 2016. Más específicamente, consideró en esa Decisión que:

“74. No obstante, este Tribunal se ha constituido mediante un tratado específico, el TCE, que obliga a la UE y a sus Estados Miembros, por un lado, y a los Estados no miembros de la UE, por el otro. En cuanto a los últimos, el derecho de la UE es *res inter alios acta* y no se puede sostener que, al ratificar el TCE, dichos Estados ajenos a la UE aceptaron el derecho de la UE como predominante por encima del TCE. El TCE es la ‘*constitución*’ del Tribunal y, en los términos del tribunal de la CNUDMI en *The PV Investors c. España*, ‘*el Artículo 26 del TCE [...] define los parámetros de la jurisdicción del Tribunal*’¹⁹⁵. Esto es lo que acordaron las Partes del TCE entre ellas y el Tribunal carece de competencia para alterarlo.

75. Por lo tanto, en caso de contradicción entre el TCE y el derecho de la UE, el Tribunal tendría que garantizar la plena aplicación de su instrumento ‘*constitucional*’, en el que se basa su jurisdicción. Esta conclusión es aún más convincente dado que el Artículo 16 del TCE estipula expresamente la relación entre el TCE y otros acuerdos, por lo cual no hay motivo para distinguir el derecho de la UE. Así, si debe haber ‘*jerarquía*’ entre las normas aplicables por parte del Tribunal, dicha jerarquía se debe determinar desde la perspectiva del derecho internacional público, no del derecho de la UE. Por lo tanto, el TCE prevalece sobre cualquier otra norma (aparte de las de *ius cogens*, pero esto no es lo que se discute en el presente caso). En este sentido, el Tribunal coincide plenamente con la postura del tribunal de *Electrabel*¹⁹⁶”.

209. Aunque estas conclusiones no constan en la parte operativa de la Decisión sobre Jurisdicción, constituyen el sustento necesario para ella y son, por lo tanto, cosa juzgada¹⁹⁷. Por tal motivo, el Tribunal considera que, respecto de la relevancia del derecho de la UE en lo que se refiere

¹⁹⁵ Decisión sobre Jurisdicción, párr. 74, que cita *Los Inversores en energías fotovoltaicas c. El Reino de España*, Caso CPA No. 2012-14, CNUDMI, Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, 13 de octubre de 2014, párr. 175.

¹⁹⁶ Decisión sobre Jurisdicción, párr. 75, que cita *Electrabel (CL-24) (RL-10)*, párr. 4.112.

¹⁹⁷ *Defensa de la Oficina de correos polaca en Danzig*, C.P.J.I. Serie B, No. 11, Opinión Consultiva, 16 de mayo de 1925, pág. 30. Véase también Solicitud de Interpretación del Fallo de 15 de junio de 1962 en la Causa relativa al *Templo de Preah Vihear (Camboya c. Tailandia)* (Camboya c. Tailandia), Informes de la C.I.J. de 2013, Sentencia, 11 de noviembre de 2013.

a su competencia, la discusión se encuentra cerrada y las cuestiones relacionadas no se reabrirán en esta etapa¹⁹⁸.

210. El razonamiento del Tribunal en materia de jurisdicción también tiene consecuencias respecto del fondo del caso en sí mismo: si existiere una incompatibilidad o discrepancia entre el TCE, por una parte, y el derecho de la UE, por la otra, debe prevalecer el primero¹⁹⁹. Dicho esto, el Tribunal también observó en su Decisión sobre Jurisdicción que “si dos tratados resultan aplicables, de manera igual o diferente, deben interpretarse de forma tal que no se contradigan entre sí”²⁰⁰. Asimismo, el presente Tribunal coincide con el Demandado en que “el Derecho de la UE refleja la interpretación común de 28 países en cuestiones tan importantes como las expectativas legítimas [y, de manera más general, la interpretación del TCE], que no puede ser desestimada por el Tribunal [...]”²⁰¹. [Traducción del Tribunal]
211. Con esto en mente, el Tribunal observa que la Sentencia de *Achmea*, que se encuentra en el centro del debate entre las Partes respecto del rol y la relevancia del derecho de la UE, no es aplicable en el presente caso: el derecho aplicable en ese caso era un tratado bilateral de inversión celebrado en el año 1991 entre el Reino de los Países Bajos y la República Federativa Checa y Eslovaca, que es un instrumento intracomunitario celebrado exclusivamente entre dos Estados Miembros de la UE. Este no es el caso del TCE que, tal como se recordara *supra*, “obliga a la UE y a sus Estados Miembros, por un lado, y a los Estados no miembros de la UE, por el otro”²⁰². Sería sumamente impropio imponer una modificación radical del TCE a los Estados ajenos a la UE utilizando el pretexto de que se consideró en última instancia incompatible con el derecho de la UE.
212. El Tribunal también recuerda que cuando los Estados (o, si vamos al caso, las organizaciones internacionales) asumen compromisos incompatibles, el derecho de los tratados no ofrece una solución en términos de jerarquía entre los tratados en cuestión: la cuestión debe

¹⁹⁸ Véase, por ejemplo, *CMS Gas Transmission Company c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/01/8, Laudo, 12 de mayo de 2005 (“*CMS*”) (CL-16), párr. 126. Véase también *Tokios Tokelés c. República de Ucrania*, Caso CIADI No. ARB/02/18, Laudo, 26 de julio de 2007, párr. 98.

¹⁹⁹ Véase Decisión sobre Jurisdicción, en particular, párr. 74: “El TCE es la “*constitución*” del Tribunal”.

²⁰⁰ Decisión sobre Jurisdicción, párr. 76.

²⁰¹ Observaciones del Demandado sobre Documentos Adicionales, párr. 69.

²⁰² Véase párr. 208 *supra*, que cita la Decisión sobre Jurisdicción, párr. 74.

encararse sobre la base de la norma sobre responsabilidad de los Estados (y de los organismos internacionales)²⁰³. Dicha cuestión excede la competencia del presente Tribunal y solo podría resolverse mediante negociaciones u otros medios de resolución pacífica de controversias. Si la UE o cualquiera de sus Estados Miembros han violado las normas de responsabilidad de los Estados por ser parte de tratados que contienen compromisos incompatibles, es una cuestión que la UE debe resolver.

213. Para finalizar con este debate respecto de la relevancia del derecho de la UE en el presente caso, el Tribunal se ve obligado a disentir en la afirmación del TJEU en lo que se refiere a la distinción entre el arbitraje comercial y el arbitraje en virtud de un tratado²⁰⁴. En ambos casos, la fuente de la obligación de someter una diferencia a arbitraje se basa en el consentimiento de las partes de la diferencia, sea que se trate de Estados o particulares. Tal como explicara con claridad la decisión de este Tribunal en su Decisión sobre Jurisdicción, ambas Partes en el presente caso prestaron su consentimiento al arbitraje en virtud de los documentos relevantes, para el Demandado el TCE. Ninguna decisión *post-hoc* del TJUE puede anular ese consentimiento una vez que ha sido prestado. Si la Comisión Europea considera que un Estado Miembro de la UE ha violado el derecho de la UE en relación con dicho consentimiento, se trata de una cuestión interna del derecho de la UE y no afecta la aplicación del derecho internacional por el Tribunal instituido sobre la base del TCE.

²⁰³ Véase Convención de Viena sobre el Derecho de los Tratados, 23 de mayo de 1969 (entrada en vigor: 27 de enero de 1980) (“CVDT”) (CL-90), Art. 30, párr. 5.

²⁰⁴ *Achmea* (RL-116), párr. 55.

B. MARCO GENERAL: EL OBJETO Y EL PROPÓSITO DEL TCE, LA FACULTAD REGULATORIA DEL ESTADO Y LA APLICABILIDAD DE UN MARGEN DE APRECIACIÓN

a. *Las Posiciones de las Partes*

i. La posición de los Demandantes

214. Los Demandantes afirman que, tal como lo requiere la Convención de Viena sobre el Derecho de los Tratados (“CVDT”), el Tribunal debe interpretar el TCE de buena fe y de conformidad con el significado corriente que se le da a sus términos²⁰⁵.
215. En particular, el Demandado debe actuar con arreglo al objeto y al propósito del TCE, como se presenta en su Artículo 2, el cual establece, en la parte pertinente, que el 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 Carta [Europea de la Energía]”.
216. Los Demandantes sostienen que el objetivo fundamental del TCE es facilitar las transacciones e inversiones en el sector energético mediante la reducción de los riesgos políticos y regulatorios²⁰⁶. Los Demandantes identifican además los siguientes “subobjetivos” referidos a: (a) operación de inversiones en el sector energético dentro de un marco jurídico estable y equitativo; (b) provisión a nivel nacional de un marco jurídico transparente; y (c) reducción al mínimo en la medida que resulte posible de los riesgos no comerciales asociados a las inversiones en el sector energético²⁰⁷.
217. Las inversiones en energía difieren de otros tipos de inversiones, en el sentido de que “suelen implicar compromisos financieros elevados a largo plazo para proyectos que no pueden adaptar sus costes y sus estructuras de financiación a los cambios a corto plazo que se produzcan en las condiciones de inversión. Esto, por tanto, las hace más sensibles a cambios jurídicos y políticos y a otros riesgos asociados”²⁰⁸. En consecuencia, los Demandantes

²⁰⁵ CR, párr. 40; CPHB, párr. 26.

²⁰⁶ CM, párrs. 394-396, 404 y 405.

²⁰⁷ CPHB, párr. 30.

²⁰⁸ CM, párr. 395.

sostienen, en aras de abordar las necesidades específicas del sector y alcanzar sus metas, que el TCE ofrece un nivel de protección más “alto” o sólido que el de la mayoría de los tratados bilaterales y, por consiguiente, “no se puede amparar uno en otros sectores y tampoco en el campo de la energía puede ampararse uno en otro tratado”²⁰⁹.

218. En respuesta al argumento de España de que el TCE no es una póliza de seguro, los Demandantes alegan que “justamente [...] precisamente porque son estratégicas, porque están muy reguladas y precisamente porque las partes contratantes saben que los Estados pueden querer interferir o utilizar sus facultades regulatorias, justamente por eso el TCE tuvo que otorgar esta tan alta protección”²¹⁰.
219. El TCE proporciona protecciones jurídicas adicionales, a nivel internacional, que reducirían, en la mayor medida posible, los “riesgos no comerciales” de naturaleza política y regulatoria, asegurando así que los marcos jurídicos permanezcan estables para los inversores²¹¹. Esta interpretación, alegan, se encuentra respaldada por organismos y foros multilaterales, así como por la Guía para el lector del TCE de la Secretaría de la Carta de la Energía²¹².
220. Los Demandantes aducen además que las necesidades particulares del sector energético también justifican que la libertad de la acción reguladora concedida a los Estados en virtud del TCE sea extremadamente limitada y mucho más estrecha que en los TBI. Afirman que esto se refleja en las escasas y expresas excepciones a la aplicación del tratado, en general, y a las protecciones sustantivas de la inversión, en particular, que reconoce el propio texto del TCE²¹³.
221. En lo referido a la cuestión del derecho de un Estado a regular, los Demandantes sostienen lo siguiente:

“el ‘derecho’ a regular se refiere a hasta qué punto puede un estado adoptar decisiones (incluida la aprobación de leyes) sin incurrir en

²⁰⁹ Tr. Día 1 (Stoyanov), 165:20-166:1; véanse también CM, párrs. 397 y 398; CR, párrs. 43 y 45; CPHB, párrs. 30 y 33.

²¹⁰ Tr. Día 1 (Stoyanov), 171:4-11.

²¹¹ CM, párr. 394.

²¹² CM, párrs. 395-398.

²¹³ CM, párrs. 399-404; Tr. Día 1 (Stoyanov), 176:16-177:1.

responsabilidades internacionales y la obligación de pagar daños. Un estado no *renuncia* a su derecho a regular por convertirse en una Parte Contratante del TCE. Más bien, un estado tiene libertad para regular, aunque ello suponga una violación de sus obligaciones internacionales, pero debe compensar a los inversores afectados por dichas violaciones. Por consiguiente, la cuestión que debe interesar al Tribunal es si el TCE contiene alguna excepción que permita a España evitar su responsabilidad (y la obligación de abonar una compensación por las medidas regulatorias perjudiciales)”²¹⁴.

222. Los Demandantes alegan además que el TCE no contiene excepciones aplicables a este caso ya que (a) el Artículo 10 del TCE, a diferencia del Artículo 13 (Expropiación) no contempla la denominada defensa de los poderes de vigilancia y (b) las Partes Contratantes del TCE restringieron deliberadamente su capacidad de regular por razones interés público sin incurrir en una responsabilidad. Respecto de esta última pregunta, los Demandantes señalan el Artículo 24(2)(b)(i), donde se especifica que las medidas “*necesarias para proteger la vida o la salud humana, animal o vegetal*”, sin embargo, incurrirán en la obligación de pagar una indemnización, en los casos que tales modificaciones violen, *inter alia*, el Artículo 10 del TCE²¹⁵. En particular, la posición de los Demandantes es que “las partes contratantes han decidido que los intereses de los inversores son más importantes que la protección de la vida o salud animal, humana o vegetal”²¹⁶.
223. Por ende, los Demandantes concluyen que los Estados contratantes del TCE “decidieron deliberadamente restringir significativamente el espacio regulatorio reservado a los signatarios” y circunscribieron con cautela su derecho a regular, salvo seis excepciones expresas a la aplicación del Tratado que se encuentran en el Artículo 24 del TCE²¹⁷.

²¹⁴ CPHB, párr. 35 (énfasis en el original).

²¹⁵ *Ibíd.*

²¹⁶ Tr. Día 1 (Stoyanov), 177:13-17.

²¹⁷ CM, párrs. 399-401; CPHB, párr. 36 (énfasis en el original).

224. Con respecto a la aplicabilidad del “margen de apreciación”, los Demandantes postulan que:

“El MDA [Margen de apreciación] se refiere al estándar apropiado de deferencia que ha de darse, o el nivel de escrutinio que debe aplicarse, a las decisiones de un estado. Se trata de un concepto que ha sido desarrollado principalmente en un contexto de aplicación de las protecciones manifestadas en la Convención Europea de Derechos Humanos. Puede ser procedente en aquellos casos en los que un tribunal esté analizando una decisión sobre la que un estado tenga competencias técnicas o constitucionales particulares. El MDA comprende un rango en el que una deferencia alta (bajo nivel de escrutinio) se halla en un extremo y una deferencia baja (alto nivel de escrutinio) se halla en el otro. El MDA no es un estándar jurídico, sino una herramienta analítica que pueda adaptarse a circunstancias concretas”²¹⁸.

225. Los Demandantes sostienen además que “[e]l TCE no exige expresamente un análisis [de Margen de Apreciación] y ninguna de las partes ha sugerido que entre dentro del ámbito de una norma aplicable del derecho internacional”. Sobre esta base, concluyen que “aplicar el [Margen de apreciación] como estándar de revisión adicional no es ni ‘*necesario ni apropiado*’”²¹⁹.

226. Por último, refiriéndose a una pregunta formulada por uno de los Miembros del Tribunal, los Demandantes señalan que España no solo no planteó una defensa de necesidad, sino que tampoco probó que las medidas impugnadas respondieran a una “*apremiante necesidad social*” o que “España modificó sus leyes y reglamentos para atender ‘*requisitos básicos del Gobierno en defensa del interés público*’”. Asimismo, los Demandantes sostienen que incluso al suponer *arguendo* que el Déficit Tarifario podría considerarse una “*apremiante necesidad social*”, esto no es suficiente para eludir la responsabilidad²²⁰.

ii. La Posición del Demandado

227. El Demandado coincide con los Demandantes en que en pos de interpretar las protecciones sustantivas del TCE, el Tribunal debe basarse en el Artículo 31 de la CVDT y, por lo tanto,

²¹⁸ CPHB, párr. 54.

²¹⁹ CPHB, párrs. 55 y 56 (énfasis en el original).

²²⁰ CPHB, párrs. 67 y 68 (énfasis en el original).

analizar el TCE de conformidad con el significado corriente de sus términos dentro de su contexto, y a la luz del objetivo y el propósito del Tratado²²¹.

228. Según el Demandado, el contexto se refiere al momento en que se negoció y firmó el TCE, y su objetivo era y continúa siendo liberalizar y promover un mercado de energía libre entre los países occidentales y los países del denominado “bloque del Este” tras la caída del Muro de Berlín, basado en el principio de no discriminación y la formación de precios en función del mercado²²². En consecuencia, el Demandado sostiene que “el objetivo principal del TCE en cuanto a la protección del inversor, es conseguir la implantación [de] un libre mercado para poder realizar actividades energéticas sin discriminaciones por razón de la nacionalidad del inversor”²²³. El Demandado rechaza la caracterización del TCE que hacen los Demandantes como un tratado que busca proteger principalmente las inversiones. Solo 7 de los 50 artículos están dedicados a la inversión, y la protección de las inversiones es simplemente un medio para lograr el objetivo general de un mercado energético eficiente en toda Europa, basado en las reglas del mercado y la no discriminación²²⁴.

229. Según el Demandado:

“La reticencia de los Estados a limitar su poder regulatorio en un sector tan estratégico como el energético, llevó a los signatarios del TCE a diferenciar dos momentos: 1) el denominado ‘*making-investment process*’ (párrafos (2) y (3) del artículo 10 del TCE), en el que las condiciones para garantizar el objetivo de trato nacional o no discriminación se reservaron a la firma de un ‘*tratado complementario*’, que todavía no se ha firmado y 2) el momento posterior a la realización de la inversión, en el que la garantía de trato nacional y la cláusula de nación más favorecida se aplican al inversor extranjero, si bien con ciertas limitaciones, como seguidamente veremos”²²⁵.

230. Por consiguiente, el Demandado argumenta que una vez que se realiza la inversión, la mejor protección otorgada por el TCE al inversor y a la inversión extranjera es el “trato nacional” ya que la ambición del Tratado, tal como se refleja en su Artículo 2, es eliminar las barreras

²²¹ RCM, 749 (énfasis en el original).

²²² RCM, párrs. 749-754.

²²³ RCM, párrs. 755 y 775 (énfasis en el original); véase también RR, párrs. 843-846.

²²⁴ Tr. Día 2 (Moraleda), 407:15-408:3

²²⁵ RCM, 756 (énfasis en el original).

hacia la no discriminación²²⁶. No obstante, esto no quiere decir que el Demandado alega que la cláusula de Trato Justo y Equitativo (“TJE”) solo protege a los inversores contra la no discriminación. Solo aduce que este es uno de los objetivos principales del TCE, junto con el objetivo de favorecer los precios impulsados por el mercado²²⁷.

231. Asimismo, según el Demandado, considerar el contexto también implica un análisis del objeto en cuestión. En este caso, el objeto del TCE son las inversiones en el sector energético, que es un sector altamente estratégico y muy regulado. Como tal, no sería razonable considerar que, al firmar el TCE, las Partes Contratantes aceptaron proporcionar a los inversores una especie de “póliza de seguro” que les impediría adoptar reformas regulatorias en un sector estratégico y que brindaría a los inversores internacionales mejor protección que a los inversores nacionales²²⁸. Respecto de esta cuestión, rechazan las alegaciones de los Demandantes de que el TCE ofrece un mayor nivel de protección en comparación, por ejemplo, con los TBI debido a la naturaleza de las inversiones que se protegen²²⁹.
232. Además, el Demandado declara que la garantía del trato nacional a las inversiones reflejada en el Artículo 10(7) del TCE está sujeta a una excepción significativa, incorporada en el Artículo 10(8) del Tratado, en el caso de subsidios o ayudas del Estado. Dicha excepción plantea lo siguiente:

“Las condiciones de aplicación del apartado 7 a los programas por los que una Parte Contratante concede subvenciones u **otro tipo de ayuda financiera** o firma de contratos de investigación y desarrollo de tecnologías energéticas, **se reservarán al tratado complementario** mencionado en el apartado 4”²³⁰.

233. Según el Demandado, tal excepción resulta aplicable al caso ya que los Demandantes reclaman el pago de subsidios o ayudas estatales para la generación de energía eléctrica. Debido a que el tratado complementario al que se hace referencia en el párrafo aún no se ha firmado, el Demandado concluye que los Estados signatarios del TCE aún no tienen la

²²⁶ RCM, párr. 759-761.

²²⁷ RR, párr. 837-842.

²²⁸ RR, párr. 857, 861 y 862.

²²⁹ Tr. Día 2 (Moraleda), 415:20-418:5.

²³⁰ RCM, párr. 762 (énfasis en el original).

obligación de conceder al inversor “trato nacional” para programas relacionados con subvenciones o asistencia financiera otorgadas por el Estado receptor al inversor²³¹.

234. El Demandado sostiene también que el “TCE no establece más límites al poder regulatorio de los Estados que los estándares mínimos del derecho internacional, con un objetivo de no discriminación. Y se reitera que, incluso, este trato no se impone en materia de subsidios o ayudas públicas”²³². En consecuencia, aunque el TCE establece límites a la facultad regulatoria en aras de alcanzar el nivel de protección mencionado para las inversiones y para los inversores, no anula ni limita su autoridad reguladora²³³.
235. Por el contrario, el Demandado sostiene que el Estado mantiene su poder para modificar el marco regulatorio relevante y ejercer su facultad de control macroeconómico por motivos de interés público. Esto ha sido específicamente reconocido en la Guía del Tratado sobre la Carta de la Energía, que forma parte de la versión oficial del TCE en España²³⁴.
236. El Demandado también afirma que el Estado retiene “cierto margen de discreción” para modificar tanto el sistema de retribución de las energías renovables como el monto del subsidio. Esto ha sido confirmado por sentencias del Tribunal Supremo de España dictadas en el período comprendido entre los años 2005 y 2009, registradas en el expediente del presente procedimiento²³⁵.

²³¹ RCM, párr. 763.

²³² RCM, párr. 778.

²³³ RR, párr. 848.

²³⁴ RCM, 772-775; RPHB, párr. 44; RR, párrs. 848 y 849.

²³⁵ RPHB, párr. 26 (en referencia a la Sentencia de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, EDJ 2005/237434, 15 de diciembre de 2005 (R-153), Sentencia de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, EDJ 2006/282164, 25 de octubre de 2006 (R-154), Sentencia de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, EDJ 2009/307357, 9 de diciembre de 2009 (R-8), Sentencia de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, EDJ 2009/307349, 3 de diciembre de 2009 (R-157)).

b. *El Análisis del Tribunal*

237. El Tribunal toma nota del acuerdo de las Partes sobre la aplicabilidad de la “Regla General de Interpretación” receptada en el Artículo 31 de la CVDT. Aplicará esta “regla general” en la presente Decisión cuando sea apropiado.
238. El “Objetivo del Tratado” se expone en el Artículo 2 que se refiere a “los objetivos y principios expresados en la [Carta Europea de la Energía adoptada en el Acta Final de la Conferencia de La Haya sobre la Carta Europea de la Energía firmada en La Haya el 17 de diciembre de 1991]”. Por lo tanto, el objeto y el propósito del TCE debe evaluarse a la luz de dicho instrumento que forma parte de su contexto, ya que fue creado por las Partes en relación con la celebración del Tratado y aceptado por ellas como un instrumento relativo al tratado²³⁶. Los objetivos de la Carta se expresan en el Título 1, que articula los siguientes principios:

“Dentro del respeto de la soberanía de los Estados y de los Derechos soberanos sobre los recursos energéticos y con un espíritu de cooperación política y económica, [los signatarios] proponen fomentar el desarrollo de un mercado eficaz de la energía en toda Europa, y un mejor funcionamiento del mercado mundial, basándose en ambos casos en el principio de la no discriminación y en una determinación de los precios en función del mercado, teniendo en cuenta las preocupaciones manifestadas en relación con el medio ambiente. Están decididos a crear un clima favorable al funcionamiento de las empresas y al flujo de inversiones y tecnologías, mediante la aplicación de los principios de la economía de mercado en el terreno de la energía”.

239. En la opinión del Tribunal, las Partes del TCE apuntaban a lograr un equilibrio entre los derechos soberanos del Estado relativos a los recursos energéticos y la creación de un clima favorable al flujo de inversiones sobre la base de los principios del mercado en este campo.
240. Aunque el Tribunal reconoce que las inversiones en energía son especiales, de hecho, debido a que tienen puntos en común y diferencias con otras inversiones y porque existen inversiones económicas, comerciales, infraestructurales, financieras, de mercado y otras cuestiones particulares que distinguen las inversiones en energía de otras inversiones, el Tribunal considera que tales peculiaridades se tienen en cuenta y se reflejan en los tratados pertinentes

²³⁶ Cf. CVDT (CL-90), Artículo 31(2)(b).

en la medida en que los negociadores lo consideraran apropiado. En el presente caso, el Tribunal debe interpretar el TCE evaluando las reglas particulares que las Partes han considerado necesarias incluir en el Tratado en vista de la especificidad del mercado energético.

241. Esto no significa, sin embargo, que el TCE regule de manera plena e integral todos los asuntos que puedan ser relevantes en el presente caso. Tal como se recordara *supra*²³⁷, de conformidad con el Artículo 26(6) del TCE y el Artículo 42(1) del Convenio CIADI, en caso de que el Tratado no aborde determinadas cuestiones, el Tribunal deberá resolver las cuestiones en disputa de conformidad con otras normas y principios aplicables del derecho internacional, según corresponda. Por lo tanto, de hecho, no es porque el TCE no establezca expresamente el derecho de los Estados a regular, o porque no reconozca formalmente un margen de apreciación a su favor, que no debe, ni puede, interpretarse como que los excluye.
242. A este respecto, no cabe duda de que los Estados gozan de un margen de apreciación en el derecho internacional público y que el ejercicio de tal facultad de apreciación debe reconocerse más particularmente cuando los Estados aplican el TCE, cuyo objetivo común es “fomentar el desarrollo de un mercado eficaz de la energía en toda Europa” con el objetivo de crear “un clima favorable al funcionamiento de las empresas” y “flujo de inversiones y tecnologías, mediante la aplicación de los principios de la economía de mercado en el terreno de la energía”. Este objetivo común puede alcanzarse de diferentes maneras, según las circunstancias que estime cada Estado.
243. No obstante, tal margen de apreciación no está exento de límites. En primer lugar, solo puede ejercerse en la medida en que el Estado parte no viole el régimen jurídico especial, establecido por el propio TCE, que se aplica al sector energético en los Estados miembros y entre ellos.
244. Además, tal como se encuentra firmemente establecido en la jurisprudencia, no puede suponerse una obligación internacional que impone al Estado renunciar a su poder regulatorio o negarse a ejercerlo, dada “la gran medida de deferencia que el derecho internacional

²³⁷ Véase párr. 195 *supra*.

generalmente extiende al derecho de las autoridades nacionales a regular asuntos dentro de sus propias fronteras”²³⁸ [Traducción del Tribunal]. La facultad regulatoria es esencial para el logro de los objetivos del Estado, por lo que renunciar a ejercerla es un acto extraordinario que debe surgir de un compromiso inequívoco; más aún cuando se enfrenta a una grave crisis. Según lo declarado por el tribunal en el caso *Continental*, “un país actuaría en forma imprudente si prometiera abstenerse de modificar su legislación aunque la época y las circunstancias varíen, o, aún más, si se atara las manos a través de una estipulación de ese género para el caso de que se produjera un tipo de crisis de cualquier género u origen”²³⁹ [Traducción del Tribunal]. Tal compromiso afectaría las competencias básicas del Estado, a las cuales es inconcebible que el Estado renuncie implícitamente. Una obligación de un tratado, en virtud de la cual el Estado garantiza la estabilidad de su ordenamiento jurídico al renunciar al ejercicio de su facultad regulatoria, debe ser explícita y no puede asumirse mediante una declaración implícita, diluida en expresiones generales.

245. El tribunal del caso *Blusun* hizo una evaluación clara y completa de la cuestión:

“[L]os tribunales se han negado hasta ahora a santificar las leyes como si fueran promesas. Por ejemplo, [...] el tribunal del caso *Charanne* fue claro: [Traducción del Tribunal]

según el derecho internacional ... en ausencia de un compromiso específico de estabilidad, un inversor no puede tener la expectativa legítima de que un marco regulatorio como el que se discute en este arbitraje no sea en ningún momento modificado para adaptarlo a las necesidades del mercado y el interés público”²⁴⁰.

El tribunal en *El Paso* trazó una distinción similar, como se menciona a continuación:

“De conformidad con una cláusula de trato justo y equitativo, el inversor extranjero puede esperar que no se modifiquen las normas sin justificación económica, social o de otra índole. Por el contrario, es impensable que un Estado pueda asumir un compromiso general frente a todos los inversores extranjeros de no modificar jamás sus leyes independientemente de las

²³⁸ *S.D. Myers, Inc. c. Gobierno de Canadá*, CNUDMI, Laudo Parcial, 13 de noviembre de 2000 (CL-50), párr. 263.

²³⁹ *Continental Casualty Company c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/03/9, Laudo, 5 de setiembre de 2008, (CL-19) párr. 258.

²⁴⁰ *Blusun* (RL-117), párr. 367, que cita *Charanne* (RL-69), párr. 510.

circunstancias, y sería irrazonable que un inversor confiara en un congelamiento tal”²⁴¹.

246. El Tribunal se basará en estos principios tan generales en la medida en que sea necesario para decidir sobre las diversas cuestiones controvertidas entre las Partes.
247. Sin embargo, antes de abordar las cuestiones de hecho y de derecho centrales planteadas en el presente caso, se debe tratar un último punto preliminar.
248. El Artículo 10(7) del TCE establece que:

“Cada una de las Partes Contratantes concederá en su territorio a las inversiones de los inversores de otras Partes Contratantes, así como a las actividades relacionadas con las mismas, como las de gestión, mantenimiento, uso, disfrute o liquidación, un trato no menos favorable que el que conceda a las inversiones, y a su gestión, mantenimiento, uso, disfrute o liquidación, de sus propios inversores o de los de cualquier otra Parte Contratante o tercer Estado, siendo de aplicación la situación más favorable”.

Sin embargo, con respecto a los “programas por los que una Parte Contratante concede subvenciones u otro tipo de ayuda financiera”, el Artículo 10(8) reserva las modalidades de aplicación de este tratamiento especial para la celebración del tratado complementario entre las Partes de conformidad con el párrafo 4 del Artículo 10.

249. Conforme la opinión del Tribunal, no cabe duda de que el presente caso se relaciona, al menos en parte, con el pago de subsidios o ayudas estatales. Por lo tanto, en opinión del Tribunal, el Artículo 10(8) del TCE se aplica en principio, o, más exactamente, se aplicaría si se hubiera celebrado el “tratado complementario” previsto en el párrafo 4 del Artículo 10. Pero este no es el caso. El Demandado extrae de la no celebración del “tratado complementario” la conclusión radical de que “no existe todavía la obligación de los Estados signatarios del TCE de conceder al inversor extranjero el ‘trato nacional’ en materia de programas” afectados por tales pagos²⁴². El Tribunal disiente: ante la ausencia de

²⁴¹ *Blusun* (RL-117), párr. 368, que cita *El Paso Energy International Company c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/03/15, Laudo, 31 de octubre de 2011 (“*El Paso*”) (CL-22), párr. 372.

²⁴² RCM, párr. 763 (énfasis en el original).

modalidades expresamente reguladas por un tratado, se aplica el derecho internacional general.

**C. ESTÁNDARES LEGALES DE PROTECCIÓN
(EL TJE Y LA CLÁUSULA PARAGUAS)**

250. La posición de los Demandantes es que, al adoptar varias medidas erróneas, el Demandado causó pérdidas sustanciales a sus inversiones en España en violación del Artículo 10(1) del TCE con respecto al TJE. En particular, los Demandantes alegan que al promulgar la Ley 15/2012, el RDL 2/2013, el RDL 9/2013, la Ley 24/2013, el RD 413/2014 y la Orden de junio de 2014, el Demandado ha alterado fundamentalmente el régimen legal y regulatorio aplicable abarcado en el RD 661/2007, sobre el cual los Demandantes se basaron al invertir en el sector de ER de España²⁴³.
251. Según el Demandado, el Reino de España siempre ha cumplido con sus obligaciones y no ha violado el estándar de TJE en virtud del TCE. La opinión del Demandado es que el nuevo marco económico regulatorio se ha ajustado de conformidad con la legislación española. Además, los nuevos marcos jurídicos y económicos se han promulgado de manera predecible, razonable y proporcionada con arreglo a la legislación española en aras de servir el interés público y mediante el uso de la facultad regulatoria del Estado²⁴⁴. También afirma que la reclamación de reparación plena de los Demandantes no prospera debido a que las nuevas medidas respetan el principio de rentabilidad razonable²⁴⁵ de las plantas de energía renovable. Los objetivos principales de las medidas son la sostenibilidad y el equilibrio del Sistema Eléctrico Español, en la medida en que no garanticen una remuneración excesiva de los inversores en forma de subsidios estatales, después de la caída de la demanda de electricidad en el año 2010. Finalmente, el Demandado señala que nunca se comprometió a congelar un modelo de remuneración particular a favor de los Demandantes²⁴⁶.

²⁴³ CM, párrs. 419-421.

²⁴⁴ CR, párrs. 33-35.

²⁴⁵ Cabe señalar que ambas partes utilizan indistintamente en sus escritos las expresiones en inglés “*reasonable return*”, “*reasonable rentability*” o “*reasonable profitability*” y las expresiones en español “retorno razonable” y “rentabilidad razonable”.

²⁴⁶ CR, párrs. 26-29.

(a) El Estándar Jurídico

1. Alcance del TJE

a. Las Posiciones de las Partes

i. La Posición de los Demandantes

252. Según los Demandantes, el estándar de TJE es un estándar autónomo e independiente. En particular, consideran que es “adicional” al estándar mínimo de protección que se encuentra en virtud del derecho internacional consuetudinario. Consideran que esta interpretación es coherente con la redacción del Artículo 10 del TCE, así como con los *travaux préparatoires* del TCE. En sustento de esta última declaración, señalan que un borrador anterior del TCE establecía que el TJE debe ser “*de acuerdo con los principios de derecho internacional y las obligaciones internacionales correspondientes*”, pero las palabras en cursiva se eliminaron en la versión final²⁴⁷.
253. Esto se hace evidente, sostienen los Demandantes, al aplicar las máximas de interpretación de tratados consagradas en los Artículos 31 y 32 de la CVDT. Si nos fijamos en el significado ordinario de “justo”, el término se define como “ecuánime, objetivo, equitativo, imparcial, legítimo”, mientras que “equidad” se define como “justicia; imparcialidad; trato justo”²⁴⁸. Con respecto al contexto de la disposición, el estándar de TJE, en comparación con otras disposiciones, es un estándar absoluto que proporciona un punto de referencia fijo independientemente del tratamiento que reciban los demás. Los Demandantes afirman que, por lo tanto, “[s]e vulnera el estándar del trato justo y equitativo del TCE incluso si los Demandantes reciben el mismo trato que empresas de nacionalidad española o de terceros países”²⁴⁹. Se basan para tal proposición en las interpretaciones presentadas por los tribunales de los casos *Tecmed c. México*, *Saluka c. República Checa*, *Azurix c. Argentina* y *Kardassopoulos c. Georgia*²⁵⁰.

²⁴⁷ CPHB, párrs. 37-39 (énfasis en el original), que cita el Acuerdo Básico para la Carta Europea de la Energía, Borrador 3, 31 de octubre de 1991 (CL-238), pág. 31.

²⁴⁸ CM, párr. 429.

²⁴⁹ CM, párr. 430.

²⁵⁰ CM, párrs. 432-434.

254. Los Demandantes afirman además que, incluso si, *arguendo*, el TJE se equipara al estándar mínimo de tratamiento, España aún violaría el TJE, ya que se entiende que el estándar mínimo requiere un “estado moderno razonablemente bien organizado” comprometido con el “buen gobierno”²⁵¹. Según los Demandantes, las medidas impugnadas no satisfacen los niveles de buen a gobernanza que se esperan de un Estado moderno razonablemente bien organizado porque las medidas en disputa eran (a) de carácter no anunciado, abrupto, retroactivo, sin precedentes; (b) contrarias a las prácticas regulatorias internacionales y de la UE y los principios de buena gobernanza; y (c) no fueron las medidas menos perjudiciales disponibles para España²⁵².

ii. La Posición del Demandado

255. El Demandado rechaza la afirmación de los Demandantes de que el estándar de TJE del TCE excede el estándar mínimo de tratamiento conforme al derecho internacional consuetudinario²⁵³.

256. El Demandado explica además que, dado que el principal objetivo del TCE es garantizar la no discriminación de los inversores extranjeros, si el trato nacional de un Estado no respeta el estándar mínimo de tratamiento, es en dicho punto que se tornan aplicables las protecciones del Tratado conforme al derecho internacional²⁵⁴.

257. El Demandado también rechaza la afirmación de los Demandantes de que el TCE garantiza un nivel más alto de protección y que el TCE contiene un estándar de TJE autónomo²⁵⁵.

b. *El Análisis del Tribunal*

258. Las Partes han debatido ampliamente la relación entre el TJE, el estándar mínimo de protección y el trato nacional. Por más interesante que sea, esta discusión continúa siendo

²⁵¹ CPHB, párr. 40 (en referencia a *AWG Group Ltd. c. República Argentina*, CNUDMI, Opinión Separada de Pedro Nikken (CL-239), párr. 20).

²⁵² CR, párrs. 92-98; CPHB, párr. 40.

²⁵³ RCM, párrs. 787 y 788.

²⁵⁴ Tr. Día 2 (Moraleda), 409:9-15.

²⁵⁵ Tr. Día 2 (Moraleda), 416:12-417:2.

bastante académica. En concreto, la posición del Tribunal debe basarse principalmente en el Artículo 10 del TCE. Esta disposición garantiza la concesión del TJE a los inversores extranjeros, con la precisión de que este tratamiento no será “menos favorable que el exigido por el derecho internacional” (una expresión que puede asimilarse a imponer el estándar mínimo de protección) (párrafo 1) junto con el trato nacional (párrafo 3). En otras palabras, el estándar mínimo se incluye en el TJE tal como se aplica tradicionalmente en el derecho internacional, el cual lo complementa en beneficio del inversor.

