

Arbitraje de la CNUDMI

Los Inversores PV

Los Demandantes

c.

El Reino de España

La Demandada

LAUDO FINAL

TRIBUNAL ARBITRAL

Prof. Gabrielle Kaufmann-Kohler, Árbitro Presidente

El Hon. Charles N. Brower, Árbitro

Juez Bernardo Sepúlveda-Amor, Árbitro

Secretario del Tribunal

Dr. Michele Potestà

Registro

Corte Permanente de Arbitraje

Representando a los Inversores PV:

De ALLEN & OVERY LLP:

Sra. Marie Stoyanov
Sr. Antonio Vázquez-Guillén
Sr. Antonio Jiménez-Blanco
Sr. David Ingle
Sr. Tomasz Hara
Sr. Pablo Torres
Sra. Carmen de la Hera

De GIBSON DUNN & CRUTCHER LLP:

Sr. Jeffrey Sullivan

Representando al Reino de España:

De la ABOGACÍA DEL ESTADO :

Sr. José Manuel Gutiérrez Delgado
Sr. Pablo Elena Abad
Sr. Antolín Fernandez Antuña
Sr. Roberto Fernández Castilla.
Sra. Patricia Froehlingsdorf Nicolás
Sra. María del Socorro Garrido Moreno
Sr. Rafael Gil Nievas
Sr. José Luis Gómara Hernández
Sra. Elena Oñoro Sáinz
Sra. Amaia Rivas Kortazar
Sr. Mariano Rojo Pérez
Sra. María José Ruiz Sánchez
Sr. Diego Santacruz Descartín
Sr. Francisco de la Torre Díaz
Sr. Alberto Torró Molés
Sr. Luis Vacas Chalfoun

De HERBERT SMITH FREEHILLS LLP:

Sr. Eduardo Soler-Tappa
Sr. Christian Leathley
Sra. Florencia Villaggi
Sr. Jaime De San Román
Sra. Beverly Timmins
Sra. Mélissa Sanchez

ÍNDICE

I.	INTRODUCCIÓN	14
	A. LAS PARTES	14
	B. EL TRIBUNAL ARBITRAL	16
II.	ANTECEDENTES PROCESALES	17
	A. LAUDO PRELIMINAR SOBRE JURISDICCIÓN	17
	B. MODIFICACIÓN DEL ESCRITO DE DEMANDA, CALENDARIO PROCESAL, INTERVENCIÓN DE LA COMISIÓN EUROPEA, PUBLICACIÓN DE LAUDOS Y OTRAS CUESTIONES RELACIONADAS	17
	C. AUDIENCIA SOBRE RESPONSABILIDAD Y OTRAS CUESTIONES RELACIONADAS	25
	D. OP12 Y EVENTOS POSTERIORES	34
	E. LA AUDIENCIA DE LA OP12	40
	F. OP17 Y OTRAS CUESTIONES RELACIONADAS	44
	G. OP18 Y EL MCE, NUEVA INTERVENCIÓN DE LA COMISIÓN EUROPEA, LOS DOCUMENTOS GREENTECH, LA DECISIÓN ACHMEA Y OTRAS CUESTIONES RELACIONADAS	46
	H. ESCRITOS SOBRE COSTAS Y CIERRE DEL PROCEDIMIENTO	54
III.	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CONTROVERSIA	56
	A. EL MARCO DE INVERSIÓN	57
	1. La Ley del Sector Eléctrico de 1997	57
	2. RD 436/2004	58
	3. RD 661/2007	58
	4. Registro de las instalaciones de los Demandantes en el RAIPRE	60
	5. RD 1578/2008	61
	B. LAS MEDIDAS EN DISPUTA	61
	1. Las Medidas de 2010	61
	2. Las Nuevas Medidas	62
	a. RDL 2/2013	62
	b. RDL 9/2013	63
	c. Ley del Sector Eléctrico 24/2013	64
	d. RD 413/2014 y la Orden de Parámetros	65
	C. DEMANDA PRINCIPAL Y ALTERNATIVA	65
IV.	PETITORIOS	67
	A. PETITORIO DE LOS DEMANDANTES	67
	B. PETITORIO DE LA DEMANDADA	68
V.	LAS POSICIONES DE LAS PARTES	69
	A. LA DEMANDA PRINCIPAL	70
	1. La posición de los Demandantes	70
	a. Resumen general	70
	b. Inversión en Generación de Energía FV	70
	c. Antecedentes del Sector Eléctrico de España	71
	d. El RD 661/2007 y las expectativas legítimas de los Demandantes con respecto a su aplicación continua en el tiempo	74
	i. El RD 661/2007 confirió un derecho económico a los Demandantes	74
	(a) El “periodo de tarifa” del Artículo 22	77

(b)	Interpretación del Artículo 44.3	77
(c)	La relevancia del RD 1578/2008.....	79
ii.	El RD 661/2007 estaba diseñado para atraer financiamiento de terceros	80
iii.	España alentó activamente las inversiones extranjeras en el sector FV y realizó repetidas manifestaciones sobre el régimen económico del RD 661/2007	81
e.	Inscripción de las instalaciones FV de los Demandantes	84
f.	Las Medidas en Disputa	85
i.	Las Medidas de 2010	85
(a)	RD 1565/2010	85
(b)	RDL 14/2010	86
(c)	Conclusión sobre las Medidas de 2010	88
ii.	Ley 15/2012	88
iii.	Las Nuevas Medidas	89
(a)	RDL 2/2013	89
(b)	RDL 9/2013	90
(c)	Ley 24/2013	92
(d)	RD 413/2014 y Orden de Parámetros	92
(e)	Contenido del Nuevo Régimen	93
g.	La conducta de España incumplió el TCE	95
i.	Las Medidas en Disputa frustraron las expectativas legítimas de los Demandantes	95
(a)	Ámbito y contenido de la obligación	95
(b)	Las expectativas legítimas de los Demandantes.....	96
(c)	Incumplimiento por parte de España de las expectativas legítimas de los Demandantes	98
ii.	España no logró crear condiciones de inversión estables	99
iii.	Las Medidas en Disputa son irrazonables, arbitrarias y desproporcionadas	100
(a)	Las Medidas en Disputa son irrazonables	100
(b)	Las Medidas en Disputa son arbitrarias.....	102
(c)	Las Medidas en Disputa son desproporcionadas	103
iv.	Las Medidas en Disputa no eran transparentes	104
v.	Las Medidas en Disputa perjudicaron las inversiones de los Demandantes 105	105
vi.	Las Medidas en Disputa incumplieron con la obligación de protección y seguridad constante	106
h.	Las defensas de España carecen de mérito	106
i.	La primera defensa de España: el régimen previsto en el RD 661/2007 no estaba garantizado	107
ii.	Segunda defensa de España: España no asumió un compromiso específico	108
iii.	Tercera defensa de España: se estableció la rentabilidad de los Demandantes en un límite del 7%	109
iv.	Cuarta defensa de España: los Demandantes estaban recibiendo “beneficios no razonables o excesivos”	111
v.	Quinta defensa de España: los Demandantes no hicieron la diligencia debida suficiente	112
vi.	Sexta defensa de España: la jurisprudencia del Tribunal Supremo sustenta el caso de España	112
vii.	Séptima defensa de España: las Medidas en Disputa estaban justificadas 114	114
(a)	Déficit tarifario	115
(b)	Protección de los consumidores	116
(c)	Reglas de ayuda estatal.....	117
viii.	Octava defensa de España: los Demandantes no han sufrido pérdidas	119
i.	Las Medidas en Disputa han sido criticadas e impugnadas	120