259. Por consiguiente, el Tribunal considera que la eliminación de la precisión de que el TJE debe aplicarse “de acuerdo con los principios de derecho internacional y las obligaciones internacionales correspondientes” de la versión final²⁵⁶ no reviste importancia especial; en todo caso: (1) la redacción del Tratado prevalece sobre los principios generales y (2) debido a que el TCE es un tratado se encuentra anclado en el derecho internacional y debe interpretarse de conformidad con tal derecho.
260. El Tribunal está convencido de que no asiste en nada citar la larga letanía de la jurisprudencia en la que los tribunales de inversión han intentado definir el estándar del TJE. Basta con afirmar que no cabe duda de que (i) la transparencia, (ii) la protección y la seguridad constantes, (iii) la no limitación, incluida (iv) la no discriminación y (v) la proporcionalidad y la razonabilidad, son elementos del TJE - y ciertamente así en virtud del TCE. Por lo tanto, en cualquier caso, sea que estos requisitos se incluyan de manera general en el TJE o no, deben ser cumplidos por el Demandado, ya que algunas de sus partes expresan las obligaciones del tratado en virtud del TCE. De manera similar, y si bien no se menciona expresamente en el Artículo 10(1), el Tribunal opina que el respeto a las expectativas legítimas del inversor está implícito en esta disposición y forma parte del estándar de TJE.
261. Sin embargo, no todas las expectativas de un inversor extranjero son “legítimas” y solo las expectativas legítimas están protegidas en virtud del principio de TJE. Por lo tanto, las expectativas de los inversores no implican una inmutabilidad de las condiciones de la inversión. Si bien una “expectativa” es subjetiva, debe evaluarse objetivamente si es o no

²⁵⁶ Véase párr. 252 *supra*.

“legítima”. Para analizar una reclamación respecto de una expectativa legítima, es necesario, por lo tanto, evaluar, en primera instancia, cuáles son las expectativas de un inversor y, en segunda instancia, si tales expectativas son legítimas. La frustración de una expectativa legítima determina un hecho ilícito por parte del Estado. La frustración de una expectativa no legítima no constituye un acto ilícito por parte del Estado.

262. El hecho de que un inversor pueda tener una expectativa de inmutabilidad de las condiciones de una inversión no significa necesariamente que dicha expectativa sea objetivamente legítima en cualquier circunstancia. Para evaluar la legitimidad (o ilegitimidad) de las expectativas de los Demandantes en el presente caso, debe tenerse en cuenta que generalmente se reconoce que los Estados están a cargo del interés general y, como tales, gozan de un margen de apreciación. en el ámbito de la normativa económica. Como resultado de ello, el umbral de la prueba en cuanto a la legitimidad de cualquier expectativa es alto y solo las medidas tomadas en clara violación del TJE serán declaradas ilícitas e implicarán la responsabilidad del Estado.

263. En síntesis, el Tribunal considera que:

- El principio de TJE incluye, pero excede, el “estándar mínimo” tradicional tal como se concibe en el *Caso Neer*²⁵⁷;
- También incluye la protección de las expectativas legítimas del inversor al momento de la inversión;
- Un inversor no puede esperar legítimamente que las condiciones de su inversión se mantendrán necesariamente inmutables;
- Tal como se abordará *infra*²⁵⁸, el criterio principal que debe aplicarse para la interpretación del estándar de TJE es el de la razonabilidad.

2. La Cláusula Paraguas

²⁵⁷ *L.F.H. Neer y Pauline Neer c. Estados Unidos Mexicanos*, RIAA, 15 de octubre de 1926, Tomo IV, págs. 61-62: “[...] el trato de un extranjero, para considerarse un acto de delincuencia internacional, debe constituir un ultraje, mala fe, negligencia manifiesta o insuficiencia de acción gubernamental, tan alejado de las normas internacionales que cualquier hombre razonable e imparcial sería capaz de reconocer de inmediato su insuficiencia”. [Traducción del Tribunal]

²⁵⁸ Véanse párrs. 460-462 *infra*.

264. El Artículo 10(1) del TCE dispone que:

“Toda Parte Contratante cumplirá las obligaciones que haya contraído con los inversores o con las inversiones de los inversores de cualquier otra Parte Contratante”.

265. Las Partes no están de acuerdo respecto del propósito y el alcance de la protección de la cláusula paraguas según lo contemplado en el Artículo 10(1) del TCE²⁵⁹.

a. *Las Posiciones de las Partes*

266. Según los Demandantes, el propósito de una cláusula paraguas es lograr que el Estado receptor cumpla con los compromisos asumidos frente a los inversores bajo el “paraguas” protector del TCE.

267. Si bien los Demandantes argumentan que la cláusula paraguas abarca no solo las obligaciones contractuales sino también las obligaciones que el Estado receptor asume a través de actos unilaterales como compromisos legislativos o regulatorios, así como cualquier ley o regulación española relacionada con las inversiones de los Demandantes²⁶⁰, el Demandado afirma que la cláusula paraguas cubre las obligaciones que surgen únicamente de una base contractual y no se extiende a otras formas de compromisos entre los inversores y el Estado receptor, salvo las autorizaciones de inversión, las licencias y los permisos. El Demandado resalta además que no existen compromisos específicos entre el Reino de España y los Demandantes o sus inversiones²⁶¹.

268. Los Demandantes no están de acuerdo con la interpretación de los casos arbitrales y las autoridades citadas por el Demandado en relación con el significado fundamental de la cláusula paraguas y los consideran como interpretaciones incorrectas y un análisis

²⁵⁹ RCM, párr. 975.

²⁶⁰ CR, párr. 507; CM, párrs. 494-499, que cita las siguientes decisiones a favor de la proposición de que los compromisos unilaterales y los actos legislativos realizados por los Estados pueden constituir obligaciones en relación con el inversor-demandante particular: *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 (“LG&E”) (CL-33); *Enron Creditors Recovery Corporation (anteriormente Enron Corporation) y Ponderosa Assets, L.P. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/01/3, Laudo, 22 de mayo de 2007 (CL-25); *Sempra Energy International c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/02/16, Laudo, 28 de setiembre de 2007 (CL-52).

²⁶¹ RCM, párrs. 980-987.

engañoso²⁶². Según los Demandantes, incluso si la cláusula paraguas estuviera limitada en su alcance para abarcar solo los compromisos contractuales, lo cual rechazan, los Demandantes obtuvieron una licencia administrativa bilateral a través de los certificados del RAIPRE emitidos a cada planta por España²⁶³. Los Demandantes sostienen que, a través del RAIPRE, España celebró un contrato bilateral específico y vinculante *vis-à-vis* los Demandantes y tiene obligaciones claras con respecto a cada una de sus inversiones²⁶⁴.

269. A la inversa, el Demandado se basa en una interpretación más restringida de la cláusula paraguas del Artículo 10(1) del TCE para negar la existencia de la violación *vis-à-vis* la inversión de los Demandantes. En su presentación, el Demandado invoca tres argumentos diferentes para negar que ha infringido la cláusula paraguas del TCE²⁶⁵. En primer lugar, la interpretación hecha por los Demandantes contradice el sentido literal del Artículo 10(1) del TCE y su interpretación por parte de la doctrina y la jurisprudencia arbitral²⁶⁶. En segundo lugar, el Demandado no está obligado “*vis-à-vis*” los Demandantes o su inversión a través de actos unilaterales. Y, por último, las obligaciones que, según los Demandantes, están protegidas por la cláusula paraguas no existen en la legislación española.

i. La Posición de los Demandantes

270. Los Demandantes sostienen que al promulgar el RD 661/2007 (en particular el Artículo 44(3)), el RD 1614/2010 (en particular los Artículos 4 y 5(3)), al emitir los certificados del RAIPRE a todas y cada una de las Empresas del Proyecto y al presentar la Resolución de marzo de 2011 dirigida a Arenales Solar, el Demandado contrajo obligaciones vinculantes respecto de las inversiones de los Demandantes, que ahora debe cumplir²⁶⁷.

271. En particular, de conformidad con el Artículo 17 del RD 661/2007, al firmar, sellar y emitir el certificado del RAIPRE, el Demandado calificó las Plantas Andasol y Arenales y las Instalaciones de los Parques Eólicos Dédalo para el Régimen Especial y confirmó así que los

²⁶² CR, párrs. 564 y 565.

²⁶³ CR, párr. 558.

²⁶⁴ CR, párr. 575.

²⁶⁵ RCM, párr. 973.

²⁶⁶ RR, párrs. 1016-1021.

²⁶⁷ CM, párr. 500; CR, párr. 558.

Demandantes tenían derecho a recibir esas tarifas. Los Demandantes subrayan que RAIPRE “es un acto administrativo favorable del que se deriva una obligación del [Reino de España] que es más vinculante que una obligación incluida en un contrato bilateral entre un inversor y el Estado”. Estas son, según afirman los Demandantes, obligaciones con respecto a cada una de sus inversiones²⁶⁸.

272. Además, los Demandantes destacan que las obligaciones del Demandado respecto de las Empresas del Proyecto se remontan al RD 661/2007, que contenía fuertes compromisos de estabilización²⁶⁹. Si bien los Demandantes reconocen que el RD 661/2007 contemplaba ajustes a la FIT cada cuatro años, la medida, sin embargo, estipulaba expresamente que dichos cambios no afectarían las instalaciones existentes debidamente inscritas²⁷⁰. Los Demandantes señalan además que, en la Resolución de marzo de 2011, el Ministerio reiteró su compromiso con Arenales Solar al reconocer que se aplicaría el régimen del RD 661/2007 durante la vida útil de la planta²⁷¹.
273. Si bien el Demandado argumenta que la Resolución de marzo de 2011 fue una mera comunicación, los Demandantes sostienen que fue un “acto administrativo favorable” vinculante para el gobierno y sujeto a revocación en circunstancias limitadas²⁷².
274. En consecuencia, los Demandantes afirman que al no cumplir con las obligaciones contraídas mediante, *inter alia*, el RD 661/2007 (y, en particular, el Artículo 44(3)), el Acuerdo de julio de 2010, el RD 1614/2010 (en particular, los Artículos 4 y 5(3)), los certificados del RAIPRE y la Resolución de marzo de 2011 dirigida a Arenales Solar, el Demandado violó la Cláusula Paraguas.
- ii. La Posición del Demandado
275. Citando varias autoridades y precedentes arbitrales para respaldar su argumento, el Demandado promueve una interpretación más restrictiva de la cláusula paraguas del TCE.

²⁶⁸ CR, párr. 575.

²⁶⁹ CR, párrs. 568 y 569.

²⁷⁰ CM, párrs. 50 y 502.

²⁷¹ CM, párrs. 503-505.

²⁷² CR, párr. 572.

Considera que la cláusula paraguas abarca las obligaciones meramente contractuales o los compromisos específicos asumidos por el Estado con el inversor o la inversión, en el marco de un contrato o instrumentos bilaterales similares (contrato administrativo, concesión o licencia)²⁷³. Esto queda confirmado mediante los casos citados por los Demandantes²⁷⁴.

276. El Demandado niega que, en el presente caso, exista una obligación entre el Estado receptor y el inversor, ya que no existe una relación contractual directa entre los Demandantes y el Demandado a través de un contrato, concesión o licencia. Además, el Demandado considera que cualquier presunto compromiso (incluido el Acuerdo de julio de 2010, el registro en el RAIPRE o la Resolución de marzo de 2011), debería haberse contraído con las Plantas y no con los Demandantes, ya que RREEF solo posee una participación indirecta en intereses de capital de las Plantas²⁷⁵. La refutación por parte del Demandado de las alegaciones de la cláusula paraguas de los Demandantes posee tres aristas.
277. Primero, ni el RD 661/2007 ni el RD 1614/2010 crearon un “compromiso” o una “relación” o una “obligación específica” entre el Demandado y los Demandantes o con respecto a cualquier otro inversor o inversión extranjera. El Demandado se basa para tal proposición en los laudos de los casos *Charanne c. España* e *Isolux c. España*²⁷⁶. Asimismo, no existe obligación de congelar el régimen económico del RD 661/2007, hecho que se confirmó en el Laudo del caso *Charanne* y que no fue modificado por los Artículos 4 y 5 del RD 1614/2010²⁷⁷.
278. Segundo, el Acuerdo de julio de 2010 no afecta la interpretación del RD 1614/2010 y *la Asociación Empresarial Eólica* de España (AEE) y *Protermosolar* (Asociación CSP) no consideran que el RD 1614/2010 haya proporcionado un régimen inmutable para las instalaciones existentes. Además, el Acuerdo de julio de 2010 no fue violado en lo relativo a los Demandantes o su inversión²⁷⁸.

²⁷³ RCM, párr. 986.

²⁷⁴ RCM, párrs. 988 y 987.

²⁷⁵ RR, párr. 39; Tr. Día 2 (Moraleda), 504:4-9.

²⁷⁶ RR, párrs. 1022-1026.

²⁷⁷ RCM, párrs. 998-1004.

²⁷⁸ RR, párr. 39.

279. Tercero, según el Demandado, las llamadas obligaciones en virtud de la legislación española, tal como alegan los Demandantes, no existen²⁷⁹. El Demandado sostiene que las medidas en las que se basan los Demandantes son simplemente actos informativos o comunicaciones; no pueden generar la “petrificación” de obligaciones sobre el régimen retributivo²⁸⁰. Como resultado de ello, el Demandado concluye que, debido a que no existen obligaciones derivadas del derecho interno, no pueden estar cubiertas por el derecho internacional²⁸¹.
280. En particular, niegan que el registro en RAIPRE pueda considerarse una “licencia”, al reiterar que certificado del RAIPRE es una mera manifestación administrativa que no genera compromisos, tal como fuera declarado en el caso *Charanne c. España*²⁸². El Demandado enfatiza que todas las instalaciones, incluidas las que se encuentran en Régimen Ordinario y en Régimen Especial, se encuentran registradas en el Registro Administrativo y el RAIPRE es simplemente una sección de dicho Registro Administrativo²⁸³. Las instalaciones de Energía Renovable han sido registradas en virtud de la sección especial del RAIPRE desde la promulgación del RD 2818/1998 y esto no impidió que los decretos subsiguientes fueran aplicables a tales instalaciones; han estado sujetos a todas las modificaciones regulatorias desde ese entonces²⁸⁴.
281. En relación con la Resolución de marzo de 2011, el Demandado sostiene que no se trata de un acto administrativo sino de una mera comunicación a la Planta de Arenales, que confirma la aplicación de la totalidad del régimen regulatorio en vigor (no solo de dos reglamentos, como afirman los Demandantes), en ese momento en particular²⁸⁵.
282. Ni la Resolución de marzo de 2011 ni las supuestas declaraciones de los empleados del gobierno podrían generar unilateralmente las “obligaciones” o los “compromisos”

²⁷⁹ RCM, párr. 1002.

²⁸⁰ RCM, párrs. 998-1004.

²⁸¹ RCM, párr. 1008.

²⁸² RR, párrs. 1030-1032.

²⁸³ RR, párrs. 480 y 481. El Demandado también sostiene que el Tribunal Supremo de España ha confirmado que no existe un vínculo entre el derecho a la percepción de subsidios y la inscripción en el RAIPRE, que es obligatoria incluso para aquellas instalaciones para las cuales se ha revocado el régimen especial. RR, párr. 489, que cita la Sentencia del Tribunal Supremo de fecha 30 de marzo de 2012 (R-345). Sobre esta cuestión, véase también Tr. Día 2 (Moraleda), 505:10-507:14.

²⁸⁴ Tr. Día 2 (Moraleda), 506:4-16.

²⁸⁵ Tr. Día 2 (Moraleda), 507:15-509:12.

específicos a los que se refiere la cláusula paraguas del Artículo 10(1). Por lo tanto, deben desestimarse todas las pretensiones de los Demandantes.

b. *El Análisis del Tribunal*

283. Nuevamente, en este punto el Tribunal no entrará en una discusión intelectualmente interesante pero prácticamente infructuosa sobre la definición y el alcance de una cláusula paraguas en abstracto. Dos cosas quedan claras en el presente caso y se derivan directamente de los términos del TCE:

- el Demandado tiene el deber de cumplir con el Artículo 10(1) TCE;
- este deber se relaciona con las “obligaciones que haya contraído con los Inversores”.

284. Por un lado, la expresión en inglés “*any obligations*” exige una interpretación amplia, pero, por otro lado, la frase “*it has entered into*” parece referirse exclusivamente a las relaciones bilaterales existentes entre el Demandado y los Demandantes, a exclusión de las reglas generales; y las versiones en español (“*las obligaciones que haya contraído con los inversores*”) o en francés (“*les obligations qu’elle a contractées vis-à-vis d’un investisseur*”) conllevan a la conclusión de que la última oración del Artículo 10(1) del TCE sólo se aplica a las obligaciones contractuales. Tal como se destacara en el laudo de fecha 12 de octubre de 2005 del caso *Noble Ventures, Inc. c. Rumania*, con respecto a una cláusula muy similar del Artículo II(c) del Tratado Bilateral entre los Estados Unidos y Rumania de fecha 28 de mayo de 1992:

“[A]l analizar la redacción del Art. II (2)(c) que versa sobre ‘cualquier obligación [que una parte] pueda haber *contraído* con respecto a *inversiones*’, resulta difícil no considerar esto como una clara referencia a los contratos de inversión. De hecho, puede surgir la pregunta sobre qué otras obligaciones habrán tenido en cuenta las partes al contemplar aquellas ‘contraídas’ por un Estado receptor con respecto a una inversión. El empleo de la noción ‘contraídas’ indica que se hace referencia a compromisos específicos y no a compromisos generales, por ejemplo mediante actos legislativos”²⁸⁶. [Traducción del Tribunal]

²⁸⁶ *Noble Ventures, Inc. c. Rumania*, Caso CIADI No. ARB/01/11, Laudo, 12 de octubre de 2005, párr. 51; también citado en *Isolux* (RL-95), párr. 770.

285. En el presente caso, el Tribunal acepta la opinión del Demandado según la cual el RAIPRE no añade ninguna particularidad a las relaciones contractuales celebradas por el Gobierno español con cada uno de ellos; según concediera el propio Demandado, estos certificados “solo ponen de manifiesto la inscripción de las instalaciones en un registro administrativo que no genera compromisos específicos”²⁸⁷. Según lo establecido en el Artículo 14(1) del RD 661/2007, “la inscripción definitiva de la instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial será requisito necesario para la aplicación a dicha instalación del régimen económico regulado en este Real Decreto [...]”. Sin embargo, este “requisito” no constituye un compromiso incluido en la cláusula paraguas. Indudablemente, esto implica que la inversión se encuentra regulada por el RD 661/2007, pero no así que el Demandado haya contraído las obligaciones allí contenidas con respecto de los Demandantes. El mismo razonamiento se aplica, *mutatis mutandis*, al RD 1614/2010.
286. No obstante, allí no concluye la cuestión. Incluso si las reglas enunciadas en el RD 661/2007 y el RD 1614/2010 no se encuentran cubiertas por la cláusula paraguas en virtud de la última oración del Artículo 10(1) del TCE, son elementos esenciales del entorno jurídico nacional de la inversión y los Demandantes podrían legítimamente esperar que el Estado los observe y los haga cumplir de conformidad con las normas generales del derecho internacional.
287. A modo de conclusión sobre este punto, el Tribunal considera que la cláusula general contenida en la última oración del Artículo 10(1) del TCE no cumple una función particular en el presente caso, pero se esperaba, no obstante, que el Demandado observara y exigiera el cumplimiento del derecho nacional como parte del estándar de TJE y la base de expectativas legítimas.

(b) Las Supuestas Violaciones de los Derechos de los Demandantes

1. Estabilidad y Previsibilidad

288. La primera oración del Artículo 10(1) del TCE, en su parte pertinente, dispone lo siguiente:

²⁸⁷ RR, párr. 1030.

“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”.

a. *Las Posiciones de las Partes*

i. La Posición de los Demandantes

289. Los Demandantes alegan que, además de la obligación del Estado de proporcionar un marco jurídico estable y previsible para las inversiones, la primera oración del Artículo 10(1) del TCE impone una obligación independiente y autónoma de ofrecer condiciones estables a las inversiones y los inversores. En particular, los Demandantes sostienen que existe una obligación de mantener un marco jurídico estable una vez que se haya realizado la inversión. Esta obligación se aplica independiente del estándar TJE²⁸⁸.
290. Los Demandantes explican que su argumento se basa en el sentido corriente del Artículo 10(1) al mismo tiempo que observan que ningún tribunal ha determinado anteriormente si el compromiso de estabilidad es independiente y autónomo.
291. Los Demandantes alegan lo siguiente:
- El Nuevo Régimen representaba una revisión completa del régimen regulatorio que estaba en vigor en el momento en que los Demandantes realizaron sus inversiones²⁸⁹.
 - La alegación del Demandado según la cual el Nuevo Régimen cumple el principio de rentabilidad razonable confirma en sí misma que España no ha respetado la estabilidad y previsibilidad del marco jurídico, lo que importa una infracción de la obligación de España de brindar condiciones transparentes, puesto que los Demandantes no basaron su inversión en la noción de rentabilidad razonable²⁹⁰.
 - El Nuevo Régimen no solo se implementó abruptamente, mediante una transición prolongada y poco transparente, sino que también se aplicó en forma retroactiva. Esto significa que el Nuevo Régimen se aplica a las instalaciones existentes para el resto de su vida operativa. Incluso si el régimen no afectara los resultados o actividades derivados de la

²⁸⁸ CPHB, párrs. 72-77.

²⁸⁹ CR, párr. 470.

²⁹⁰ CR, párrs. 470 y 471.

situación preexistente, lo que efectivamente hace (esto es, la electricidad ya producida y vendida en el mercado), la regulación aún se consideraría “retroactiva” de conformidad con el sentido corriente de la palabra y tal como dispone el derecho español²⁹¹.

292. Los Demandantes rechazan la interpretación de “retroactividad” que propone el Demandado. En particular, sostienen que el Nuevo Régimen “[s]e aplica a las instalaciones existentes y elimina el derecho de las Instalaciones a recibir la tasa regulada del RD661/2007 por su vida útil en violación de las promesas de España”. Asimismo, alegan que “[e]l nuevo Régimen es también retroactivo porque intenta recuperar la remuneración pasada: tiene en cuenta los ingresos pasados para calcular la remuneración de un inversor a futuro” y reduce retroactivamente la rentabilidad del proyecto²⁹². Por ende, los Demandantes concluyen que las medidas impugnadas afectan los “derechos adquiridos” de los Demandantes en vista de la existencia de la recuperación en virtud del Nuevo Régimen, lo que redundaría en un incumplimiento por parte del Demandado de sus obligaciones de derecho internacional²⁹³. Los Demandantes también afirman que, incluso si el Nuevo Régimen no afectó la energía que ya habían vendido, afectó la que preveían vender en el futuro y, por consiguiente, afectó las expectativas de los Demandantes tal como reconoce el Demandado en un informe de la CNE²⁹⁴.

La posición de los Demandantes establece que los cambios introducidos en el marco jurídico original que derivan en una incertidumbre permanente constituyen un incumplimiento de las obligaciones del Demandado en virtud del TCE y se deben analizar habida cuenta de las garantías de estabilización de España al amparo del Artículo 44(3) del RD 661/2007 y de los Artículos 4 y 5.3 del RD 1614/2010, ya que la decisión de invertir se basa en gran medida en una evaluación del Estado de la legislación y del entorno comercial en su conjunto²⁹⁵.

²⁹¹ CR, párrs. 472-484.

²⁹² CPHB, párrs. 145 y 146.

²⁹³ CPHB, párr. 149. Según los Demandantes, “así es como funciona el nuevo sistema. Es decir, lo que ellos achatan los nuevos ingresos los pasan al 7 por ciento y sabiendo que a futuro iba a ser aun inferior. [...] [E]s una manera técnica de decir que no es retroactivo porque de hecho sí es retroactivo [...]”. Tr. Día 2 (Sullivan), 560:2-18.

²⁹⁴ Tr. Día 2 (Sullivan), 553:2-9, que cita Informe 4/2004 de la CNE sobre la propuesta de Real Decreto 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, 22 de enero de 2004 (R-142), e Informe 3/2007 de la CNE sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, 14 de febrero de 2007 (“Informe 3/2007 de la CNE”) (R-144), pág. 18.

²⁹⁵ CM, párr. 465.

293. Según las alegaciones de los Demandantes, el Demandado no solo cambió continuamente el marco jurídico en que se basaron cuando realizaron las inversiones, sino que también los dejó sin saber a qué régimen estarán sujetos²⁹⁶. La incertidumbre que experimentaron los Demandantes resulta de un desplazamiento del régimen estable en que se basaron a un régimen ambiguo, cuyos efectos todavía no se han ponderado completamente²⁹⁷.
294. En particular, el Demandado, indebidamente, sometió a los Demandantes a una “montaña rusa de constantes y drásticos cambios en la legislación aplicable y en el marco regulador” modificando el RD 661/2007 en primer lugar, aplicando luego las modificaciones de forma retroactiva a las inversiones de los Demandantes en 2012 y 2013, y, finalmente, eliminando el régimen económico regulado por el RD 661/2007 en su totalidad en julio de 2013²⁹⁸. Esto constituye una violación del estándar TJE.
295. Por último, los Demandantes distinguen su caso del caso *Wirtgen*:

“en *JSW Solar*, el Artículo 2(1) del TBI Alemania-República Checa simplemente obliga a las Partes Contratantes a ‘conceder a la inversión trato justo y equitativo’. No contiene la misma disposición que se encuentra en el TCE que requiere expresamente que las Partes Contratantes fomenten y creen condiciones ‘estables’ para los Inversores”²⁹⁹. [Traducción del Tribunal]

ii. La Posición del Demandado

296. El Demandado asevera que el Artículo 10(1) no contiene un estándar autónomo³⁰⁰. Invocando el laudo dictado en *Plama c. Bulgaria*, el Demandado alega que las condiciones estables y previsibles deben evaluarse en el marco del estándar TJE del TCE³⁰¹. El Demandado también considera que los argumentos de los Demandantes se encuentran fuera de lugar en tanto se basan en siete laudos que no aplican el estándar del TCE³⁰².

²⁹⁶ CM, párr. 462.

²⁹⁷ CM, párr. 467.

²⁹⁸ CM, párr. 463.

²⁹⁹ Observaciones de los Demandantes sobre Documentos Adicionales, párr. 49.

³⁰⁰ RPHB, párr. 111.

³⁰¹ RCM, párr. 870.

³⁰² RCM, párr. 868.

297. Asimismo, el Demandado invoca el laudo del caso *Isolux c. España* en sustento de su conclusión de que el Artículo 10(1) del TCE no contiene un estándar autónomo³⁰³.
298. El Demandado alega que las medidas impugnadas eran medidas de control macroeconómicas adoptadas cumpliendo compromisos internacionales y por causas razonables, incluso (a) evitando la sobre-retribución de los inversores en consonancia con el principio de rentabilidad razonable; (b) garantizando la sostenibilidad del SEE; e (c) impidiendo que los consumidores asuman la carga de pagar impuestos más elevados para compensar los desequilibrios económicos³⁰⁴.
299. Además, el Demandado sostiene que las medidas impugnadas no son retroactivas, puesto que no afectan derechos adquiridos y solo tienen efectos a futuro. El Demandado alega que “las medidas impugnadas no son retroactivas (1) ni conforme a la Jurisprudencia arbitral internacional, ni para la Comisión Europea, (2) ni conforme a la Jurisprudencia nacional española, ni conforme a la doctrina científica, (3) ni conforme al criterio de Asociaciones del Sector ER ni de otros Inversores, como Iberdrola, cuyo criterio es invocado por la Demandante”³⁰⁵.
300. Según el Demandado, para que una norma sea retroactiva en virtud del derecho internacional, debe afectar derechos adquiridos. También sostiene que los Demandantes no tienen derechos adquiridos a una retribución a futuro³⁰⁶ porque “[las medidas] en ningún caso obligan a los productores de ER a devolver los subsidios ya percibidos”³⁰⁷. Por el contrario, el Nuevo Régimen:

“permite tomar en consideración las retribuciones ya percibidas desde el comienzo del funcionamiento de la instalación, a los efectos de calcular la remuneración ya percibida y los subsidios futuros a percibir, además de los ingresos del mercado. Con ello se evita la percepción de sobre-retribuciones

³⁰³ RR, párr. 874.

³⁰⁴ RCM, párrs. 779-780; RPHB, párr. 35.

³⁰⁵ RR, párr. 964; CM, párrs. 885-889; RR, párrs. 419-449. En cuanto al Derecho Internacional, el Demandado hace referencia a los casos *Nations Energy Inc., Electric Machinery Enterprises Inc. y Jaime Jurado c. República de Panamá*, Caso CIADI No. ARB/06/19, Laudo, 24 de noviembre de 2010 (“*Nations Energy*”) (RL-82); y *Charanne* (RL-69) en sustento de su argumento. Véase RR, párrs. 428-430, 963 y 964.

³⁰⁶ CM, párr. 889; RR, párr. 965.

³⁰⁷ RPHB, párr. 108.

que puedan (i) distorsionar el mercado energético y (ii) constituir Ayudas de Estado contrarias al derecho de la Unión Europea”³⁰⁸.

301. La posición del Demandado es que la única certeza que podía tener un inversor diligente es que el Demandado adoptaría las medidas que fueran necesarias para garantizar la sostenibilidad del SEE y evitar situaciones de sobre-retribución, dentro del respeto al principio de rentabilidad razonable³⁰⁹.
302. El Demandado también alega que la “rentabilidad razonable” es un mandato doble: la retribución para el inversor debe ser razonable, pero la asignación de los costes que dicha rentabilidad representa para el consumidor también debe ser razonable, tal como establece el Preámbulo del RD 661/2007.
303. En este sentido, el Demandado explica que la rentabilidad razonable “no puede ser infinita, ya que tiene por objetivo garantizar al productor renovable el *level playing field*, pero no puede colocarle en mejor situación competitiva que a los productores no subsidiados”. Por lo tanto, el poder discrecional del Gobierno se vio efectivamente limitado por la Ley de Electricidad de 1997. Se trata de “una norma con rango de ley que permitió al Gobierno adaptar la retribución a las circunstancias cambiantes a través de normas de carácter jerárquicamente inferior fácilmente modificables: los reglamentos”³¹⁰.
304. El Demandado reafirma que las medidas impugnadas fueron adoptadas respetando los principios establecidos en la Ley de Electricidad de 1997, incluso la necesidad de garantizar la sostenibilidad y el equilibrio del SEE. Dado que la naturaleza esencial del marco regulatorio en que invirtieron los Demandantes se ha mantenido, el Demandado argumenta que no ha incumplido su obligación de proporcionar “condiciones estables” para las inversiones de los Demandantes³¹¹.
305. A este respecto, el Demandado señala la reforma de 2013, que mantuvo “los subsidios y la prioridad de despacho, permitiendo recuperar a las inversiones en ER, [respecto de] las ‘instalaciones tipo’ [sobre la base de]: (i) los costes de inversión, (ii) los costes de operación

³⁰⁸ RR, párr. 966; véase también RR, párrs. 432-441.

³⁰⁹ RCM, párr. 875.

³¹⁰ RPHB, párrs. 57 y 59.

³¹¹ RCM, párr. 878; RPHB, párrs. 59 y 60.

y además, (iii) obtener una rentabilidad razonable de acuerdo con el coste del dinero en el mercado de capitales”³¹².

306. Comparando el modelo retributivo que establece la regulación actual y el modelo en vigencia cuando los Demandantes realizaron su inversión, el Demandado concluye que las medidas mantienen los elementos esenciales del sistema anterior y cubren los costes de inversión de todas las inversiones de los Demandantes, con excepción de la planta Arenales, en que el desvío experimentado en los costes de inversión se debe a que la planta era “manifiestamente ineficiente en costes”³¹³.

307. Asimismo, el Demandado concluye lo siguiente:

- a. “Ha mantenido el concepto de eficiencia perseguido por el SEE desde el año 1997 consistente en proveer al consumidor español de electricidad al menor coste posible.
- b. Ha mantenido los subsidios a las renovables como coste del SEE y por lo tanto vinculado a la sostenibilidad económica de aquél.
- c. Ha mantenido y mejorado la prioridad de acceso y despacho para las [instalaciones] ER.
- d. Ha mantenido la estructura básica del modelo retributivo español consistente en permitir que las plantas ER alcancen una rentabilidad razonable mediante la combinación de dos elementos: el precio del mercado (pool) y un subsidio.
- e. Ha mantenido los atributos característicos del principio de rentabilidad razonable: su equilibrio y dinamismo.
- f. Ha reestablecido el equilibrio del SEE eliminando situaciones que generaban retribuciones injustificables como la indexación de todos los elementos que integran el subsidio al IPC o los desajustes que provocaba la opción pool más prima.
- g. Ha mantenido el carácter dinámico de la rentabilidad razonable [que permite proteger el valor de la inversión a lo largo del tiempo dotándola, en consecuencia, de mayor estabilidad]. De esta manera se sigue

³¹² RCM, párr. 880 (énfasis en el original); RPHB, párr. 98.

³¹³ RPHB, párrs. 76-78.

valorando la razonabilidad de la rentabilidad de acuerdo con el coste del dinero en el mercado de capitales (el del bono español a 10 años). [...]

- h. Ha mantenido y mejorado la metodología que históricamente ha seguido el SEE para establecer la rentabilidad razonable consistente en la determinación de instalaciones tipo y estándares.
- i. Sigue proporcionando a las plantas ER una rentabilidad razonable. La rentabilidad que proporciona el modelo retributivo español es mejor que la tasa de descuento (el coste de oportunidad) del sector y, en concreto, mejor que la tasa de descuento (el coste de oportunidad) de la Demandante. En consecuencia, la rentabilidad que sigue proporcionando el Sistema español es razonable”³¹⁴.

308. El Demandado luego examina las alegaciones de los Demandantes relativas a la presunta retroactividad de las medidas y las rechaza³¹⁵. En este sentido, el Demandado distingue entre la aplicación inmediata de una norma y su aplicación retroactiva que afecta derechos adquiridos. El Demandado sostiene que, para que una norma sea retroactiva, debe afectar derechos adquiridos. Esto difiere de las normas que se aplican a hechos futuros “sobre situaciones jurídicas en curso” que no afectan derechos ya adquiridos, dado que toda retribución percibida anteriormente es intangible y no es susceptible de reclamo alguno.
309. En sustento de su interpretación de “retroactividad”, el Demandado invoca los casos *Nations Energy c. Panamá*, *Charanne c. España* e *Isolux c. España*, al igual que decisiones del Tribunal Supremo español³¹⁶. El Demandado también alude a sentencias del Tribunal Supremo español dictadas en los años 2015 y 2016 que declaran que las medidas adoptadas sobre la base del RDL 9/2013 no son retroactivas³¹⁷.
310. También en sustento de esta alegación, el Demandado señala las sentencias del Tribunal Supremo español sobre la conformidad a derecho del RD 413/2014 y la Orden

³¹⁴ RCM, párr. 884; véanse también RPHB, párrs. 81-85; RR, párr. 958.

³¹⁵ RCM, párr. 886.

³¹⁶ RCM, párrs. 890-894 (véase Dictamen de la Comisión Permanente del Consejo de Estado 937/2013, 12 de setiembre de 2013 (R-139)); RR, párr. 439.

³¹⁷ RCM, párrs. 896-899 (véase Sentencia del Tribunal Constitucional, dictada en el recurso de inconstitucionalidad no. 5347/2013, 17 de diciembre de 2015 (R-169); Sentencia del Tribunal Constitucional, dictada en el recurso de inconstitucionalidad no. 5852/2013, 18 de febrero de 2016 (R-171); Sentencia del Tribunal Constitucional, dictada en el recurso de inconstitucionalidad no. 6031/2013, 18 de febrero de 2016 (R-172)); RPHB, párrs. 108 y 109.

IET/1045/2014 que analizaron la posible vulneración del TCE. La sentencia afirma que el nuevo régimen jurídico conserva las líneas esenciales del anterior³¹⁸.

311. El Demandado asevera que los Demandantes nunca han tenido un derecho adquirido a una retribución a futuro por medio de una FIT fija e inamovible. En particular, el Demandado sostiene que “tenía la potestad discrecional, al amparo de la Ley 54/1997, de modificar el régimen económico de los productores de las ER para adaptarlo a las circunstancias económicas y técnicas cambiantes. Por tanto, los productores de ER no podían tener un derecho adquirido al mantenimiento del régimen económico recogido en un concreto reglamento”³¹⁹. Asimismo, “[l]a inexistencia de un derecho adquirido al mantenimiento del régimen económico del RD 661/2007 es algo que el Tribunal Supremo ya había dicho con anterioridad a que las Demandantes realizaran su inversión y que todos los operadores del SES conocían”³²⁰.
312. Por ende, en opinión del Demandado, no se han adoptado medidas retroactivas sobre el régimen del RD 661/2007³²¹. Además, el Demandado alega que tener en cuenta los flujos de caja pasados de las inversiones de los Demandantes para determinar la rentabilidad razonable del proyecto no torna retroactivo el Nuevo Régimen. El Demandado explica que, para determinar la rentabilidad total de un proyecto, se deben considerar todos los flujos de caja presentes y futuros a lo largo de toda la vida útil regulatoria de los activos. Por consiguiente, incluso si los flujos de caja pasados han de ser tenidos en cuenta, es “únicamente a los efectos de computar la totalidad de los flujos de caja devengados, y en ningún caso, para obligar a la devolución de ingresos percibidos en el pasado o para necesariamente rebajar los ingresos a futuro”³²².
313. Por ese motivo, el Demandado no ha vulnerado el deber de crear condiciones estables y previsibles³²³.

³¹⁸ RCM, párr. 882.

³¹⁹ RPHB, párr. 99.

³²⁰ RPHB, párrs. 101-105 (véase Sentencia de la Tercera Sala del Tribunal Supremo, EDJ 2006/282164, 25 de octubre de 2006 (R-154); Sentencia de la Tercera Sala del Tribunal Supremo, EDJ 2009/307357, 9 de diciembre de 2009 (R-8), Sentencia de la Tercera Sala del Tribunal Supremo, EDJ 2009/307349, 3 de diciembre de 2009 (R-157).

³²¹ RCM, párr. 887.

³²² RPHB, párrs. 165-168.

³²³ RCM, párr. 899.

b. *El Análisis del Tribunal*

i. Consideraciones generales sobre el derecho aplicable

314. Con respecto al carácter autónomo del principio de estabilidad, una vez más, el Tribunal considera que las Partes se han embarcado en un debate extenso de una cuestión artificial (al menos, en las circunstancias del presente caso): en virtud del Artículo 10(1) del TCE, España tiene la obligación de “fomentar[] y crear[] condiciones estables [...] para que los inversores de otras Partes Contratantes realicen inversiones en su territorio”, ya sea que esta obligación sea parte del TJE o bien sea autónoma³²⁴. Y tal obligación no puede interpretarse aisladamente. En este sentido, el presente Tribunal coincide plenamente con el Laudo *Eiser*:

“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”³²⁵.

315. La estabilidad no es un concepto absoluto; en ausencia de una cláusula de estabilización clara, no equivale a inmutabilidad. A este respecto, el Tribunal advierte que los Demandantes no adoptan una opinión tan extrema³²⁶. Sin embargo, la obligación de crear un entorno estable ciertamente excluye toda transformación radical imprevisible en las condiciones de las inversiones. Por lo tanto, la cuestión consiste en determinar si la obligación de estabilidad así definida ha sido vulnerada por el Demandado en perjuicio de los Demandantes³²⁷.

316. El Tribunal de Arbitraje acepta la determinación general que realiza el tribunal en el caso *Eiser* en este aspecto:

³²⁴ Véase párr. 260 *supra*.

³²⁵ *Eiser* (CL-242), párr. 382; véanse también *AES Summit Generation Limited y AES-Tisza Erőmű Kft c. República de Hungría*, Caso CIADI No. ARB/07/22, Laudo, 23 de setiembre de 2010 (CL-93) (RL-66), párr. 9.3.29; *Mamidoil Jetoil Greek Petroleum Products Société S.A. c. República de Albania*, Caso CIADI No. ARB/11/24, Laudo, 30 de marzo de 2015 (CL-153) (RL-79), párrs. 617 y 618. Véase también: *Novenergia* (CL-243), párr. 646.

³²⁶ Véase CM, párrs. 439 y 440, que citan *ADC Affiliate Limited y ADC & ADMC Management Limited c. República de Hungría*, Caso CIADI No. ARB/03/16, Laudo, 2 de octubre de 2006 (“ADC”) (CL-167), párrs. 423 y 424.

³²⁷ Véase párr. 323 *infra*.

“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’. 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”³²⁸.

317. Tal como observara acertadamente el tribunal CIADI en *Blusun*:

“362. La obligación de ‘fomentar y crear condiciones estables, equitativas, favorables y transparentes para los inversores’ incluso ‘de conceder en todo momento ... un trato justo y equitativo’ podría ser vulnerada por un único acto transformador dirigido a una inversión o por un programa de medidas de menor importancia o por una serie de medidas tomadas sin plan o coordinación, pero que tengan el efecto prohibido.

363. Pero el estándar de trato justo y equitativo que, en virtud de la segunda oración [del Artículo 10(1) del TCE], se encuentra en el centro de la obligación de estabilidad al amparo de la primera oración tiene un umbral relativamente elevado. El tribunal de *El Paso* habló de ‘una absoluta alteración del entramado jurídico para las inversiones extranjeras’ y agregó 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’³²⁹. El tribunal de *LG&E* habló de ‘desmonta[r] totalmente el marco jurídico establecido, el cual había sido establecido precisamente para atraer a los inversionistas’³³⁰. El énfasis radica en la subversión del régimen jurídico”³³¹. [Traducción del Tribunal]

318. La norma fundamental en el presente caso, el texto legal que invocan esencialmente los Demandantes, es el RD 661/2007. Al igual que el propio TCE, este documento contiene una cláusula de estabilización que garantiza la inmutabilidad de las condiciones de las inversiones. El Artículo 44(3) del RD 661/2007 establece lo siguiente:

³²⁸ *Eiser* (CL-242), párr. 382.

³²⁹ *Blusun* (RL-117), párr. 363, que cita *El Paso* (CL-22), párr. 517.

³³⁰ *Blusun* (RL-117), párr. 363, que cita *LG&E* (CL-33), párr. 139.

³³¹ *Blusun* (RL-117), párrs. 362 y 363 (véase también párr. 369). Véase también *Philip Morris Brand Sàrl, Philip Morris Products S.A. y Abal Hermanos S.A. c. República Oriental del Uruguay*, Caso CIADI No. ARB/10/7, Laudo, 8 de julio de 2016, párr. 426.

“Durante el año 2010, a la vista del resultado de los informes de seguimiento sobre el grado de cumplimiento del Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 y de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), así como de los nuevos objetivos que se incluyan en el siguiente Plan de Energías Renovables para el período 2011-2020, 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”.

319. Tanto estas disposiciones como las de los Artículos 4 y 5 del RD 1614/2010 demuestran que había que prever ajustes. Lo mismo es cierto en cuanto a las indicaciones dadas en nombre del Demandado.
320. El Tribunal reconoce que los compromisos o garantías asumidos u otorgados por el Estado pueden ser explícitos o implícitos³³². No obstante, tal como se advirtiera en *Blusun*, “las declaraciones informales pueden presentar dificultades, razón por la cual los tribunales han insistido cada vez más en la claridad y en que la autoridad competente asuma compromisos vinculantes para el Estado”³³³. [Traducción del Tribunal]
321. En el caso que nos ocupa, el Tribunal opina que ninguna de las declaraciones en que se basan los Demandantes se pueden considerar promesas firmes de no cambiar las condiciones de las inversiones de manera de neutralizar la posibilidad clara de modificación resultante de los Artículos 4 y 5 del RD 1614/2010. Por consiguiente, el Tribunal de Arbitraje coincide con el Laudo *Charanne* según el cual “un inversor no puede tener la expectativa legítima, en ausencia de un compromiso específico, de que la regulación existente no sea modificada”. En consecuencia, este Tribunal tiene la tarea de determinar si los cambios en las normas equivalen a un cambio sustancial en el marco jurídico aplicable a los inversores.
322. Esto requiere una observación general: en opinión del Tribunal, en el presente caso, los Demandantes pueden valerse de un derecho adquirido a un régimen general que garantice las

³³² *Electrabel* (CL-24) (RL-10), párr. 7.78; *Ioan Micula, Viorel Micula, S.C. European Food S.A., S.C. Starmill S.R.L. y S.C. Multipack S.R.L. c. Rumania*, Caso CIADI No. ARB/05/20, Laudo, 11 de diciembre de 2013 (CL-29) (RL-100), párr. 669; o *Novenergia* (CL-243), párrs. 650 y 651.

³³³ *Blusun* (RL-117), párr. 371.

ventajas esenciales que podían esperar razonablemente cuando realizaron sus inversiones. Por lo tanto, la importancia de la magnitud de las alteraciones que sufrieron los Demandantes en las condiciones de sus inversiones debe evaluarse en vista del equilibrio global de costes y beneficios que podían esperar razonablemente en comparación con el que puede esperarse en función de las modificaciones ulteriores.

323. En un caso similar al caso que nos ocupa, un tribunal de arbitraje afirmó lo siguiente:

“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 tiempo³³⁴. 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 implementación³³⁵. 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’^{336,337}.

324. En opinión de este Tribunal, la pregunta que determinará o no si el Demandado ejerció su facultad legislativa de manera injusta, irrazonable o inequitativa en el presente caso no se puede responder en esta etapa del razonamiento: la respuesta depende de lo siguiente: (i) del alcance y contenido de las expectativas legítimas de los Demandantes cuando realizaron sus inversiones, y (ii) de si los cambios se pueden considerar razonables y proporcionados o no.

ii. Sobre la retroactividad de las medidas impugnadas

325. Sin embargo, hay un aspecto del caso respecto del cual el Tribunal de Arbitraje no tiene dudas en determinar que el Demandado vulneró su obligación de respetar el principio de

³³⁴ *Eiser* (CL-242), párr. 387, que cita Tr. Día 3 (Meisner), 675:9-19.

³³⁵ *Eiser* (CL-242), párr. 387, que hace referencia a la Orden IET/1045/2014, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, 16 de junio de 2014 (C-34) (R-39).

³³⁶ *Eiser* (CL-242), párr. 387, que cita *Parkerings-Compagniet AS c. República de Lituania*, Caso CIADI No. ARB/05/8, Laudo, 11 de setiembre de 2007 (“*Parkerings-Compagniet*”) (RL-97), párr. 332.

³³⁷ *Eiser* (CL-242), párr. 387.

estabilidad que, tal como se recordara *supra*³³⁸, es una obligación requerida en virtud del TCE, en tanto las medidas impugnadas son parcialmente retroactivas.

326. Si bien las reglas nuevas se aplican a futuro, el nuevo régimen contiene un elemento manifiesto de retroactividad. Tal como se recordara en *Mondev c. EE. UU.*:

“El principio básico es que un Estado solo puede ser internacionalmente responsable del incumplimiento de una obligación en virtud del tratado si la obligación se encuentra en vigencia para dicho Estado en el momento del supuesto incumplimiento. El principio se consagra tanto en la Convención de Viena sobre el Derecho de los Tratados³³⁹ como en los Artículos de la CDI sobre Responsabilidad del Estado³⁴⁰ y ha sido confirmado por los tribunales internacionales en reiteradas oportunidades³⁴¹”. [Traducción del Tribunal]

327. El Demandado invoca *Charanne* y *Nations Energy* para afirmar que no puede haber retroactividad alguna cuando una norma se aplica exclusivamente a los efectos futuros de hechos pasados. Estos laudos no sustentan su postura. En *Charanne*, el Tribunal no abordó concretamente la cuestión de la recuperación en virtud del Nuevo Régimen. Considerando las medidas de 2010, no encontró retroactividad, puesto que “las normas de 2010 aplicaron inmediatamente, desde su entrada en vigor, a las plantas ya en operación, pero que no aplicaban retroactivamente a los períodos anteriores”³⁴². Aún más concretamente, el Tribunal de *Nations Energy* explicó lo siguiente:

“644. Dichos requisitos sólo aplican hacia el futuro, y no pueden tener el efecto de anular o disminuir retroactivamente deducciones ya practicadas sobre el impuesto sobre la renta para años anteriores.

[...]

647. La Ley 6 hubiera sido retroactiva, y por tanto contraria a la Constitución, *si hubiese llegado a reincorporar en el impuesto sobre la*

³³⁸ Véase párr. 314 *supra*.

³³⁹ *Mondev International Ltd. c. Estados Unidos de América*, Caso CIADI No. ARB(AF)/99/2, Laudo, 11 de octubre de 2002 (“*Mondev*”), párr. 68, que cita CVDT (CL-90), Artículo 28.

³⁴⁰ *Mondev*, párr. 68, que hace referencia a los Artículos de la Comisión de Derecho Internacional sobre Responsabilidad del Estado por Hechos Internacionalmente Ilícitos, 12 de diciembre de 2001 (CL-86), Artículo 13.

³⁴¹ *Mondev*, párr. 68, que hace referencia a *Amco International Finance Corp. c. República Islámica de Irán* (1987) 15 Informe del Tribunal de Reclamaciones Irán-EE. UU. 189, pág. 215.

³⁴² *Charanne* (RL-69), párr. 548.

renta parte de las deducciones anteriormente practicadas, o si hubiese llegado a anular dichas deducciones por falta de la declaración prevista, o si hubiese suprimido créditos existentes. Este no es el caso pues la Ley 6 sólo afecta las modalidades de utilización de los créditos para el futuro”³⁴³.

328. El caso que nos ocupa es diferente. En efecto, el Nuevo Régimen del Demandado se aplica exclusivamente a la retribución a futuro, pero resta la retribución pasada (retribución exigible en virtud del régimen anterior) a las retribuciones futuras. El Tribunal coincide con los Demandantes en que esta medida recupera la retribución pasada que era el derecho adquirido de los accionistas cuando se obtuvo la retribución.
329. En la práctica comercial, los dividendos se distribuyen entre los accionistas en forma periódica. Una vez distribuidos, son ingresos autónomos, que pertenecen a cada accionista como ganancia consolidada, y separados e independientes de la inversión que los genera. Son objeto de derechos de propiedad autónomos de los accionistas. Los accionistas tienen un derecho adquirido respecto de los dividendos que se les pagan. Lo mismo ocurre en el presente caso: las ganancias de los Demandantes se reducen por parte de los beneficios ya obtenidos con anterioridad al 14 de julio de 2013 a fin de contribuir al financiamiento de plantas futuras. En efecto, los derechos de los inversores se deben preservar no solo en el pasado, sino también a futuro. En el caso que nos ocupa, esto implica las cuestiones tanto de la medida en que se aplica el principio de estabilidad como del contenido de las expectativas legítimas de los Demandantes.
330. Sin embargo y en cualquier caso, en tanto las medidas impugnadas se hayan aplicado retroactivamente, dicha aplicación retroactiva, contraria a las obligaciones del Demandado, debe redundar en una compensación apropiada por el daño que el incumplimiento causó a los Demandantes.

2. Las supuestas expectativas legítimas de los Demandantes

a. Las Posiciones de las Partes

³⁴³ *Nations Energy* (RL-82), párrs. 644-647 (énfasis agregado).

i. La Posición de los Demandantes

331. Los Demandantes alegan que, aunque el TCE no contiene una cláusula de estabilización y España hubiera tenido permitido realizar modificaciones en su régimen en virtud del TCE, tales modificaciones deben haber sido predecibles y estado en línea con las expectativas de los inversores³⁴⁴.
332. Asimismo, los Demandantes aclaran que, según ellos, la obligación de conceder TJE no significa que el Estado receptor deba congelar completamente su régimen regulatorio. Por el contrario, de conformidad con su obligación de conceder trato justo y equitativo, consideran que el Estado acepta determinadas limitaciones de su poder para alterar el marco regulatorio aplicable a las inversiones. Esto incluye, *inter alia*, no promulgar medidas que pudieran resultar injustas, abusivas y no equitativas, o que menoscaben las expectativas legítimas de un inversor³⁴⁵. Los Demandantes invocan las determinaciones de los tribunales en los casos *CMS c. Argentina*, *Occidental c. Ecuador*, *LG&E c. Argentina* y *PSEG c. Turquía*, en sustento de la proposición según la cual “un elemento particularmente importante de las legítimas expectativas es la protección frente a las medidas del Estado que amenacen la estabilidad del marco jurídico y comercial en razón del cual un inversor realizó su inversión”³⁴⁶.
333. Para los Demandantes, dicho marco jurídico por lo común se compone de las leyes, los tratados y las garantías que aparecen en los decretos o licencias, aun si no hay un compromiso específico con los inversores en cuestión³⁴⁷. Por consiguiente, los Demandantes sostienen que las expectativas legítimas pueden basarse en normas generales y las leyes de un Estado receptor pueden generar expectativas legítimas incluso a falta de un compromiso específico³⁴⁸.
334. En opinión de los Demandantes, “[l]a responsabilidad de España en la vulneración del estándar de trato justo y equitativo surge sean cuales fueren los motivos e

³⁴⁴ CR, párrs. 467-469.

³⁴⁵ CM, párrs. 439 y 440, que citan *ADC* (CL-167), párrs. 423 y 424.

³⁴⁶ CM, párrs. 441-443.

³⁴⁷ CM, párrs. 445 y 446.

³⁴⁸ CPHB, párr. 47.

independientemente de cualquier demostración de mala fe”, y, por el contrario, “una demostración de buena fe o causa legítima de parte de España no excusa la vulneración del estándar de trato justo y equitativo”³⁴⁹. [Traducción del Tribunal]

335. Además, los Demandantes alegan lo siguiente:

“[N]adie cuestiona que un estado *pueda* modificar sus leyes si así lo decide. La cuestión es si era razonable que RREEF tuviera la expectativa de que España *no* realizaría cambios drásticos y perjudiciales en las FIT de las inversiones existentes en contravención de las promesas claras y reiteradas que hizo a RREEF. Se trata de la noción de *poder* frente a *hacer*, que España ha ignorado a lo largo de este procedimiento de arbitraje”³⁵⁰.

336. Según los Demandantes, el análisis de las expectativas legítimas constituye una “investigación de los hechos” [Traducción del Tribunal], que implica determinar las siguientes cuestiones: primero, si la conducta y las declaraciones del Estado dieron lugar a expectativas; segundo, si las expectativas son legítimas y razonables; tercero, si el inversor debe demostrar que confió en la conducta y las declaraciones del Estado; y, cuarto, que sus expectativas se vieron frustradas por las medidas controvertidas.

337. En primer lugar, en cuanto a sus expectativas, los Demandantes alegan que eran dobles y: (a) relativas a la naturaleza, el importe y la duración de la FIT ofertada en virtud del RD 661/2007 y del RD/1614/2010; y (b) relativas a la estabilidad del régimen económico definido por el RD 661/2007³⁵¹.

338. Con respecto a la naturaleza, el importe y la duración de la FIT, los Demandantes esperaban estar sujetos al régimen FIT en el momento en que realizaron las inversiones, dado que las instalaciones cumplían todos los requisitos de inscripción. En el caso de Arenales Solar, sus expectativas de que la FIT se aplicaría durante la vida operativa de la instalación se vio confirmada, tal como sostienen los Demandantes, por una resolución directa del Ministerio³⁵². Por consiguiente, los Demandantes alegan haber esperado lo siguiente³⁵³:

³⁴⁹ CM, párr. 436.

³⁵⁰ CR, párrs. 79-87; CPHB, párr. 48.

³⁵¹ CM, párr. 447.

³⁵² CM, párrs. 448 y 453.

³⁵³ CM, párr. 448.

- Las empresas del proyecto podrían decidir si vender electricidad a una Tarifa Fija o con Prima;
- La FIT se aplicaría a toda la electricidad producida sin ninguna limitación sobre la producción;
- La FIT se aplicaría a la totalidad de la vida útil de las instalaciones;
- Las plantas CSP podrían utilizar equipamiento que utilizase gas natural para producir electricidad, y la electricidad producida con el gas natural estaría sujeta a la FIT, dentro de los umbrales fijados en el RD 661/2007;
- Las plantas CSP tendrían prioridad en la evacuación de la energía; y
- La FIT estaría sujeta a los ajustes de la inflación con arreglo al IPC.

339. En cuanto a la estabilidad del régimen, los Demandantes esperaban que los cambios en el RD 661/2007 solo se aplicaran prospectivamente, es decir, a las instalaciones nuevas, en tanto las instalaciones existentes no se verían afectadas. También afirman que el RD 661/2007 garantizaba que toda revisión de la Tarifa Fija no se aplicaría a las instalaciones existentes y que, en el caso de la opción de Prima, si bien el monto de la Prima podía cambiar, los ingresos mínimos no cambiarían, puesto que ninguna modificación de los límites máximo y mínimo se aplicaría a las instalaciones existentes³⁵⁴.

340. En segundo lugar, los Demandantes consideran que tanto la práctica internacional en materia de la FITs³⁵⁵ como los propios documentos internos de España³⁵⁶ demuestran la legitimidad de sus expectativas:

- Documentos elaborados por el Ministerio y la CNE³⁵⁷;

³⁵⁴ CM, párr. 451; RD 661/2007 (C-24) (R-118); RD 1614/2010, (C-21) (R-122), Arts. 4 y 5(3).

³⁵⁵ CPHB, párrs. 79-122.

³⁵⁶ Véase CPHB, párr. 123, que contiene una lista de documentos relevantes seleccionados.

³⁵⁷ CPHB, párr. 12 (que hace referencia a Informe 3/2007 de la CNE (R-144), pág.16; Ministerio de Industria, Energía y Turismo, anuncio del RD 661/2007, “El Gobierno prima la rentabilidad y la estabilidad en el nuevo Real Decreto de energías renovables”, 25 de mayo de 2007 (C-226) págs. 1 y 2; Informe 30/2008 de la CNE, sobre el Real Decreto para instalaciones FV no sujetas al régimen económico definido por el RD 661/2007, 29 de julio de 2008 (C-235), págs. 19 y 20); presentación PowerPoint de la CNE, “El Marco Jurídico y Normativo de las Energías Renovables”, 29 de octubre de 2008 (C-236), págs. 7-9, 11, 25, 27; presentación de Manuela García de noviembre de 2008 (C-73), pág. 21; Presentación de la CNE, “La Regulación de las Energías Renovables”, febrero de 2009 (C-241), págs. 19-25; Presentación del MICYT de noviembre de 2009 (C-247), pág. 4; presentación de la CNE, “Regulación de las Energías Renovables en España”, febrero de 2010 (C-249), pág. 29; Dictamen del Consejo de Estado sobre el proyecto de RD 1614/2010, 26 de noviembre de 2010 (C-256) pág. 24).

- Presentaciones elaboradas por InvestInSpain y destinadas a otros inversores³⁵⁸;
- Certificados emitidos por el RAIPRE a las Instalaciones y la Resolución sobre Arenales de marzo de 2011³⁵⁹;
- Reuniones presenciales entre altos funcionarios del Gobierno de España y RREEF (y otros inversores en renovables) antes de que RREEF realizara sus inversiones. Según los Demandantes, en el momento de las inversiones, funcionarios públicos españoles ofrecieron garantías específicas de que el régimen no sería modificado respecto de las instalaciones CSP y eólicas existentes. En el curso de varias reuniones, los funcionarios también afirmaron que toda modificación o ajuste futuros “no irían en perjuicio de los inversores actuales”, y que la “protección otorgada en virtud del artículo 4 es única en la historia reguladora española” y solo las tecnologías CSP y eólica gozarían de esta ayuda³⁶⁰.

341. En tercer lugar, los Demandantes también aseveran que, sin los compromisos de estabilidad de la FIT y las “promesas y declaraciones explícitas” efectuadas por los funcionarios públicos españoles, no habrían invertido en el sector ER de España³⁶¹.

342. Los Demandantes rechazan el argumento de España según el cual, conforme al Artículo 30.4 de la Ley de Electricidad de 1997, que se refiere al concepto de rentabilidad razonable, RREEF debió haber esperado cambios eventuales en el RD 661/2007, sobre la base de un supuesto concepto de rentabilidad razonable “dinámico” de las inversiones. Esto habría implicado aceptar que España podía introducir modificaciones si determinaba que las ganancias de las instalaciones eran irrazonables a consecuencia de los cambios en el coste

³⁵⁸ CPHB, párr. 12 (que hace referencia a la presentación de Manuela García, “Oportunidades en el Sector de Energías Renovables en España”, 15 de noviembre de 2007 (C-230), págs. 4, 10, 16, 30 y 32; presentación de Manuela García, “Oportunidades en el Sector de Energías Renovables en España”, 16 de noviembre de 2007 (C-231) págs. 4, 10, 16, 30 y 32.

³⁵⁹ CPHB, párrs. 12 y 125-128 (que hace referencia a Certificados emitidos por el RAIPRE para la Planta Andasol-1 y la Planta Andasol-2, 24 de abril de 2009 y 22 de diciembre de 2009 (C-8); Certificados emitidos por el RAIPRE para los Parques Eólicos, 28 de diciembre de 2010 (C-9); Certificado emitido por el RAIPRE para la Planta Arenales, 25 de setiembre de 2013 (C-83), Resolución de marzo de 2011 (C-107).

³⁶⁰ CM, párrs. 451 y 454 (énfasis en el original); CPHB, párrs. 135-139 (véase, *inter alia*, intercambio de correos electrónicos de fecha 20 de mayo de 2011 (C-91); Fondo Paneuropeo de Inversión Paneuropeo, Análisis del Comité de Inversión – Proyecto Foto, 21 de julio de 2011 (C-106)).

³⁶¹ CM, párr. 454.

del dinero en el mercado de capitales³⁶². Además, los Demandantes aclaran que “n[iegan] que a la hora de fijar tarifas el regulador tuviera en mente las instalaciones tipo y la rentabilidad razonable. Eso no -- en cambio, lo que -- en cambio, el problema viene cuando se habla de cambiar la rentabilidad con respecto a la rentabilidad media del mercado que va cambiando”³⁶³.

343. Los Demandantes también sostienen que, aunque el concepto de “rentabilidad razonable” se incorpora en la Ley de Electricidad de 1997, no se trata de un concepto dirigido a los inversores, sino más bien al regulador cuando estableció las tarifas específicas. Esto surge del preámbulo del RD 661/2007, que era el instrumento jurídico que presentaba el marco económico que garantiza una rentabilidad razonable³⁶⁴.
344. Por el contrario, los Demandantes consideran “legítimas” y “razonables” sus expectativas con respecto a la aplicación del régimen económico del RD 661/2007 a la totalidad de la producción y la vida útil de las plantas CSP y los parques eólicos por sendos motivos, incluidos los siguientes: (a) el régimen FIT fue propuesto en virtud de un “Real Decreto”; (b) el régimen económico contemplado en el RD 661/2007 formaba parte de una política nacional e internacional de mayor envergadura con el objetivo de desarrollar la infraestructura de generación de electricidad a partir de energías renovables; (c) las expectativas de que dicho régimen fuera aplicable durante el resto de la vida útil de la inversión se vieron reafirmadas por la propia conducta que adoptó España en los años 2008, 2009, 2010 (con el Acuerdo de julio de 2010 y el RD 1614/2010) y 2011 (compromisos orales y escritos específicos asumidos ante RREEF); (d) RREEF llevó a cabo un riguroso análisis de diligencia debida que confirmó la aplicabilidad del régimen económico contemplado en el RD 661/2007 durante la vida útil operativa de las instalaciones³⁶⁵.
345. Los Demandantes alegan que ellos no solo no habrían invertido en tales circunstancias, sino además que España no ha probado lo siguiente: (a) que la teoría española de rentabilidad razonable “dinámica” se sustenta en alguna prueba, (b) que los ingresos de RREEF fueran

³⁶² CR, párr. 516.

³⁶³ Tr. Día 2 (Stoyanov), 565:20-566:4.

³⁶⁴ CPHB, párrs. 101 y 102; Tr. Día 1 (Stoyanov), 183:9-17.

³⁶⁵ CM, párr. 456; CPHB, párrs. 128-134.

irrazonables, lo que hiciera necesario un cambio en la retribución, o (c) que el coste del dinero en el mercado de capitales hubiera cambiado entre 2007 y 2013³⁶⁶.

346. En cuarto lugar, los Demandantes adoptan la posición de que sus expectativas se vieron frustradas a través de un proceso de más de dos años que comprende varias medidas, incluidas las siguientes:

- La desaparición de la FIT para la producción de electricidad con gas natural en virtud de la Ley 15/2012 frustra las expectativas de que las Empresas del Proyecto tengan derecho a retribución según la FIT para toda la electricidad generada.
- La medida del impuesto del 7 % constituye una reducción enmascarada de la FIT y contradice el nivel de la FIT a la que las Empresas del Proyecto tendrían derecho con arreglo al RD 661/2007.
- La eliminación de la prima con arreglo al RDL 2/2013 frustra las expectativas de los Demandantes de poder elegir entre vender a la Tarifa Fija o al precio de mercado más una Prima.
- La sustitución del mecanismo de actualización vinculado al IPC de la FIT por un índice inferior al IPC mediante el RDL 2/2013 frustra las expectativas de que la FIT sería actualizada durante el periodo de servicio de las plantas a fin de reflejar las variaciones del IPC general³⁶⁷.

347. En consecuencia, según los Demandantes, el Demandado ha despojado al RD 661/2007 de todas sus características principales y del marco jurídico que había garantizado previamente, en virtud de lo cual los Demandantes tienen derecho a ser indemnizados por el incumplimiento del Demandado de su obligación de respetar las expectativas legítimas de los Demandantes y garantizar el estándar de TJE³⁶⁸.

³⁶⁶ CPHB, párrs. 15 y 16.

³⁶⁷ CM, párr. 458.

³⁶⁸ CM, párr. 460.

348. Además, en contraposición a las alegaciones del Demandado, los Demandantes también sostienen que no es necesario demostrar que se ha realizado “un proceso exhaustivo de diligencias debidas” para poder alegar que se ha producido una violación de las expectativas legítimas, y dicho estándar no está respaldado por los laudos dictados en *Charanne c. España* o *Isolux c. España*. También consideran que, incluso si un estándar concreto de proceso de debidas diligencias fuera parte del análisis, RREEF cumpliría un estándar elevado de debidas diligencias, que incluyó reuniones presenciales con funcionarios gubernamentales de alto rango que confirmaron que el proceso de debidas diligencias de RREEF fue adecuado³⁶⁹.

ii. La Posición del Demandado

349. El Demandado invoca las conclusiones de los tribunales en *Plama c. Bulgaria*, *AES c. Hungría*, *Electrabel c. Hungría* y *Charanne c. España* para afirmar que “en ausencia de un *compromiso específico* de estabilidad, un inversor no puede tener la expectativa legítima de que un marco regulatorio como el que se discute en este arbitraje, no sea en ningún momento modificado”³⁷⁰.

350. No obstante, el Demandado coincide con los Demandantes en que para establecer una vulneración del estándar de TJE, los inversores deben demostrar que las expectativas supuestamente frustradas son legítimas, mostrando que son razonables y objetivas en lo que se refiere al marco regulatorio existente³⁷¹. Las Partes también están de acuerdo en que estas expectativas legítimas se deben evaluar en el momento en que se realiza la inversión, y, por ende, limitarse al período comprendido entre los meses de febrero y agosto de 2011³⁷².

351. Según el Demandado, el Tribunal de Arbitraje necesita analizar si los inversores extranjeros tenían conocimiento sobre el marco regulatorio en el momento de la inversión, es decir, el marco regulatorio *per se*, cómo se aplica y, luego, cómo afecta su inversión. Estas expectativas deben ser razonables, justificadas y objetivas siguiendo la diligencia debida

³⁶⁹ CR, párrs. 491 y 492; CPHB, párr. 49.

³⁷⁰ RCM, párr. 771 (énfasis en el original)

³⁷¹ RPHB, párr. 54; RR, párr. 883; CR, párr. 485.

³⁷² RR, párr. 883; CR, párr. 485. En sustento de su postura, el Demandado invoca además *Investmart c. República Checa*, como autoridad para determinar qué circunstancias debe considerar un tribunal al momento de analizar las expectativas legítimas de los Demandantes. Véase RR, párr. 895, que cita *Investmart, B.V. c. República Checa*, CNUDMI, Laudo, 26 de junio de 2009, párrs. 250-258 (RL-74). Véase también Tr. Día 2 (Moraleta), 425:1-8.

adecuada por parte de los inversores. Además, los inversores deben ser conscientes de los riesgos eventuales que asumen con respecto a sus inversiones³⁷³. El Demandado invoca el laudo de *Charanne c. España* para indicar que las expectativas legítimas de un inversor deben valorarse desde un estándar o análisis objetivo y que “no [es] suficiente la mera creencia subjetiva que pudo haber tenido el inversor al momento de realizar la inversión”³⁷⁴.

352. Por lo tanto, para el Demandado, todos los inversores que invierten en España tienen una obligación inexcusable de tener conocimiento sobre el marco general regulatorio que rige las inversiones y que incluye los estándares y la jurisprudencia aplicables a sus inversiones.
353. El Demandado considera que las expectativas de los Demandantes, tal como se expresaran durante el procedimiento, consistían en (a) la inmutabilidad de los derechos económicos y el régimen retributivo establecido por el RD 661/2007 para las instalaciones existentes y (b) un derecho a percibir tarifas reguladas futuras durante toda la vida útil de las Plantas³⁷⁵.
354. Con respecto al sector CSP, el Demandado sugiere que las expectativas se basan en el análisis incorrecto y somero del marco jurídico español y el entendimiento erróneo de las medidas impugnadas. En sustento de esta postura, invoca diversos informes emitidos por los asesores jurídicos y financieros a los Demandantes durante la etapa anterior a la inversión, con inclusión de los informes Pöyry y SJB y el Memorando de Herbert Smith³⁷⁶.
355. Con respecto a la inversión de los Demandantes en el parque eólico, el Demandado afirma que los Demandantes no realizaron la diligencia debida necesaria después de que se introdujeran cambios significativos al marco regulatorio en los años 2009 y 2010. La falta de diligencia debida significa que las expectativas alegadas por los Demandantes no se pueden considerar reales y objetivas ni legítimas³⁷⁷.
356. En consecuencia, en opinión del Demandado, la falta de conocimiento de los Demandantes respecto del marco jurídico que estableció el régimen retributivo y las tarifas reguladas, o la

³⁷³ RCM, párrs. 796 y 797.

³⁷⁴ RCM, párr. 799.

³⁷⁵ RCM, párr. 795.

³⁷⁶ RCM, párrs. 800-812 (Véase Primer Informe SJB (C-80), Memorando de Herbert Smith (C-86)).

³⁷⁷ RCM, párrs. 813-815.

ausencia de un análisis integral de este, justifica la caracterización de las expectativas de los Demandantes como “irracionales” y, por lo tanto, debe desestimarse el reclamo de los Demandantes. El Demandado aclara además que se espera que los inversores en un sector altamente regulado como el energético, tengan un “alto grado” de diligencia debida, con inclusión de un análisis minucioso del marco jurídico aplicable³⁷⁸.

357. Aun si, *arguendo*, los Demandantes llevaron a cabo una diligencia debida apropiada, el Demandado insiste en que las medidas impugnadas no vulneran las expectativas legítimas objetivas de los Demandantes. Invocando casos anteriores, con inclusión de *Plama c. Bulgaria* y *Charanne c. España*, el Demandado afirma que, para tener expectativas legítimas válidas, sería necesario que hubiera asumido compromisos específicos ante los inversores, garantizando una regulación inmutable. Solo estos compromisos podrían dar lugar a expectativas razonables y justificadas³⁷⁹.
358. El Demandado insiste en que el RD 661/2007 no contenía ninguna promesa o compromiso específicos para con los Demandantes y sus inversiones, respecto de la inmutabilidad futura del marco regulatorio. El Demandado asevera además que ni el RD 436/2004, ni el RD-ley 6/2009 ni tampoco el RD 1614/2010 contienen ninguna garantía o promesa de “petrificar” las condiciones retributivas receptadas en el RD 611/2007, o en las normas anteriormente mencionadas³⁸⁰. Según el Demandado, ningún inversor diligentemente informado podría esperar que estos regímenes se petrifiquen en su favor solo porque cumplieron con los requisitos regulatorios para obtener subsidios³⁸¹. Tampoco podrían esperar que estas condiciones se mantuvieran en forma indefinida o se mejoraran de cualquier forma³⁸².
359. Ahondando en el desarrollo de esta afirmación, el Demandado considera que “es imposible que ningún inversor viera en el artículo 44.3 del RD 661/2007 o en los artículos 4 y 5.3 del RD 1614/2010 una cláusula de estabilización, cuando todos fueron meras copias del artículo

³⁷⁸ RR, párrs. 883, 890, 915.

³⁷⁹ RCM, párrs. 816 y 817; RR, párrs. 853-855 y 890.

³⁸⁰ RCM, párr. 819 que cita *Charanne* (RL-69), párr. 511: “El Tribunal concluye por tanto que las Demandantes no podían tener la expectativa razonable de que los RRDD 661/2007 y 1578/2008 no iban a ser modificados durante la vida útil de sus instalaciones”. Véase también RR, párrs. 900-904, que invoca *Isolux* (RL-95) y *Charanne* (RL-69).

³⁸¹ RCM, párr. 821.

³⁸² *Ibíd.*

40.3 del RD 436/2004, derogado años antes por el propio RD 661/2007". El Demandado proporciona además una tabla comparativa de las disposiciones para demostrar su argumento³⁸³.

360. Además, el Demandado sostiene que, en ausencia de compromisos específicos de petrificación, las supuestas expectativas de los Demandantes deben considerarse irracionales e injustificadas. El Tribunal debería considerar además el marco regulatorio que se encontraba realmente vigente, con inclusión de la jurisprudencia del Tribunal Supremo, que afirma además que ningún inversor podría haber tenido una expectativa legítima de congelamiento del marco regulatorio³⁸⁴. El Demandado señala también un sinnúmero de declaraciones de las asociaciones comerciales relevantes, con inclusión de APPA y AAE, para el sector solar y eólico, indicando su entendimiento de que el régimen económico de las instalaciones que operaban en Régimen Especial, incluyendo las primas, podría ser pasible de modificaciones, y que efectivamente había sufrido modificaciones en perjuicio de las instalaciones existentes cuando el RD 436/2004 fue derogado por el RD 661/2007³⁸⁵. El Demandado subraya además que durante el período de transición ofrecido por el RD 661/2007, donde podían optar entre los regímenes 436 y 661, ninguno de los parques eólicos cambió de régimen, demostrando así que el régimen económico del RD 436/2004 era más beneficioso y rentable.
361. El Demandado luego afirma que existen ocho principios esenciales que rigen el marco regulatorio español³⁸⁶:
1. El sistema normativo se encuentra regido por el principio de jerarquía normativa y fruto de procedimientos de elaboración normativa legalmente estipulados, para redactar e implementar regulaciones.
 2. El marco regulatorio no se limita al RD 661/2007 y al RD 1614/2010 como afirman los Demandantes. Se configura a partir de la Ley 54/1997 y de las normas reglamentarias

³⁸³ RR, párr. 913.

³⁸⁴ RCM, párr. 828.

³⁸⁵ Tr. Día 2 (Moraleda), 431:15-441:20.

³⁸⁶ RCM, párr. 829; véase también RR, párr. 899.

que la han desarrollado, con inclusión del RD 2818/1998, el RD 436/2004, el RD 1578/2008, el RD 1565/2010, el RD 1614/2010, interpretadas por la Jurisprudencia.