j.	<i>El Tribunal tiene la obligación de decidir de manera consistente</i>	121
2.	La posición de la Demandada	121
a.	Los Demandantes no podían legítimamente esperar la estabilización del RD 661/2007	122
i.	El contenido del estándar jurídico y el alcance de la indagación del Tribunal	122
ii.	El marco regulatorio del sector eléctrico en España	123
iii.	El principio de rentabilidad razonable	125
(a)	Rentabilidad razonable como pilar del SEE.....	125
(b)	El concepto de rentabilidad razonable es un concepto dinámico.....	126
iv.	El régimen del RD 661/2007 no era inmutable	129
(a)	La interpretación del Artículo 44.3 del RD 661/2007	130
(b)	La importancia del “periodo ventana” contemplado en el Artículo 22 del RD 661/2007	131
(c)	Disposición Adicional Quinta en el RD 1578/2008	132
v.	Fallos del Tribunal Supremo que confirman la posición de España	133
vi.	En todo caso, España no ofreció un compromiso de estabilización bajo el derecho internacional	134
vii.	Defectos en la diligencia debida de los Demandantes	135
b.	La confianza de los Demandantes depositada erróneamente en materiales publicitarios y financiación de proyectos	136
i.	La confianza de los Demandantes en materiales publicitarios	136
ii.	Financiación de proyectos	139
c.	Las Medidas en Disputa cumplen con las expectativas legítimas objetivas	139
i.	Introducción	139
ii.	Las Medidas de 2010	140
(a)	RD 1565/2010	140
(b)	RDL 14/2010	141
(c)	Ley 15/2012	142
iii.	Las Nuevas Medidas	142
(a)	RDL 2/2013	142
(b)	El Nuevo Régimen	143
iv.	Las Medidas en Disputa no son retroactivas	146
d.	Las Medidas en Disputa no constituyen una violación del TCE	147
i.	España creó condiciones estables para la inversión	147
ii.	Las Medidas en Disputa fueron transparentes	149
iii.	Las Medidas en Disputa son proporcionales y están justificadas	150
(a)	Sobre remuneración de las plantas FV.....	151
(b)	Déficit tarifario	152
(c)	Protección a los consumidores	154
(d)	Reglas de ayuda estatal de la UE.....	154
iv.	Las Medidas en Disputa eran razonables y no afectaron la inversión de los Demandantes	156
v.	España ha provisto protección y seguridad plenas a las inversiones de los Demandantes	157
e.	Los Demandantes no han probado el perjuicio	158
B.	LA DEMANDA ALTERNATIVA	159
1.	Posición de los Demandantes	159
a.	Los Demandantes tienen derecho a “reparación total” por violaciones del TCE 159	160
b.	La Demanda Principal debería actuar como referencia	160
c.	Cuantificación de la pérdida para responsabilidad y daños	162
2.	La posición de la Demandada	166
a.	Introducción	166
b.	La Demanda Principal no puede ser usada como referencia para cuantificar la Demanda Alternativa	166

c.	<i>Cuantificación de la pérdida para determinar responsabilidad y daños</i>	167
VI.	ANÁLISIS	169
A.	ASUNTOS PRELIMINARES	169
1.	Ámbito del presente Laudo	169
2.	Derecho aplicable	169
a.	<i>Derecho que rige el procedimiento arbitral</i>	169
b.	<i>Derecho que rige el Fondo de la Disputa</i>	169
c.	<i>Jura novit arbiter</i>	169
3.	La relevancia de laudos anteriores	170
4.	Solicitudes procesales pendientes de la Demandada de 7 de marzo de 2019 ...	170
a.	<i>La posición de la Demandada</i>	171
b.	<i>La posición de los Demandantes</i>	174
c.	<i>Debate y decisión</i>	176
B.	RESPONSABILIDAD Y DAÑOS	180
1.	Comentarios Introdutorios	181
2.	Los estándares de protección contenidos en el Artículo 10(1) del TCE	186
a.	Comentarios introductorios	186
b.	Trato justo y equitativo	188
i.	Contenido	188
ii.	TJE y “estabilidad”	190
iii.	Expectativas legítimas, razonabilidad y proporcionalidad	192
3.	Demanda Principal: ¿Las Medidas en Disputa vulneraron el Artículo 10(1) del TCE?	197
a.	Expectativas Legítimas	198
b.	Otros supuestos incumplimientos del Artículo 10(1) del TCE	211
c.	Conclusiones sobre la Demanda Principal	219
4.	La Demanda Alternativa	220
a.	Concurrencia de Responsabilidad y Quantum	221
b.	Procedimiento y evidencia pericial	223
c.	Cuantificación de las Pérdidas y de la TIR	230
i.	Metodología para calcular el daño	233
(a)	Posición de las Partes	233
(b)	Discusión	241
ii.	La Tasa de Retorno en el escenario sin Medidas	244
(a)	Posición de las Partes	244
(b)	Discusión	245
iii.	TIR de Salida y TIR de Tenencia	249
(a)	Posición de las Partes	249
(b)	Discusión	250
iv.	La Fecha de Valoración	251
(a)	Posición de las Partes	251
(b)	Discusión	252
v.	Daño Calculado por cada Demandante	254
vi.	Base de Costes	255
(a)	Posición de las Partes	255
(b)	Discusión	261
vii.	Escudo Fiscal	265
(a)	Posición de los Demandantes	265
(b)	Posición de la Demandada	270
(c)	Discusión	273
viii.	Revisiones a la Tasa de Retorno	279
(a)	Posición de las Partes	279
(b)	<i>Discusión</i>	279

ix.	Retribución Pasada	280
	(a) <i>Posición de las Partes</i>	280
	(b) <i>Discusión</i>	281
x.	Costes Iniciales de Inversión.....	284
xi.	Intereses	286
	(a) <i>Posiciones de las Partes</i>	286
	(b) <i>Discusión</i>	288
xii.	Resultados generales del cómputo de pérdidas	289
	(a) <i>Posición de los Demandantes</i>	289
	(b) <i>Posición de la Demandada</i>	292
	(c) <i>Discusión</i>	294
xiii.	Intereses sobre los montos adeudados.....	296
VII.	REINTEGRO DE IMPUESTOS	298
	1. La posición de los Demandantes	298
	2. La posición de la Demandada	299
	3. Discusión	300
VIII.	COSTAS.....	302
	A. POSICIÓN DE LOS DEMANDANTES	302
	B. POSICIÓN DE LA DEMANDADA.....	305
	C. DISCUSIÓN	307
	1. Las costas del arbitraje conforme al Artículo 40 del Reglamento CNUDMI.....	307
	2. Adelantos de Costas.....	308
	3. Costas del Tribunal y costes administrativos	308
	a. <i>Para la Fase Pre-Jurisdiccional</i>	309
	b. <i>Para la fase de responsabilidad y quantum</i>	309
	c. <i>Costas Totales del Tribunal y costes administrativos</i>	310
	4. Asignación de costas del arbitraje.....	310
IX.	IDIOMA DEL LAUDO	315
X.	PARTE OPERATIVA.....	315

ABREVIATURAS USADAS FRECUENTEMENTE

Acta de Constitución	Acta de Nombramiento de fecha 4 de julio de 2012
Anexo C-	Anexo de los Demandantes
Anexo CLA-	Autoridad Legal de los Demandantes
Anexo R-	Anexo de la Demandada
Anexo RLA-	Autoridad Legal de la Demandada
<i>Antin</i>	<i>Antin Infrastructure Services Luxembourg S.a r.l. y Antin Energia Termosolar B. V. c. El Reino de España, Caso CIADI N.º AR/13/31</i>
Artículos de la CDI	Artículos de la Comisión de Derecho Internacional sobre Responsabilidad de los Estados por Hechos Intencionalmente Ilícitos (Artículos de la CDI), Anexo a la Resolución de la Asamblea General 56/83 del 12 de diciembre de 2001
Audiencia de la OP12	Audiencia de la Fase OP12 celebrada en La Haya del 16 al 19 de enero de 2018
Audiencia sobre Responsabilidad	Audiencia sobre Responsabilidad celebrada en La Haya del 14 al 21 de marzo de 2016
<i>BayWa</i>	<i>BayWa R.E. Renewable Energy GmbH y BayWa R.E. Asset Holding GmbH c. Reino de España, Caso CIADI N.º ARB/15/16, Decisión sobre Jurisdicción, Responsabilidad y Directivas sobre Quantum, 2 de diciembre de 2019</i>
<i>Blusun</i>	<i>Blusun S.A., Jean-Pierre Lecorcier y Michael Stein c. República Italiana, Caso CIADI N.º ARB/14/3</i>
BQR I	Primer Informe Pericial sobre Quantum de Brattle presentado junto con el Escrito sobre <i>Quantum</i> el 7 de abril de 2017
BQR II	Informe Pericial de Dúplica sobre Quantum de Brattle titulado “Informe de Refutación: Orden Procesal N.º 12” presentado el 9 de noviembre de 2017
CDI	Comisión de Derecho Internacional
CE	Comunidad Europea
<i>Charanne</i>	<i>Charanne B. V. & Construction Investments S.A. R.L. c. el Reino de España, SCC Arb. N.º 062/2012, Laudo, 21 de enero de 2016 y Opinión Disidente Parcial de Guido Santiago Tawil de fecha 21 de enero de 2016</i>
<i>Chorzów Factory</i>	<i>Caso Concerniente a la Fábrica en Chorzów (Alemania c. Polonia), PCIJ Rep, Serie A, N.º 17, Fallo del 13 de septiembre de 1928</i>
CNE	Comisión Nacional de Energía (ahora conocida como la Comisión Nacional de Mercados y la Competencia o “CNMC”)
CNUDMI	Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional
Comisión	Comisión Europea
Contestación sobre <i>Quantum</i>	“Memorial de Respuesta sobre Quantum de la Demandada” presentado el 14 de septiembre de 2017
CPA	Corte Permanente de Arbitraje
<i>CSP</i>	<i>CSP Equity Investment s.a.r.l. (Luxemburgo) c. Reino de España (SCC Arbitraje 2013/094)</i>