3. El principio fundamental de que los subsidios al RE son un coste del SEE, subordinados al principio de sostenibilidad económica del mismo.
4. Derecho a la prioridad de acceso y despacho de la producción eléctrica.
5. Que la retribución del RE consiste en un subsidio que, sumado al precio de mercado, proporcione a las Plantas de ER una rentabilidad razonable, en el marco de su vida útil, conforme al mercado de capitales, que tiene un carácter dinámico y equilibrado dentro del SEE. Esta rentabilidad se vinculaba exclusivamente al coste efectuado en la construcción y operación de las plantas.
6. Los subsidios se determinaban en función de la evolución de la demanda y demás datos económicos de base, plasmados en los Planes de Energías Renovables (con inclusión de los costes de inversión y operación de instalaciones tipo), con el objetivo de que dichas instalaciones, durante su vida útil, puedan alcanzar una rentabilidad razonable.
7. Los cambios normativos en el régimen retributivo de las ER desde 2004 han venido motivados (i) para corregir situaciones de sobrerretribución, o (ii) por la fuerte alteración de los datos económicos que sirvieron de base para la estimación de los subsidios.
8. Ni el RD 661/2007, ni el RD 1614/2010, que aparentemente crearon las expectativas legítimas de los Demandantes, contienen una garantía o promesa de petrificar su régimen a favor de los Demandantes.

362. La postura del Demandado es que los principios plasmados *supra* constituyen las expectativas legítimas objetivas de un inversor diligente. Por el contrario, las expectativas de que el Demandado no adoptaría medidas tendientes a resolver cualquier déficit o desequilibrio económico que afectase la sostenibilidad del SEE, y a rectificar una situación de sobrerretribución, son irrazonables³⁸⁷. Además, las expectativas contrarias al entendimiento de las asociaciones de productores de energía renovable en España³⁸⁸, o contrarias a las interpretaciones de derecho consolidadas por parte de los tribunales españoles, tampoco pueden considerarse razonables³⁸⁹.

³⁸⁷ RCM, párr. 830.

³⁸⁸ RR, párrs. 892 y 893.

³⁸⁹ RR, párrs. 894 y 905.

363. Adicionalmente, el Demandado afirma que las expectativas que los Demandantes alegan haber tenido, con base en supuestas manifestaciones de las autoridades del Demandado son irracionales. Las manifestaciones controvertidas son las siguientes: (i) una presentación elaborada por InvestInSpain en noviembre de 2008; (ii) el supuesto acuerdo de julio de 2010 y la nota de prensa relacionada; (iii) diversas manifestaciones verbales y escritas del Demandado; y (iv) las inscripciones ante el RAIPRE³⁹⁰.
364. En primer lugar, la posición del Demandado es que la presentación de InvestInSpain carece de relevancia ya que, tal como lo reconocieran los Demandantes, no la vieron con anterioridad a su inversión³⁹¹.
365. En segundo lugar, el Demandado sostiene que la nota de prensa simplemente da cuenta del procedimiento consultivo anterior al RD 1614/2010 que no contiene compromiso de petrificación alguno del RD 661/2007. Simplemente demostraba que la situación demandaba cambios al régimen establecido por el RD 661/2007, que tanto el Gobierno como los operadores del sistema eran conscientes de ese requisito y que nada pudo haber evitado la adopción de nuevas medidas de ajuste en el año 2013³⁹². Asimismo, ni los asesores de los Demandantes, ni las asociaciones del sector de ER, otorgaron al supuesto acuerdo carácter vinculante³⁹³.
366. En tercer lugar, respecto de una serie de manifestaciones verbales y escritas que supuestamente dieron lugar a expectativas legítimas, el Demandado afirma lo siguiente: (a) en cuanto a los correos electrónicos intercambiados con distintos inversores resumiendo reuniones celebradas con el Ministerio de Industria, manifestaron expresamente que “nada está escrito en mármol” en relación con la posibilidad de realizar cambios regulatorios, y constituyen informes de una reunión por parte de un tercero y no manifestaciones atribuibles al Reino de España³⁹⁴; (b) respecto de las supuestas afirmaciones de la Comisión Nacional

³⁹⁰ RCM, párr. 837; RR, párrs. 898 y 926.

³⁹¹ RCM, párrs. 839-841.

³⁹² RCM, párrs. 842-847.

³⁹³ RR, párrs. 918-925; Tr. Día 2 (Moraleda), 465:17-466:2.

³⁹⁴ RCM, párr. 849; RR, párrs. 936-942, (que hace alusión al intercambio de correos electrónicos de fecha 20 de mayo de 2011 (C-91)).

de Energía (CNE), estas se reflejan en una presentación en formato PowerPoint que difícilmente pueda atribuirse a la CNE y no puede decirse que haya sido revisada por los Demandantes³⁹⁵; (c) en cuanto al Memorando de Tasación de las Plantas Andasol, este resume contactos entre los Demandantes y funcionarios del Gobierno español, cuando la inversión ya se había realizado y, por ende, difícilmente podría constituir la base de las expectativas que condujeron a la inversión³⁹⁶, y (d) la Resolución de marzo de 2011 no puede considerarse un compromiso o incluso un acto administrativo, sino un simple acto que informaba a Arenales Solar de las condiciones retributivas en vigor “en la actualidad”³⁹⁷.

367. En este sentido, el Demandado también afirma que “ni la CNE, ni los abogados del Estado en el Ministerio de Industria, ni el IDAE ni InvestSpain tienen competencia para comprometer el marco regulatorio del Reino de España. Esa competencia corresponde en exclusiva al Parlamento (que dicta las leyes) y al Gobierno de España (que dicta los reglamentos)”³⁹⁸.
368. Por lo tanto, los Demandantes no pudieron haber fundado sus expectativas legítimas en las manifestaciones de ninguna de las autoridades mencionadas anteriormente, ya que (a) ninguna constituía compromisos vinculantes *vis-á-vis* los Demandantes, y (b) ninguna tenía la facultad de vincular al Demandado³⁹⁹.
369. En cuarto lugar, en lo pertinente a las inscripciones ante el RAIPRE, el Demandado niega que esto pueda constituir un compromiso que garantice la inmutabilidad del régimen económico del RD 661/2007⁴⁰⁰. En este sentido, el Demandado manifiesta que el Tribunal Supremo y la CNE, así como las asociaciones de productores, han sostenido que la

³⁹⁵ RCM, párr. 850 (que hace alusión a RREEF Pan-European Infrastructure Fund, L.P., Presentación sobre el “Proyecto Guadisol (Greco I & Greco II) – Oportunidad de Inversión en el sector CSP”, 23 de febrero de 2012 (“Presentación de PEIF sobre el Proyecto Guadisol”)) (C-147).

³⁹⁶ RCM, párr. 851 (que hace alusión a RREEF Infrastructure (Londres), “Memorando de Tasación – Valoración del cuarto trimestre de 2012 de la participación del 45 % en Andasol 1 y 2” (C-148)).

³⁹⁷ RCM, párr. 852; RR, párrs. 932-935 (que hacen alusión a la Resolución de marzo de 2011 (C-107)).

³⁹⁸ RR, párr. 866; Tr. Día 2 (Moraleda), 466:9-22.

³⁹⁹ RR, párrs. 865-871.

⁴⁰⁰ RR, párrs. 926-931, que citan *Charanne* (RL-69), párrs. 509 y 510.

inscripción en el RAIPRE resulta un simple requisito administrativo⁴⁰¹. El Demandado explica también lo siguiente:

“La inscripción en un registro especial se impone a todos los productores de energía eléctrica, tanto renovable como convencional. El RAIPRE es la subsección de este registro en el que se inscriben los más de 60.000 titulares de instalaciones renovables”⁴⁰².

370. El Demandado explica además que:

“La Demandante ha visto como las instalaciones inscritas en el registro creado por el RD 2818/1998 se vieron afectadas por todas las reformas del régimen retributivo operadas desde el RD 436/2006, sin que la inscripción en el registro pudiera impedir la aplicación de las sucesivas revisiones a las instalaciones inscritas. Asimismo, ha visto como las instalaciones fotovoltaicas pre-inscritas al amparo del RD 1578/2008 se han visto afectadas por el RD 1565/2010 y el RD-Ley 14/2010”⁴⁰³.

371. Por último, el Demandado afirma que incluso la documentación elaborada para los Demandantes en vista de su inminente inversión no sustenta las expectativas legítimas presentadas al Tribunal de Arbitraje⁴⁰⁴. Estos incluyen los informes legales elaborados por SJB y Herbert Smith o el informe de la firma de consultoría Pöyry⁴⁰⁵.

372. Con respecto a esta última, el Demandado hace hincapié en que los consultores de los Demandantes incluso les advirtieron de que “podrían implementarse futuros cambios” y que “ante determinadas circunstancias económicas como la no eliminación del déficit de tarifa en el año 2012, el regulador ejercería su poder discrecional para tratar de recuperar el equilibrio del sistema eléctrico español”⁴⁰⁶. De manera similar, los demás informes no confirman la inmutabilidad de las condiciones retributivas establecidas en el marco regulatorio. Los informes legales elaborados para los Demandantes abordan ese tema, e incluso uno de ellos informó a los Demandantes de que el Gobierno tenía la posibilidad de

⁴⁰¹ RR, párr. 929.

⁴⁰² RR, párr. 927.

⁴⁰³ RR, párr. 928.

⁴⁰⁴ RCM, párr. 856.

⁴⁰⁵ RCM, párrs. 856-861.

⁴⁰⁶ RR, párrs. 943-937; RPHB, párr. 37 (que hace alusión al Segundo Informe de Pöyry Energy Consulting (C-87)).

aprobar una regulación de rango igual o superior en el futuro para modificar el RD 1614/2010⁴⁰⁷.

373. El Demandado sostiene que, antes de realizar sus inversiones, los Demandantes tenían conocimiento de que el Gobierno continuaría adoptando medidas destinadas a garantizar la sostenibilidad del SEE o a poner término a cualquier situación detectada de sobrerretribución⁴⁰⁸. El Demandado alega que la mejor prueba de esta afirmación son las cláusulas receptadas en los contratos financieros para las plantas en las que invirtieron los Demandantes. Esas cláusulas abordaron expresamente el posible riesgo de cambios regulatorios⁴⁰⁹.
374. En particular, es objeto de controversia entre las Partes, en particular, la profundidad de la diligencia debida de los Demandantes sobre el Proyecto Dédalo, y, en particular, del segundo informe SJB mencionado *supra*. Los Demandantes alegan que antes de acometer su inversión en el año 2011, RREEF realizó una diligencia debida que cubrió una variedad de ámbitos: técnico, financiero, fiscal, de seguros y jurídico⁴¹⁰. El Demandado alega que se trató de una “diligencia debida confirmatoria” [Traducción del Tribunal], que solo pretendía confirmar determinada información proporcionada al Comité de Inversiones de RREEF ya en el año 2008, cuando RREEF había pensado en invertir en el proyecto por primera vez. En particular, alega que, aunque no incluyó un estudio minucioso de los cambios que había sufrido el marco jurídico aplicable, había advertido a los Demandantes que podían preverse modificaciones adicionales⁴¹¹.
375. El Demandado afirma que “la Demandante no podía tener la expectativa legítima de que si la Planta termosolare [*sic*] Arenales tenía una potencia instalada superior a 50MW, pudiera percibir durante cuarenta años los subsidios establecidos por el artículo 36 del RD 661/2007”⁴¹².

⁴⁰⁷ RCM, párrs. 857-861.

⁴⁰⁸ RCM, párr. 862.

⁴⁰⁹ RCM, párr. 863; RPHB, párr. 38; RR, párr. 944(b) y 945; Tr. Día 2 (Moraleta), 477:9-484:6.

⁴¹⁰ CM, párr. 239.

⁴¹¹ Segundo Informe SJB (C-81), pág. 61.

⁴¹² RR, párr. 1074.

376. Asimismo, el Demandado invoca la Decisión sobre Ayudas Estatales⁴¹³ según la cual “un beneficiario de ayudas estatales no puede, en principio, tener expectativas legítimas respecto de la legalidad de las ayudas que no hayan sido notificadas a la Comisión”⁴¹⁴. [Traducción del Tribunal]
377. Para concluir, el Demandado afirma que los marcos jurídico, regulatorio y de mercado disponibles en el momento en que los Demandantes realizaron sus inversiones demuestran que no pudieron haber tenido expectativas legítimas de inmutabilidad del régimen retributivo y que, aun si las hubiesen tenido, esas expectativas eran infundadas e irracionales⁴¹⁵.

b. *El Análisis del Tribunal*

378. El Tribunal de Arbitraje tiene en cuenta el consenso de las Partes de que les corresponde a los inversores demostrar que sus expectativas supuestamente frustradas son legítimas, mostrando que son razonables y objetivas en las circunstancias.

“En definitiva, las expectativas legítimas son más que las expectativas subjetivas del inversor. Su reconocimiento es el resultado de una operación de ponderación de los distintos intereses en juego, teniendo en cuenta todas las circunstancias, con inclusión de las condiciones políticas y socioeconómicas imperantes en el Estado receptor”⁴¹⁶. [Traducción del Tribunal]

379. El Tribunal ya se ha pronunciado respecto de que los Demandantes no tenían expectativas legítimas de que el régimen previsto en el RD 661/2007 se mantendría inalterado durante todo el plazo de la inversión⁴¹⁷. Por lo tanto, la única cuestión – aunque decisiva – consiste en determinar si las modificaciones introducidas después del año 2012, que son objeto de impugnación, constituyen “una modificación drástica y radical” [Traducción del Tribunal] – tal como plantean los Demandantes – que afecta de manera inesperada las condiciones de las inversiones.

⁴¹³ Observaciones del Demandado sobre Documentos Adicionales, párr. 29.

⁴¹⁴ Decisión sobre Ayudas Estatales (RL-115), párr. 158.

⁴¹⁵ RCM, párrs. 866 y 867.

⁴¹⁶ *Toto Costruzioni Generali S.p.A. c. República Libanesa*, Caso CIADI No. ARB/07/12, Laudo, 7 de junio de 2012, párr. 165.

⁴¹⁷ Véase párr. 315 *supra*.

380. El presente Tribunal comparte la visión expresada en el Laudo de *Charanne* según el cual

“La comprobación de que ha existido vulneración de las expectativas del inversor debe fundarse en un estándar o análisis objetivo, no siendo suficiente la mera creencia subjetiva que pudo haber tenido el inversor al momento de realizar la inversión. Asimismo, la aplicación del principio depende de que la expectativa haya sido razonable en el caso concreto, siendo relevante al respecto las representaciones eventualmente realizadas por el Estado receptor para inducir la inversión”⁴¹⁸.

381. Una de las cuestiones principales que divide a las Partes en lo que respecta al contenido de las expectativas legítimas de los Demandantes cuando realizaron sus inversiones se refiere a la cuestión de la “rentabilidad razonable”. El Demandado parece hacer de esta cuestión el criterio exclusivo de evaluación del respeto a los requisitos de estabilidad y predictibilidad. Según el presente Tribunal, una rentabilidad o beneficio razonable era, sin duda, parte de las garantías otorgadas a los Demandantes – y, de manera más general, a todos los inversores en el sector de ER de España.

382. Así, el Artículo 30(4) de la Ley 54/1997 disponía lo siguiente:

“4. El régimen retributivo de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial se completará con la percepción de una prima, en los términos que reglamentariamente se establezcan [...]

‘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*’”. (Énfasis agregado).

383. Y el propio preámbulo del RD 661/2007 garantizaba a “los titulares de instalaciones en régimen especial una retribución razonable para sus inversiones” mientras que el Plan de Energías Renovables 2011-2020, adoptado algunos meses antes de la fecha en que los

⁴¹⁸ *Charanne* (RL-69), párr. 495. Véase también *Perenco Ecuador Limited c. República del Ecuador*, Caso CIADI No. ARB/08/6, Decisión sobre las Cuestiones Pendientes Relativas a la Jurisdicción y sobre Responsabilidad, 12 de setiembre de 2014, párr. 560; citada con aprobación en *Isolux* (RL-95), párr. 777.

Demandantes realizaron sus inversiones, recuerda que “contempla unos niveles de retribución a la generación eléctrica que persiguen la obtención de unas tasas razonables de rentabilidad de la inversión”⁴¹⁹. Más precisamente, este documento indica lo siguiente:

“Revisiones de los niveles de retribución: Los niveles de retribución pueden ser modificados en función de la evolución tecnológica de los sectores, del comportamiento del mercado, [...], garantizando siempre las tasas de rentabilidad razonables”⁴²⁰.

384. Por consiguiente, el Tribunal concluye que la garantía de “rentabilidad razonable” o “beneficio razonable” constituyó el compromiso específico principal de España *vis-á-vis* los inversores en Régimen Especial.
385. Sin embargo, cabe destacar que, en todos los textos relevantes, esta garantía de una rentabilidad o un beneficio razonable sistemáticamente se encuentra interconectada con otras consideraciones. De ahí que el RD 661/2007 enuncie también el principio complementario según el cual se garantiza a los consumidores eléctricos “una asignación también razonable de los costes imputables al sistema eléctrico”⁴²¹. Por su parte, el Plan de Energías Renovables 2011-2020 prevé que “dichas revisiones atienden a la evolución de los costes específicos asociados a cada tecnología, con el triple objetivo final de que las tecnologías renovables alcancen el mayor nivel de competitividad posible con las del Régimen Ordinario, que favorezcan un equilibrado desarrollo tecnológico y de que el esquema retributivo evolucione hacia el mínimo coste socioeconómico y medioambiental”⁴²². En otras palabras, la rentabilidad razonable asegurada a los inversores – que les garantiza un mínimo ante cualquier pérdida financiera – debe evaluarse teniendo en mente la preocupación del Demandado respecto del coste de la energía eléctrica y la competitividad con otros medios de producción de energía.

⁴¹⁹ PANER 2011-2020 (R-136), pág. 116.

⁴²⁰ *Ibid.*, pág. 119 – énfasis agregado.

⁴²¹ Véase también RD 436/2004 (C-64) (R-116), Preámbulo: “el Real Decreto garantiza a los titulares de instalaciones en régimen especial *una retribución razonable para sus inversiones* y a los consumidores eléctricos *una asignación también razonable de los costes imputables al sistema eléctrico*” (énfasis agregado).

⁴²² PANER 2011-2020 (R-136), pág. 119.

386. Respecto del estándar jurídico aplicable, el Tribunal concluye que la única expectativa legítima de los Demandantes era percibir una rentabilidad razonable por su inversión⁴²³. Sin embargo, este objetivo se lograba a través de un medio particular diseñado para atraer inversiones en un sector que no era atractivo a precios de mercado; de ahí las diversas ventajas otorgadas a los productores en régimen especial (con inclusión de los Demandantes), en particular la FIT que generaba importantes caudales de ingresos y otras ventajas, como el derecho incondicional de prioridad de acceso a la red y la prioridad de despacho.
387. Los Demandantes no pueden privilegiarse de una tasa de rentabilidad fija para su inversión. Sin embargo, el Tribunal de Arbitraje considera que, cualquiera sea el medio elegido por el Demandado, los Demandantes podían esperar legítimamente una rentabilidad para su inversión a una tasa razonable, lo que implica mucho más que una simple ausencia de pérdida financiera, la tasa promedio concreta que tiene en cuenta el coste real del dinero en el mercado de capitales para estas inversiones, así como otros objetivos⁴²⁴.
388. Con respecto al método para evaluar la existencia y el alcance de la posible vulneración de la expectativa legítima de los Demandantes, el Tribunal de Arbitraje coincide con la posición de los Demandantes según la cual el análisis de las expectativas legítimas constituye una “investigación de los hechos concretos” que requiere determinar las siguientes cuestiones: primero, si “el comportamiento y las declaraciones de España dieron lugar a expectativas legítimas y razonables”; segundo, si las expectativas son legítimas y razonables; tercero, el inversor debe demostrar que se basó en el comportamiento y las declaraciones del Estado; y cuarto, sus “expectativas se vieron frustradas por las Medidas en Disputa”⁴²⁵. El Tribunal acepta también el comentario compatible y complementario del Demandado según el cual estas expectativas “deben ser valoradas de manera objetiva y razonable”⁴²⁶.
389. Aunque estas cuestiones son decisivas, el Tribunal puede tratarlas de manera resumida, ya que partes de las respuestas son el resultado directo o indirecto de pronunciamientos ya realizados por el Tribunal en párrafos anteriores de la presente Decisión.

⁴²³ Para una conclusión similar, véase *Isolux* (RL-95), párr. 787.

⁴²⁴ Véase párr. 385 *supra*.

⁴²⁵ CPHB, párr. 44.

⁴²⁶ RPHB, párr. 66.

390. Puede decirse con certeza en el presente caso que la conducta y las manifestaciones del Estado dieron origen a expectativas legítimas⁴²⁷, independientemente de la “cláusula paraguas” en la última oración del Artículo 10(1) del TCE⁴²⁸, en tanto los Demandantes tenían derecho a esperar que el Demandado no modificaría significativamente el marco jurídico aplicable a los inversores según lo previsto en su legislación nacional en el momento que se realizaron las inversiones⁴²⁹.

391. En este sentido, el Tribunal coincide con el tribunal de *Novenergia* cuando afirmó que:

“Por lo general, se ha considerado que las expectativas legítimas de un inversor se basan en el ordenamiento jurídico del Estado receptor imperante en el momento en que el inversor adquiere o realiza la inversión. Los tribunales de arbitraje encargados de la tarea de determinar la oportunidad relevante de las expectativas legítimas de un inversor han hecho hincapié en que el marco jurídico del Estado receptor imperante al momento de realizar la inversión es decisivo para cualquier expectativa legítima”⁴³⁰.
[Traducción del Tribunal]

392. El tribunal de *Novenergia* realizó una comparación cuidadosa de los casos *Charanne*, *Isolux* y *Eiser* y resaltó las diferencias entre los tres casos (todos inversores oponentes en el sector energético de España) según la fecha en la cual se acometió la inversión⁴³¹. Después de hacer una diferenciación con el caso *Charanne* en el que “el tribunal de arbitraje solo se vio confrontado con la legislación promulgada por el Reino de España hasta el año 2010 (esto es, el RD 1565/2010 y el RDL 14/2010)”⁴³² [Traducción del Tribunal], ese tribunal concluyó que correspondía trazar una distinción entre las inversiones realizadas en el año 2007 (que fue el caso en *Eiser* y *Novenergia*) por un lado, y aquellas del año 2012 (*Isolux*) por el otro. En el último caso, el tribunal observó que las inversiones se habían realizado:

“en una etapa en la cual debió haber quedado claro para el inversor que se estaban introduciendo cambios al Régimen Especial. Aun si esos cambios pudieron no haber alcanzado el nivel de vulneración del estándar de TJE,

⁴²⁷ Véanse, por ejemplo, párrs. 381-384 *supra*.

⁴²⁸ Véanse párrs. 264-287 *supra*.

⁴²⁹ Véanse párrs. 379 y 380 *supra*.

⁴³⁰ *Novenergia* (CL-243), párr. 632.

⁴³¹ *Ibíd.*, párrs. 684-687.

⁴³² *Ibíd.* párr. 685.

seguramente debieron haber sido una indicación para el inversor en *Isolux* de que se estaban introduciendo modificaciones significativas al Régimen Especial establecido en el RD 661/2007⁴³³. [Traducción del Tribunal]

Esto es válido también en el presente caso donde las inversiones de los Demandantes se realizaron entre los meses de febrero y agosto de 2011⁴³⁴.

393. Los Demandantes insisten en la importancia del RD 1614/2010 en su decisión de invertir en España sin diferenciar claramente su caso del de *Isolux* y sin explicar qué elementos nuevos habrían cambiado las expectativas legítimas de los inversores entre los meses de julio de 2011 y octubre de 2012⁴³⁵.
394. En ese momento, no se le puede adjudicar al Demandado haber dado una garantía de que “[l]as [i]nstalaciones [de los Demandantes], una vez autorizadas en el RAIPRE, recibirían el régimen RD661/2007 FIT para sus vidas útiles, con cambios futuros aplicables solamente a sus nuevas instalaciones”⁴³⁶. En efecto, el Tribunal observa que el RD 661/2007 solo anticipó cambios en el sector de ER con la limitación prevista en el Artículo 44(3), según el cual:

“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 revisión”.

395. Sin embargo, al igual que todas las demás ventajas reconocidas en el Real Decreto, esto no implicaba una exención permanente de alguna revisión de la tarifa regulada. Simplemente (aunque importante) los cambios que se adoptaran en el futuro no podrían modificar de manera significativa el marco jurídico aplicable a los inversores⁴³⁷ – con inclusión de la promesa de no poner en duda el compromiso respecto de una rentabilidad razonable, un criterio que debe evaluarse en forma global, teniendo en cuenta el objeto y fin del RD 661/2007 tal como se manifiesta en su Preámbulo⁴³⁸. Se aplica el mismo razonamiento

⁴³³ *Ibid.*, párr. 686.

⁴³⁴ Febrero de 2011: Proyecto Dédalo. Julio de 2011: Proyecto Arenales. Agosto de 2011: Proyecto Andasol (*Véase* CM, párrs. 12-14).

⁴³⁵ Observaciones de los Demandantes sobre Documentos Adicionales, párr. 29.

⁴³⁶ CPHB, párr. 78.

⁴³⁷ *Véase* párr. 315 *supra*.

⁴³⁸ *Véanse* párrs. 383 y 343 *supra*.

respecto del RD 436/2004 (Artículo 40) y RD 1614/2010 (Artículos 4 y 5). Asimismo, tal como se recordara *supra*⁴³⁹, no existe obligación internacional alguna para el Estado de renunciar o rechazar el ejercicio de su potestad reguladora.

396. Además de la política general expuesta en el RD 661/2007 y el RD 1614/2010, el Tribunal no se encuentra persuadido de que algún otro documento pueda haber creado expectativas más sólidas o diferentes a favor de los Demandantes:

- La “práctica internacional para FITs”⁴⁴⁰ constituye meramente un elemento contextual que no puede crear expectativas legítimas de que el Demandado no modificará su marco regulatorio;

- Los documentos preparatorios del RD 661/2007 invocados por los Demandantes simplemente confirman el contenido del RD 661/2007 pero no contienen ningún contenido específico. Asimismo, es revelador que los Demandantes invoquen principalmente documentos emitidos en el año 2007, cuatro años antes de su inversión en el año 2011⁴⁴¹, cuando el contexto económico español era bastante diferente.

- En efecto, InvestInSpain, una empresa estatal, llevó a cabo una campaña para apoyar la inversión en el sector de ER en España y los documentos de esta organización elogiaron la estabilidad del sistema de prima⁴⁴² pero estos eran documentos muy informales que difícilmente puedan ser considerados como compromisos del Estado, especialmente *vis-á-vis* a los Demandantes que no parecen haber tenido conocimiento de ellos con anterioridad a sus inversiones;

- La Nota de Prensa del Gobierno español emitida el 2 de julio de 2010 no hace más que reiterar el contenido del RD 1614/2010⁴⁴³;

⁴³⁹ Véanse párrs. 244-246 *supra*.

⁴⁴⁰ CPHB, párr. 79.

⁴⁴¹ Véase párr. 392 *supra*.

⁴⁴² Presentación de Manuela García de noviembre de 2008 (C-73), pág. 21.

⁴⁴³ Acuerdo de julio de 2010 (C-23).

- Los documentos sobre las reuniones de los Demandantes con representantes del Ministerio son principalmente documentos internos de los Demandantes: el intercambio de correos electrónicos entre RREEF, Antin, Lazard y Deutsche Bank Madrid tienen que ver con una reunión con el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, establecida por los Demandantes⁴⁴⁴; la presentación en formato PowerPoint sobre el Proyecto Guadisol la realiza el propio RREEF⁴⁴⁵; todos estos documentos poseen un valor probatorio limitado y no hacen más que confirmar la promesa general de estabilidad comprendida en el RD 661/2007 (véase, por ejemplo, la advertencia en el correo electrónico de fecha 20 de mayo de 2011: “esto hay que tomárselo con precaución, (‘no hay nada escrito’))”;
- Los Demandantes se basan en gran medida en la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas⁴⁴⁶. El Tribunal coincide con el Demandado en que se trata simplemente de un documento informativo que enumera diversos textos vigentes pero que no prevé que se mantendría el régimen.
- Lo mismo puede decirse de los certificados del RAIPRE emitidos para las instalaciones de los Demandantes⁴⁴⁷.

397. Tal como sostuvo el tribunal en *Electrabel c. Hungría*:

“La ecuanimidad y coherencia deben evaluarse en el contexto de la información de la que el inversor tenía conocimiento y de la que razonablemente debería haber tenido conocimiento en el momento de la inversión y de la conducta del Estado receptor”⁴⁴⁸. [Traducción del Tribunal]

398. En este sentido, las Partes han mantenido prolongadas discusiones sobre la “diligencia debida” llevada a cabo (o no) por los Demandantes⁴⁴⁹. En la opinión del Tribunal, esto carece de relevancia, cuando se lo caracteriza como una discusión de diligencia. La diligencia de los Demandantes pudo haber sido debida. Sin embargo, debida o no, se informó a los

⁴⁴⁴ Intercambio de correos electrónicos de fecha 20 de mayo de 2011 (C-91).

⁴⁴⁵ Presentación de PEIF sobre el Proyecto Guadisol (C-147), pág. 25.

⁴⁴⁶ Resolución de marzo de 2011 (C-107).

⁴⁴⁷ Véase párr. 340 *supra*.

⁴⁴⁸ *Electrabel* (CL-24) (RL-10), párr. 7.78 – citado también en *Isolux* (RL-95), en párr. 778.

⁴⁴⁹ Véanse párrs. 348, 355-357 y 374 *supra*.

Demandantes que el régimen jurídico del Demandado se encontraba sujeto a posibles modificaciones a futuro⁴⁵⁰. Esto constituye una prueba del hecho de que cualquier expectativa de los Demandantes de que el régimen jurídico aplicable nunca estaría sujeto a modificaciones de ningún tipo no era legítima.

399. En síntesis: los Demandantes tenían, al momento de realizar sus inversiones, una expectativa legítima de obtener una rentabilidad razonable sobre ellas. Esta expectativa no incluía una garantía de que el régimen jurídico imperante se mantendría inalterado hasta el fin del funcionamiento de las plantas, sino que efectivamente incluía la posibilidad de sufrir modificaciones razonables y equitativas. Si esta expectativa legítima fue vulnerada sólo puede evaluarse mediante una perspectiva global de la situación resultante de las modificaciones introducidas por el Demandado con posterioridad a la fecha de la inversión. Solo en el caso de que la respuesta a esta pregunta sea afirmativa, se les adeudaría una compensación a los Demandantes en virtud de esta pretensión.

3. *Transparencia*

a. *Las Posiciones de las Partes*

i. La Posición de los Demandantes

400. Invocando los casos *Tecmed c. México*, *Electrabel c. Hungría* y *Plama c. Bulgaria*, los Demandantes alegan que la conducta del Estado respecto de los inversores y el entorno jurídico deben estar libres de ambigüedad e incertidumbre, para no ser violatorios del estándar de TJE⁴⁵¹. Además, “al contemplar modificaciones en las políticas que puedan ‘afectar significativamente a las inversiones’, un Estado debería facilitar información sobre esos cambios para permitir a los inversores hacer sus planes”⁴⁵². Sin embargo, esto no es lo

⁴⁵⁰ Véanse, por ejemplo, Memorando de Herbert Smith (C-86), pág. 12; Segundo Informe de Pöyry Energy Consulting (C-87), pág. 135.

⁴⁵¹ CM, párrs. 468-470, que hacen alusión a *Técnicas Medioambientales Tecmed S. A. c. Estados Unidos Mexicanos*, Caso CIADI No. ARB(AF)/00/2, Laudo, 29 de mayo de 2003 (“*Tecmed*”) (CL-55); *Electrabel* (CL-24) (RL-10); *Plama Consortium Limited c. República de Bulgaria*, Caso CIADI No. ARB/03/24, Laudo, 27 de agosto de 2008 (“*Plama*”) (CL-44) (RL-29).

⁴⁵² CPHB, párr. 51 (énfasis en el original).

que ocurrió, en tanto el régimen económico del RD 661/2007 fue desmantelado de manera no transparente por los motivos que se explicarán *infra*.

401. Con respecto a los hechos del caso, en primer lugar, según los Demandantes, el RDL 9/2013 eliminó el régimen de inversión aplicable a las inversiones de los Demandantes, y lo sucedió un Régimen Transitorio de 11 meses en el cual las plantas no podían prever los flujos de caja futuros y calcular la retribución exacta a la que podrían acogerse⁴⁵³.
402. En segundo lugar, ni la Orden de junio de 2014 ni el RD 413/2014 aportaban los criterios subyacentes o detallaba un análisis transparente de cálculos al Pago Especial y no proporcionaban ningún tipo de guía respecto a muchos de los aspectos clave del Nuevo Régimen establecido 11 meses antes, cuando se introdujera el RDL 9/2013⁴⁵⁴.
403. En tercer lugar, el hecho de que los Pagos Especiales se calculen sobre la base de una Instalación Tipo (es decir, no sobre una planta real, sino sobre lo que el Demandado considera como tipo), genera aún más incertidumbres ya que el Demandado puede modificar parte de los parámetros de las Instalaciones Tipo cada tres o seis años. Y, en consecuencia, no hay claridad respecto de cuál será el régimen de aplicación en el futuro⁴⁵⁵.
404. En cuarto lugar, la falta de visibilidad y de previsibilidad se ve agravada por el hecho de que, bajo el Nuevo Régimen, el Demandado se reserva el derecho a revisar el Pago Especial con el fin de garantizar que se continúa aplicando a las inversiones una “rentabilidad razonable”. Los Demandantes afirman que el Demandado no ha establecido una metodología para el ajuste del Pago Especial a lo largo de los siguientes Períodos Regulatorios⁴⁵⁶.
405. Por último, la conducta del Demandado no fue transparente en tanto no queda claro el marco temporal durante el cual se seguirá aplicando la retribución por MW de capacidad instalada en virtud del Pago Especial (es decir, si continuará aun cuando el Demandado considere que la Instalación Tipo ya habría obtenido una “rentabilidad razonable”). Además, el Demandado

⁴⁵³ CM, párr. 471(a).

⁴⁵⁴ *Ibíd.*, párr. 471(b).

⁴⁵⁵ *Ibíd.*, párr. 471(c); Informe Regulatorio, párrs. 147-150.

⁴⁵⁶ *Ibíd.*, párr. 471(d).

no ha establecido ninguna metodología transparente para determinar si una planta ha obtenido beneficios razonables⁴⁵⁷.

406. Los Demandantes también se oponen a las afirmaciones del Demandado de que la Decisión sobre Ayudas Estatales apreciaría la transparencia del régimen:

“La Decisión simplemente recuerda que España ha acordado publicar ‘*determinada información en un sitio web de ayudas estatales integrales*’⁴⁵⁸. No hay ninguna determinación respecto de la transparencia de las Medidas Impugnadas, menos aún respecto del proceso que condujo a su adopción”⁴⁵⁹. [Traducción del Tribunal]

ii. La Posición del Demandado

407. El Demandado rechaza la alegación de los Demandantes que no fomentó ni creó condiciones transparentes en violación del Artículo 10 del TCE, por los motivos que se plantearán *infra*⁴⁶⁰.
408. El Demandado considera que los Demandantes “nuevamente incurre[n] en el error de considerar que el TCE garantiza la total *previsibilidad* del marco regulatorio de un Estado mientras esté vigente toda la inversión, aunque no haya un compromiso de mantenerlo”⁴⁶¹. El Demandado subraya que el Comité de Anulación del caso *MTD c. Chile*⁴⁶² cuestionó la interpretación de las expectativas de los inversores extranjeros por parte del tribunal de *Tecmed c. México*. Invoca además la decisión del tribunal del caso *AES Summit* para arribar a la conclusión de que un Estado no vulnera las condiciones transparentes si actúa “dentro del rango aceptable de comportamiento legislativo y regulatorio”⁴⁶³.
409. Respecto de los hechos del caso, los argumentos del Demandado tienen tres aristas.

⁴⁵⁷ *Ibid.*, párr. 471(e).

⁴⁵⁸ Respuesta de los Demandantes a los Comentarios de España sobre la Decisión sobre Ayudas Estatales, párr. 35, que cita la Decisión sobre Ayudas Estatales, párrs. 136 y 137.

⁴⁵⁹ Respuesta de los Demandantes a los Comentarios de España sobre la Decisión sobre Ayudas Estatales, párr. 35 (énfasis en el original).

⁴⁶⁰ Véase también RPHB, párrs. 124-135.

⁴⁶¹ RCM, párr. 901 (énfasis en el original).

⁴⁶² *MTD Equity Sdn Bhd. & MTD Chile S.A. c. República de Chile*, Caso CIADI No. ARB/01/7, Decisión sobre Anulación, 21 de marzo de 2007 (RL-83), párrs. 66 y 67.

⁴⁶³ RCM, párr. 903.

410. En primer lugar, el Demandado siguió todos los procedimientos legalmente establecidos, sin incurrir en demoras injustificadas e involucrando a todos los actores legítimos en el proceso. Las alegaciones presentadas por los actores en el sector de ER sobre los borradores del RD 413/2014 y de la Orden Ministerial 1045/2014, contradicen la infundada “oscuridad” en la que los Demandantes afirman que estuvieron las Instalaciones durante 11 meses⁴⁶⁴.
411. En segundo lugar, el Demandado anunció la necesidad de introducir reformas desde el año 2009 por causa de la crisis internacional y de la necesaria sostenibilidad del sistema. Según el Demandado, ya el RDL 6/2009, la Memoria del RD 1614/2010 y el RDL 14/2010, en sus respectivos Preámbulos aludían al descenso de la demanda eléctrica y a la necesidad imperiosa de reequilibrar el SEE⁴⁶⁵. El Demandado señala además una declaración realizada ante el Congreso por el Ministro de Industria en el mes de enero de 2011, con anterioridad a las inversiones de los Demandantes, y posteriormente, a la Ley 2/2011 de marzo de 2011, así como a declaraciones del recientemente electo Presidente a fines del año 2011, todas anunciando la necesidad de reforma del SEE⁴⁶⁶.
412. En tercer lugar, previo a la adopción de las medidas objeto de controversia, en el mes de febrero de 2012, y posteriormente en el año 2014, y de conformidad con la legislación procesal española, las partes y actores interesados del SEE fueron invitados a participar en el proceso. En particular, se los invitó a presentar observaciones sobre posibles modificaciones mediante una serie de procedimientos de audiencias, procesos de consultas abiertos, así como invitaciones a realizar comentarios sobre los borradores, que comenzaron cuatro meses después de la publicación del RDL 9/2013. Ni los Demandantes ni las instalaciones en la que invirtieron presentaron reclamos. Asociaciones de la industria, tales como APPA y AEE presentaron diversos comentarios y reclamos sobre los borradores del RD 413/2014 y la Orden de junio de 2014, antes de que se promulgara, y los comentarios fueron abordados y considerados por el regulador⁴⁶⁷.

⁴⁶⁴ RCM, párr. 904(3).

⁴⁶⁵ *Ibid.*, párr. 904(2).

⁴⁶⁶ RR, párr. 775; RPHB, párrs. 127-132.

⁴⁶⁷ RPHB, párr. 132; RR, párrs. 778-786, 792-795; 969-973.

413. El Demandado afirma que los argumentos mencionados *supra* demuestran que España “cumplió su obligación de advertir al inversor extranjero de los motivos que justificarían los cambios regulatorios. Asimismo, cumplió su obligación de anunciar los límites a dichos cambios regulatorios”⁴⁶⁸. El Demandado sostiene además que “[l]a posibilidad de que el Demandado pudiera modificar el marco regulatorio para adaptarlo a las circunstancias cambiantes en España era, además, conocida por todos los operadores del sistema”⁴⁶⁹. Además, las medidas eran predecibles por cualquier inversor diligente como ha puesto de manifiesto el Tribunal Supremo español⁴⁷⁰.
414. Por ende, según el Demandado, ha adoptado un sistema regulatorio predecible y dinámico. En particular, el Demandado explica que la Ley 24/2013 y el RD 413/2014 contienen normas que garantizan a todos los inversores que, en todo momento, perciban una rentabilidad razonable sobre sus instalaciones y que el equilibrio económico de los proyectos de ER se respete en el tiempo. En contraposición a lo que afirman los Demandantes, el Demandado resalta que los períodos regulatorios en el Nuevo Régimen no son discrecionales. Por el contrario, se trata de períodos predecibles regulados por Ley, en lugar de por decreto. En consecuencia, el establecimiento de períodos regulatorios ofrece seguridad a los inversores y garantiza que se mantendría una rentabilidad razonable junto con la recuperación del valor de la inversión. Por lo tanto, esto constituye un elemento agregado de seguridad para los inversores, que confirma que el Demandado respetó su obligación de promover condiciones transparentes⁴⁷¹. El Demandado invoca también la Decisión sobre Ayudas Estatales que aprecia la transparencia del régimen⁴⁷².

b. *El Análisis del Tribunal*

415. Tal como se explicara *supra*, el Tribunal de Arbitraje no considera que la falta de transparencia constituiría una violación autónoma del estándar de TJE receptado en el Artículo 10(1) del TCE⁴⁷³. Sin embargo, aun si este fuera el caso, la consecuencia práctica

⁴⁶⁸ RPHB, párr. 131; Tr. Día 2 (Moraleda), 499:4-500:10.

⁴⁶⁹ RPHB, párrs. 28-34.

⁴⁷⁰ RPHB, párr. 72.

⁴⁷¹ RCM, párrs. 904 y 905.

⁴⁷² Comentarios del Demandado sobre la Decisión sobre Ayudas Estatales, párr. 31.

⁴⁷³ Véase párr. 260 *supra*.

en el derecho sería la misma, en tanto una falta de transparencia constituiría una violación del Artículo 10(1). Y, en cualquier caso, al igual que el tribunal de *Novenergia*, el presente Tribunal considera que:

“Con respecto al elemento de transparencia, y en consonancia con el tribunal en *Plama*⁴⁷⁴, el Tribunal considera que esta condición constituye un elemento importante para ‘la protección tanto de las expectativas legítimas del Inversor como de la estabilidad del marco jurídico’”⁴⁷⁵. [Traducción del Tribunal]

416. Habiendo señalado estas cuestiones, el Tribunal no se siente persuadido por el argumento de los Demandantes de que ha habido una violación del principio de transparencia: la posibilidad de ajuste de las condiciones aplicables se encuentra presente en los instrumentos relevantes y los cambios han sido publicados y explicados por el Demandado con suficiente cuidado.

4. El Supuesto Carácter Discriminatorio de las Medidas Impugnadas

a. Las Posiciones de las Partes

i. La Posición de los Demandantes

417. Según los Demandantes, el Artículo 10(1) prohíbe medidas de deterioro que sean exorbitantes o discriminatorias y bastaría demostrar que las medidas desfavorables de España son exorbitantes o discriminatorias para establecer una violación del Artículo 10(1) del TCE⁴⁷⁶.
418. Invocando el caso *Saluka*, los Demandantes sostienen además que para cumplir con el estándar de razonabilidad, el Demandado debe demostrar que sus medidas fueron (1) tomadas para el cumplimiento de un objetivo político racional; y (2) que fueron pensadas con detenimiento para conseguir ese objetivo⁴⁷⁷.

⁴⁷⁴ *Plama* (CL-44) (RL-29), párr. 178.

⁴⁷⁵ *Novenergia* (CL-243), párr. 659 (énfasis en el original).

⁴⁷⁶ CM, párr. 488.

⁴⁷⁷ CM, párrs. 489-491. *Saluka Investments B. V. c. La República Checa*, CNUDMI, Laudo Parcial, 17 de marzo de 2006 (“*Saluka*”) (CL-49) (RL-48).

419. Los Demandantes sugieren que las mismas razones que demuestran la violación por parte del Demandado del estándar de TJE (véanse párrs. 333-335 *supra*), bastan para que el Tribunal concluya que el Demandado vulneró la Cláusula de No Impedimento. Los Demandantes afirman también que una violación de la Cláusula de No Impedimento redunda en una violación simultánea del estándar de TJE “ya que ninguna acción del Estado anfitrión puede ser justa o equitativa si es exorbitante o discriminatoria”⁴⁷⁸.
420. Los Demandantes observan que al establecer un tributo de 7% a los productores de ER, pero no a las instalaciones en Régimen Ordinario, el Demandado ha aplicado medidas discriminatorias y, por lo tanto, ha violado la Cláusula de No Impedimento⁴⁷⁹.
421. Los Demandantes rechazan la interpretación de una serie de pruebas establecidas en el caso *EDF c. Rumania* expuestas por el Demandado en su presentación por los mismos motivos esgrimidos respecto del estándar de razonabilidad y proporcionalidad, tal como se explicará con mayor grado de detalle *infra*⁴⁸⁰.

ii. La Posición del Demandado

422. El Demandado invoca diversos precedentes arbitrales para abordar tanto el aspecto no discriminatorio como razonable de las medidas con el objeto de igualar la prueba de cumplimiento con la Cláusula de No Impedimento⁴⁸¹.
423. Citando tres casos, a saber, *EDF c. Rumania*, *AES Summit Test c. Hungría* y *Total c. Argentina*, el Demandado afirma que ha superado las pruebas formuladas en virtud de cada caso para evaluar si las medidas adoptadas por un Estado son discriminatorias e irracionales en contraposición al objeto y fin del TCE⁴⁸².

⁴⁷⁸ CM, párr. 488.

⁴⁷⁹ CR, párr. 556; CR, párr. 351.

⁴⁸⁰ CR, párr. 556.

⁴⁸¹ RCM, párrs. 937 y 938.

⁴⁸² RCM, párrs. 936-970; RR, párrs. 979-1004.

424. En particular, considera que las medidas de control macroeconómico eran “derivadas de una política racional” y, por ende, cumplían con los estándares formulados por el tribunal de *AES c. Hungría* y confirmados por el tribunal de *Electrabel c. Hungría*⁴⁸³.
425. Además, el Demandado afirma que la discriminación alegada por los Demandantes (entre productores de energías renovables y convencionales) no se refiere “al tipo de discriminación (del inversor extranjero respecto del inversor nacional) que el TCE trata de evitar”⁴⁸⁴.
426. España rechaza también el argumento de los Demandantes de que el IVPEE es discriminatorio porque los productores de energías renovables no pueden “repercutir” el impuesto a los consumidores. El Demandado hace hincapié en que el IVPEE no discrimina entre productores convencionales y de ER, ya que la Ley 15/2012 concede el mismo trato a aquellos sujetos a ella, independientemente de si se trata de ER o no. El Demandado sostiene que el impacto económico del IVPEE para los productores renovables se neutraliza como consecuencia del régimen retributivo regulado aplicable a las mismas⁴⁸⁵.
427. Para el Demandado, en tanto el objetivo de las medidas impugnadas radica en resolver la situación insostenible de desequilibrio y evitar imponer una carga excesiva sobre los consumidores por medio de sobrerretribuciones, están justificadas como política racional adoptada con el objeto de abordar una cuestión de interés público. Asimismo, ya que la reforma impugnada es de alcance general y aplicable a todos los operadores y sectores involucrados en el mercado energético, no discrimina en contra de un inversor particular, ya sea nacional o extranjero⁴⁸⁶. Por lo tanto, el Demandado concluye que estas medidas no fueron discriminatorias⁴⁸⁷.

b. *El Análisis del Tribunal*

⁴⁸³ RR, párr. 985.

⁴⁸⁴ RR, párr. 1008.

⁴⁸⁵ RR, párrs. 1007-1013.

⁴⁸⁶ RCM, párr. 940.

⁴⁸⁷ RCM, párrs. 940 y 941.

428. El Tribunal considera que el estándar de TJE abarca el principio de no discriminación y lo analizará como tal a los fines del presente caso. Sin embargo, si el TCE no contuviera una disposición expresa en materia de TJE o que protegiera a los inversores contra la no discriminación, este principio sería aún aplicable sobre la base del derecho internacional consuetudinario.
429. Por lo tanto, no cabe duda de que, ya sea como parte del TJE o debido a la mención expresa en el Artículo 10(1) del TCE⁴⁸⁸, los Demandantes tienen derecho a mantenerse inmunes de medidas discriminatorias. Este principio queda aclarado en el párrafo 3 del Artículo 10 del TCE que cubre la discriminación tanto contra los inversores nacionales como contra aquellos de otros Estados, sean parte o no del TCE:

“A efectos del presente artículo, se entenderá por ‘trato’ el trato concedido por una Parte Contratante que no es menos favorable que el concedido a sus propios inversores o a los inversores de otra Parte Contratante o tercer Estado, siendo de aplicación la situación más favorable”.

430. Tal como se observara en *Parkerings c. Lituania*:

“La discriminación ha de determinarse examinando las circunstancias de los casos individuales. La discriminación involucra cuestiones de derecho, como por ejemplo, la legislación que concede diferentes tratos en función de la ciudadanía, o cuestiones de hecho, donde un Estado trata de otra manera a inversores que se encuentran en circunstancias similares. En la opinión del presente Tribunal, si la discriminación es objetable no depende de requisitos subjetivos, tales como la mala fe o la intención maliciosa del Estado: al menos, el Artículo IV del Tratado no incluye estos requisitos. Sin embargo, para vulnerar el derecho internacional, la discriminación debe ser irrazonable o carente de proporcionalidad, por ejemplo, debe ser inapropiado o exorbitante lograr un objetivo por lo demás legítimo del Estado. Una justificación objetiva podría justificar tratos diferenciados de casos similares. Sería necesario, en cada caso, evaluar las circunstancias exactas y el contexto”⁴⁸⁹. [Traducción del Tribunal]

⁴⁸⁸ El presente Tribunal considera que es en efecto parte del estándar de TJE concebido por el TCE (véase párr. 260 *supra*) pero esto no tiene consecuencias concretas en el presente caso.

⁴⁸⁹ *Parkerings-Compagniet* (RL-97), párr. 368. Véase, por ejemplo, *Caso Relativo a Ciertos Aspectos del Régimen Lingüístico de la Enseñanza en Bélgica* (Fondo), Tribunal Europeo de Derechos Humanos, Sentencia, 23 de julio de 1968, Sección B, párr. 10.

431. El principio de no discriminación exige a un Estado que trate de igual manera lo que es igual, aunque no exige a un Estado que trate de igual manera lo que es diferente. “Tratar de manera diferente a sujetos de distintas clases no implica un trato desigual. El principio de igualdad se aplica entre iguales únicamente, no entre desiguales”⁴⁹⁰. Esta es la razón por la cual es legalmente aceptable disponer la discriminación positiva o discriminación inversa, que se aparta del principio de igualdad formal en aras de resarcir la situación de personas o grupos cuando merecen protección especial mediante un trato preferencial razonable.
432. El Tribunal de Arbitraje observa que los Demandantes consideran que la Ley 15/2012 es discriminatoria en tanto el tributo de 7% (IVPEE) está destinado a los productores en Nuevo Régimen, los que, en contraposición a las instalaciones en Régimen Ordinario, no pueden repercutir el tributo al consumidor final⁴⁹¹. El Demandado responde que “[e]l impacto del IVPEE en los productores de energías renovables [...] ha sido neutralizado dado que el IVPEE es uno de los costes que se retribuyen a dichos productores mediante la retribución específica que éstos perciben” según la Orden IET/1045/2014 para “recuperar ciertos costes que, a diferencia de las tecnologías convencionales, no pueden recuperar en el mercado. Entre dichos costes se encuentra precisamente el IVPEE”⁴⁹². Sin embargo, los Demandantes, alegan que “aún han sufrido daños como resultado de esta medida”⁴⁹³.
433. En el presente caso, la imposición del mismo impuesto de 7% a todas las instalaciones eléctricas, independientemente de su posibilidad de repercutir el tributo a los consumidores implica *prima facie* un trato desfavorable para las instalaciones de ER. En aras de evitar ese resultado, la Ley 15/2012 podría haber eximido a las empresas a cargo de ER del impuesto de 7%, o haberlas autorizado a transferir la carga del tributo a los consumidores. Sin embargo, la Ley 15/2012 no ha considerado ninguna de esas opciones. En cambio, el Demandado ha decidido incluir el monto del tributo en el cálculo de la retribución de los productores de ER para asegurarles un beneficio razonable. Esto les permite recuperar las sumas sufragadas, en

⁴⁹⁰ *Metalpar S.A. y Buen Aire S.A. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/03/5, Laudo, 6 de junio de 2008, párr. 162; véase también *CMS (CL-16)*, párr. 293; o *África Sudoccidental (Etiopía c. Sudáfrica)*, Segunda Fase, *Informes de la C.I.J. de 1966*, Opinión Disidente del Juez Tanaka, 18 de julio de 1966, pág. 305.

⁴⁹¹ Véase párr. 420 *supra*.

⁴⁹² RCM, párr. 556; véase párr. 184 *supra*.

⁴⁹³ CR, párr. 351.

tanto, a diferencia de los productores tradicionales, no pueden trasladarlos a los consumidores. Esto constituye una discriminación positiva a favor de las instalaciones de ER destinada a revertir el trato desfavorable que surge del impuesto establecido en la Ley 15/2012. En otras palabras, el Demandado ha adoptado medidas correctivas específicas para evitar el efecto discriminatorio de la Ley 15/2012 mediante una discriminación legítima inversa a favor de los inversores afectados negativamente por esa Ley. Por lo tanto, el reclamo de discriminación de los Demandantes debe desestimarse.

434. Asimismo, tal como se estableciera *supra*⁴⁹⁴, el Tribunal no goza de jurisdicción para decidir sobre el impuesto. Dado que, concretamente, el debate entre las Partes en materia de discriminación versa íntegramente sobre el impuesto, en ese sentido, no puede decidir sobre este aspecto de los reclamos respectivos de las Partes.
435. Dicho esto, el Tribunal acepta la pretensión de los Demandantes según el cual el tributo de 7% se incluye dentro del daño general causado y debería tomarse en consideración en la evaluación de la vulneración del estándar de TJE por parte del Demandado.
436. En consonancia con esta última conclusión, es interesante observar que ambas Partes mezclan la discusión del principio de no discriminación con aquel de razonabilidad, confirmando así que esta cuestión tampoco puede tratarse en forma aislada⁴⁹⁵.

5. *Proporcionalidad y Razonabilidad*

a. *Las Posiciones de las Partes*

i. La Posición de los Demandantes

437. En la opinión de los Demandantes, el Demandado no cumplió con la prueba de proporcionalidad, que consiste en evaluar si la medida de un Estado es proporcionada comparando la relación entre la carga impuesta al inversor extranjero y el objeto que persigue la medida del Estado, con debida consideración de las demás alternativas disponibles⁴⁹⁶.

⁴⁹⁴ Véanse párrs. 185-190 *supra*.

⁴⁹⁵ Véase párr. 260 *supra*.

⁴⁹⁶ CM, párrs. 483 y 484; CR, párr. 526; CPHB, párr. 52.

438. Invocando los casos *Saluka c. República Checa* y *Micula c. Rumania*, los Demandantes especifican que, para ser razonable, la conducta de un Estado requiere de la demostración de que la conducta “esté relacionada con una política racional” y que “también es necesario que [...] la actuación del Estado haya sido adaptada de forma adecuada a los objetivos de dicha política racional, con la debida atención a las consecuencias que de ella se derivarían para los inversores”. Para los Demandantes, las medidas del Demandado no cumplen esta prueba⁴⁹⁷.
439. En tanto la tarifa regulada no era el origen del Déficit Tarifario, y esta tarifa regulada para la energía eólica y CSP solo cumplía un papel limitado en la acumulación del Déficit Tarifario, reducir la tarifa regulada aplicable a la CSP y la energía eólica mientras se afectaba profundamente a los inversores extranjeros, no constituyó una medida adecuada y proporcional para alcanzar el objetivo perseguido⁴⁹⁸.
440. Los Demandantes sostienen que se podrían haber adoptado otras medidas menos nocivas, con inclusión de las siguientes: (a) aumento de los precios de la electricidad (b) introducción de un impuesto al combustible; (c) adopción de un impuesto sobre las emisiones de CO₂; (d) perfil de las tarifas reguladas⁴⁹⁹.
441. Los Demandantes afirman además que “una medida de Estado solo se puede considerar proporcionada si es necesaria para alcanzar los objetivos establecidos”. En tanto se encontraban disponibles soluciones alternativas menos nocivas para los inversores, el Demandado decidió de manera irrazonable promulgar medidas que alteraron drásticamente el marco regulatorio que había prometido a los inversores CSP. Por lo tanto, las medidas no pueden considerarse como una respuesta proporcional al Déficit Tarifario⁵⁰⁰.
442. La posición de los Demandantes es también que, dado que las acciones del Demandado han causado daños a sus inversiones en un monto sustancial, este resultado equivale a una

⁴⁹⁷ CM, párrs. 472 y 473.

⁴⁹⁸ CM, párrs. 483 y 484. Los Demandantes alegan en particular que fue la caída en la demanda, provocada por la crisis financiera, la que agravó el déficit tarifario en el período 2010/2011. No fueron las primas para las energías renovables. Tr. Día 1 (Stoyanov), 208:8-15.

⁴⁹⁹ CPHB, párrs. 156 y 157.

⁵⁰⁰ CM, párrs. 484 y 485.

vulneración de sus obligaciones en virtud del TCE de abstenerse a interferir en las inversiones de RREEF mediante medidas exorbitantes⁵⁰¹.

443. Según los Demandantes, las defensas del Demandado para justificar el cambio de régimen, esto es, el exceso de capacidad de infraestructura de las ER y el Déficit Tarifario, son el resultado de las propias decisiones regulatorias y juicios erróneos de España. Los Demandantes afirman que no se puede transmitir el peso de resolver esos problemas a los inversores extranjeros⁵⁰².
444. Los Demandantes arguyen que el “exceso de capacidad” del sector de ER se debe a la imposibilidad de España de establecer un control central único sobre el acceso a los beneficios económicos contemplados en el RD 661/2007 desde el Ministerio. El control exhaustivo de los niveles de inversión y capacidad se podría haber llevado a cabo de forma más efectiva y eficiente. El RD 661/2007 permitió el acceso a su régimen económico mediante el registro ante el RAIPRE y también permitió a las Comunidades Autónomas que autorizaran la construcción e inscripción de las instalaciones presentadas ante ellas en el momento de crisis económica. Según los Demandantes, dado que los proyectos de ER eran fuentes de ingresos y creación de puestos de trabajo, se aceptaban todos siempre que las solicitudes fueran elegibles⁵⁰³.
445. Adicionalmente, los Demandantes niegan que las medidas fueran una excusa válida para solucionar el Déficit Tarifario del Demandado con base en tres fundamentos⁵⁰⁴.
446. En primer lugar, los Demandantes afirman que no puede decirse que hacer modificaciones repentinas y drásticas al régimen regulador de las energías renovables para afrontar el déficit tarifario sea un objetivo enmarcado en una política racional⁵⁰⁵. Según los Demandantes, el Déficit Tarifario existía mucho antes de que el sector de ER se desarrollara en España y se desarrolló debido al fracaso sistemático del Demandado a la hora de aumentar las tarifas

⁵⁰¹ CM, párr. 491.

⁵⁰² CM, párr. 473.

⁵⁰³ CM, párr. 474.

⁵⁰⁴ CM, párr. 476.

⁵⁰⁵ Este argumento se desarrolla en mayor detalle en CPHB, párrs. 150 y 151.

reguladas hasta el nivel necesario para cubrir los costes del Sistema Eléctrico⁵⁰⁶. Sin embargo, la CSP y la energía eólica proporcionan una limitada contribución a la solución del Déficit Tarifario, mientras que el régimen causa un daño sustancial a las inversiones de los Demandantes⁵⁰⁷.

447. En segundo lugar, invocando *BG c. Argentina*, los Demandantes afirman que el Demandado los ha despojado irrazonablemente de los elementos clave del régimen regulador en los que habían basado sus inversiones, después de generar y fomentar expectativas legítimas, y esa eliminación unilateral es “por definición irrazonable”⁵⁰⁸.
448. En tercer lugar, los Demandantes insisten en que el Déficit Tarifario no fue creado por el régimen económico del RD 661/2007 sino por la incapacidad del Demandado de respetar el principio de suficiencia recaudatoria y de cumplir sus propias leyes. De ahí que se critique al Demandado por no haber establecido tarifas reguladas eficientes, esto es, a tarifas minoristas a niveles suficientes como para cubrir los costes de todas las actividades reguladas, lo que incluye los costes del Régimen Especial. Por lo tanto, la eliminación del RD 661/2007 constituye una respuesta irrazonable para abordar el Déficit Tarifario⁵⁰⁹.
449. Por último, los Demandantes consideran que la Decisión sobre Ayudas Estatales es irrelevante ya que la decisión solo verifica que el Nuevo Régimen no resulte en una “sobrecompensación”⁵¹⁰:

“En consecuencia, es perfectamente posible que un esquema de incentivos considerado compatible por la Comisión no compense suficientemente a los inversores. En cualquier caso, no ha existido ninguna determinación de que los Demandantes fueran sobrecompensados en virtud del Régimen Original y no se ha proporcionado prueba alguna de esto”⁵¹¹. [Traducción del Tribunal]

⁵⁰⁶ CM, párr. 477.

⁵⁰⁷ CM, párr. 477 (que cita *Amoco International Finance Corporation c. El Gobierno de la República Islámica de Irán et al.*, 15 Tribunal de Reclamaciones de Irán-Estados Unidos 189, Laudo, 14 de julio de 1987 (CL-4), párr. 145; CPHB, párr. 155.

⁵⁰⁸ CM, párr. 478.

⁵⁰⁹ CM, párrs. 479 y 480; CPHB, párr. 155.

⁵¹⁰ Decisión sobre Ayudas Estatales (RL-115), párr. 120.

⁵¹¹ Respuesta de los Demandantes a los Comentarios de España sobre la Decisión sobre Ayudas Estatales, párr. 28.

ii. La Posición del Demandado

450. El Demandado expone conjuntamente los aspectos discriminatorios, razonables y proporcionados de las medidas impugnadas⁵¹², y considera que la carga de probar la desproporcionalidad recae en los Demandantes⁵¹³.
451. El Demandado también rechaza las alegaciones de los Demandantes según las cuales, para demostrar la proporcionalidad y razonabilidad de la medida, el Demandado debe probar que las medidas eran necesarias a la luz de las alternativas disponibles, por considerar que no tienen el sustento ni del derecho internacional ni de decisiones arbitrales anteriores⁵¹⁴. Considera que, en lugar de pedirle al Demandado que acredite que las medidas adoptadas son las únicas posibles, les corresponde a los Demandantes probar la irracionalidad y desproporcionalidad de las medidas adoptadas⁵¹⁵.
452. Con respecto a la afirmación de los Demandantes de que las medidas son desproporcionadas, el Demandado resalta que los Demandantes han omitido que las medidas se aplicaron a todo el Sistema, para reequilibrar el SEE, y no solo al Sector Eólico y al Sector CSP⁵¹⁶. El Demandado subraya que es en su conjunto como ha de apreciarse la proporcionalidad de las medidas, y no solo en los sectores específicos.
453. El Demandado adoptó medidas de control macroeconómico razonables y proporcionadas por razones justificadas, las cuales incluyen las siguientes: (a) “[I]a obligación legal de ajustar el régimen económico al principio de rentabilidad razonable a los inversores, evitando una sobre-retribución que [...] (ii) sería contraria al Derecho de la UE”; (b) “[I]a existencia de un interés público por la sostenibilidad del SEE, en un contexto de grave crisis internacional y con una disminución severa de la demanda energética conocida por el Sector ER, que redujo los ingresos del SEE y desequilibró económicamente el SEE, junto con los aumentos de los

⁵¹² RCM, párrs. 906 y 907.

⁵¹³ RR, párr. 978.

⁵¹⁴ *Ibíd.*

⁵¹⁵ RR, párr. 987.

⁵¹⁶ RCM, párrs. 917 y 918.

costes de las EERR”; y (c) “[l]a imposibilidad de trasladar toda la carga del desequilibrio económico sobre los consumidores”⁵¹⁷.

454. El Demandado sostiene que, para determinar que las medidas no son proporcionadas o racionales, los Demandantes tienen la carga de demostrar, con datos fehacientes, que el Demandado podría haber adoptado otras medidas compatibles con los compromisos asumidos con la UE en el MdE de julio de 2012 que previeran el rescate financiero a fin de reequilibrar la sostenibilidad del SEE, sin trasladar todos los costes a los consumidores españoles. Los Demandantes no han cumplido con esa carga⁵¹⁸.
455. En particular, el Demandado asevera que no le corresponde acreditar que las medidas adoptadas sean las únicas posibles, y, en todo caso, los Demandantes no demostraron la validez legal, económica y presupuestaria de las “medidas alternativas” que, según los Demandantes, podrían haber reequilibrado el SEE y garantizado su sostenibilidad en el futuro. Señala una de las soluciones que propone el perito en materia de *quantum* de los Demandantes, que comprende, *inter alia*, cargar sobre los consumidores eléctricos los más de EUR 27.000 millones de déficit o crear un tributo que los sufrague⁵¹⁹. Según el Demandado, se trata de medidas mal diseñadas, puesto que los Demandantes “no razonan de qué manera los cada vez menos consumidores eléctricos podrían, mediante una subida de las tarifas, haber puesto fin al déficit del SEE sin reducir la competitividad de la economía española en una época de recesión económica”. Acerca de esta cuestión, el Demandado observa que “[l]as tarifas subieron un 81% a los consumidores entre los años 2003 y 2012”⁵²⁰.
456. El Demandado también considera que algunas de las medidas que sugieren los Demandantes son contrarias al derecho de la UE⁵²¹ y que los subsidios a la producción de energías renovables deben cumplir los límites de la normativa comunitaria en materia de Ayudas Estatales⁵²². El Demandado indica que la Decisión sobre Ayudas Estatales “ratifica la proporcionalidad y racionalidad de las medidas impugnadas, en tanto cumplen el propósito

⁵¹⁷ RR, párr. 858.

⁵¹⁸ RPHB, párrs. 175 y 176; véase también RR, párr. 987.

⁵¹⁹ RCM, párr. 920.

⁵²⁰ RR, párr. 987; RPHB, párr. 176.

⁵²¹ RPHB, párrs. 176-182.

⁵²² RR, párrs. 988-990.

de las Ayudas Estatales y coinciden con la normativa de otros Miembros europeos (Italia, Francia, Estonia, Letonia y República Checa)”⁵²³ y considera que “[e]l Demandante no podía esperar legítimamente que el Reino de España no respetara los límites impuestos por el Derecho de la UE”⁵²⁴. [Traducción del Tribunal]

457. Asimismo, el Demandado plantea que las medidas propuestas por los Demandantes reflejan un desconocimiento de la relación entre las tasas tributarias y el presupuesto de España, así como de sus obligaciones en virtud del MdE suscrito con la UE⁵²⁵. El MdE de la UE obligaba al Demandado a “abordar el déficit de la tarifa de electricidad de manera integral” [Traducción del Tribunal]. Para hacerlo, además de las medidas impugnadas, el Demandado también adoptó una serie de otras medidas de tributación o reducción de costes del SEE⁵²⁶.
458. Además, el Demandado afirma que los Demandantes han omitido dos puntos clave: que el suministro de la energía eléctrica en el Demandado tiene que hacerse al menor coste posible para el consumidor y que el Demandado está obligado a corregir las situaciones de sobre-retribución por imperativo del Derecho de la Competencia de la Unión Europea⁵²⁷.
459. El Demandado concluye que los Demandantes no han demostrado la desproporcionalidad de las medidas⁵²⁸. El Demandado advierte que los Demandantes están ganando 27% más de lo que costaron sus parques eólicos y “mucho más de lo que costaron sus plantas Andasol”. La planta Arenales Solar no puede recuperar sus costes de inversión (y cubrir los costes de operación) debido a ineficiencias de la planta y no debido al régimen regulatorio aplicable⁵²⁹.

b. *El Análisis del Tribunal*

⁵²³ Comentarios del Demandado sobre la Decisión sobre Ayudas Estatales, párr. 27.

⁵²⁴ Observaciones del Demandado sobre los Documentos Adicionales, párr. 66.

⁵²⁵ RCM, párr. 919.

⁵²⁶ RPHB, párrs. 90-94.

⁵²⁷ RCM, párrs. 921 y 922.

⁵²⁸ RCM, párr. 923.

⁵²⁹ Tr. Día 2 (Moraleda), 415:1-13.

460. El Tribunal de Arbitraje considera que el requisito de proporcionalidad queda satisfecho siempre que las modificaciones no sean aleatorias, innecesarias o arbitrarias, es decir, toda vez que no modifiquen considerablemente el marco jurídico aplicable a los inversores⁵³⁰.
461. Tal como estableciera la CIJ en el caso *ELSI*, arbitrario es “un acto que conmociona, o al menos sorprende, una sensación de propiedad jurídica”⁵³¹ [Traducción del Tribunal]. La arbitrariedad puede evaluarse *mutatis mutandis* mediante los criterios establecidos por la CDI en los Principios Rectores aplicables a las declaraciones unilaterales de los Estados susceptibles de crear obligaciones jurídicas:

“se debe tener en consideración lo siguiente:

- (a) Todos los términos de la declaración que se refieran específicamente a la revocación;
- (b) La medida en que los sujetos a quienes se deba el cumplimiento de las obligaciones se hayan basado en ellas;
- (c) La medida en que se ha producido un cambio fundamental en las circunstancias”⁵³².

462. Una vez más, el Tribunal de Arbitraje debe recordar que la discusión sobre la carga de la prueba es algo ociosa: cada parte que plantea un reclamo debe probar su caso⁵³³. Por supuesto que esto es así en relación con el respeto – o no– de los estándares de razonabilidad y proporcionalidad.
463. Si bien son diferentes desde el punto de vista intelectual, ambos conceptos, que ambas Partes analizan en su conjunto en gran medida, se encuentran íntimamente ligados, dado que la vulneración de uno por lo común supone la vulneración del otro. Hasta se puede admitir que la proporcionalidad es el criterio principal de la razonabilidad. Los conceptos de razonabilidad y proporcionalidad incluyen necesariamente tener el mínimo efecto negativo en las demás obligaciones internacionales de los Estados, en el presente caso, incluso aquellas emanadas del TCE y del derecho internacional consuetudinario.

⁵³⁰ Véanse *Charanne* (RL-69), párr. 517; *Eiser* (CL-242), párr. 370; *Novenergia* (CL-243), párrs. 656-658.

⁵³¹ *Elettronica Sicula S.p.A. (ELSI)* (Estados Unidos de América c. Italia), *Informes de la C.I.J.* 1989, Sentencia, 20 de julio de 1989, párr. 128.

⁵³² Principios Rectores aplicables a las declaraciones unilaterales de los Estados susceptibles de crear obligaciones jurídicas con comentarios, Principio Rector No. 10, *YBILC*, 2006, Tomo II, Segunda Parte, pág. 380.

⁵³³ Véase párr. 187 *supra*.

464. En opinión del Tribunal, la razonabilidad en el ejercicio de la facultad regulatoria incluye:
- *Legitimidad de propósito*, en la medida que represente los intereses de la sociedad en su conjunto y no altere la substancia de los derechos afectados por la regulación.
 - *Necesidad*, que implica la existencia de una necesidad social apremiante. El umbral de “necesario” es más exigente que el de “útil” o “conveniente”.
 - *Adecuación*, en tanto debe hacer posible el logro del objetivo legítimo perseguido.
465. La proporcionalidad por su parte es un mecanismo de ponderación que busca un equilibrio justo entre intereses y/o principios en pugna afectados por la regulación, teniendo en cuenta todas las circunstancias pertinentes. La regulación debe ajustarse estrechamente al logro de su objetivo legítimo e interferir lo menos posible en el ejercicio efectivo de los derechos afectados.
466. En este aspecto, el Tribunal de Arbitraje comparte las opiniones vertidas por el tribunal de *Novenergia*, que cita jurisprudencia relevante y merece ser citado en detalle:

657. [...]Una evaluación de los actos del Demandado en virtud del estándar TJE admite un *ejercicio de ponderación*. Tal como citara el Demandado, el tribunal de arbitraje de *Electrabel* estableció un principio básico para la aplicación del estándar TJE del TCE a este respecto:

‘[E]l Tribunal considera que la aplicación del estándar TJE del TCE admite un ejercicio de ponderación por parte del Estado receptor en las circunstancias pertinentes. El Estado receptor no está obligado a elevar los intereses del inversor extranjero incondicionalmente por encima de todas las demás consideraciones en cada circunstancia. Tal como decidieran los tribunales de los casos *Saluka c. República Checa* y *Arif c. Moldavia* [un] estándar TJE puede comprender legítimamente un ejercicio de ponderación por parte del Estado receptor’.

‘Ello exige un ejercicio de ponderación de manera de garantizar que los efectos de la medida pretendida sigan siendo proporcionados respecto de los derechos e intereses afectados. Toda vez que haya una correlación apropiada entre la política que persigue el Estado y la medida, la decisión de un Estado podrá ser razonable en virtud del

estándar TJE del TCE, aunque otros no coincidan con esa decisión. Por ende, un Estado puede estar equivocado sin ser irrazonable”⁵³⁴.

658. En *Saluka*, el tribunal arbitral también aplicó el ejercicio de ponderación:

“[E]l alcance de la protección del trato injusto e inequitativo que el Tratado le ofrece a la inversión extranjera no puede ser determinado exclusivamente por las motivaciones y consideraciones subjetivas de los inversores extranjeros. Para que ellos reciban protección, sus expectativas deben alcanzar el nivel de legitimidad y razonabilidad a la luz de las circunstancias.
[...]

Ningún inversor puede esperar razonablemente que las circunstancias imperantes en el momento de la inversión no sean modificadas en absoluto. A fin de determinar si la frustración de las expectativas del inversor extranjero era justificada y razonable, también se debe tener en cuenta el derecho legítimo del Estado receptor de regular posteriormente cuestiones internas en favor del interés público.
[...]

Por lo tanto, la determinación de una vulneración del [estándar TJE] por parte de la República Checa exige una ponderación de las expectativas legítimas y razonables de la Demandante, por un lado, y los intereses regulatorios legítimos de la Demandada, por el otro’⁵³⁵,⁵³⁶. [Traducción del Tribunal]

467. En las secciones anteriores de esta Decisión, el Tribunal se ha propuesto estudiar y analizar en forma individual los diversos argumentos planteados por cada parte. Las conclusiones del Tribunal sobre la cuestión de la proporcionalidad y razonabilidad de las medidas impugnadas son el lugar adecuado para reunir los diversos aspectos del caso, en tanto solo una visión global de la situación permite evaluar el respeto (o irrespeto) de las obligaciones en virtud del TCE por parte del Demandado.
468. Corresponde realizar tres observaciones preliminares (y complementarias) antes de determinar la razonabilidad y proporcionalidad de las medidas impugnadas:
- En primer lugar, el Tribunal opina que el Demandado goza de un margen de apreciación en el desarrollo de su política económica; por consiguiente, no impondrá sus propias opiniones

⁵³⁴ *Novenergia* (CL-243), párr. 657, que cita *Electrabel S.A. c. Hungría*, Caso CIADI No. ARB/07/19, Laudo, 25 de noviembre de 2015 (RL-68), párrs. 165 y 180.

⁵³⁵ *Novenergia* (CL-243), párr. 658, que cita *Saluka* (CL-49) (RL-48), párrs. 304-306.