CVDT	Convención de Viena sobre el Derecho de los Tratados de fecha 23 de mayo de 1969, 1155 STNU 331
CWS	Declaración Testimonial de los Demandantes
DCF	Flujos de caja descontados (por sus siglas en inglés)
Decisión de la CE sobre Ayuda Estatal	Decisión emitida por la Comisión Europea SA.40348 (20151NN) sobre el régimen español de ayuda estatal a las energías renovables, de fecha 10 de noviembre de 2017
Declaración de 22 Estados Miembros	Declaración de los Representantes de los Gobiernos de los Estados Miembros del 15 de enero de 2019 sobre las consecuencias legales de la Decisión del Tribunal de Justicia de la Unión Europea en <i>Achmea</i> y sobre la Protección de Inversiones en la Unión Europea firmado por los Representantes de los Gobiernos de, Bélgica, Bulgaria, República Checa, Dinamarca, Alemania, Estonia, Irlanda, Grecia, España, Francia, Croacia, Italia, Chipre, Letonia, Lituania, Países Bajos, Austria, Polonia, Portugal, Rumanía, Eslovaquia y el Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte
Declaración de 5 Estados Miembros	Declaración de los Representantes de los Gobiernos de los Estados Miembros del 16 de enero de 2019, sobre la ejecución de la Decisión del Tribunal de Justicia de la Unión Europea en <i>Achmea</i> y sobre protección de inversiones en la Unión Europea firmado por los Representantes de los Gobiernos de Finlandia, Luxemburgo, Malta, Eslovenia y Suecia
Declaración de Hungría	Declaración del Representante del Gobierno de Hungría del 16 de enero de 2019 sobre las consecuencias legales de la decisión del Tribunal de Justicia de la Unión Europea en <i>Achmea</i> y sobre la Protección de Inversiones en la Unión Europea
Demandada	El Reino de España (también referido como España)
Demandantes	Los Inversores PV
Directiva de Energía Renovable de 2001	Directiva 2001/77/CE de la UE relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de electricidad.
Directiva de Energía Renovable de 2009	Directiva de la UE 2009/28/EC sobre la promoción y uso de energía de fuentes renovables y la Directiva enmendada y luego derogada 2001/77 EC y 2003/30 EC
Directrices de 2008	Comisión Europea, Directrices comunitarias sobre ayudas estatales en favor del medio ambiente, N.º 2008/C82/0171
Directrices de 2014	Comisión Europea, Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía, N.º 2014/C200/0170
Documentación de <i>Greentech</i>	Documentos relativos a la solicitud de los Demandantes de exhibición de ciertos documentos supuestamente exhibidos por España a los demandantes en <i>Greentech</i>
Dúplica	Dúplica de la Demandada de fecha 21 de diciembre de 2015
Dúplica sobre <i>Quantum</i>	“Dúplica sobre <i>Quantum</i> de la Demandada” presentada el 22 de diciembre de 2017
<i>Eiser</i>	<i>Eiser Infrastructure Limited</i> y <i>Energía Solar Luxembourg S.à r.l. c. Reino de España</i> , Caso CIADI N.º ARB/13/36
EOQR I	Primer Informe Pericial sobre <i>Quantum</i> realizado por Econ One Research presentado junto con la Contestación sobre <i>Quantum</i> el 14 de septiembre de 2017

EOQR II	Segundo Informe Pericial sobre <i>Quantum</i> realizado por Econ One Research presentado junto con la Dúplica sobre <i>Quantum</i> el 22 de diciembre de 2017
ER	Energía renovable
Escrito de Contestación	Escrito de Contestación de la Demandada de fecha 22 de mayo de 2015, enmendado el 16 de junio de 2015
Escrito de Demanda	El Escrito de Demanda de los Demandantes de fecha 28 de septiembre de 2012
Escrito de Demanda Modificado	“Escrito de Demanda Ampliado” presentado por los Demandantes de fecha 6 de febrero de 2015
Escrito sobre Costas de la Demandada	Escrito de la Demandada sobre Costas de fecha 8 de julio de 2016
Escrito sobre Costas de los Demandantes	Escrito de los Demandantes sobre Costas de fecha 8 de julio de 2016
Escrito sobre <i>Quantum</i>	“Escrito de <i>Quantum</i> de los Demandantes” presentado el 7 de abril de 2017
Fase OP12	Fase del arbitraje prevista en la OP12
FIT	Tarifas reguladas (en inglés, “ <i>Feed-in-Tariff</i> ”)
FV	Fotovoltaico
<i>Greentech</i>	<i>Greentech Energy Systems A/S et al. c. Reino de España</i> (Arbitraje SCC V 2015/150)
ICO	Instituto de Crédito Oficial
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
Informe de MG&A	Informe Pericial de Greatrex y Montojo González junto con Altran presentado junto con el Escrito de Contestación
Informe Pericial de Dúplica de MG&A	Informe Pericial de Dúplica del grupo Altran/MaC presentado el 21 de diciembre de 2015, y actualizado el 3 de febrero de 2016
IPC	Índice de Precios al Consumidor de España
<i>Isolux</i>	<i>Isolux Infrastructure Netherlands B.V. c. España</i> , Caso SCC V2013/153, Laudo, 17 de Julio de 2016
Laudo Preliminar sobre Jurisdicción	Laudo Preliminar sobre Jurisdicción de fecha 13 de octubre de 2014
Ley 15/2012	Ley 15/2012 de 27 de diciembre de 2012, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (publicada el 28 de diciembre de 2012)
Ley 24/2013	Ley 24/2013 del Sector Eléctrico de fecha 27 de diciembre de 2013
Ley de Economía Sostenible (LES)	Ley de Economía Sostenible N.º 2 del 4 de marzo de 2011
Ley del Sector Eléctrico de 1997	Ley 54/1997 del Sector Eléctrico (publicada el 28 de noviembre de 1997)
Límite de horas	Límite en el número de horas por año por las cuales las instalaciones FV recibirían la FIT establecido por el RDL14/2010
<i>Masdar</i>	<i>Masdar Solar & Wind Cooperatief U.A. c. Reino de España</i> , Caso CIADI N.º ARB/14/1
MCE	Modelo Conjunto de los Expertos de fecha 5 de octubre de 2018 presentado según la OP18