⁵³⁶ *Novenergia* (CL-243), párrs. 657 y 658.

acerca de la conveniencia de las medidas en cuestión ni de la caracterización de la situación que las impulsó; en particular, el Tribunal se abstendrá de adoptar una postura sobre la cuestión de la existencia de otras medidas posibles o más convenientes para hacer frente a esta situación;

- En segundo lugar, también resulta bastante evidente que el margen de apreciación del Demandado no puede ser ilimitado: de lo contrario, no habría nada que arbitrar, y las decisiones del Demandado no serían susceptibles de impugnación; “discrecional” no puede equipararse con “arbitrario”; margen de apreciación no es lo mismo que discrecionalidad sin restricciones; el TJE (y sus componentes), tal como se definen en los párrafos anteriores de esta Decisión, constituyen, en el caso que nos ocupa, el límite más claro de la discrecionalidad del Demandado; y

- En tercer lugar, no se puede sostener que las medidas adoptadas por el Demandado solo pudieran derivar en el mantenimiento de la situación inicial de los inversores; respaldar un argumento semejante supondría reafirmar la inmutabilidad de las condiciones aplicables a los inversores; tal como el Tribunal ha demostrado anteriormente, esta posición es insostenible⁵³⁷.

469. Sin perjuicio del primer punto *supra*, el Tribunal observa que las medidas impugnadas son parte de un plan integral destinado a abordar la situación creada por un “déficit tarifario que, con el paso del tiempo, se ha convertido en estructural, debido a que los costes reales asociados a las actividades reguladas y al funcionamiento del sector eléctrico resultan superiores a la recaudación por los peajes que fija la Administración y que pagan los consumidores”⁵³⁸.

470. En vista del margen de apreciación del Demandado, el Tribunal considera que, para apreciar la razonabilidad de las medidas impugnadas, es necesario empezar por recordar que la única expectativa legítima establecida de los Demandantes es la garantía de rentabilidad razonable de sus inversiones. Con esto en mente, el Tribunal debe evaluar si dicha expectativa se ha

⁵³⁷ Véase párr. 315 *supra*.

⁵³⁸ RDL 9/2013 (C-31) (R-37), Preámbulo.

visto frustrada en violación del estándar TJE y sus componentes, que se detallan en el Artículo 10(1) del TCE.

471. La propia expresión expectativa *legítima* de rentabilidad *razonable* de las inversiones despeja toda duda acerca del inevitable aspecto subjetivo de dicha evaluación. Ni la palabra ‘legitimidad’ ni la palabra ‘razonable’ se prestan a una evaluación puramente objetiva. En opinión de este Tribunal, la mejor manera de limitar la cuota de subjetividad del intérprete en la medida posible – en este caso, la de los árbitros, consiste en atravesar una serie de indicios variados. En este aspecto, el Tribunal opina que se deben considerar los siguientes elementos en particular y, en primer lugar, por supuesto, los diversos cálculos, basados en distintos métodos, realizados por los peritos seleccionados por las Partes y, concretamente, sus determinaciones en relación con lo siguiente:
- la fecha de valoración tenida en cuenta a fin de determinar el valor justo de mercado;
 - a tal efecto, el riesgo de insostenibilidad;
 - la rentabilidad de la inversión, desarrollada tanto *in abstracto* como *in concreto*, considerando los costes de operación específicos de cada instalación y el precio abonado por su adquisición;
 - la vida previsible de las plantas; y
 - el coste del dinero en el mercado de capitales.
472. Tal evaluación empírica no se puede realizar en abstracto. En otras palabras, el Tribunal estará en condiciones de determinar si las medidas adoptadas por el Demandado han tenido un impacto negativo en la expectativa legítima de rentabilidad razonable de los Demandantes recién cuando haya evaluado la pérdida sufrida por ellos, en vista de todos los elementos pertinentes. En otras palabras, la determinación de una vulneración de los principios de proporcionalidad y razonabilidad es inseparable de una evaluación de los daños – si los hubiera – que soportaron los Demandantes a consecuencia de las medidas adoptadas por el Demandado.

VII. EL PRINCIPIO DE DAÑOS

473. Los Demandantes afirman que tienen derecho a reparación íntegra de conformidad con los principios del derecho internacional consuetudinario, tal como codifican los Artículos de la CDI⁵³⁹. Con base en los Artículos 1, 28, 34-36 de los Artículos de la CDI⁵⁴⁰, los Demandantes alegan que el Demandado tiene la obligación de realizar una restitución o, en subsidio, de indemnizar a los Demandantes, restableciendo, en la medida de lo posible, la situación en la que los Demandantes se hubieran encontrado si el Demandado no hubiera actuado ilícitamente⁵⁴¹. El Tribunal coincide con estos supuestos si bien duda de que, en un caso como este, que supone derogar leyes y regulaciones tal como solicitan los Demandantes⁵⁴², la *restitutio in integrum* sea un recurso apropiado. En este sentido, el Tribunal opina igual que el tribunal CIADI en el caso *LG&E c. Argentina*:

“La restitución judicial que se requiere en este caso implicaría modificar la situación jurídica actual, anulando o promulgando medidas legislativas y administrativas que alteren por completo el efecto de la legislación incumplida. El Tribunal no puede obligar a Argentina a hacer esto sin entrometerse en su soberanía. En consecuencia, el Tribunal llega a la misma conclusión: es necesario ordenar y cuantificar la indemnización”⁵⁴³.

474. Sin embargo, corresponde indemnizar si, y solo si, un hecho internacionalmente ilícito ha causado un perjuicio⁵⁴⁴. En las secciones anteriores de esta Decisión, el Tribunal ha concluido que el Demandado no había incumplido sus obligaciones relativas a la transparencia⁵⁴⁵ y la naturaleza no discriminatoria⁵⁴⁶ de las medidas impugnadas. También ha determinado que el Demandado había cumplido con el principio de estabilidad y

⁵³⁹ CM, párr. 511; CR, párr. 576 (que hace referencia a los Artículos de la Comisión de Derecho Internacional sobre Responsabilidad del Estado por Hechos Internacionalmente Ilícitos, anexos a la Resolución de la Asamblea General 56/83 de fecha 12 de diciembre de 2001 y corregidos por el documento A/56/49 (Tomo I) Corr. 4 (2002), 28 de enero de 2002 (CL-86).

⁵⁴⁰ CM, párr. 513.

⁵⁴¹ CM, párrs. 514 y 515; CR, párr. 576.

⁵⁴² CM, párr. 515.

⁵⁴³ *LG&E Energy Corp., LG&E Capital Corp. y LG&E International Inc. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/02/1, Laudo, 25 de julio de 2007 (“Laudo *LG&E*”) (CL-34) (RL-34), párr. 87; véase también, por ejemplo, *CMS* (CL-16), párr. 406.

⁵⁴⁴ Véase Comisión de Derecho Internacional, Proyecto de Artículos sobre Responsabilidad del Estado por Hechos Internacionalmente Ilícitos, *YBILC 2001*, Tomo II, Segunda Parte; anexo a la Resolución AGNU 56/83 (RL-93), Art. 31(1).

⁵⁴⁵ Véase párr. 416 *supra*.

⁵⁴⁶ Véase párr. 431 *supra*.

previsibilidad, excepto por la aplicación retroactiva de las medidas impugnadas⁵⁴⁷: dado que esto es contrario tanto al estándar TJE plasmado en el Artículo 10(1) del TCE como a un arraigado principio general del derecho⁵⁴⁸, el Demandado debe compensar a los Demandantes por las pérdidas resultantes en que incurrieron a consecuencia de este incumplimiento (A).

475. Además de las determinaciones sintetizadas en el párrafo anterior, el Tribunal de Arbitraje también ha considerado que los Demandantes no podían esperar legítimamente que las normas aplicables a sus inversiones no fueran modificadas durante la totalidad del plazo de duración, pero que tenían la expectativa legítima de obtener una rentabilidad razonable de sus inversiones⁵⁴⁹. Dicha expectativa implica que las modificaciones del régimen anterior se introducirían de conformidad con los principios de razonabilidad y proporcionalidad, en ausencia de lo cual es necesario compensar a los Demandantes por las pérdidas en que incurrieron. No obstante, el Tribunal ha dejado abierta la cuestión de la vulneración de las expectativas legítimas de los Demandantes, porque considera que la razonabilidad y proporcionalidad de las medidas adoptadas por el Demandado solo pueden evaluarse en vista de la magnitud de las pérdidas sufridas por los Demandantes.
476. Por lo tanto, el Tribunal tiene la tarea de evaluar el lucro cesante que sufrieron los Demandantes a consecuencia del nuevo régimen, sobre la base de las posiciones de las Partes y, en particular, los dictámenes periciales que han encomendado, al igual que sus respuestas a las preguntas formuladas por el Tribunal en su Solicitud de Información Adicional de fecha 16 de enero de 2018, confirmada por sus cartas de fechas 12 y 28 de febrero de 2018 (B).

⁵⁴⁷ Véase párr. 330 *supra*.

⁵⁴⁸ Véase párr. 326 *supra*.

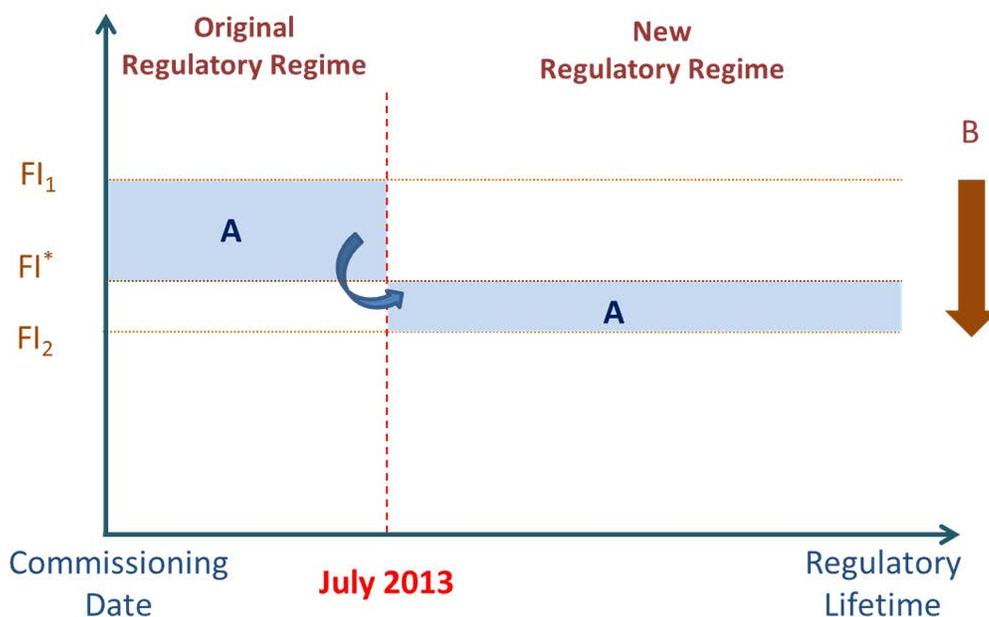
⁵⁴⁹ Véase párr. 399 *supra*.

A. LAS PÉRDIDAS CAUSADAS POR LA APLICACIÓN RETROACTIVA DE LAS MEDIDAS IMPUGNADAS

a. Las Posiciones de las Partes

i. La Posición de los Demandantes

477. En su Informe Regulatorio de Refutación, los peritos de los Demandantes explican que la retroactividad del Nuevo Régimen recupera la retribución anterior que supera el 7,398% – este porcentaje representa la “rentabilidad razonable” en virtud del Nuevo Régimen. Según los Demandantes, el daño que han sufrido corresponde a la diferencia entre la retribución percibida con anterioridad al 14 de julio de 2013 y el nuevo incentivo financiero que introdujo el Demandado en esa fecha.
478. Brattle ilustra este daño con la siguiente Figura, en la cual la zona “A” resaltada en azul indica las supuestas “ganancias inesperadas”:



A  Past Gains Above 7.398% , used to reduce FI^* to FI_2

B  Financial Incentives Fall, from FI_1 to FI_2

479. En respuesta a la invitación del Tribunal a proporcionar un desglose de la valoración que incluyera la presunta retroactividad del nuevo régimen⁵⁵⁰, los Demandantes también aseveran lo siguiente:

“Sería posible actualizar la Pretensión Subsidiaria para identificar el impacto de cada elemento de retroactividad en la metodología del Nuevo Régimen Regulatorio en forma separada. Sin embargo, tal como explica Brattle, ‘requeriría que el Tribunal instruyera a las partes a preparar un análisis nuevo (y amplio)’”⁵⁵¹. [Traducción del Tribunal]

ii. La Posición del Demandado

480. El Demandado disiente respecto de que el nuevo régimen se aplique retroactivamente y no aporta información alguna respecto de la valoración de los daños causados por su supuesta retroactividad.

b. *El Análisis del Tribunal*

481. Tal como se recordara *supra*⁵⁵², el Demandado ha decidido, en sus propias palabras, tener en cuenta “las retribuciones ya percibidas desde el comienzo del funcionamiento de la instalación, a los efectos de calcular [...] los subsidios futuros a percibir [...]”⁵⁵³. El Tribunal ya ha concluido que dicho método de cálculo contradecía el principio de no retroactividad⁵⁵⁴ y suponía un derecho de compensación para los Demandantes⁵⁵⁵.

482. Dicho esto, corresponde realizar otras cuatro observaciones:

- en primer lugar, la indemnización adeudada en este aspecto tiene un carácter diferente de la que podría ser adeudada por las pérdidas compensables totales que sufrieron los Demandantes como resultado de las medidas impugnadas;

⁵⁵⁰ Solicitud de Información Adicional del Tribunal, 16 de enero de 2018.

⁵⁵¹ CS, párr. 40, que cita Memorando Brattle, párr. 50.

⁵⁵² Véase párr. 300 *supra*.

⁵⁵³ RR, párr. 966; véase también RR, párrs. 432-441.

⁵⁵⁴ Véanse párrs. 325-329 *supra*.

⁵⁵⁵ Véase párr. 330 *supra*.

- en segundo lugar, tal como surge claramente de la figura de Brattle reproducida en el párr. 475 *supra*, el daño se debe calcular en vista de la vida de la inversión que, según el Tribunal, es de 25 años⁵⁵⁶;
- en tercer lugar, el cálculo del daño sufrido a consecuencia de la aplicación retroactiva del nuevo régimen se debe basar en la consideración errónea de los beneficios pasados de los Demandantes por encima del objetivo de la rentabilidad del 7,398% desde el momento de la inversión hasta el mes de julio de 2013; y
- en cuarto lugar, el Tribunal de Arbitraje observa que, según los Demandantes, Brattle, su propio perito valuador, considera que sería complicado, pero no imposible determinar el impacto de la aplicación retroactiva ilícita del nuevo régimen por separado, si bien esto implicaría nuevas investigaciones periciales, mientras que el Demandado no ha respondido a la pregunta del Tribunal a este respecto.

483. Los Demandantes tienen derecho a compensación a consecuencia de la violación del principio de no retroactividad por parte del Demandado, cualquiera que sea la conclusión del Tribunal acerca del presunto incumplimiento de la expectativa legítima de rentabilidad razonable de los Demandantes. Por consiguiente, el daño resultante que soportaron los Demandantes debe evaluarse de manera autónoma. No obstante – aunque esta es otra cuestión – la evaluación de la rentabilidad real debe efectuarse teniendo en cuenta la aplicación retroactiva del nuevo régimen. De lo contrario, se otorgaría compensación dos veces por un mismo hecho ilícito⁵⁵⁷.

⁵⁵⁶ Véase párr. 549 *infra*.

⁵⁵⁷ Véanse párrs. 567-587 *infra*.

B. LAS PÉRDIDAS SUFRIDAS POR LOS DEMANDANTES COMO RESULTADO DE LA DISMINUCIÓN DE LA RENTABILIDAD DE SU INVERSIÓN

(a) Estándar de daños y método de valoración

a. *Las Posiciones de las Partes*

i. La Posición de los Demandantes

484. El TCE no contiene disposición alguna sobre el estándar de compensación de daños por incumplimiento de las obligaciones en virtud de su Artículo 10. Los Demandantes exponen que el estándar de compensación aplicable al incumplimiento del Artículo 10 del TCE debería ser la diferencia en el valor justo del mercado de las inversiones con las medidas impugnadas y sin ellas⁵⁵⁸.
485. Los Demandantes hacen referencia al estándar de compensación adeudada en el caso de expropiación lícita en virtud del Artículo 13 del TCE, que es el valor justo de mercado de la inversión inmediatamente antes de la toma⁵⁵⁹. Invocando los laudos dictados en *CMS c. Argentina*, *Enron c. Argentina*, *Sempra c. Argentina* y *Azurix c. Argentina*, los Demandantes afirman que, en ausencia de un requisito expreso, el estándar del valor justo de mercado de la inversión también se aplica a las infracciones distintas de la expropiación, tales como la violación del TJE⁵⁶⁰. Los Demandantes también invocan el laudo dictado en *Anatolie Statie c. La República de Kazajstán*, en que el tribunal resolvió que el estándar de compensación por una violación del Artículo 10(1) del TCE no debería ser más bajo que el estándar de valor justo de mercado prescrito en el Artículo 13 del TCE.
486. Los Demandantes aseveran que el análisis del flujo de caja descontado (FCD) es el método adecuado para calcular el valor justo de mercado de las inversiones. Brattle, perito valuador de los Demandantes, explica que el método FCD es adecuado, puesto que el modelo de negocio de las plantas CSP y eólicas es relativamente sencillo, y su demanda de electricidad y valor a largo plazo pueden analizarse y modelarse al detalle en función de datos accesibles;

⁵⁵⁸ CM, párr. 518.

⁵⁵⁹ CM, párr. 517; CR, párr. 576.

⁵⁶⁰ CM, párr. 519; CR, párr. 576.

se trata de un método de uso mayoritario en las valoraciones de centrales eléctricas, utilizado por los prestadores que ofrecen financiamiento de proyectos e incluso por el Demandado; y se puede utilizar para explorar el impacto de distintos escenarios en los flujos de caja de los Demandantes, lo que permite calcular adecuadamente el riesgo regulatorio mediante la modificación de los ingresos que obtendrán los Demandantes en virtud de las medidas impugnadas⁵⁶¹.

487. Asimismo, los Demandantes argumentan que, contrariamente a lo que afirma el Demandado, el método FCD no es especulativo. Por lo general, la jurisprudencia de arbitraje en virtud de tratados de inversión favorece el enfoque FCD, reconociendo su ventaja principal de establecer un valor justo de mercado del modo más conceptualmente correcto como el valor actual de los beneficios futuros⁵⁶².
488. Los Demandantes argumentan que *Khan Resources B.V. c. Mongolia* ilustra un caso en el que el método FCD es inadecuado, como cuando hay factores adicionales de incertidumbre, tales como la forma en que se financiaría el proyecto, si el demandante puede llevar el proyecto a la fase de producción en sí o si se necesita un socio estratégico, etc.⁵⁶³. Pero, en el caso que nos ocupa, las Plantas Andasol y los Parques Eólicos tienen un historial operativo suficiente. Estaban establecidas, funcionando y produciendo energía desde 2008 (con excepción de Arenales, debido al fallo de una turbina). Además, los Demandantes hacen referencia a una serie de decisiones en las que los tribunales han utilizado el método Lcda. pesar de contar con un historial operativo escaso o nulo⁵⁶⁴. Asimismo, los Demandantes argumentan que las instalaciones estaban completamente financiadas a la fecha del cálculo de daños, y, sin las medidas impugnadas, las plantas no habrían tenido problemas para devolver sus préstamos⁵⁶⁵. En cualquier caso, pocos tribunales han considerado que el estado financiero de un demandante sea relevante a la hora de evaluar la perspectiva futura de la inversión⁵⁶⁶.

⁵⁶¹ CM, párrs. 526-532; CR, párrs. 577 y 610.

⁵⁶² CR, párr. 602.

⁵⁶³ CR, párrs. 606 y 607.

⁵⁶⁴ CR, párrs. 629-637.

⁵⁶⁵ CR, párrs. 638-646.

⁵⁶⁶ CR, párr. 641.

489. Además, los Demandantes rechazan el argumento del Demandado según el cual la volatilidad de los precios de mercado hace que el método FCD sea incierto. Brattle explica que la volatilidad de los precios de mercado es una de las razones para implementar un régimen FIT. En virtud de un régimen de tarifas fijas como el del RD 661/2007, los flujos de caja son independientes del precio de mercado, de modo que el precio de la electricidad tan solo desempeña un papel limitado, si acaso, en la retribución obtenida en esos regímenes⁵⁶⁷.
490. Los Demandantes también abordan la crítica del Demandado según la cual el método FCD es inadecuado debido a la desproporción entre la inversión y el importe reclamado. Los Demandantes distinguen el presente caso de los casos *Wena Hotels c. Egipto* y *Tecmed c. México*, en que los tribunales determinaron que la desproporción era un factor relevante para rechazar el método FCD. En tales casos, los importes reclamados eran más de siete veces mayores que el importe invertido, en tanto que el importe reclamado aquí representa 1,53 veces el importe invertido⁵⁶⁸. Brattle también explica que, dado el tiempo transcurrido entre la inversión y la fecha de valoración, los daños serían naturalmente mayores que las cantidades invertidas por los Demandantes, de manera de recibir una rentabilidad razonable⁵⁶⁹.
491. Los Demandantes argumentan que la fecha de valoración para determinar el valor justo de mercado debería ser el 20 de junio de 2014. Al amparo de los casos *International Technical Products Corporation c. Irán*, *Azurix c. Argentina* y *Enron c. Argentina*, los Demandantes aseveran que, en casos de expropiación indirecta a raíz de una serie de medidas, los tribunales han determinado que la fecha relevante a efectos de establecer la responsabilidad y de valorar los daños debería ser la fecha en la que se culminan todas las actuaciones, cuando la privación fue irreversible o cuando surgieron los daños más serios en relación con una medida determinada. Asimismo, los Demandantes argumentan que los tribunales han adoptado dichos criterios para infracciones distintas de la expropiación⁵⁷⁰. De modo similar aquí, los Demandantes sostienen que la fecha de valoración para determinar el valor justo de mercado

⁵⁶⁷ CR, párrs. 647-649.

⁵⁶⁸ CR, párrs. 654-661.

⁵⁶⁹ CR, párr. 662.

⁵⁷⁰ CM, párrs. 534-542.

de sus activos debería ser el 20 de junio de 2014, que es la fecha de publicación de la Orden Ministerial IET/1045/2014, lo que marca el acto final de las medidas del Demandado que, según los Demandantes, causó una privación irreversible y un daño muy serio a sus inversiones⁵⁷¹.

492. Los Demandantes afirman que el Demandado debe indemnizarlos por la pérdida del valor justo de mercado de sus inversiones, que consta de las pérdidas históricas y las pérdidas vinculadas a los flujos de caja futuros⁵⁷². El análisis FCD compara un escenario “Contrafáctico”, que parte de la hipótesis de que las medidas impugnadas jamás se llevaron a cabo, con un escenario “Real”, que toma en consideración el efecto pleno de las medidas impugnadas en las inversiones. Según la valoración de Brattle, los daños ocasionados se establecen en la diferencia de valor actual neto entre los flujos de caja de los Demandantes con las medidas impugnadas y sin ellas⁵⁷³.
493. Para los flujos históricos de caja perdidos, Brattle comparó los flujos de caja correspondientes al período comprendido entre el 27 de diciembre de 2012 (Ley 15/2012) y el 20 de junio de 2014 (Orden IET/1045/2014). Durante ese período, Brattle comparó los flujos de caja que los Demandantes habrían obtenido si no hubiera sido por las medidas impugnadas con los flujos de caja reales de los Demandantes derivados de las medidas impugnadas⁵⁷⁴. Los Demandantes resumen los pasos que dio Brattle para medir los flujos históricos de caja perdidos. Los Demandantes explican que Brattle adoptó siete supuestos para definir el escenario contrafáctico en el periodo comprendido entre los meses de diciembre de 2012 y junio de 2014⁵⁷⁵. Además, Brattle consideró que, debido a las medidas impugnadas, Arenales Solar y Dédalo necesitaron inyecciones de capital que no hubieran sido requeridas en el escenario contrafáctico⁵⁷⁶. Por último, Brattle tuvo en cuenta que, para Arenales, hay una garantía de rendimiento que, en el escenario contrafáctico, habría reflejado un pago sujeto al Régimen Especial, pero ahora refleja pagos basados en el Nuevo Régimen⁵⁷⁷. Aplicando

⁵⁷¹ CM, párrs. 543-547.

⁵⁷² CM, párr. 521.

⁵⁷³ CM, párr. 522.

⁵⁷⁴ CM, párrs. 524(a) y 548.

⁵⁷⁵ CM, párr. 550.

⁵⁷⁶ CM, párr. 551.

⁵⁷⁷ CM, párr. 552.

todos esos supuestos, Brattle cuantificó los flujos históricos de caja perdidos de los Demandantes en EUR 45 millones, monto que posteriormente se actualizó a EUR 48,3 millones en el Informe de Refutación de Brattle⁵⁷⁸.

494. Para los flujos futuros de caja perdidos, Brattle comparó el valor actual neto al 20 de junio de 2014 de los flujos de caja de los Demandantes que se habrían generado si las medidas impugnadas no se hubieran implementado con la proyección de dichos flujos de caja a consecuencia de las medidas impugnadas⁵⁷⁹. Los Demandantes resumen los cuatro pasos que dio Brattle para cuantificar los flujos futuros de caja perdidos.
495. En primer lugar, Brattle calculó la base valor actual neto de los flujos de caja que se esperan razonablemente de las plantas CSP y los parques eólicos de los Demandantes, tanto para el escenario contrafáctico como para el real. Brattle cuantificó la pérdida en el valor actual neto del capital de las plantas CSP y los parques eólicos en EUR 810 millones⁵⁸⁰. En segundo lugar, Brattle calculó el valor actual neto ajustado, teniendo en cuenta los efectos colaterales positivos derivados de mantener el endeudamiento y tener ventajas fiscales, tanto en el escenario contrafáctico como en el real. Según Brattle, los efectos colaterales de financiación incrementan el impacto de las medidas impugnadas de EUR 10 millones a EUR 820 millones⁵⁸¹. En tercer lugar, Brattle restó del valor actual neto ajustado tanto del escenario contrafáctico como del real el valor actual neto de la deuda, las obligaciones de permuta financiera y el impacto de cualquier reestructuración de deuda de las Empresas del Proyecto. Brattle cuantificó que las Medidas Impugnadas redujeron el valor final del capital a EUR 735 millones⁵⁸². En cuarto lugar, Brattle atribuyó a los Demandantes un porcentaje del valor final del capital de manera proporcional a la participación individual de los Demandantes en las Empresas del Proyecto; consideró la suscripción preferente de RREEF en Arenales Solar; y aplicó un descuento por falta de liquidez del 18%, ya que las plantas CSP y los parques eólicos de los Demandantes resultan difíciles de vender⁵⁸³.

⁵⁷⁸ CM, párr. 553; CR, párr. 590.

⁵⁷⁹ CM, párr. 524(b).

⁵⁸⁰ CM, párrs. 554(a) y 557-564.

⁵⁸¹ CM, párrs. 554(b) y 565-567.

⁵⁸² CM, párrs. 554(c) y 568-570.

⁵⁸³ CM, párrs. 554(d) y 571-574; CR, párr. 591.

496. En total, Brattle cuantificó los flujos futuros de caja perdidos al 20 de junio de 2014 en EUR 252 millones, que, sumados a los flujos históricos de caja perdidos, ascienden a un importe en concepto de daños y perjuicios de EUR 297 millones, sin contar intereses y el reembolso por pago de impuestos anticipado⁵⁸⁴. En su Réplica, los Demandantes ajustaron ese importe a EUR 265 millones, sin contar intereses y el reembolso por pago de impuestos anticipado⁵⁸⁵.
497. Los Demandantes argumentan que han cumplido con el nivel de prueba utilizado para establecer la certeza de los flujos de caja futuros y que la afirmación del Demandado de que los cálculos de Brattle son especulativos carece de fundamento. Los Demandantes trazan una distinción entre el nivel de prueba para la cuantificación de las pérdidas y para la existencia de las pérdidas. Invocando *Lemire c. Ucrania*, los Demandantes argumentan que se aplica un criterio más relajado al cálculo de los daños una vez que la existencia de los daños se atribuye a la conducta del Estado⁵⁸⁶. Los Demandantes sostienen que los flujos de caja futuros en los escenarios contrafáctico y real pueden estimarse de forma fiable con un alto grado de certeza dado que el cálculo de Brattle se basa mayormente en datos objetivos. A modo de ejemplo, Brattle calculó la base valor actual neto en función de las previsiones de producción de los Demandantes en el curso normal de los negocios, ajustó ese valor teniendo en cuenta los efectos colaterales de financiación sobre la base de datos objetivos y reales, y calculó el valor final del capital en vista del valor de mercado de la deuda, que se calcula a partir de datos objetivos de terceros⁵⁸⁷.
498. Además, los Demandantes argumentan que un método basado en activos, como el que sugiere el Demandado, es inadecuado. Según Brattle, el método que propone el Demandado no es un método de valoración reconocido para los activos de generación de energía renovable. Por el contrario, se utiliza en el contexto de los monopolios de transmisión y distribución⁵⁸⁸. Los Demandantes señalan que BDO, perito valuador del Demandado, comparó el valor de empresa de una inversión con la base regulatoria de activos de dicha inversión, sin contabilizar ese cambio en el régimen, dado que el método supone que cuando

⁵⁸⁴ CM, párr. 574.

⁵⁸⁵ CR, párrs. 577 y 593.

⁵⁸⁶ CR, párr. 614.

⁵⁸⁷ CR, párrs. 619-628.

⁵⁸⁸ CR, párr. 679.

los Demandantes realizaron la inversión había otro régimen en vigor⁵⁸⁹. Los Demandantes sostienen que dicho método es un medio para que el Demandado niegue su responsabilidad y calcule cero daños, porque el método asume que tanto el régimen original como el nuevo ofrecían una rentabilidad razonable sobre una inversión eficiente⁵⁹⁰.

499. En subsidio, el Demandado también presentó una valoración alternativa basada en el método FCD. En su Informe de Refutación, Brattle ofreció una valoración alternativa para las plantas CSP y los parques eólicos que, según ellos, aborda la valoración alternativa del Demandado basada en una rentabilidad razonable supuestamente implícita en la FIT ofrecida originalmente con anterioridad al Nuevo Régimen. Los Demandantes explican que dicha metodología aún deriva en daños sustanciales⁵⁹¹.
500. En síntesis, Brattle ofreció una valoración alternativa que eliminaba todos los efectos retroactivos del Nuevo Régimen y asumía que una rentabilidad del 9,5% después de impuestos era razonable para las plantas CSP y los parques eólicos, y también normalizaba los objetivos de costes para las plantas CSP y los parques eólicos a “nivel de planta marginal”, que se entiende como la planta más costosa del sistema que, sin embargo, es eficiente⁵⁹². Asimismo, la valoración alternativa de Brattle comprendía algunos ajustes, incluso, *inter alia*, que el Demandado debería haber calculado los costes normalizados asumiendo una vida útil promedio de 40 años para las plantas CSP y de 25 años para los parques eólicos⁵⁹³.
501. Brattle aplicó los supuestos anteriores a escenarios alternativos, cada uno con distintos objetivos de costes, pero con la misma rentabilidad del 9,5% después de impuestos. Brattle calculó los daños de los Demandantes en tres escenarios alternativos para las plantas CSP y en dos escenarios alternativos para los parques eólicos⁵⁹⁴. En el escenario CSP 1, la “planta marginal” es el tipo más costoso de planta CSP eficiente del sistema, que, según Brattle, es el sistema de torres. Con esta metodología, Brattle calculó que los daños ascienden a EUR 254 millones. En el escenario CSP 2, Brattle abandonó el objetivo de coste único asociado a

⁵⁸⁹ CR, párr. 681.

⁵⁹⁰ CR, párr. 680.

⁵⁹¹ CR, párr. 759; Informe Regulatorio de Refutación de Brattle, párrs. 259- 275.

⁵⁹² CR, párr. 754; Informe Regulatorio de Refutación de Brattle, párr. 155.

⁵⁹³ CR, párr. 751; Informe Regulatorio de Refutación de Brattle, párr. 265.

⁵⁹⁴ CR, párrs. 756-759.

una “planta marginal” y asumió que se permitió al Demandado modificar las FIT en virtud del RD 661/2007 y discriminar entre las tecnologías CSP una vez entendidos los costes de construcción y la fecha en la que se aprobaron las operaciones. Brattle calculó los daños en alrededor de EUR 115 millones. En el escenario CSP 3, Brattle computó los daños sobre la base de los costes reales de la construcción de las plantas CSP y también asumió que se permitió al Demandado discriminar entre las plantas CSP. Brattle calculó los daños en el escenario CSP 3 en alrededor de EUR 141 millones⁵⁹⁵.

502. Para los parques eólicos, Brattle calculó los daños de los Demandantes en dos escenarios. En el escenario de Energía Eólica 1, Brattle asumió que la “planta marginal” es el tipo más costoso de parque eólico que ingresó al sistema luego de la emisión del RD 661/2007 y calculó los daños en EUR 26 millones. En el escenario de Energía Eólica 2, Brattle computó la FIT con respecto a los costes reales de construcción de las propias plantas eólicas de los Demandantes y asumió que se permitió al Demandado fijar FIT diferentes para cada parque eólico, aunque no debería haber modificado la tasa de rentabilidad objetivo. Brattle calculó los daños en EUR 10 millones. Según Brattle, esto refleja que los parques eólicos de los Demandantes se encuentran entre las instalaciones más eficientes en el sector eólico español y sus costes de construcción son bajos, de manera que la valoración alternativa respecto de esos costes tiene daños positivos como resultado⁵⁹⁶.

ii. La Posición del Demandado

503. El Demandado argumenta que el régimen jurídico y regulatorio desde 1997 hasta nuestros días siempre ha otorgado la misma rentabilidad razonable. Por ello, los Demandantes no han sido desposeídos de nada y no han soportado perjuicio alguno⁵⁹⁷. Además, el Demandado no ha incurrido en ninguna vulneración del TCE y no tiene obligación alguna de indemnizar a los Demandantes⁵⁹⁸. Sin embargo, incluso en el supuesto de que el Tribunal determinara que

⁵⁹⁵ CR, párr. 756; Informe Regulatorio de Refutación de Brattle, párr. 270.

⁵⁹⁶ CR, párr. 758; Informe Regulatorio de Refutación de Brattle, párrs. 271-274.

⁵⁹⁷ RCM, párr. 1011.

⁵⁹⁸ RCM, párr. 1012.

el Demandado es responsable de vulnerar el TCE, los supuestos daños no dan lugar a un derecho de compensación⁵⁹⁹.

504. En relación con el estándar de compensación, el Demandado considera que el “Tribunal simplemente no puede aplicar estándares o criterios pensados para casos de expropiación o casos en los que los bienes han sido apropiados o casos en los que el inversor no ha podido vender la inversión”⁶⁰⁰. [Traducción del Tribunal]
505. El Demandado considera que el 20 de junio de 2014 es una fecha irrelevante y arbitraria para evaluar la inversión de los Demandantes y sostiene que la venta de las plantas es un suceso importante para efectos de valuación⁶⁰¹.
506. El Demandado afirma que los supuestos daños son especulativos y, por ende, no compensables, y que el método FCD no resulta adecuado en estas circunstancias. El Demandado sostiene que el distingo entre flujos históricos y flujos futuros de caja perdidos que hacen los Demandantes ignora el concepto de vida útil regulatoria y omite la consideración conjunta de los flujos de caja, pasados y futuros, para garantizar la rentabilidad razonable de las inversiones realizadas⁶⁰².
507. El Demandado asevera que los parques eólicos y las plantas termosolares tienen garantizados por ley el disfrute de una rentabilidad razonable, protegida de las incertidumbres y vaivenes del mercado⁶⁰³. El Demandado alega que la proyección de los Demandantes es ilusoria, en tanto los reclamos suponen que el escenario “real” se va a mantener durante las próximas décadas, obviando que el principio rector del sistema está constituido por la rentabilidad razonable garantizada⁶⁰⁴. Invocando una sentencia del Tribunal Supremo del Reino de España, el Demandado argumenta que no se han probado los daños, ya que su cálculo se basa en un horizonte temporal y nada garantiza que la retribución no sea modificada en la forma

⁵⁹⁹ RCM, párrs. 1013 y 1075(c).

⁶⁰⁰ RRS, párr. 30.

⁶⁰¹ RRS, párr. 20.

⁶⁰² RCM, párr. 1019.

⁶⁰³ RCM, párr. 1020.

⁶⁰⁴ RCM, párr. 1021; RR, párrs. 1083-1085.

actual⁶⁰⁵. Asimismo, el Demandado sostiene que los Demandantes no han cumplido su carga de probar la pérdida de valor de sus plantas⁶⁰⁶.

508. El Demandado sostiene que, en las circunstancias del presente caso, el método FCD no es adecuado por ser un método en exceso especulativo que puede derivar en una sobrevaloración⁶⁰⁷. Las circunstancias a que alude el Demandado son las siguientes: la falta de historial financiero suficiente para sustentar una proyección sólida de flujos de caja futuros; la importante base de activos tangibles, sin activos intangibles relevantes que valorar; la alta dependencia de los flujos de caja de elementos exógenos, volátiles e impredecibles; la debilidad financiera de las estructuras de financiación de proyectos; las proyecciones a largo plazo; la contradicción entre dicho horizonte temporal y la vida útil declarada de las plantas; y la desproporción entre la supuesta inversión y el importe reclamado⁶⁰⁸. El Demandado hace referencia a las determinaciones del tribunal de *Tenaris c. Venezuela* en sustento de su argumento según el cual el método FCD es inadecuado cuando una compañía tiene un historial de operaciones limitado y cuando las condiciones económicas generales de un país hacen imposible proyectar los flujos de caja de una compañía con un grado razonable de certeza⁶⁰⁹.
509. Invocando *Rusoro c. Venezuela*, el Demandado argumenta que ajustes menores en las estimaciones pueden redundar en divergencias significativas y que el “sanity check” de los Demandantes respecto de su valoración FCD es ficticio⁶¹⁰. El Demandado sostiene que BDO, su perito valuator, ofreció un *reality check* más verosímil, teniendo en cuenta información pública que proporcionan dos yieldcos que afirman que, tras las medidas impugnadas, las plantas de energía renovable en el Demandado que proporcionan rentabilidades razonables se encuentran activas y no se han deteriorado⁶¹¹.

⁶⁰⁵ RCM, párr. 1022.

⁶⁰⁶ RR, párrs. 1085-1087.

⁶⁰⁷ RCM, párrs. 1027 y 1030.

⁶⁰⁸ RCM, párr. 1031.

⁶⁰⁹ RR, párr. 1094.

⁶¹⁰ RR, párrs. 1089-1093.

⁶¹¹ RR, párr. 1092.

510. Invocando la doctrina, el Demandado asevera que el Tribunal debería evaluar la existencia de daños empleando un método que sea más sencillo, menos especulativo y que mire al pasado, basado en los costes de los activos, analizando si éstos son recuperados y si se obtiene una rentabilidad razonable de ellos. Dicho método considera tasas de rentabilidad normales, dado que las tasas extraordinariamente altas o bajas son inusuales, y corresponde cuando la inversión es reciente y no tiene un historial de rentabilidad⁶¹².
511. Invocando el informe de BDO, el Demandado argumenta que el método FCD proporciona resultados aberrantes y que la valoración de los Demandantes de su inversión en el escenario “contrafáctico” (EUR 363 millones para las plantas CSP y EUR 85 millones para los parques eólicos) implica que, si los Demandantes obtuviesen la compensación solicitada, se obtendría una tasa interna de retorno (“TIR”) desproporcionada del 30% y del 39% para las plantas CSP y los parques eólicos, respectivamente⁶¹³. Por el contrario, BDO calculó la TIR antes de impuestos en un 7,2% para las plantas CSP y en un 13,0% para los parques eólicos⁶¹⁴.
512. El Demandado ofreció una valoración alternativa basada en el esquema de Brattle para destacar la volatilidad del método FCD. En su primer informe, BDO presentó dos escenarios alternativos. En una primera alternativa, el escenario real se compara con el escenario contrafáctico, que fue creado a partir de la tarifa calculada en virtud del RD 436/2004 para Andasol 1 y Andasol 2 y en virtud del RD 661/2007 para las demás plantas. Una segunda alternativa comprendía una tasa correspondiente al escenario contrafáctico en virtud del RD 661/2007 para todas las plantas. En su segundo informe, BDO actualizó esas dos alternativas con información novel obtenida de los Demandantes, a saber, que la planta Arenales se encuentra sobrepotenciada con una potencia superior a 50 MW. Por ello, en un escenario “contrafáctico”, el subsidio previsto en el Artículo 36 del RD 661/2007 no sería aplicable, sino que, en su lugar, se aplicaría el subsidio del Artículo 45 del RD 661/2007, que es un subsidio inferior⁶¹⁵.

⁶¹² RCM, párrs. 1033-1038; RR, párrs. 1096-1099.

⁶¹³ RCM, párrs. 1039-1042; RR, párr. 1101.

⁶¹⁴ RR, párrs. 1105 y 1106.

⁶¹⁵ Informe BDO de dúplica al Informe de Refutación de Brattle, párrs. 286-298.

513. En la primera alternativa y considerando el sobrepotenciamiento de las plantas Arenales, el Demandado sostiene que el valor de la inversión de los Demandantes se incrementó en EUR 32 millones en virtud de las nuevas medidas y los Demandantes no sufrieron daños⁶¹⁶. En la segunda alternativa y considerando el sobrepotenciamiento, el Demandado argumenta que, incluso si se aplicara erróneamente la tasa correspondiente al escenario contrafáctico en virtud del RD 661/2007 a todas las plantas, Brattle calculó un impacto financiero negativo de EUR 297 millones, mientras que BDO calculó un impacto negativo un 90% inferior de EUR 31 millones⁶¹⁷. El Demandado explica que las discrepancias entre el FCD de Brattle y el de BDO derivan de los distintos parámetros considerados. Además, el Demandado argumenta que la valoración alternativa propuesta por Brattle en su Informe de Refutación carece de fundamento económico y realiza una interpretación desacertada de la rentabilidad razonable⁶¹⁸

b. *El Análisis del Tribunal*

514. El Tribunal tiene frente a sí evaluaciones periciales muy extensas y fundamentalmente irreconciliables de los daños y perjuicios (o ausencia de ellos) incurridos por los Demandantes como consecuencia de las medidas impugnadas. Al igual que la Corte Internacional de Justicia lo determinara en el caso de las *Plantas de Celulosas*, este Tribunal:

“no encuentra necesario para resolver el presente caso entrar en una discusión general sobre los méritos relativos, la confiabilidad y la autoridad de los documentos y estudios preparados por los expertos y consultores de las Partes. Solamente necesita ser consciente del hecho de que, sin perjuicio del volumen y la complejidad de la información fáctica que le fue sometida, es la responsabilidad de[l Tribunal], luego de haber prestado cuidadosa atención a toda la evidencia que le presentaron las Partes, determinar cuáles hechos deben ser considerados relevantes, evaluar su valor probativo, y sacar conclusiones de ellos según sea apropiado. En consecuencia, [... el Tribunal] hará su propia determinación de los hechos, sobre la base de la evidencia que le fue presentada [...]”⁶¹⁹.

⁶¹⁶ RCM, párrs. 1043-1050; RR, párrs. 1124-1129.

⁶¹⁷ RCM, párr. 1052; RR, párr. 1130.

⁶¹⁸ RR, párr. 1078.

⁶¹⁹ *Caso de las Plantas de Celulosa sobre el Río Uruguay* (Argentina c. Uruguay), C.I.J. *Informes 2010*, Sentencia, 20 de abril de 2010, párr. 168.

515. El Tribunal observa que todos los demás tribunales que, hasta ahora, han pronunciado una decisión sobre casos similares en laudos ya publicados (y producidos por las Partes) han adoptado una postura “excluyente” cuando deciden sobre los daños y perjuicios. O bien determinan que el Demandado no violó sus obligaciones en virtud del TCE y, lógicamente, deciden que no debía asumir la obligación de brindar indemnización por las pérdidas sufridas por el Demandante; esta ha sido la posición adoptada en los casos *Charanne*, *Isolux* y *Blusun*. O los tribunales han considerado que, dada la conclusión de que el Demandado violaba el Artículo 10 del TCE, estaba obligado a la reparación plena de las pérdidas sufridas; esta ha sido la posición adoptada por los tribunales de los casos *Eiser* y *Novenergia*⁶²⁰. Esta última posición sería ilógica en el presente caso, debido a que el Tribunal aceptó que el Demandado no era inmune a cambios razonables en el régimen aplicable a su inversión; por lo tanto, se adeudará y calculará una indemnización solo en la medida en que las modificaciones hubieran excedido los límites de lo que es razonable.

516. En efecto, tal como señalara el tribunal del caso *Blusun* (en un contexto italiano diferente pero similar):

“Ante la ausencia de un compromiso específico, el estado no tiene la obligación de otorgar subsidios, como las tarifas de inyección, o de mantenerlos sin modificaciones una vez que se otorgan. Pero si se otorgan lícitamente, y si resulta necesario modificarlos, debe hacerse de una manera que no sea desproporcionada respecto del objetivo de la enmienda legislativa, y debe tener debidamente en cuenta los intereses razonables de confianza de los receptores que puedan haber comprometido recursos sustanciales sobre la base del régimen anterior. Estas consideraciones se aplican aún más sólidamente cuando el contexto implica subsidios o el pago de beneficios especiales para determinados sectores económicos”⁶²¹.
[Traducción del Tribunal]

517. Al decidir si los Demandantes han obtenido un retorno razonable por sus inversiones, se debe tener en cuenta la conclusión del Tribunal de que los Demandantes no pueden invocar ningún compromiso por parte del Demandado en cuanto a la inmutabilidad del régimen aplicable⁶²².

⁶²⁰ En el caso *Novenergia*, el tribunal dedujo los daños causados por el gravamen del 7%, al considerar que carecía de jurisdicción sobre ese impuesto y sobre las medidas tomadas por el demandado antes de 2013, y al evaluar que no violaron el TJE.

⁶²¹ *Blusun* (RL-117), párr. 372.

⁶²² Véase, por ejemplo, párr. 399 *supra*.

Debido a que este Tribunal no considera que España tuviera la obligación de mantener integralmente el régimen inicial, la modificación de dicho régimen no implica *per se* una violación del TCE, incluso si ello conlleva un retorno menor para los Demandantes, a menos que el nuevo régimen prive a los Demandantes de obtener un retorno razonable de conformidad con el coste del dinero en el mercado de capitales, que es la única expectativa legítima establecida de los Demandantes, como ya lo ha dictaminado el Tribunal. A este respecto, el Tribunal no puede coincidir con el tribunal del caso *Eiser* que, si bien admite que “[l]as 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”⁶²³; no obstante, decidió que el Demandado debería ser indemnizado integralmente en concepto de las pérdidas causadas por el nuevo régimen. Asimismo, con el debido respeto, como se demostrará más precisamente *infra*⁶²⁴, parece muy exagerado sostener que “[e]l 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”⁶²⁵. Los Demandantes en el presente caso, si bien solicitan la indemnización integral de sus supuestas pérdidas, no alcanzan esa dimensión. De hecho, pudieron vender sus acciones en las plantas de Andasol por EUR 77,7 millones⁶²⁶.

518. En realidad, la situación en el presente caso es mucho más similar a la situación en los casos *LG&E c. Argentina* o *Lemire c. Ucrania* en los que los tribunales decidieron que:

“[e]l TBI establece la regla de que la indemnización por expropiación se debe basar en el ‘valor justo de mercado’ de la inversión; sin embargo, este principio resulta de poca utilidad en el presente arbitraje, debido a que el incumplimiento no equivale a la pérdida total o la privación de un activo. Gala Radio aún existe y el Demandante aún la posee: la indemnización no puede basarse en el valor justo de mercado de los activos expropiados”⁶²⁷.
[Traducción del Tribunal]

⁶²³ *Eiser* (CL-242), párr. 387. (Véase también párr. 398: “Una vez establecida, ni la vida útil regulatoria ni el ‘valor inicial de la inversión’ prescrito pueden modificarse”).

⁶²⁴ Véanse párrs. 567-587 *infra*.

⁶²⁵ *Eiser* (CL-242), párr. 413.

⁶²⁶ Véase párr. 177 *supra*.

⁶²⁷ CIADI, *Joseph Charles Lemire c. Ucrania*, Caso CIADI No. ARB/06/18, Laudo, 28 de marzo de 2011 (CL-32), párr. 148; véase también Laudo del caso *LG&E* (CL-34) (RL-34), párrs. 36-39.

519. El Tribunal señala además que los peritos de ambas Partes han utilizado varios métodos de cálculo y han alcanzado resultados diametralmente diferentes, independientemente del método elegido. El motivo es que sus cálculos se basan en supuestos o criterios esencialmente diferentes. Sin tomar ninguna postura sobre la relevancia del método FCD para comparar el valor de los activos en los dos escenarios, el cual ha sido utilizado por sendos tribunales⁶²⁸ y que también ha sido criticado por otros⁶²⁹, este Tribunal no considera útil evaluar la razonabilidad del retorno de los Demandantes en virtud de ambos regímenes. La comparación de los ingresos o la valuación de los activos en los dos escenarios hace posible calcular una diferencia, pero no indica si las dos remuneraciones son razonables o no.
520. Por el contrario, la tasa interna de retorno es un indicador de la rentabilidad de un proyecto. Según lo explicado por BDO:

“La rentabilidad razonable otorgada por el Estado Español se corresponde con lo que en terminología económica se denomina Tasa Interna de Retorno (TIR) de un proyecto. La tasa interna de retorno (TIR) de un proyecto mide la rentabilidad media anual de dicho proyecto en base a los flujos de caja actualizados generados por el mismo durante toda su vida”⁶³⁰.

521. Puesto que el Tribunal ha determinado que la única expectativa legítima de la cual los Demandantes podrían prevalerse era la de un “retorno razonable”, resulta apropiado comparar ambos regímenes según la TIR que los Demandantes pueden obtener en virtud de cada uno de ellos. Tal como expresara el Tribunal del caso *Novenergia*, “las tasas internas de retorno son una medida relevante de lo que el Demandante esperaba obtener de su inversión en el Reino de España al momento de realizar la inversión”⁶³¹. [Traducción del Tribunal]

(b) ¿El nuevo régimen prevé un retorno razonable?

⁶²⁸ *Eiser* (CL-242), párrs. 462-465; *Novenergia* (CL-243), párr. 818.

⁶²⁹ CIADI, *Tenaris S.A. y Talta - Trading e Marketing Sociedade Unipessoal Lda. c. República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB/11/26, Laudo, 29 de enero de 2016 (RL-103), párrs. 525-527; *Rusoro Mining Limited c. República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB (AF)/12/5, Laudo, 22 de agosto de 2016 (RL-102), párr. 760.

⁶³⁰ Primer Informe BDO, párr. 35.

⁶³¹ *Novenergia* (CL-243), párr. 826.

522. Con respecto al otro rubro indemnizatorio que sufrieron los Demandantes, la supuesta ausencia de un retorno razonable, el Tribunal ya ha demostrado ampliamente que:

- los Demandantes no podían esperar legítimamente que su retorno en virtud del régimen anterior se mantuviera sin cambios durante toda la vida de su inversión;
- además de la aplicación retroactiva parcial ilícita del nuevo régimen, el único incumplimiento por parte del Demandado de sus obligaciones frente a los Demandantes fue el resultado de la ausencia de un diferencial entre el retorno de la inversión y el coste del dinero en el mercado de capitales; y
- por lo demás, las medidas impugnadas no violaron los derechos de los Demandantes en virtud del TCE, si bien
- el nuevo régimen, aunque, de hecho, es menos ventajoso para los Demandantes que el anterior, les ofrece otros elementos que garantizan estabilidad en el retorno de su inversión; y,
- en lo que concierne más específicamente a Arenales, la cuestión debatida entre las Partes en cuanto a su capacidad instalada⁶³² no afecta el razonamiento del Tribunal, ya que la indemnización otorgada a los Demandantes se basa en una evaluación de la razonabilidad del retorno real, no en aquella resultante del régimen especial en virtud del RD 661/2007 que se limitaba a plantas de una capacidad instalada de 50 MW o menor.

523. En consecuencia, el Tribunal considera que, si bien tienen derecho a recibir una indemnización por el retorno irrazonable de sus inversiones, de establecerse, los Demandantes no pueden reclamar una indemnización plena por la disminución total de sus ganancias como resultado de la adopción del nuevo régimen por parte del Demandado; solo pueden obtener una indemnización en la medida en que dicha disminución se encuentre por debajo del umbral de un retorno razonable.

524. Los Demandantes señalan acertadamente que el Artículo 30(4) “[no] definió [una] rentabilidad razonable”⁶³³. La “rentabilidad razonable” se ha descrito a veces como un

⁶³² Véanse párrs. 493-495, 512 y 513 *supra*.

⁶³³ CR, párr. 225.

principio general según el cual “los inversores deberían tener derecho a obtener un retorno razonable de su inversión”⁶³⁴ [Traducción del Tribunal]. El Tribunal de Arbitraje no adopta ninguna posición en cuanto a la existencia de tal principio general; simplemente señala que, en el presente caso, debe aplicarse esta regla ya que se encuentra consagrada en los textos aplicables pertinentes. Además, el Tribunal está de acuerdo con los tribunales de los casos *Charanne*⁶³⁵ e *Isolux*⁶³⁶ en que este principio debe definirse de conformidad con la legislación española y, principalmente, con la Ley 54/1997. Por lo tanto, el Tribunal comparte la opinión del Demandado de que

“[E]l concepto de ‘rentabilidad razonable’ tiene significado por sí mismo: (i) significa, en primer lugar, que los productores en régimen especial tienen derecho a obtener una ‘rentabilidad’. Es decir, que la remuneración que perciban les permita recuperar tanto las cantidades invertidas (CAPEX) como los costes de operación de dichos activos (OPEX) y, además, obtener un beneficio industrial. (ii) Significa, en segundo lugar, que el beneficio industrial garantizado a los productores debe de ser ‘razonable’⁶³⁷. Por lo tanto, ese beneficio no puede ser desproporcionado o ‘irracional’. (iii) En tercer lugar, el juicio de la razonabilidad debe ser realizado en función de un elemento que es objetivo y variable: ‘con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales’”⁶³⁸.

525. Antes de proceder a evaluar si la TIR es razonable, de conformidad con el coste del dinero en los mercados de capital en la fecha correspondiente, el Tribunal debe decidir cómo se debe calcular la TIR.

⁶³⁴ *AES Corporation y Tau Power B.V. c. República de Kazajstán*, Caso CIADI No. ARB/10/16, Laudo, 1 de noviembre de 2013, párrs. 398-400.

⁶³⁵ *Charanne* (RL-69), párr. 518.

⁶³⁶ *Isolux* (RL-95), párr. 807.

⁶³⁷ RR, párr. 182, nota al pie 96: “‘Razonable’ según el Diccionario de la Real Academia de la Lengua Española significa: “*adecuado, conforme a la razón, proporcionado, no exagerado*” Diccionario de la lengua española versión electrónica (vigésimo tercera edición octubre 2014); “razonable”. Real Academia Española. <http://dle.rae.es/?w=razonable#.VISem4LfJQY.email>. (R-288)”.

⁶³⁸ RR, párr. 182 (énfasis en el original).

1. ¿Cómo se debe calcular el retorno razonable?

a. Las Posiciones de las Partes

i. La posición de los Demandantes

526. Los Demandantes afirman que el TCE protege sus participaciones accionarias y que las TIR asociadas con esas inversiones son TIR de los accionistas que se calculan tomando en consideración “el precio pagado a los Demandantes por las acciones en carácter de las inversiones iniciales y los flujos de caja reales y proyectados a lo largo de la vida útil de los activos”⁶³⁹. [Traducción del Tribunal]
527. Los Demandantes también reconocen que, si bien las TIR de los accionistas pueden ser una fuente de información y un elemento contextual importante, estos

“sin embargo, no puede servir como un punto de referencia con respecto al nivel de retorno que el regulador consideró razonable al establecer el régimen del RD 661/2007 (o el Nuevo Régimen). La razón es que el RD 661/2007 ofrecía una FIT para la instalación⁶⁴⁰, independientemente de quién fuera el propietario final de la instalación o lo que pagase por participación accionaria. El Nuevo Régimen adopta el mismo enfoque. Tal como explica Brattle, ‘el ‘enfoque regulatorio en las TIR del proyecto era lógico en parte en aras de evitar la necesidad de anticipar y elegir entre las múltiples y variadas estructuras de financiamiento adoptadas por los inversores renovables individuales’⁶⁴¹. El regulador nunca analizó qué retornos para accionistas buscaban proporcionar las regulaciones, sino que evaluó los retornos objetivo a nivel de activos^{642,643}. [Traducción del Tribunal]

⁶³⁹ CS, párr. 7.

⁶⁴⁰ *Ibid.*, párr. 11, nota al pie 7: “Tal como recordará el Tribunal, esa retribución no fue comunicada a los inversores en ese momento, pero se estableció en el informe interno del Ministerio sobre el RD 661/2007 (Anexo C-0225). Los inversores recibieron (y fueron prometidos) una remuneración en €/kWh por cada kWh de electricidad producida (véase el Anexo C-0024, RD 661/2007, Artículo 36). También se les dijo que tal remuneración produciría un retorno razonable (Anexo C-0024, RD 661/2007, Preámbulo: “*El marco económico establecido en el presente real decreto desarrolla los principios recogidos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, garantizando a los titulares de instalaciones en régimen especial una retribución razonable para sus inversiones*”)” [Traducción del Tribunal]. (énfasis en el original)

⁶⁴¹ CS, párr. 11, que cita la Memorando Brattle, párr. 12.

⁶⁴² *Ibid.*, nota al pie 9. “Anexo C-0225, Informe del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio sobre el proyecto del RD 661/2007, 21 de marzo de 2007, pág. 16, Sección 3.2.2, que se refiere a una “*TIR de proyecto*”. Esto es consistente con el PER 2005-2010, que se refiere a la “rentabilidad ... del proyecto” (Anexo C-0043, PER 2005-2010, agosto de 2005, pág. 274)” [Traducción del Tribunal]. (énfasis en el original)

⁶⁴³ CS, párr. 11 (énfasis en el original).

528. Los Demandantes consideran que las TIR de los accionistas calculadas por el Demandado para Andasol son irrelevantes, debido a que no tienen en cuenta la prima pagada por los Demandantes para adquirir su inversión⁶⁴⁴. En realidad, la TIR de su capital neto es mucho más baja de lo que argumenta el Demandado. La posición de los Demandantes es que pagaron dicho precio caro porque, en virtud del régimen anterior, la TIR del proyecto era mucho más alta.

529. Los Demandantes⁶⁴⁵ concuerdan con el perito del Demandado Carlos Montoya en que:

“30. La decisión de contraer un crédito o préstamo para acometer la inversión es una decisión meramente financiera en función de los intereses del promotor. Las condiciones del crédito dependerán por tanto de las decisiones tomadas por el promotor sobre sus fondos propios y de los acuerdos alcanzados con otros socios o con las entidades bancarias.

31. Estos aspectos son ajenos a la regulación en energías renovables y no es posible su incorporación a los parámetros retributivos al existir infinitas posibilidades en la financiación de las plantas que no podrían ser reflejadas en los parámetros retributivos: los porcentajes de capital financiado son distintos en cada planta, cada socio podría tener condiciones de financiación diferentes, dichas condiciones pueden variar con el tiempo o pueden verse alteradas con un cambio en la distribución de socios en una determinada planta o una venta, etc.”⁶⁴⁶.

530. Los Demandantes calculan todas las TIR sobre una base antes de impuestos con el fin de que sean comparables con el objetivo antes de impuestos del 7,398% utilizado por el regulador en el nuevo régimen⁶⁴⁷.

531. Los Demandantes trazan un distinguo entre las TIR de tenencia y las TIR de salida. Entienden que la primera es más confiable, ya que está menos afectada por los efectos macroeconómicos y la consideran coherente tanto con el enfoque del regulador como con la solicitud del Tribunal de obtener información adicional⁶⁴⁸.

⁶⁴⁴ Respuesta de BDO a las Solicitudes del Tribunal, párr. 18.

⁶⁴⁵ CS, párr. 21.

⁶⁴⁶ Segunda Declaración de Carlos Montoya, 3 de febrero de 2017, párrs. 30 y 31.

⁶⁴⁷ CS, párrs. 19 y 20.

⁶⁴⁸ CS, párrs. 16-18.

532. Los peritos de los Demandantes afirman que la vida útil de las plantas es de 25 años en el caso de los Parques Eólicos y, de 40 años, en el caso de las Plantas de CSP (excepto los componentes de almacenamiento)⁶⁴⁹. Los Demandantes se basan particularmente en el RD 661/2007 que proporciona una tarifa arancelaria para un período de 25 años, lo que implica que el Demandado consideró que la vida útil era de al menos 25 años⁶⁵⁰. Los Demandantes también cuestionan la afirmación del Demandado respecto de que deben utilizarse las vidas útiles más cortas (20 a 25 años) establecidas en las cuentas de las Empresas del Proyecto, ya que corresponden a estándares contables aplicados a los efectos de la depreciación, los cuales no deben determinar si son supuestos razonables para calcular el valor justo de mercado de las inversiones de los Demandantes en virtud del TCE⁶⁵¹.
533. Con respecto a la venta reciente de Andasol por EUR 173 millones (con EUR 77,7 millones para los Demandantes que poseían el 45% de las acciones), los Demandantes consideran tal suma es consistente con su evaluación realizada en el año 2014: 67 millones. Brattle explica los EUR 10 millones de diferencia con base en:

“(i) el transcurso del tiempo, (ii) el pago de la deuda, (iii) una reducción en la tasa impositiva societaria de España y (iv) cambios en las variables macroeconómicas, incluida una caída en las tasas de interés en el período comprendido entre los meses de junio de 2014 y julio de 2017, lo cual provoca una reducción en la tasa de descuento correspondiente. Estos cambios tienen el efecto neto de aumentar el valor de los flujos de caja futuros y el valor de las acciones de las Plantas Andasol en el mes de julio de 2017”⁶⁵². [Traducción del Tribunal]

534. Los peritos de los Demandantes también señalan la diferencia entre el régimen original que permite a los inversores ganar más que el retorno razonable si operan eficientemente y el nuevo régimen que:

“ha adoptado nuevos y más estrictos objetivos que consideran las reducciones de costes que los inversores logren solamente después del establecimiento del Régimen Regulatorio Original y antes de la introducción del Nuevo Régimen Regulatorio. De hecho, el Nuevo

⁶⁴⁹ Informe Pericial del Dr. Mancini, 16 de diciembre de 2016.

⁶⁵⁰ RR, párrs. 728-730.

⁶⁵¹ CR, párrs. 650-653.

⁶⁵² CS, párr. 33.

Régimen Regulatorio ha cambiado el objetivo de forma retrospectiva. El resultado es apropiarse de los beneficios que los inversores existentes obtuvieron previamente al superar los objetivos iniciales del Régimen Regulatorio Original”⁶⁵³.

535. Los Demandantes afirman que invirtieron una gran cantidad de dinero para contar con plantas eficientes, debido a que el régimen anterior asignaba una remuneración en función de la realidad de la producción. Sostienen que, dadas estas importantes inversiones, el nuevo esquema de retribución les impide obtener un retorno razonable, debido a que no se basa en la realidad y la eficiencia de la producción y, por lo tanto, ya no promueve las instalaciones eficientes⁶⁵⁴.
536. Los Demandantes aducen además que las tasas de retorno objetivo del Demandado se establecen por referencia a “instalaciones estándar”, con costos definidos y parámetros de producción. Las diferencias entre estos objetivos y las TIR reales “resultan de las diferencias en costos y producción entre las plantas de los Demandantes y la instalación estándar relevante”⁶⁵⁵. [Traducción del Tribunal]

ii. La Posición del Demandado

537. El Demandado considera que la tasa de retorno siempre ha sido asignada por proyecto⁶⁵⁶. Afirma que el marco regulatorio garantiza una TIR razonable para el proyecto, ya que su propósito es que los proyectos de energías renovables sean competitivos en comparación con los productores convencionales⁶⁵⁷. El Demandado niega la relevancia de las TIR de los accionistas, pero considera que, en este caso, son más altas que las TIR de proyecto⁶⁵⁸.
538. Considerando la venta de Andasol, el Demandado afirma que, si los inversores anteriores hubieran mantenido el proyecto, la TIR de sus accionistas habría sido del 10% después de impuestos⁶⁵⁹. El Demandado reconoce que el retorno de los Demandantes ha sido mucho

⁶⁵³ Informe de Refutación de Brattle, párr. 18.

⁶⁵⁴ CPHB, párr. 143.

⁶⁵⁵ CS, párr. 26.

⁶⁵⁶ RPHB, párr. 171.

⁶⁵⁷ RRS, párr. 6.

⁶⁵⁸ RRR, párr. 6. Véase párr. 560 *infra*.

⁶⁵⁹ RRR, párrs. 11 y 12.

menor porque pagaron una prima importante al adquirir Andasol. La posición del Demandado es que el costo de esta decisión debe ser asumido solo por los Demandantes y no puede ser atribuido de ninguna manera al Demandado⁶⁶⁰.

539. El Demandado considera que la distinción entre las TIR de tenencia y de salida no resulta relevante para la resolución de la controversia y no elimina los efectos macroeconómicos tal como afirman los Demandantes. Asimismo, según el Demandado, ambos cálculos conducen al mismo resultado⁶⁶¹.
540. El Demandado argumenta que la valuación de los Demandantes es errónea debido a que extiende artificialmente el impacto financiero hipotético de las medidas. En sus cálculos, Brattle asumió una vida útil de 40 años para las plantas termosolares y 25 años para los parques eólicos, en circunstancias que su vida útil es de 25 y 20 años, respectivamente. El Demandado observa que dicha vida útil más breve fue declarada en los estados contables oficiales de las empresas, contemplada en los expedientes bancarios para financiar los proyectos de las plantas termosolares, estimada en los contratos de operación y mantenimiento para las instalaciones de los parques eólicos, y en el informe de proyecto sobre el RD 661/2007 y el PER 2005-2010. En opinión del Demandado, el hecho de considerar una vida útil comprendida entre 20 y 25 años se encuentra respaldado por informes periciales de ingeniería sobre plantas termosolares⁶⁶².
541. El Demandado también sostiene que los cálculos de Brattle no tuvieron en cuenta los costes de las renovaciones necesarias para las plantas termosolares; que su sistema de almacenamiento probablemente dejará de operar en 25 años, reduciendo así el número de horas operativas; y que un cambio sustancial en los componentes de la planta causaría, en virtud del RD 661/2007, una “nueva fecha de puesta en servicio” tornando así inaplicable el subsidio del RD 661/2007⁶⁶³. El Demandado aclara que, a los efectos de simplificar las comparaciones con el cálculo FCD de Brattle, la valuación alternativa de BDO no tuvo en cuenta ninguno de estos factores relacionados con la vida útil de los componentes técnicos

⁶⁶⁰ RRS párrs. 11 y 12.

⁶⁶¹ RRS, párr. 14.

⁶⁶² RR, párrs. 1108-1116.

⁶⁶³ RR, párr. 1117-1120.

de las plantas termosolares; sin embargo, tuvo un impacto financiero positivo. Si hubieran sido considerados; el impacto positivo sería aún mayor⁶⁶⁴.

542. El Demandado niega que la rentabilidad en virtud del régimen anterior se haya calculado teniendo en cuenta los costes particulares de cada inversor:

“Las primas que establece el RD 661/2007 se fijaron con el objetivo de proporcionar a una instalación tipo una rentabilidad de aproximadamente un 7 % de acuerdo con los estándares fijados en el propio PER 2005 - 2010: el CAPEX de una instalación tipo, el OPEX de una instalación tipo, horas de funcionamiento equivalentes, costes unitarios, períodos de ejecución, vida útil y precios de venta de la unidad energética final.
[...]

Dicha metodología no fue una novedad introducida en el PER 2005-2010. En diciembre de 1999 se aprobó el PFER 2000-2010⁶⁶⁵ en ejecución de LSE 54/1997. El PFER 2000-2010 fijó los objetivos de implantación de las EERR para un escenario tendencial de incremento anual de la demanda eléctrica al 2%⁶⁶⁶. Al igual que su sucesor (PER 2005-2010), el PFER 2000-2010 siguió una metodología consistente en definir, dentro de cada tecnología y de acuerdo con el arte de la ciencia existente en cada momento, distintas *instalaciones-tipo*. Una vez determinadas dichas instalaciones tipo, en cada una de ellas se establecían distintos estándares (coste de inversión, coste de operación, vida útil de la planta, horas de producción primada, precio de mercado) que permitían que dicha planta alcanzara, en un determinado plazo de tiempo (vida útil) una rentabilidad razonable de acuerdo con el coste del dinero en el mercado de los capitales⁶⁶⁷. La rentabilidad de los proyectos tipo se estimó en un ‘7 % con recursos propios, antes de financiación y después de impuestos’^{668,669}.

543. El Demandado niega que el nuevo régimen fuera a discriminar contra las instalaciones eficientes y costosas como las de los Demandantes, ya que los Demandantes aún pueden reducir sus costos operativos para ser más eficientes y obtener una mayor remuneración⁶⁷⁰.

⁶⁶⁴ RR, párrs. 1126, 1127 y 1131.

⁶⁶⁵ RR, párr. 239, en referencia a PFER 2000-2010 (R-134).

⁶⁶⁶ RR, Nota al pie 145: “Ibíd, página 31”.

⁶⁶⁷ RR, Nota al pie 146: “Ibíd, páginas 200-218”.

⁶⁶⁸ RR, Nota al pie 147: “Ibíd, página 182”.

⁶⁶⁹ RR, párrs. 236-239 (énfasis en el original).

⁶⁷⁰ RPHB, párrs. 184-192.

b. *El Análisis del Tribunal*

544. En primer lugar, el Tribunal debe decidir si el retorno razonable protegido por el Tribunal es la TIR de proyecto o la TIR de los Accionistas.
545. No cabe duda de que el TCE protege los intereses de los accionistas. Como tal, les garantiza el derecho a un trato justo y equitativo, incluido el respeto a sus expectativas legítimas. Como ya explicara el Tribunal, las únicas expectativas legítimas que los Demandantes tenían en este caso eran obtener el retorno razonable respecto del que se comprometiera el Demandado. Por consiguiente, es necesario observar precisamente el compromiso del Demandado. Los Demandantes y el Demandado concuerdan en que el retorno razonable contemplado por el derecho español es una TIR de proyecto. El Tribunal no encuentra motivo para decidir lo contrario.
546. En consecuencia, la prima pagada por los Demandantes para adquirir Andasol no tiene ningún impacto en el cálculo del retorno razonable proporcionado por el Demandado a Andasol como proyecto. El marco regulatorio energético español ha sido concebido para tener un alcance general y aplicarse a proyectos de todo tipo. No era el objetivo del regulador tener en cuenta las particularidades de cada instalación y de los diversos modos de financiamiento. El Tribunal considera que no existe ninguna objeción en principio a este enfoque, se trate de la definición de costes de financiamiento estándar o de los costes operativos.
547. Sin embargo, el Tribunal está de acuerdo con el tribunal del caso *Blusun* en que el regulador puede modificar las evoluciones regulatorias con la condición de que se lleve a cabo

“de una manera que no sea desproporcionada respecto del objetivo de la enmienda legislativa, y debe tener debidamente en cuenta los intereses razonables de confianza de los receptores que puedan haber comprometido recursos sustanciales sobre la base del régimen anterior”⁶⁷¹. [Traducción del Tribunal]

⁶⁷¹ *Blusun* (RL-117), párr. 372.

Al evaluar la razonabilidad del retorno obtenido por los Demandantes, el Tribunal, por lo tanto, tomará en consideración la TIR real que sus proyectos han recibido y no solo el objetivo fijado por el Demandado.

548. El Tribunal concuerda con el Demandado en que el distingo trazado entre la TIR de salida y la TIR de tenencia no tiene un impacto importante en el cálculo. Dado que la TIR que el Tribunal considera aplicable en este caso es la TIR de proyecto⁶⁷², se supone que la rentabilidad se calculará durante la totalidad de la vida útil de la inversión, es decir, la vida útil de la planta.
549. En consecuencia, la vida útil de las plantas tiene un impacto significativo en dichos cálculos. Los flujos de fondos futuros no son infinitos y se encuentran limitados temporalmente por esta vida. El Tribunal ha prestado la debida atención a las presentaciones de los abogados y los informes periciales y a las decisiones de otros tribunales en casos similares. El tribunal en el caso *Charanne* consideró que la vida útil de las plantas sería, en promedio, 27,5 años⁶⁷³. El tribunal del caso *Eiser*, ante el cual intervinieron los mismos peritos, determinó que las pruebas del Dr. Servert eran mucho más confiables que la opinión del Dr. Mancini y aplicaron una vida útil de 25 años⁶⁷⁴. El Tribunal concuerda en que debe considerarse que la vida útil de las Plantas de CSP es de 25 años, lo que corresponde a la evaluación presentada por los Demandantes en varias ocasiones antes de la remisión del caso al Tribunal⁶⁷⁵.
550. En lo que respecta a la enajenación de Andasol por parte de los Demandantes, el Tribunal lo considera como un elemento fáctico que puede ser útil para evaluar el valor de mercado de la inversión y la razonabilidad del retorno⁶⁷⁶. No obstante, este hecho no tiene un impacto directo en el cálculo de la TIR ya que se trata de una TIR de proyecto calculada para toda la vida útil de las plantas; en tal caso, la venta de la inversión resulta irrelevante.

⁶⁷² Véase párr. 545 *supra*.

⁶⁷³ *Charanne* (RL-69), párr. 527.

⁶⁷⁴ *Eiser* (CL-242), párrs. 451 y 452.

⁶⁷⁵ Véase párr. 540 *supra*.

⁶⁷⁶ Véase párr. 573 *infra*.

2. *¿Es razonable el retorno de los Demandantes en virtud del nuevo régimen en relación con el coste del dinero en el mercado de capitales?*

a. *Las Posiciones de las Partes*

i. La Posición de los Demandantes

551. Los Demandantes consideran que el retorno razonable es un objetivo utilizado por España para establecer la FIT⁶⁷⁷. En respuesta a la solicitud del Tribunal de obtener información adicional, los Demandantes explican que el objetivo del regulador se redujo de 12,2% (Andasol), 11,6% (Arenales), 8% (Viento) antes de impuestos, a 7,398% para todos⁶⁷⁸. En pos de calcular estos objetivos en el régimen anterior, los Demandantes se basan en el informe interno del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio sobre el RD 661/2007, el cual preveía un retorno razonable después de impuestos de alrededor del 9,5% para la CSP y el 7% para los parques eólicos⁶⁷⁹.
552. Según Brattle, las TIR de los proyectos antes de impuestos en nuevo régimen son respectivamente: 7,4% (Andasol 1), 6,9% (Andasol 2), 6,7% (Arenales), 13,6% (San Lorenzo C), 13,2% (San Lorenzo D), 13% (Esquilvent)⁶⁸⁰.
553. Contrariamente al RD 661/2007, el nuevo régimen fija el retorno razonable *in abstracto*, sin tener en cuenta la inversión específica y los costos operativos. Tiene el efecto de reducir el retorno razonable del 9,5% en promedio después de impuestos para la CSP y del 7% para energía eólica a 5,8% y 6,5% después de impuestos, respectivamente⁶⁸¹.
554. Los Demandantes rechazan el cálculo del Demandado que afirma que lograron una TIR de capital del 10% luego de la venta de Andasol. Su propio cálculo, teniendo en cuenta la prima pagada, conlleva a una TIR de capital del 2,7%⁶⁸².