Medidas de 2010	RD 1565/2010 y RDL 14/2010 colectivamente
Medidas en Disputa	Las Medidas de 2010 y las Nuevas Medidas colectivamente
Memorándum Conjunto	Memorándum Conjunto que se adjunta al MCE de fecha 5 de octubre de 2018, presentado según la OP18
Ministerio de Industria	El Ministerio de Industria, Energía y Turismo de España. Denominado antes de diciembre de 2011 como Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
MW	Megavatio
<i>NextEra</i>	<i>NextEra Energy Global Holdings B.V. y NextEra Energy Spain Holdings B.V. c el Reino de España, Caso CIADI N.º ARB/14/11, Decisión sobre Jurisdicción, Responsabilidad y Principios sobre Quantum, 12 de marzo de 2019</i>
NMF	Nación más favorecida
<i>Novenergía</i>	<i>Novenergía II - Energy & Environment (SCA) (Gran Ducado de Luxemburgo), SICAR c. Reino de España, SCC Arbitraje (2015/063)</i>
Nuevas Medidas	RDL 2/2013, RDL 9/2013, Ley 24/2013, RD 413/2014 y la Orden de Parámetros, colectivamente
OP1	Orden Procesal N.º 1 de fecha 31 de julio de 2012
OP10	Orden Procesal N.º 10 de fecha 25 de enero de 2016
OP11	Orden Procesal N.º 11 de fecha 23 de marzo de 2016
OP12	Orden Procesal N.º 12 de fecha 29 de septiembre de 2016
OP12 Escrito sobre Costas de la Demandada	Escrito sobre Costas de la Demandada de la Fase OP12, presentado el 14 de junio de 2019
OP12 Escrito sobre Costas de los Demandantes	Escrito sobre Costas de los Demandantes de la Fase OP12, presentado el 14 de junio de 2019
OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada	Primer escrito de la Demandada sobre <i>Quantum</i> posterior a la audiencia OP12 presentado el 16 de marzo de 2018
OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes	Primer escrito de los Demandantes posterior a la Audiencia de la OP12 presentado el 16 de marzo de 2018
OP12, Réplica de la Demandada sobre Costas	Escrito de Réplica de la Demandada sobre Costas de la Fase OP12 de fecha 28 de junio de 2019
OP12, Réplica de los Demandantes sobre Costas	Escrito de Réplica de los Demandantes sobre Costas de la Fase OP12 de fecha 28 de junio de 2019
OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada	Segundo escrito de la Demandada sobre <i>Quantum</i> posterior a la audiencia OP12 presentado el 12 de febrero de 2019
OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes	Segundo escrito de los Demandantes posterior a la Audiencia de la OP12 presentado el 29 de noviembre de 2018
OP12-PHTC	Conferencia telefónica previa a la audiencia en la fase de la OP12 celebrada el 8 de enero de 2018
OP13	Orden Procesal N.º 13 de fecha 29 de mayo de 2017
OP14	Orden Procesal N.º 14 de fecha 31 de julio de 2017
OP15	Orden Procesal N.º 15 de fecha 20 de octubre de 2017

OP16	Orden Procesal N.º 16 de fecha 11 de enero de 2018
OP17	Orden Procesal N.º 17 de fecha 25 de enero de 2018
OP18	Orden Procesal N.º 18 de fecha 18 de julio de 2018
OP19	Orden Procesal N.º 19 de fecha 15 de octubre de 2018
OP2	Orden Procesal N.º 2 de fecha 23 de agosto de 2012
OP3	Orden Procesal N.º 3 de fecha 16 de noviembre de 2012
OP4	Orden Procesal N.º 4 de fecha 28 de febrero de 2013
OP5	Orden Procesal N.º 5 de fecha 14 de marzo de 2013
OP6	Orden Procesal N.º 6 de fecha 1 de julio de 2013
OP7	Orden Procesal N.º 7 de fecha 10 de enero de 2014
OP8	Orden Procesal N.º 8 de fecha 5 de enero de 2015
OP9	Orden Procesal N.º 9 de fecha 30 de julio de 2015
Opinión Disidente	La Opinión Concurrente y Disidente del Honorable Charles N. Brower del Laudo Preliminar sobre Jurisdicción de fecha 10 de octubre de 2014
Orden de Parámetros	Orden IET/1045/2014 del 16 de junio de 2014
PER 2005-2010	Plan para la Promoción de Energías Renovables en España 2005-2010
PHTC	Conferencia telefónica previa a la audiencia
PILA	Ley suiza de Derecho Internacional Privado (por sus siglas en inglés)
PPS	Plena protección y seguridad
Presentación de 2008	Presentación de <i>InvestInSpain</i> publicada en 2008, titulada "Oportunidades en Energía Renovable en España"
Presentación de 2009	La presentación de <i>InvestInSpain</i> publicada en 2009, titulada "Marco Legal para las Energías Renovables en España"
Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada	Primer Escrito de la Demandada sobre responsabilidad posterior a la audiencia de fecha 20 de mayo de 2016 (corregido el 24 de mayo de 2016)
Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes	Primer Escrito Posterior a la Audiencia de los Demandantes sobre responsabilidad de fecha 20 de mayo de 2016
RAIPRE	Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial
RD	Real Decreto
RD 18/2014	Real Decreto 18/2014 del 17 de enero de 2014
RD 413/2014	Real Decreto 413/2014 del 6 de junio de 2014
RD 1565/2010	Real Decreto 1565/2010 del 19 de noviembre de 2010
RD 1578/2008	Real Decreto 1578/2008 del 26 de septiembre de 2008
RD 436/2004	Real Decreto 436/2004 del 12 de marzo de 2004
RD 661/2007	Real Decreto 661/2007 del 25 de mayo de 2007
RDL	Real Decreto Ley

RDL 14/2010	Real Decreto Ley 14/2010 del 23 de diciembre de 2010
RDL 2/2013	Real Decreto Ley 2/2013 del 1 de febrero de 2013
RDL 6/2009	Real Decreto Ley 6/2009 del 7 de mayo de 2009
RDL 9/2013	Real Decreto Ley 9/2013 del 12 de julio de 2013
Reglamento CNUDMI	Reglamento de Arbitraje de la CNUDMI (revisado en 2010)
Reglas de Procedimiento	Las reglas de procedimiento de este Arbitraje, ejecutadas el 20 de julio de 2012 por el Tribunal, tras consultar a las Partes
Réplica	Réplica de los Demandantes de fecha 16 de octubre de 2015
Réplica sobre Costas de la Demandada	Escrito de Réplica de la Demandada sobre costas de fecha 15 de julio de 2016
Réplica sobre Costas de los Demandantes	Escrito de Réplica de los Demandantes sobre Costas de fecha 15 de julio de 2016
Réplica sobre <i>Quantum</i>	“Alegación de Réplica sobre Daños de los Demandantes” presentada el 9 de noviembre de 2017
<i>RREEF</i>	<i>REEF Infrastructure (G.P.) Limited y RREEF Pan-European Infrastructure Two Lux S.à r.l. c. Reino de España, Caso CIADI N.º ARB /13/30</i>
SEE	Sistema eléctrico español
Segundo Informe Pericial de Brattle	Segundo Informe Pericial de Carlos Lapuerta y José Antonio García pertenecientes al Grupo Brattle presentado el 24 de febrero de 2015
Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada	Segundo Escrito de réplica de la Demandada sobre responsabilidad posterior a la audiencia de fecha 24 de junio de 2016
Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes	Segundo Escrito Posterior a la Audiencia de los Demandantes sobre responsabilidad de fecha 24 de junio de 2016
SPV	Sociedad Vehículo
<i>Stadtwerke</i>	<i>Stadtwerke Munchen GmbH, RWE Innogy GmbH and others c. Reino de España, Caso CIADI N.º ARB/15/1, Laudo, 2 de diciembre de 2019</i>
STNU	Serie de Tratados de las Naciones Unidas
TBI	Tratado Bilateral de Inversión
TCE	Tratado sobre la Carta de Energía, Lisboa, 17 de diciembre de 1994, 2080 STNU 95 (también conocido como “Tratado”)
Tercer Informe Pericial de Brattle	Tercer Informe Pericial de Carlos Lapuerta y José Antonio García pertenecientes al Grupo Brattle presentado el 17 de octubre de 2015, enmendado el 28 de octubre de 2015
TFUE	Tratado sobre el Funcionamiento de la Unión Europea
TJE	Trato justo y equitativo
TJUE	Tribunal de Justicia de la Unión Europea
Tratado	Tratado sobre la Carta de Energía, Lisboa, 17 de diciembre de 1994, 2080 STNU 95 (también conocido como “TCE”)
Tratado CE	Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea
UE	Unión Europea

I. INTRODUCCIÓN

1. El presente procedimiento es un arbitraje *ad hoc* iniciado bajo el Tratado sobre la Carta de Energía de 1994 (“TCE” o “Tratado”)¹, de conformidad con el Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (“CNUDMI”), revisado en 2010 (el “Reglamento CNUDMI”).