⁶⁷⁷ CR, párr. 228.

⁶⁷⁸ CS, párrs. 23 y 24.

⁶⁷⁹ CS, párr. 19.

⁶⁸⁰ Memorando Brattle, Tabla 3.

⁶⁸¹ CPHB, párr. 143.

⁶⁸² Respuesta de BDO a las Solicitudes del Tribunal, Tabla 4; CRR, párrs. 23 y 24.

555. Los Demandantes aducen que la justificación del Demandado de que tuvo que modificar el esquema para mantener el retorno razonable al considerar el coste del dinero en el mercado de capitales no resulta creíble. Argumentan que (1) el retorno razonable no es un concepto dinámico; (2) el retorno en virtud del régimen anterior no fue considerado irrazonable por parte del Demandado en el año 2007; y (3) el coste del dinero en el mercado de capitales no ha cambiado en el período comprendido entre los años 2007 y 2013⁶⁸³.
556. Brattle cuestiona el cálculo de BDO del “coste del dinero”. Su propio cálculo del costo promedio ponderado de capital (WACC, por sus siglas en inglés) es del 8,148% después de impuestos⁶⁸⁴. Con el fin de calcular este costo, se basaron en una tasa libre de riesgo del 4,398%, que corresponde al rendimiento promedio de los bonos del gobierno español a diez años⁶⁸⁵. Agregan una prima de riesgo de mercado del 5,5%, una versión beta sin apalancamiento de 0,5 y una prima del 1% que representa lo que el Demandado utilizó para atraer a los inversores extranjeros. Según ellos, el WACC después de impuestos sería del 8,148% y el WACC antes de impuestos, del 11,640%, al considerar una tasa impositiva societaria del 30%.
557. Los peritos de los Demandantes cuestionan la afirmación del Demandado de que existía un mayor riesgo regulatorio en el régimen anterior, ya que consideran que los cambios continuos del régimen han aumentado el riesgo⁶⁸⁶.
558. Los Demandantes se basan en sus peritos, los cuales explican que al considerar que la producción de Arenales es mayor que aquella de las Plantas Andasol, el cambio de una FIT basada en la producción (EUR por MWh) a un pago de incentivos basados en la capacidad (EUR por MW) tuvo un impacto adverso adicional sobre dicha planta⁶⁸⁷. Los Demandantes no están de acuerdo con los peritos del Demandado que afirman que Arenales tiene una capacidad instalada de más de 50 MW⁶⁸⁸.

⁶⁸³ CPHB, párr. 16.

⁶⁸⁴ Informe de Refutación de Brattle, párr. 218.

⁶⁸⁵ *Ibid.*, párr. 213.

⁶⁸⁶ Informe de Refutación de Brattle, párrs. 165-171.

⁶⁸⁷ CRR, párr. 1(b); *véase también* Memorando Brattle, párr. 25.

⁶⁸⁸ CR, párrs. 795-796.

559. Los peritos de los Demandantes han realizado el desglose de su valuación, con cinco rubros indemnizatorios correspondientes a las cinco medidas impugnadas: (a) el Impuesto del 7%; (b) la eliminación de la opción *Pool* + Prima; (c) el cambio de indexación de la inflación; (d) el retiro de primas por producción con gas natural; y (e) el cambio final hacia el Nuevo Régimen Regulatorio. Al tener en cuenta que todas estas medidas se encuentran interrelacionadas, calcularon numerosos escenarios representados en la siguiente tabla⁶⁸⁹:

Table 4: Liability Permutations – CSP (40 year lifetime)

Liability Combination	7% Levy	Removal of Premium FIT	Inflation Index Change	Removal of Production with Gas	Switch to New Regulatory Regime	Damages at June 2014 € mln	Value Reduction borne by RREEF € mln
#1	Breach	Breach	Breach	Breach	Breach	-238	0
#2	Breach	Breach	Breach	No until repeal	Breach	-236	-3
#3	Breach	Breach	Breach	No breach	Breach	-176	-62
#4	Breach	Breach	No breach	Breach	Breach	-217	-21
#5	Breach	Breach	No breach	No until repeal	Breach	-215	-23
#6	Breach	Breach	No breach	No breach	Breach	-161	-78
#7	Breach	No until repeal	Breach	Breach	Breach	-237	-1
#8	Breach	No until repeal	Breach	No until repeal	Breach	-235	-3
#9	Breach	No until repeal	Breach	No breach	Breach	-175	-63
#10	Breach	No until repeal	No breach	Breach	Breach	-216	-22
#11	Breach	No until repeal	No breach	No until repeal	Breach	-214	-24
#12	Breach	No until repeal	No breach	No breach	Breach	-160	-78
#13	Breach	No breach	Breach	Breach	Breach	-158	-80
#14	Breach	No breach	Breach	No until repeal	Breach	-156	-82
#15	Breach	No breach	Breach	No breach	Breach	-116	-122
#16	Breach	No breach	No breach	Breach	Breach	-140	-98
#17	Breach	No breach	No breach	No until repeal	Breach	-138	-101
#18	Breach	No breach	No breach	No breach	Breach	-102	-137
#19	No breach	Breach	Breach	Breach	Breach	-186	-52
#20	No breach	Breach	Breach	No until repeal	Breach	-184	-55
#21	No breach	Breach	Breach	No breach	Breach	-136	-102
#22	No breach	Breach	No breach	Breach	Breach	-169	-70
#23	No breach	Breach	No breach	No until repeal	Breach	-166	-72
#24	No breach	Breach	No breach	No breach	Breach	-123	-115
#25	No breach	No until repeal	Breach	Breach	Breach	-185	-53
#26	No breach	No until repeal	Breach	No until repeal	Breach	-183	-56
#27	No breach	No until repeal	Breach	No breach	Breach	-136	-103
#28	No breach	No until repeal	No breach	Breach	Breach	-168	-71
#29	No breach	No until repeal	No breach	No until repeal	Breach	-166	-73
#30	No breach	No until repeal	No breach	No breach	Breach	-123	-116
#31	No breach	No breach	Breach	Breach	Breach	-114	-124
#32	No breach	No breach	Breach	No until repeal	Breach	-112	-126
#33	No breach	No breach	Breach	No breach	Breach	-82	-156
#34	No breach	No breach	No breach	Breach	Breach	-99	-140
#35	No breach	No breach	No breach	No until repeal	Breach	-97	-142
#36	No breach	No breach	No breach	No breach	Breach	-68	-170

Notes and sources:

Tables M - Rebuttal Financial Model CSP_Damages Breakout.

"Breach" Indicates that the Disputed Measure **is a breach**.

"No Breach" Indicates that the permanent implementation of the Disputed Measure **is not a breach**.

"No until repeal" Indicates that the implementation of the Disputed Measure before its repeal in June 2013 **is not a breach**, but a permanent implementation **is a breach**.

The value reduction borne by RREEF is calculated as the difference between the damages calculated in the scenario, and damages under Liability Combination #1.

⁶⁸⁹ CS, párrs. 34-36.

ii. La Posición del Demandado

560. En respuesta a la solicitud del Tribunal para obtener información adicional, el Demandado afirma que las TIR reales de proyecto antes de impuestos son 8,2% (Andasol 1), 7,5% (Andasol 2), 5,7% (Arenales), 13,1% (San Lorenzo C), 12,6% (San Lorenzo D), 12,9% (Esquilvent)⁶⁹⁰. Considera que estos retornos son consistentes con el 7,398% objetivo y que, por lo tanto, los Demandantes no han sufrido daños y perjuicios⁶⁹¹. Además, el Demandado alega que las TIR de capital real que los inversores obtienen son incluso más altas, entre el 7,4% y el 51,8%⁶⁹².
561. El Demandado no está de acuerdo con la apreciación de los Demandantes de los objetivos en virtud del régimen anterior. Según el Demandado, el cual se basa en los PER⁶⁹³, los objetivos del regulador fueron un 7% después de impuestos para las plantas de CSP, no así un 9,5% después de impuestos⁶⁹⁴. El Demandado también cuestiona las tasas aplicadas por los Demandantes para convertir los TIR de valores después de impuestos a valores antes de impuestos, al considerar que se imaginan impuestos que las plantas nunca abonan gracias a una gran cantidad de deducciones impositivas⁶⁹⁵.
562. El Demandado considera que el retorno razonable es dinámico: “el coste del dinero en el mercado de los capitales no es un mero criterio programático. Lejos de ello, es el criterio de contraste impuesto por la Ley, que permite al regulador determinar si una rentabilidad en un determinado momento es razonable o no”⁶⁹⁶.
563. El Demandado considera que la TIR proyectada en virtud del nuevo régimen es razonable, ya que cubre los costos estándar de inversión y operación y permite un retorno más alto que el coste del dinero⁶⁹⁷. Los peritos del Demandado calcularon este coste del dinero por referencia al WACC para el sector de energías renovables en España a partir del mes de junio

⁶⁹⁰ Respuesta de BDO a las Solicitudes del Tribunal, Tabla 1.

⁶⁹¹ RRR, párr. 5.

⁶⁹² *Ibid.*, párr. 6.

⁶⁹³ R-0134_ESP, página 274; R-0135_ESP, páginas 272 y 273.

⁶⁹⁴ RRS, párr. 16(a).

⁶⁹⁵ *Ibid.*, párr. 16(b).

⁶⁹⁶ RCM, párr. 168.

⁶⁹⁷ RPHB, párr. 81.

de 2014⁶⁹⁸. En pos de calcular el WACC, BDO utiliza el retorno promedio de los bonos a diez años de Alemania del mes de junio de 2014 como una tasa libre de riesgo, luego suma una prima de riesgo país del 1,41%, una prima de riesgo de mercado del 5,5% y una beta apalancada de 0,84 (calculada sobre la base de una beta no apalancada de 0,41⁶⁹⁹). El resultado es un coste de los accionistas después de impuestos de 7.43%. Al tener en cuenta que el coste de la deuda es del 3,21% (calculado con el retorno promedio del swap de Euribor a 10 años más un margen de deuda del 3,01% y una tasa impositiva del 30%) y que la estructura financiera de las plantas es del 60% del capital / 40% de deuda, BDO concluye que el WACC después de impuestos fue del 4,90% en el mes de junio de 2014⁷⁰⁰. Los peritos del Demandado realizaron los mismos cálculos para cada año en el período que abarca desde el año 1998 hasta el año 2038⁷⁰¹.

564. Los peritos del Demandado explican que “la rentabilidad razonable está íntimamente ligada al riesgo de una inversión”⁷⁰². BDO considera que, en virtud del escenario contrafáctico, los ingresos estarían sujetos a un mayor riesgo y una mayor incertidumbre que en el escenario actual, en el cual, según el Demandado, existe un marco estable y más predecible con menos riesgo⁷⁰³. El Demandado considera que, en vista del déficit relevante del régimen anterior, existía un riesgo de colapso que debe tenerse en cuenta al evaluar la razonabilidad del retorno de los Demandantes.
565. El Demandado ha efectuado el desglose de la indemnización por daños y perjuicios solicitado por el Tribunal y extrae las siguientes conclusiones a partir de esos nuevos cálculos:

“i. La Ley 15/2012 (gas + impuestos) representa más de la mitad de la indemnización por daños y perjuicios calculada por Brattle.

ii. El RDL 9/2013 y las subsiguientes medidas impugnadas no implican ningún daño (mejora los flujos de caja y el valor de la inversión).

⁶⁹⁸ Primer Informe BDO, párrs. 197-199.

⁶⁹⁹ En su Primer Informe, BDO se refiere a una beta no apalancada de 0,4, mientras que en sus Documentos de Trabajo, Tabla G, utiliza una versión beta no apalancada de 0,41. El Tribunal considera que los datos presentes en los Documentos de Trabajo son más precisos y adopta dicha información.

⁷⁰⁰ *Ibid.*, párrs. 199-202.

⁷⁰¹ Documentos de Trabajo de BDO, Tabla G.

⁷⁰² Primer Informe BDO, párr. 195.

⁷⁰³ RCM, párrs. 1051-1055 y RR, párr. 60.

iii. En particular, si el Tribunal determina que su jurisdicción no cubre el impuesto del 7%, los daños y perjuicios deben reducirse entre €53M y €67M, dependiendo del supuesto asumido respecto de la vida útil”⁷⁰⁴.
[Traducción del Tribunal]

566. Tales cálculos se encuentran representados en la siguiente tabla:

Table 8: Individual and aggregate impacts of each of the Disputed Measures and final damages considering lawful different measures (€M)

Law/RDL/RD (A)	Specific Measure (B)	Separate Damage (C)	Resulting Damage (D)
Base Case			(31)
Law 15/2012	Tax on Production	(29)	(2)
	Elimination of Natural Gas Production	(28)	(3)
	Aggregate	(54)	--
RDL 2/2013	Elimination of pool option	(47)	--
	Change in CPI index	(21)	(10)
	Aggregate	(72)	--
Law 15/2012 and RDL 2/2013	Aggregate	(116)	--
RDL 9/2013; Law 24/2013; RD 413/2013 and OM 1045/2014	Specific Remuneration: pool+subsidy (Rinv+Ro)	85 ¹⁸	--
All Disputed Measures	Aggregate	(31)	--

Source: Updated RDO financial models

b. *El Análisis del Tribunal*

⁷⁰⁴ RRR, párr. 21.

567. Es un hecho indiscutible entre las Partes que el retorno real perseguido por el nuevo régimen es una TIR de proyecto antes de impuestos en el orden de 7,398%. No obstante, no están de acuerdo sobre el retorno previsto en el régimen anterior. Los Demandantes consideran que la TIR de proyecto antes de impuestos en virtud del régimen anterior se encontraba en el orden de 12% y 8% y el Demandado reconoce al menos una TIR después de impuestos del 7%. El Tribunal no considera necesario determinar la TIR precisa en virtud del régimen anterior. Solo cabe destacar que, indiscutiblemente, la TIR en virtud del nuevo régimen es menor que aquella en virtud del anterior. Esto no ofrece ningún indicio sobre la razonabilidad del retorno sujeto al nuevo régimen. Tal como ya resaltó el Tribunal, el Demandado tiene la posibilidad de modificar dicho retorno siempre que continúe siendo razonable. El Tribunal considera entonces que este retorno no es fijo y puede evolucionar, dependiendo del coste del dinero en el mercado de capitales. En otras palabras: (1) lo que podría haber sido considerado como razonable en el año 2007 podría no serlo en los años 2012 o 2014 y (2) “razonable” no es una noción absoluta y un retorno razonable, incluso en una fecha determinada, no corresponde a un monto fijo; se incluye más bien en un rango.
568. Debido a que el Tribunal considera que la autenticidad de la TIR real debe ser evaluada, debe hacerse con el fin de analizar las cifras propuestas por ambas Partes. La siguiente tabla representa su cálculo de la TIR real en nuevo régimen:

	Demandantes	Demandado
<i>Andasol I</i>	7,4%	8,2%
<i>Andasol II</i>	6,9%	7,5%
<i>Arenales Solar</i>	6,7%	5,7%
<i>Activos de CSP</i>	7,0%	7,2%
<i>San Lorenzo C</i>	13,6%	13,1%
<i>San Lorenzo D</i>	13,2%	12,6%
<i>Esquilvent</i>	13,0%	12,9%
<i>Activos Eólicos</i>	13,1%	13,0%

569. Como se demuestra en esta tabla, las Partes concuerdan sobre el orden de magnitud de la TIR antes de impuestos en nuevo régimen. En relación con los activos eólicos, el retorno ronda

13%, muy por encima del objetivo del 7,398% previsto por el regulador, así como también muy superior al coste del dinero en el mercado de capitales⁷⁰⁵. El Tribunal es consciente de que estas cifras son valores antes de impuestos; sin embargo, cualquiera que sea el impacto de los impuestos sobre los retornos de la inversión de los Demandantes, dichos retornos serán obviamente razonables cuando refieran al coste del dinero en el mercado de capitales. Por consiguiente, en relación con los Activos Eólicos, el Demandado no ha violado su obligación de asegurar un retorno razonable para los Demandantes.

570. El Tribunal centrará su análisis en los activos de CSP, para los cuales los cálculos de ambas Partes también son similares. Según Brattle, la diferencia entre los respectivos peritos de las Partes con respecto a Andasol y Arenales se explica mediante el uso de mayores costes de capital y niveles de producción⁷⁰⁶.
571. Con el fin de evaluar la razonabilidad de tales retornos, el Tribunal debe calcular las cifras después de impuestos. El Tribunal considera que los impuestos son costes que afectan el retorno de las inversiones de los Demandantes. Consecuentemente, los impuestos se deben tener en cuenta para la evaluación global del retorno razonable al que tienen derecho los Demandantes y la TIR debe evaluarse después de impuestos. Esto se aplica en particular al Impuesto del 7%. El Tribunal reconoce que el Artículo 21(1) del TCE constituye una exclusión de la jurisdicción del Tribunal y, por lo tanto, no adopta una decisión sobre la legalidad del impuesto. Pero esto no cambia el hecho de que el impuesto tiene un impacto en el retorno. En tal sentido, el Tribunal recuerda que ha decidido que debe tenerse en cuenta el impuesto del 7% en este cálculo⁷⁰⁷.
572. Las Partes no están de acuerdo con el proyecto meta después de impuestos en nuevo régimen. Los Demandantes consideran que una TIR antes de impuestos del 7,398% es equivalente a una TIR promedio después de impuestos del 5,8% para las plantas de CSP; por su parte, el Demandado rechaza estas tasas, pero no proporciona sus propias cifras. Más precisamente y de acuerdo con los Demandantes, las tasas impositivas son del 18,3% para Arenales y del

⁷⁰⁵ Para el cálculo de dicho costo (5,86%), véase párr. 586 *infra*.

⁷⁰⁶ Respuesta de Brattle a BDO, párr. 8.

⁷⁰⁷ Véase párr. 191 *supra*.

21,8% para Andasol I y II, dependiendo del perfil particular de depreciación de cada activo. A falta de una indicación de cualquiera de las Partes sobre el origen y la naturaleza de los impuestos aplicables, el Tribunal dará por sentado que tales tasas son exactas e incluyen el impuesto del 7%. La tabla a continuación refleja las TIR después de impuestos basadas en las cifras proporcionadas por las Partes.

	Demandantes		Demandado	
	Antes de impuestos	Después de impuestos	Antes de impuestos	Después de impuestos
<i>Andasol I</i>	7,4%	5,79%	8,2%	6,41%
<i>Andasol II</i>	6,9%	5,40%	7,5%	5,87%
<i>Arenales Solar</i>	6,7%	5,47%	5,7%	4,66%
<i>Activos de CSP</i>	7,0%	5,55%	7,2%	5,65%

573. Con respecto a las TIR de los accionistas después de la enajenación de Andasol, el Tribunal observa que las Partes no impugnan las cifras. Parecen estar de acuerdo en que los inversores *greenfield* obtuvieron una TIR del 10% y que los Demandantes obtuvieron un retorno mucho menor al considerar la prima que pagaron para adquirir Andasol. Los Demandantes evalúan esta TIR al 2,7%. Tales datos pueden brindar información al Tribunal sobre la realidad del retorno para los Demandantes, pero no tienen un impacto directo en la evaluación de la razonabilidad del retorno proporcionado por el Demandado a las plantas. De hecho, tal como fuera explicado por el Tribunal⁷⁰⁸ anteriormente, el marco jurídico del Demandado garantiza un retorno razonable de proyecto y no un retorno razonable de accionistas.

574. De acuerdo con la Ley 54/1997, el retorno razonable debe evaluarse “con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales”. El Tribunal entiende esta referencia al coste del dinero en el mercado de capitales como guía para evaluar la razonabilidad del retorno generado por las plantas. En virtud de dicho coste del dinero, es probable que se considere que un proyecto no es rentable, y posiblemente ningún inversor invierta en él. Por lo tanto, un retorno

⁷⁰⁸ Véase párr. 545 *supra*.

razonable debe ser superior a este coste del dinero. En aras de calcular este coste del dinero, ambas Partes calcularon el WACC, que “reflej[a] el costo de recaudar fondos de accionistas y prestamistas para una compañía típica que opera en una industria dada”⁷⁰⁹.

575. El coste del dinero se debe calcular en una fecha determinada, teniendo en cuenta los factores económicos en dicha fecha. Al considerar que este Tribunal calcula un WACC con el único propósito de compararlo con la retribución definida en el RDL 9/2013, la fecha debe ser la misma que aquella establecida en la ley: junio del 2013.
576. Ambas Partes han calculado un WACC después de impuestos para las empresas de energía renovable. Difieren significativamente en sus resultados. El Demandado calcula un WACC del 4,9%, mientras que el cálculo de los Demandantes alcanza aproximadamente un 8,148%. Esta diferencia radica principalmente en el hecho de que los Demandantes solo han calculado un coste de capital, utilizando el Modelo de Valoración de Activos de Capital (*CAPM*, por sus siglas en inglés), mientras que el Demandado calculó tanto el costo de capital como el costo de las deudas, en consideración del análisis de la estructura financiera común de los proyectos.
577. El Tribunal está de acuerdo con el enfoque del Demandado. Al considerar la asignación del retorno razonable previsto por el Demandado al proyecto, parece lógico tener en cuenta la estructura financiera de la integridad del proyecto. El retorno obtenido por los proyectos se utilizará para retribuir tanto el capital como la deuda. El Tribunal adopta el cálculo del Demandado respecto de este punto y acepta la siguiente estructura financiera: deuda 60% / capital 40%. En consecuencia, será necesario apalancar la beta, que es el “riesgo sistemático de la empresa”⁷¹⁰ [Traducción del Tribunal], en el cálculo del coste del capital, al igual que lo hace el Demandado.
578. La diferencia restante proviene del hecho de que los Demandantes utilizan el rendimiento promedio de los bonos del gobierno español a diez años como tasa libre de riesgo (4,98%), mientras que el Demandado utiliza los bonos del gobierno alemán a diez años (1,38%) como

⁷⁰⁹ *Total S.A. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/04/1, Laudo, 27 de noviembre de 2013, párr. 75.

⁷¹⁰ *EDF International S.A., SAUR International S.A. y Leon Participaciones Argentinas S.A. c. República Argentina*, Caso CIADI No. ARB/03/23, Laudo, 11 de junio de 2012 (CL-220), párr. 613.

tasa libre de riesgo a la que le suma una “prima de riesgo país” del 1,41%. Además, los Demandantes agregan una prima del 1%, ya que representa lo que el Gobierno acordó agregar en el año 2007 con el fin de atraer más inversiones.

579. El Tribunal recuerda que es común utilizar una prima de riesgo país para calcular el CAPM. Tal como expresara el tribunal del caso *Tidewater c. Venezuela*:

“En cambio, la prima de riesgo país cuantifica los riesgos generales, incluidos los riesgos políticos, de hacer negocios en el país en cuestión, tal como se aplicaban en dicha fecha y tal como podría razonablemente haberse esperado que afectarían las perspectivas y, por ende, el valor que ha de asignarse al flujo de fondos probable del negocio en curso.

187. La inclusión de una prima de riesgo país es un rasgo muy común de los cálculos de compensación de los tribunales, dado que, tal como un tribunal observó, ‘la cuestión fundamental del riesgo país [es] evidente para el empresario menos entendido’⁷¹¹.

580. Con respecto a una inversión en España, el Tribunal se encuentra más persuadido por el enfoque de los Demandantes de utilizar el retorno promedio de los bonos del gobierno español a diez años como la tasa de riesgo libre pertinente. Más aún, el propio RDL 9/2013 establece que “[e]sta rentabilidad razonable girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado”⁷¹².
581. La diferencia entre el coste del dinero y el retorno razonable debe evaluarse de acuerdo con el riesgo para el inversor. Cuanto mayor sea el riesgo, mayor deberá ser el retorno para ser considerado “razonable”.
582. Existe el riesgo de que el marco regulatorio se modifique y esto es parte del riesgo que los inversores deben asumir. En tal sentido, el Tribunal no puede estar de acuerdo con el análisis realizado por el tribunal del caso *Novenergia*, el cual consideró que:

⁷¹¹ *Tidewater Investment SRL y Tidewater Caribe, C.A. c. La República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB /10/5, Laudo, 13 de marzo de 2015 (CL-232), párrs. 186 y 187, que citan *Himpurna California Energy Ltd. c. PT. (Persero) Perusahaan Listrik Negara*, CNUDMI, Laudo, 4 de mayo de 1999.

⁷¹² RDL 9/2013 (C-31) (R-37), pág. 14.

“no puede considerarse correcto asumir un mayor riesgo en un escenario en el que el marco regulatorio del sector de energías renovables se hubiese mantenido estable y el RD 661/2007 hubiese continuado en vigencia tal como se implementó originalmente. Los hechos del caso demuestran que, en virtud del Régimen Especial, el Demandado logró atraer a numerosos inversores por una suma de miles de millones de euros, lo cual indica que el riesgo se consideraba bajo. A la inversa, en virtud del Régimen Específico, no resulta razonable concluir que el riesgo es menor, especialmente si se considera que el sistema de retribución actual se encuentra sujeto a revisiones periódicas y la inestabilidad que han causado”⁷¹³. [Traducción del Tribunal]

583. En primer lugar, un riesgo bajo en sí nunca ha atraído a ningún inversor. El riesgo tiene un significado sólo con respecto a la posible retribución. Si los inversionistas se sintieron atraídos por el régimen anterior del Demandado, es porque consideraron que la retribución era lo suficientemente atractiva, en consideración del riesgo. Asimismo, el Tribunal del caso *Novenergia* parece confundir el riesgo que es un hecho potencial y la concreción de este riesgo en sí mismo. Si el régimen anterior hubiera permanecido estable, el riesgo no se concretaría, pero eso no lo hace más alto o más bajo. El hecho es que el riesgo se concretó, y el régimen cambió.
584. En ciertos aspectos, el riesgo es menor en el nuevo régimen, si se considera que el Demandado aseguró una mejor sostenibilidad de todo el sistema. Solo al considerar que el Demandado no podía modificar lícitamente el régimen anterior, el riesgo en virtud del régimen anterior podría considerarse más bajo que en virtud del nuevo régimen, pero el Tribunal ya explicó que esta suposición es errónea⁷¹⁴. Además, el nuevo régimen garantiza un retorno del 7,398% antes de impuestos, que establece plazos estrictos para su revisión⁷¹⁵, mientras que el régimen anterior no ofrecía ninguna garantía de retorno fijo sobre la inversión.
585. Al tener en cuenta el cálculo de los riesgos de mercado y sistémicos, ambas Partes acuerdan que la prima de riesgo de mercado es del 5,5%⁷¹⁶, pero difieren en la beta aplicable. Los

⁷¹³ *Novenergia* (CL-243), párr. 832.

⁷¹⁴ Véase párr. 398 *supra*.

⁷¹⁵ RDL 9/2013 (C-31) (R-37), pág. 14: “Los parámetros del régimen retributivo podrán ser revisados cada seis años”.

⁷¹⁶ Véanse párrs. 556 y 563 *supra* (en referencia a Dimson, Elroy, Marsh, Paul y Staunton, Mike, “*Equity Premia Around the World*”, 7 de octubre de 2011 (BQR-7)).

Demandantes mantienen una beta del 0,5%, mientras que el Demandado eligió una beta del 0,41%. Esta diferencia se debe a la divergencia de las Partes en la evaluación del riesgo en virtud del nuevo régimen. El Tribunal considera que ambas manifestaciones son igualmente sustentables y, por lo tanto, conservan una beta del 0,455%.

586. En síntesis, el WACC debe calcularse en el mes de junio de 2013, en consideración del bono español a 10 años como la tasa libre de riesgo del 4,398%, una prima de riesgo de mercado del 5,5%, una beta del 0,455%, un coeficiente deuda/capital de 60/40 y un coste de deuda del 3,43% en el año 2013 (según lo calculado por el Demandado y teniendo en cuenta que ambas Partes utilizan las tasas impositivas societarias del 30%⁷¹⁷). El WACC calculado por el Tribunal sobre esta base es del 5,86%.
587. El Tribunal considera que un retorno no sería razonable si la TIR de proyecto fuera más baja que el WACC así calculado. Además, el Tribunal también considera que, en las circunstancias particulares del caso, los Demandantes tenían expectativas legítimas de que el retorno de su inversión estaría por encima del mero nivel del WACC, ya que el Demandado atrajo inversiones en el sector de energía renovable al aumentar la expectativa de ganancias por encima de la media.
588. Según Brattle, peritos de los Demandantes, el regulador del Demandado parece haber mantenido una “prima para inducir una inversión adicional” suplementaria del 1%⁷¹⁸. Esta cifra no ha sido cuestionada por el Demandado, el cual considera que no debe agregarse nada, y representa, en opinión del Tribunal, una adición justa al WACC calculado tal como se indicara *supra* para evaluar si el retorno real obtenido por los Demandantes es razonable.
589. En consecuencia, el Tribunal considera que el retorno razonable no debe ser inferior al 6,86% después de impuestos. En este sentido, el Tribunal observa que de conformidad con los cálculos de ambas Partes⁷¹⁹, la TIR de cada planta de CSP es inferior al 6,86%. El retorno real obtenido por los Demandantes por sus plantas de CSP, por consiguiente, no cumple con la expectativa legítima de los Demandantes en las circunstancias especiales del caso. En

⁷¹⁷ Véanse párrs. 556 y 563 *supra*.

⁷¹⁸ Véase Informe de Refutación de Brattle, Tabla 3.

⁷¹⁹ Resumido en la tabla del párr. 572.

consecuencia, el Demandado debe ser considerado responsable por el incumplimiento de su obligación de asegurar un retorno razonable para la inversión de los Demandantes y debe otorgarles una indemnización equivalente a la diferencia entre su rendimiento real y el retorno razonable calculado *supra* por el Tribunal: 6,86%.

590. Tal como se explicara *supra*⁷²⁰, debido a que la aplicación retroactiva del nuevo régimen se tiene debidamente en cuenta para evaluar la razonabilidad del retorno, no existen motivos para conceder una indemnización específica para la retroactividad impuesta por el Demandado, ya que viola su obligación de asegurar un retorno razonable a los Demandantes. De lo contrario: esto resultaría en una doble indemnización por concepto de los mismos daños y perjuicios.
591. No obstante, se debe una indemnización separada por el incumplimiento del principio de no retroactividad con respecto a los parques eólicos respecto de los cuales el Tribunal ya ha aceptado que el nuevo régimen garantiza un retorno razonable para la inversión de los Demandantes⁷²¹.

VIII. LA DECISIÓN DEL TRIBUNAL

592. El Tribunal no puede realizar los cálculos necesarios en pos de determinar tanto la TIR real por proyecto como la aplicación retroactiva parcial de las medidas del Demandado sobre la base de los datos proporcionados por las Partes. El Demandado mantiene su posición de que ha cumplido plenamente con sus obligaciones y no puede ser considerado responsable por ningún incumplimiento y, por ende, que no adeuda una indemnización. Por su parte, los Demandantes han ofrecido indicaciones bastante detalladas sobre el cálculo de la indemnización supuestamente debida a ellos como consecuencia de la responsabilidad del Demandado, pero se basan en premisas parcialmente diferentes de aquellas adoptadas por el Tribunal.

⁷²⁰ Véase párr. 483 *supra*.

⁷²¹ Véase párr. 569 *supra*.

593. En tales condiciones, en uso de las palabras ilustradas informadas en una decisión provisional previa de un tribunal CIADI, debido a la condición actual de las pruebas, el Tribunal no debe “asumir como tarea propia la elección de los peritos según sus opiniones sobre cada asunto en particular, como si se tratara de una decisión de cafetería” y, exactamente al igual que dicho tribunal, el Tribunal actual considera que “no posee la experiencia técnica requerida para decidir entre los desacuerdos de peritos sobre asuntos de gran precisión técnica– se siente igualmente incómodo con la opción de simplemente elegir un grupo de conclusiones de peritos por encima del otro”⁷²².
594. En opinión de este Tribunal, las similitudes con el caso *Perenco Ecuador* van más allá. Tal como el tribunal de dicho caso, este Tribunal:

“bien comprende que la carga de la prueba está sobre la parte que alega algo y podría decirse que debido a las dudas que tiene el Tribunal, Ecuador [en el presente caso, España] no ha logrado inclinar la balanza a su favor. Sin embargo, como el Tribunal está convencido de que ha habido daños respecto de los cuales Perenco [en el presente caso, el Demandado] es probablemente responsable, no está dispuesto a desestimar la reconvencción [la reclamación sobre el retorno razonable] *in limine*. [...]

586. Concordantemente, el Tribunal ha concluido que se requiere una etapa adicional para el esclarecimiento de los hechos a fin de arribar a una conclusión apropiada y justa. El Tribunal no se conforma con emitir una determinación final sobre el grado de responsabilidad de Perenco [en el presente caso, España] sobre la base de los informes periciales actuales.

587. Como ya se ha dado a entender, el Tribunal pretende designar su propio perito ambiental independiente, quien recibirá instrucciones para aplicar las determinaciones del Tribunal explicadas precedentemente y trabajará con el Tribunal y las Partes para permitirle al Tribunal evaluar la extensión de la contaminación en los Bloques por la cual se adeuda una indemnización”⁷²³.

595. En tales circunstancias, el Tribunal tiene la posibilidad de elegir: o bien podría designar a su propio perito para que le permita determinar el retorno real de las inversiones recibido por los Demandantes y las pérdidas que han sufrido como resultado de la violación del principio

⁷²² *Perenco Ecuador Limited c. República del Ecuador*, Caso CIADI No. ARB/08/6, Decisión Provisional sobre la Reconvencción Ambiental, 11 de agosto de 2015, párr. 585.

⁷²³ *Ibíd.*, párrs. 585-587.

de no retroactividad por parte del Demandado; o podría pedir a las Partes que resuelvan sus diferencias en estos aspectos en vista de las conclusiones específicas del Tribunal expuestas *supra*.

596. El Tribunal está convencido de que los peritos de las Partes se encuentran altamente calificados y poseen un conocimiento profundo del caso y que los diferentes resultados obtenidos por ellos son consecuencia de las diferentes premisas sobre las cuales se realizan sus cálculos (en los casos en que se efectúan). En estas circunstancias, el Tribunal está convencido de que, con la asistencia de sus respectivos peritos, las Partes podrían llegar a un acuerdo sobre el impacto de la aplicación retroactiva ilícita del nuevo régimen con respecto a las plantas eólicas que pertenecen a los Demandantes, así como al efectivo rendimiento de las inversiones de los Demandantes evaluado de acuerdo con la indicación impartida *supra*.
597. Por lo tanto, el Tribunal considera apropiado y más económico invitar a las Partes a intentar alcanzar un acuerdo sobre los dos puntos mencionados *supra*, en base a las conclusiones planteadas en la presente decisión⁷²⁴. A falta de un acuerdo alcanzado entre las Partes dentro del período en el que se las invita a acordar de diez días computables a partir de la notificación de esta decisión, el Tribunal, previa consulta a las Partes, fijará un calendario para las presentaciones de las Partes sobre la información restante a presentarse. En el caso de que al final del plazo especificado, o si las Partes informan al Tribunal que no logran alcanzar un acuerdo sobre estos dos temas en cualquier momento previo a la extinción de dicho plazo, el Tribunal designará a su propio perito a tal fin.
598. Sobre la base del acuerdo de las Partes o de las conclusiones de su propio perito, el Tribunal decidirá respecto del monto de la indemnización debida a los Demandantes.
599. El Tribunal también reserva su decisión sobre los intereses y los impuestos, por una parte, y sobre los costos, por otra.
600. Por las razones expuestas *supra*, el Tribunal decide lo siguiente:

⁷²⁴ A los fines de referirse a una decisión comparable, véase *Saint-Gobain Performance Plastics Europe c. República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI No. ARB/12/13, Decisión sobre Responsabilidad y Principios en Materia de Cuatificación de Daños, 30 de diciembre de 2016, párr. 907.

- (1) Por unanimidad: El Tribunal no goza de jurisdicción para decidir sobre el impuesto del 7%;
- (2) Por unanimidad: El Demandado ha violado sus obligaciones en virtud del TCE debido la aplicación retroactiva del nuevo régimen; dicha violación se refiere tanto a las plantas eólicas como a las plantas de CSP que pertenecen a los Demandantes;
- (3) Por mayoría: Con respecto a cada una de las Plantas de CSP, el Demandado ha violado su obligación de asegurar un retorno razonable respecto de la inversión de los Demandantes en la medida en que dicho retorno por planta sea inferior al WACC + 1% conforme lo establecido por el Tribunal;
- (4) Por mayoría: Se desestiman todas las demás reclamaciones y solicitudes de las Partes;
- (5) Por mayoría: Se ordena a las Partes que intenten llegar a un acuerdo sobre el monto de la indemnización que deberá pagar el Demandado a los Demandantes con respecto al incumplimiento de sus obligaciones, tal como se define en los párrafos (3) y (4) *supra*, de conformidad con las conclusiones del Tribunal;
- (6) Por mayoría: A falta de un acuerdo dentro del período establecido conforme al párrafo (7) *infra*, el Tribunal procederá con la designación de un perito independiente en aras de recibir asistencia relativa al cálculo del monto final de la indemnización por daños y perjuicios;
- (7) Por mayoría: Se ordena a las Partes llegar a un acuerdo dentro de un plazo de diez días computable a partir de la notificación de la presente decisión sobre un calendario razonable para la implementación del párrafo (5) *supra*; en caso de no alcanzar un acuerdo sobre dicho punto, el Tribunal fijará un calendario a tal fin.
- (8) Por mayoría: Las decisiones sobre intereses, impuestos y costos se encuentran reservadas y se incluirán en el Laudo definitivo.

El Profesor Robert Volterra adjunta su opinión parcial disidente a la Decisión.

[*Firmado*]

Robert Volterra
Árbitro

[*Firmado*]

Pedro Nikken
Árbitro

[*Firmado*]

Alain Pellet
Presidente del Tribunal