A. LAS PARTES

2. Los Demandantes son:

- Mercurio Solar S.à r.l
- Tyche Solar S.à r.l
- Ampere Equity Fund B.V.
- Element Power Holdings B.V.
- MEIF Luxembourg Renewables S.à r.l
- Impax Solar Investment S.à r.l
- Impax New Energy Investors S.C.A.
- WOC Photovoltaik Portfolio GmbH &Co. KG
- NIBC European Infrastructure Fund I C.V.
- Equitix Innova Infrastructure Investments Holding I B.V. (anteriormente, NEIF Infrastructure Investments Holding I B.V.)
- Alesund, Christiansund S.à r.l. & Cie S.C.A. (anteriormente, Werc I & Christiansund S.à.r.l. S.C.A.)
- Shulaya, Trier SG S.à r.l. & Cie S.C.A. (anteriormente, Werc II & Trier SG S.à.r.l. S.C.A.)
- ASE C.V.
- AES Solar Energy Coöperatief U.A.
- Silver Ridge Power Holdings B.V. (anteriormente, AES Solar Energy Holdings B.V.)
- Silver Ridge Power B.V.(anteriormente, AES Solar Energy B.V.)
- Vela Energy Power España I B.V. (anteriormente, AES Solar España I B.V.)
- Vela Energy Power España II B.V. (anteriormente, AES Solar España II B.V.)
- Eoxis B.V.
- Eoxis Holding S.A.
- MPC Solarpark GmbH & Co. KG

¹ Tratado sobre la Carta de Energía, Lisboa, 17 de diciembre de 1994, 2080 STNU 95.

- Ceconat Energy GmbH
- REI Renewable Energy International, S.à r.l.
- Roland Schumann
- InfraClass Energie 4 GmbH & Co. KG
- ESPF Beteiligungs GmbH

3. En su Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, de fecha 13 de octubre de 2014 (el “Laudo Preliminar sobre Jurisdicción”²), el Tribunal resolvió que tiene jurisdicción respecto a 25 entidades corporativas y una persona física. Los Demandantes pertenecen a los siguientes grupos de inversores:

Grupo Inversor	Nombre de los Demandantes
HgCapital	Tyche Solar S.à r.l. Mercurio Solar S.à r.l.
Ampere	Ampere Equity Fund B.V.
Element Power	Element Power Holdings B.V.
MEIF	MEIF Luxembourg Renewables S.à r.l.
Impax	Impax Solar Investment S.à r.l. Impax New Energy Investors S.C.A.
White Owl	WOC Photovoltaik Portfolio GmbH & Co. KG
NIBC	NIBC European Infrastructure Fund I C.V. Equitix Innova Infrastructure Investments Holding I B.V. (anteriormente, NEIF Infrastructure Investments Holding I B.V.)
Werec	Werec I & Christiansund S.à.r.l. S.C.A., actualmente denominada Alesund, Christiansund S.à r.l. & Cie S.C.A. Werec II & Trier SG S.à.r.l. S.C.A, actualmente denominada Shulaya, Trier SG S.à r.l. & Cie S.C.A.
AES	ASE C.V AES Solar Energy Coöperatief U.A. Silver Ridge Power Holdings B.V. (anteriormente, AES Solar Energy Holdings B.V.) Silver Ridge Power B.V. (anteriormente, AES Solar Energy B.V.)

² Ver Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, párrafo 375 (a).

	Vela Energy Power España I B.V. (anteriormente, AES Solar España I B.V.) Vela Energy Power España II B.V. (anteriormente, AES Solar España II B.V.)
Eoxis	Eoxis B.V. Eoxis Holding S.A.
MPC Capital	MPC Solarpark GmbH & Co. KG
Ceconat	Ceconat Energy GmbH
Arisol	R.E.I. Renewable Energy International S.à r.l. Roland Schumann
KGAL	InfraClass Energie 4 GmbH & Co. KG ESPF Beteiligungs GmbH

4. Los Demandantes se describen con mayor detalle en el Apéndice 2 del Escrito de Demanda Modificado de los Demandantes, de fecha 6 de febrero de 2015, tal como se enmendó en el Apéndice 2 de la Réplica de los Demandantes sobre el fondo, de fecha 16 de octubre de 2015 y en la carta de los Demandantes al Tribunal de fecha 3 de febrero de 2020, y se refiere colectivamente a ellos como los “Inversores PV” o los “Demandantes”.
5. La Demandada es el Reino de España (la “Demandada” o “España”).

B. EL TRIBUNAL ARBITRAL

6. El Tribunal está conformado por el Honorable Charles N. Brower, nombrado por los Demandantes; el Juez Bernardo Sepúlveda-Amor, nombrado por la Demandada; y la Profesora Gabrielle Kaufmann-Kohler, Árbitro Presidente, nombrada por acuerdo entre los dos co-árbitros, con el consentimiento de las Partes³.
7. El Tribunal nombró al Dr. Michele Potestà como Secretario del Tribunal, con el consentimiento de las Partes⁴.

³ Ver también Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, párrafo 12.

⁴ Ver también Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, párrafo 24.

II. ANTECEDENTES PROCESALES

A. LAUDO PRELIMINAR SOBRE JURISDICCIÓN

8. La historia procesal de la primera fase del arbitraje hasta el 13 de octubre de 2014 se encuentra reseñada en la sección II del Laudo Preliminar sobre Jurisdicción.
9. El 14 de octubre de 2014, el Tribunal remitió a las Partes las versiones en inglés y en español del Laudo Preliminar sobre Jurisdicción y de la Opinión Concurrente y Disidente del Honorable Charles N. Brower de fecha 10 de octubre de 2014 (la “Opinión Disidente”). El Tribunal también invitó a las Partes a discutir y presentar sus propuestas para el calendario procesal de la siguiente fase del arbitraje.
10. El 24 de octubre de 2014, según el párrafo 8.1 de las Reglas de Procedimiento de fecha 20 de julio de 2012 (las “Reglas de Procedimiento”), las Partes presentaron ante el Tribunal sus posiciones acerca de la publicación del Laudo Preliminar sobre Jurisdicción.

B. MODIFICACIÓN DEL ESCRITO DE DEMANDA, CALENDARIO PROCESAL, INTERVENCIÓN DE LA COMISIÓN EUROPEA, PUBLICACIÓN DE LAUDOS Y OTRAS CUESTIONES RELACIONADAS

11. El 3 y 4 de noviembre de 2014, los Demandantes y la Demandada informaron al Tribunal que no habían podido acordar el calendario procesal. La principal razón de su desacuerdo se relacionaba con la intención de los Demandantes de enmendar su Escrito de Demanda del 28 de septiembre de 2012 (el “Escrito de Demanda”) “para abordar las nuevas medidas perjudiciales implementadas por España luego de la presentación del Escrito de Demanda original en septiembre de 2012⁵”, lo cual fue “fuertemente objeta[do] por la Demandada⁶”. Las Partes también abordaron este tema en sus posteriores presentaciones del 12 de noviembre, 19 de noviembre, 25 de noviembre, 28 de noviembre y 2 de diciembre de 2014⁷.
12. El 12 de noviembre de 2014, la Comisión Europea (la “Comisión”) presentó una solicitud de autorización para intervenir como parte no contendiente en la CPA. La

⁵ Correo electrónico de los Demandantes, 3 de noviembre de 2014 (traducción del Tribunal).

⁶ Correo electrónico de la Demandada, 4 de noviembre de 2014 (traducción del Tribunal).

⁷ Ver Orden Procesal N.º 8, 5 de enero de 2015, párrafos 2-16 (resumiendo las posiciones de las Partes).

solicitud de permiso para intervenir de la Comisión se “limitó a la cuestión de jurisdicción”⁸. La Comisión “invit[ó] al Tribunal a declinar la jurisdicción” debido a la naturaleza intra-UE de la disputa⁹. La Comisión sostuvo que el TCE no crea obligaciones entre los Estados Miembros de la UE *inter se*, “sino solo entre la Unión y los Estados Miembros, por un lado, y cada una de las otras Partes contratantes, por el otro [...]”¹⁰. Si aun así el Tribunal decidía afirmar su jurisdicción, la Comisión se reservaba el derecho a solicitar autorización para también intervenir respecto a asuntos relacionados al fondo de la disputa¹¹.

13. El 18 de noviembre de 2014, el Tribunal invitó a las Partes a presentar comentarios con respecto a la solicitud de la Comisión y les preguntó a las Partes si tenían alguna objeción con respecto a que el Tribunal proveyera a la Comisión una copia del Laudo Preliminar sobre Jurisdicción.
14. El 5 de diciembre de 2014, las Partes presentaron sus comentarios. Los Demandantes argumentaron que no había base para que la Comisión interviniera en el procedimiento y que tampoco “tenía relevancia para la disputa el alcance previsto de la intervención”¹². Los Demandantes tampoco objetaron a que el Tribunal proveyera el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción a la Comisión¹³. La Demandada indicó que no tenía objeción a que el Tribunal proveyera a la Comisión una copia del Laudo Preliminar sobre Jurisdicción (sujeto a ciertos compromisos de confidencialidad), ni a la intervención de la Comisión en el procedimiento. Sin embargo, la Demandada sugirió que podría ser apropiado determinar la cuestión de la intervención de la Comisión luego de la determinación del Tribunal en cuanto a la enmienda del Escrito de Demanda.

⁸ Solicitud de la Comisión Europea para Intervenir como Parte No Contendiente, 12 de noviembre de 2014, párrafo 8 (traducción del Tribunal).

⁹ Solicitud de la Comisión Europea para Intervenir como Parte No Contendiente, 12 de noviembre de 2014, párrafos 8-9 (traducción del Tribunal).

¹⁰ Solicitud de la Comisión Europea para Intervenir como Parte No Contendiente, 12 de noviembre de 2014, párrafo 9 (traducción del Tribunal).

¹¹ Solicitud de la Comisión Europea para Intervenir como Parte No Contendiente, 12 de noviembre de 2014, párrafo 10.

¹² Ver Carta de los Demandantes al Tribunal del 5 de diciembre de 2014, pág. 1 (traducción del Tribunal).

¹³ Ver Carta de los Demandantes al Tribunal del 5 de diciembre de 2014, pág. 6.

15. El 5 de enero de 2015, el Tribunal emitió la Orden Procesal N.º 8 (“OP8”), que otorgaba a los Demandantes autorización para presentar un Escrito de Demanda enmendado. Se circuló un calendario procesal para la siguiente fase del arbitraje junto con la OP8.
16. Mediante una carta del 9 de enero de 2015 a las Partes, el Tribunal falló sobre la solicitud de la Comisión. Sostuvo que ya había afirmado su jurisdicción en el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción¹⁴. Según la *lex arbitri* suiza, un laudo sobre jurisdicción efectivamente era vinculante para el Tribunal, por lo cual no estaba facultado para reabrir un asunto ya decidido. Dado que la solicitud de la Comisión se limitaba a temas jurisdiccionales vinculados con la naturaleza intra-UE de la disputa, el Tribunal no podía aceptar la solicitud de la Comisión.
17. Mediante la misma carta, el Tribunal también les señaló a las Partes los últimos acontecimientos relativos a la transparencia en los arbitrajes fundamentados en tratados de inversión y las invitó a indicar si estarían dispuestas a prestar su consentimiento para publicar el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción y la Opinión Disidente¹⁵.
18. El 16 de enero de 2015, los Demandantes confirmaron su consentimiento para la publicación del Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, así como los laudos a ser emitidos en este procedimiento, sujeto a ediciones para proteger la confidencialidad de la información comercialmente sensible. El mismo día, la Demandada informó al Tribunal que no consentía a la publicación del Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, y el 28 de enero de 2015, sugirió que el Tribunal y las Partes realizaran una conferencia telefónica para tratar el tema¹⁶.
19. En una segunda carta de ese mismo día, España alegó que los Demandantes habían incumplido el Artículo 8 de las Reglas de Procedimiento, en particular al revelar el contenido del Laudo Preliminar sobre Jurisdicción. Según la Demandada, el 24 de diciembre de 2014, IAREporter había revelado el resultado de la fase jurisdiccional. La Demandada argumentó que era su “conclusión inevitable que los Demandantes directa o indirectamente dieron a conocer o bien el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, o su resultado, ya sea al Sr. Peterson [de IAREporter] o a cualquier tercero que no es parte

¹⁴ Excepto con respecto a las entidades incorporadas en España (Carta del Tribunal a las Partes del 9 de enero de 2015, pág. 2).

¹⁵ Carta del Tribunal a las Partes del 9 de enero de 2015, págs. 3-4.

¹⁶ Carta de la Demandada al Tribunal de 28 de enero de 2015, págs. 7-8.

del presente procedimiento confidencial¹⁷". La Demandada solicitó que el Tribunal aplicara el Artículo 8 de las Reglas de Procedimiento ordenando las sanciones que se consideraran apropiadas. El 28 de enero y el 4 de febrero de 2015, de conformidad con las directivas del Tribunal, los Demandantes presentaron sus comentarios, negando las acusaciones de la Demandada, y la Demandada presentó sus respuestas a los comentarios de los Demandantes.

20. El 6 de febrero de 2015, los Demandantes presentaron su Escrito de Demanda modificado (el "Escrito de Demanda Modificado") junto con declaraciones testimoniales, anexos, autoridades legales y el Segundo Informe Pericial del Grupo Brattle ("Segundo Informe Pericial de Brattle")¹⁸.
21. El 13 de febrero de 2015, los Demandantes presentaron la traducción al español del Escrito de Demanda Modificado.
22. Además, el 13 de febrero del 2015, la Presidenta del Tribunal realizó una revelación, la cual no fue objetada por las Partes.
23. El 16 de febrero de 2015, el Tribunal informó a las Partes que estaba disponible para una conferencia telefónica según la propuesta de la Demandada en relación con la publicación del Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, y las consultó sobre su disponibilidad. El 6 de marzo de 2015, luego de correspondencia adicional entre las Partes, el Tribunal confirmó que la conferencia telefónica tendría lugar el 9 de marzo de 2015 a las 16:00 (CET).
24. Así, el 9 de marzo de 2015 a las 16:00 (CET), las Partes y el Tribunal celebraron una conferencia telefónica para considerar la publicación del Laudo Preliminar sobre Jurisdicción.
25. El 11 de marzo de 2015, la Demandada presentó comentarios adicionales sobre los temas considerados en la conferencia telefónica. Entre otras cosas, la Demandada confirmó que:

independientemente de cuál sea el resultado del laudo sobre responsabilidad (es decir, ya sea [si el Tribunal] determine o no que España es responsable), y no obstante considerar que no resulta así de las Reglas de Procedimiento, España consentiría la publicación del laudo sobre

¹⁷ Ver Segunda Carta de la Demandada al Tribunal del 16 de enero de 2015, párrafo 5.

¹⁸ Los Demandantes presentaron una versión corregida del Segundo Informe Pericial de Brattle el 16 de febrero de 2015.

responsabilidad, aún en el hipotético caso de que el mismo no sea "el laudo final". Asimismo, como fuera anticipado durante la conferencia telefónica, España también consentiría la publicación del Laudo Preliminar sobre Jurisdicción en tal momento (es decir, cuando el Tribunal emita el laudo sobre responsabilidad), lo cual como ha sido explicado durante la conferencia telefónica, asumimos que el Tribunal haría en cualquier caso¹⁹.

26. En una carta del 26 de marzo de 2015, el Tribunal respondió a la solicitud de la Comisión del 12 de noviembre de 2014. Informó a la Comisión que no estaba facultado para reabrir las objeciones jurisdiccionales sobre las que ya se había pronunciado²⁰. El Tribunal señaló, sin embargo, que la Comisión se había "reservado el derecho a solicitar autorización para intervenir también en temas de fondo²¹". El Tribunal informó a la Comisión, *inter alia*, que consideraría cualquier solicitud de esta índole y solicitó las mismas fueran presentadas antes del 20 de mayo de 2015. Además, dado que ninguna de las Partes había presentado objeciones, el Tribunal facilitó a la Comisión una copia del Laudo Preliminar sobre Jurisdicción y la Opinión Disidente²².
27. Asimismo, el 26 de marzo de 2015, el Tribunal envió una copia de la mencionada carta a la Comisión y abordó el tema de la publicación del Laudo Preliminar sobre Jurisdicción²³. Habiendo considerado las posiciones de las Partes, decidió que el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción sería publicado en el momento de emisión del laudo final. Además, dictaminó que la Demandada no había logrado probar las supuestas violaciones al régimen de confidencialidad por parte de los Demandantes²⁴.
28. El 11 de mayo de 2015, luego de recibir una solicitud conjunta presentada por las Partes solicitando una modificación al calendario procesal, el Tribunal circuló un calendario procesal modificado.
29. El 20 de mayo de 2015, la Comisión informó al Tribunal que no presentaría una solicitud para intervenir respecto a los asuntos sobre el fondo de la presente disputa ya que España había notificado oficialmente las Medidas en Disputa (de conformidad

¹⁹ Carta de la Demandada al Tribunal del 11 de marzo de 2015, pág. 3 (traducción del Tribunal).

²⁰ Ver *supra* párrafo 16.

²¹ Ver Solicitud de la Comisión Europea para Intervenir como Parte No Contendiente, 12 de noviembre de 2014, párrafo 10 (traducción del Tribunal).

²² Carta del Tribunal a las Partes del 26 de marzo de 2015, págs. 2-3.

²³ Según surgió en la conferencia telefónica del 9 de marzo de 2015 (ver, *supra* párrafo 24) y la subsiguiente correspondencia entre las Partes y el Tribunal (ver *supra* párrafos. 16-19, 25).

²⁴ Ver *supra* párrafo 19.

con los requerimientos del derecho de la CE) y, por ende, la Comisión ahora se veía obligada a tomar una decisión acerca de la notificación de las Medidas en Disputa²⁵. La Comisión invitó al Tribunal a que suspendiera el arbitraje hasta que la mencionada decisión fuere emitida²⁶.

30. El 22 de mayo de 2015, la Demandada presentó su Escrito de Contestación a la Demanda (el “Escrito de Contestación”) con sus anexos, autoridades legales e informe pericial de Greatrex y Montojo González en colaboración con Altran (el “Informe MG&A”). El mismo día, la Demandada también presentó la traducción al español de su Escrito de Contestación.
31. El 26 de mayo de 2015, el Tribunal proporcionó una copia de la carta recibida de la Comisión con fecha 20 de mayo de 2015 a las Partes, y les informó de su intención de solicitar a la Comisión que proporcionara una estimación del plazo dentro del cual se pronunciaría con respecto a la notificación de las Medidas en Disputa del Reino de España. Más tarde, ese mismo día, el Tribunal respondió a la carta recibida de la Comisión del 20 de mayo de 2015.
32. El 11 de junio de 2015, las Partes conjuntamente solicitaron una enmienda a las fechas para la fase de exhibición de documentos especificada en la OP8 (según se había modificado el 11 de mayo de 2015). Al día siguiente, el Tribunal modificó los plazos según la solicitud de las Partes.
33. El 16 de junio de 2015, la Demandada presentó una versión corregida del Escrito de Contestación y ciertas traducciones adicionales. Mediante carta del día siguiente, el Tribunal aceptó estos cambios con sujeción a las objeciones que pudieran presentar los Demandantes. No se presentó objeción alguna al respecto²⁷.
34. El 17 de junio de 2015, cada Parte presentó su solicitud para la exhibición de documentos, de acuerdo con el calendario procesal anexo a la OP8 (según enmienda del 12 de junio de 2015).
35. El 22 de junio de 2015, el Tribunal recibió correspondencia adicional de la Comisión, informando sobre el plazo de la decisión sobre la notificación de las Medidas en Disputa del Reino de España. Ante la invitación del Tribunal, las Partes presentaron sus comentarios el 5 de julio de 2015.

²⁵ Carta de la Comisión Europea al Tribunal del 20 de mayo de 2015, párrafo 2.

²⁶ Carta de la Comisión Europea al Tribunal del 20 de mayo de 2015, párrafo 6.

²⁷ Ver correo electrónico de los Demandantes al Tribunal del 22 de junio de 2015.

36. El 8 de julio de 2015, el Tribunal enmendó el calendario procesal para reflejar el acuerdo de las Partes con respecto a la extensión del plazo para la exhibición de los documentos no objetados del 8 de julio al 17 de julio de 2015.
37. El mismo día, las Partes presentaron sus repuestas y objeciones a las solicitudes de exhibición de documentos.
38. El 17 de julio de 2015, habiendo considerado la solicitud de la Comisión de suspender el procedimiento y los comentarios de las Partes al respecto, el Tribunal informó a las Partes de su decisión de negar la solicitud de la Comisión, y sus razones relacionadas. El 24 de julio de 2015, el Tribunal comunicó dicha decisión a la Comisión.
39. El 20 de julio de 2015, la Demandada consultó al Tribunal y a los Demandantes con respecto a si estaban de acuerdo en comunicar el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción y la Opinión Disidente al tribunal y al demandante en el caso *CSP Equity Investment s.a.r.l. (Luxemburgo) c. Reino de España* (SCC Arbitraje 2013/094) (“CSP”). El 22 y 24 de julio de 2015, el Tribunal y los Demandantes confirmaron que no tenían objeciones a dicha solicitud. El 25 de Julio de 2015, la Demandada comunicó que no era necesario editar ninguna información del Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, ya que la confidencialidad de dicha decisión se encontraba protegida por las reglas aplicadas en el procedimiento de la SCC.
40. El 22 y 23 de julio de 2015, los Demandantes y la Demandada presentaron sus Respuestas a las objeciones respecto las solicitudes de exhibición de documentos.
41. El 24 de julio de 2015, el Tribunal envió a las Partes correspondencia que había recibido de la Comisión en la que la Comisión indicaba que informaría al Tribunal de su decisión en cuanto a la notificación de España.
42. El 27 de julio de 2015, el Tribunal confirmó a las Partes su entendimiento de que la Demandada comunicaría el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción y la Opinión Disidente al tribunal en *CSP*, especificando que ambas Partes habían confirmado que no era necesario editar la información del Laudo.
43. El 31 de julio de 2015, el Tribunal emitió la Orden Procesal N.º 9 (“OP9”) contentiva de su decisión sobre las solicitudes de exhibición de documentos de las Partes.
44. El 17 de agosto de 2015, la Demandada informó al Tribunal que el representante legal de los demandantes en *REEF Infrastructure (G.P.) Limited y RREEF Pan-European Infrastructure Two Lux S.à r.l. c. Reino de España* (Caso CIADI N.º ARB/13/30)

- ("RREEF"), había solicitado que presentara el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción en dicho arbitraje, por lo que solicitaban el consentimiento de los Demandantes y del Tribunal.
45. Dos días más tarde, el Tribunal y los Demandantes confirmaron que no tenían objeciones a dicha presentación.
 46. El 17 de octubre de 2015, los Demandantes presentaron su Réplica (la "Réplica") junto con anexos, autoridades legales, declaraciones testimoniales y el Tercer Informe Pericial del Grupo Brattle ("Tercer Informe Pericial de Brattle"). El 23 de octubre de 2015, los Demandantes presentaron la traducción al español de la Réplica y el 28 de octubre de 2015, presentaron una versión corregida del Tercer Informe Pericial de Brattle.
 47. El 29 de octubre de 2015, la Demandada solicitó permiso para comunicar el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción al tribunal *en Antin Infrastructure Services Luxembourg S.a r.l. y Antin Energía Termosolar B. V. c. El Reino de España* (Caso CIADI N. ° 13/31) ("*Antin*").
 48. El 3 de noviembre de 2015, el Tribunal otorgó dicho permiso y señaló que dado que los Demandantes habían consentido a la publicación del Laudo Preliminar sobre Jurisdicción el 16 de enero y el 19 de agosto de 2015, no era necesario que España solicitara consentimiento a futuro con respecto a la divulgación del Laudo Preliminar sobre Jurisdicción frente a otros tribunales arbitrales.
 49. El 11 de diciembre de 2015, a la luz de ciertos acontecimientos nuevos, los Demandantes solicitaron autorización del Tribunal para presentar una nueva declaración testimonial de un representante de Werek con respecto a sus reclamaciones. Luego de correspondencia adicional el 11 de diciembre, 16 de diciembre y 23 de diciembre de 2015 entre las Partes y el Tribunal, el Tribunal aceptó la solicitud de los Demandantes el 29 de diciembre de 2015. El 11 de enero de 2016, los Demandantes presentaron la declaración testimonial de Jesús de Ramón-Laca Cotorruelo y el 29 de enero de 2016, la Demandada presentó sus comentarios.
 50. El 21 de diciembre de 2015, el Tribunal informó a las Partes que la Secretaría del CIADI había solicitado la comunicación del Laudo Preliminar sobre Jurisdicción y la Opinión Disidente al tribunal CIADI del caso *Blusun S.A., Jean-Pierre Lecorcier y Michael Stein c. República de Italia* (CIADI Caso N.° ARB/14/3) ("*Blusun*"). Dado que la Demandada no consintió a la divulgación del laudo al tribunal en *Blusun*, el 14 de enero de 2016, el

Tribunal informó a la Secretaría del CIADI que no estaba en posición de revelar el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción al tribunal en *Blusun*.

51. El 21 de diciembre de 2015, la Demandada presentó su Dúplica (la “Dúplica”) con sus anexos, autoridades legales, declaraciones testimoniales, y el Informe Pericial de Dúplica del grupo Altran/MaC (el “Informe Pericial de Dúplica de MG&A”). Se presentó una versión actualizada del Informe Pericial de Dúplica del grupo Altran/MaC el 3 de febrero de 2016.
52. El 7 de enero de 2016, los Demandantes alegaron que las declaraciones testimoniales de los señores Davey y Olivas la Llana (presentados con la Dúplica) no respondían ni rebatían evidencia presentada en la Réplica, y que por lo tanto eran inadmisibles a la luz de las reglas aplicables e infringían los derechos del debido proceso de los Demandantes. Los Demandantes se reservaron el derecho a presentar evidencia en respuesta a estas declaraciones testimoniales.
53. El 7 de enero de 2016, los Demandantes solicitaron autorización para presentar un extracto de los alegatos de la Demandada en el arbitraje del CIADI *Masdar Solar & Wind Cooperatief U.A. c. el Reino de España* (Caso CIADI N.º ARB/14/41) (“*Masdar*”). La Demandada no presentó objeciones. Por lo tanto, el 18 de enero de 2016, el Tribunal confirmó que dicho documento pasaba a ser parte del expediente como Anexo C-664.
54. En este punto, la Demandada solicitó presentar una decisión del Tribunal Constitucional de España. Los Demandantes no objetaron dicha solicitud y, el 25 de enero de 2016, dicho documento se incorporó al expediente como Anexo R-355.

C. AUDIENCIA SOBRE RESPONSABILIDAD Y OTRAS CUESTIONES RELACIONADAS

55. El 14 de enero de 2016, las Partes proporcionaron al Tribunal los nombres de los testigos y peritos que deseaban interrogar en la audiencia.
56. El 18 de enero de 2016, el Tribunal circuló un borrador de la Orden Procesal N.º 10 (“OP10”) referida a la organización de la audiencia.
57. El mismo día, las Partes entregaron al Tribunal su lista de asistentes a la conferencia telefónica anterior a la audiencia (la “PHTC”).
58. El 20 de enero de 2016, la Presidenta del Tribunal informó a las Partes que realizaría la PHTC sin la participación de sus co-árbitros por delegación de los mismos.

59. El 21 de enero de 2016 a las 18:00 (CET), la Presidenta del Tribunal y las Partes celebraron la PHTC para considerar los asuntos pendientes relativos a la organización de la audiencia sobre responsabilidad. Las siguientes personas participaron de la PHTC:

Tribunal

Prof. Gabrielle Kaufmann-Kohler, Árbitro Presidente

Dr. Michele Potestà, Secretario del Tribunal

CPA

Sra. Hyun Jung Lee, Corte Permanente de Arbitraje

Demandantes

Sr. Jeffrey Sullivan, Allen & Overy

Sra. Virginia Allan, Allen & Overy

Sr. David Ingle, Allen & Overy

Sr. Tomasz Hara, Allen & Overy

Sr. Pablo Torres, Allen & Overy

Demandada

Sr. Christian Leathley, Herbert Smith Freehills

Sr. Eduardo Soler Tappa, Herbert Smith Freehills

Sra. Florencia Villaggi, Herbert Smith Freehills

Sr. Jaime de San Roman, Herbert Smith Freehills

Sra. Pilar Colomé, Herbert Smith Freehills

Sra. Beverly Timmins, Herbert Smith Freehills

Sra. Melissa Sánchez, Herbert Smith Freehills

60. Durante la PHTC, cuyo audio fue grabado, la Presidenta del Tribunal y las Partes consideraron los puntos establecidos en el borrador de la OP10, así como otros asuntos propuestos por las Partes durante la llamada.
61. El 25 de enero de 2016, el Tribunal emitió la OP10.
62. El 29 de enero de 2016, la Demandada solicitó autorización para consignar en el expediente (i) el laudo y la opinión disidente en *Charanne B. V. & Construction Investments S.A. R.L. c. el Reino de España* (Caso SCC N.º 062/2012) (“*Charanne*”), y (ii) cinco fallos del Tribunal Supremo de España. Los Demandantes no presentaron ninguna objeción al respecto y, el 5 de febrero de 2016, el Tribunal le otorgó a la

Demandada autorización para presentar dichos documentos, lo cual realizó el mismo día, en español (original), y el 18 y 25 de febrero de 2016, en inglés (traducciones), como Anexos RL-190, RL-191, y R-256 a R-360.

63. El 3 de febrero de 2016, la Demandada solicitó el consentimiento de los Demandantes y del Tribunal para comunicar el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción y la Opinión Disidente al tribunal en *NextEra Energy Global Holdings B.V. y NextEra Energy Spain Holdings B.V. c. el Reino de España* (Caso CIADI N.º ARB/14/11), consentimiento que fue otorgado el 4 de febrero de 2016.
64. El 24 de febrero de 2016, de conformidad con la Regla de Procedimiento 4.5, los Demandantes solicitaron autorización para presentar tres categorías adicionales de anexos: (i) documentos en respuesta a las “declaraciones testimoniales tardías” de España²⁸; (ii) documentos relacionados con la diligencia debida de Impax; y (iii) documentos posteriores a la fecha del último escrito de los Demandantes. El 1 de marzo de 2016, ante la invitación del Tribunal, la Demandada objetó la presentación de estos nuevos documentos. El 7 de marzo de 2016, el Tribunal aceptó algunas de las solicitudes de los Demandantes y denegó otras. El 9 de marzo de 2016, de acuerdo con las instrucciones del Tribunal, los Demandantes presentaron al Tribunal un índice consolidado de los anexos de los Demandantes y presentaron los nuevos anexos C-665 a C-686.
65. El 26 de febrero de 2016, de conformidad con la Regla de Procedimiento 3.7, la Demandada solicitó autorización para presentar dos decisiones del Tribunal Constitucional de España. Luego de la confirmación de los Demandantes de que no tenían objeciones²⁹, el 7 de marzo de 2016, el Tribunal otorgó autorización a la Demandada para presentar dichos documentos como Anexos R-361 y R-362.
66. También durante este período (es decir, entre el 23 de febrero y el 7 de marzo de 2016), las Partes y el Tribunal intercambiaron correspondencia con respecto a la logística de la audiencia. Las Partes realizaron diversas propuestas conjuntas que fueron aprobadas por el Tribunal.

²⁸ Ver correo electrónico de la Demandada al Tribunal, 24 de febrero de 2016.

²⁹ Ver carta del Tribunal a las Partes del 29 de febrero de 2016; correo electrónico de los Demandantes al Tribunal del 1 de marzo de 2016.

67. El 4 de marzo de 2016, el Tribunal invitó a las Partes a realizar los ajustes necesarios al cronograma de la audiencia y las Partes seguidamente presentaron un cronograma conjunto modificado el 9 de marzo de 2016.
68. También el 4 de marzo de 2016, la Demandada solicitó presentar ciertos documentos como Anexos R-363 a R-365. Dicha solicitud fue presentada luego de la autorización otorgada por el Tribunal en su carta del 25 de febrero de 2016, que permitió que la Demandada introdujera en el expediente cualquier documento recibido de la exhibición tardía de documentos de los Demandantes el 17 de febrero de 2016.
69. El 7 y 8 de marzo de 2016, las Partes entregaron sus listas de participantes en la audiencia. El 11 de marzo de 2016, las Partes presentaron anexos demostrativos.
70. El 11 de marzo de 2016, el Tribunal dio instrucciones adicionales en relación con la audiencia. También el 11 de marzo de 2016, los Demandantes realizaron una solicitud con respecto (i) al Anexo C-407 que había sido presentado previamente de manera errónea y (ii) a las traducciones adicionales a ser incluidas en el paquete de Opus para la audiencia, consideradas parte del expediente (sujeto al derecho de las partes a disputar la precisión de las traducciones). Por medio de un correo electrónico de la misma fecha, la Demandada presentó comentarios.
71. Al día siguiente, el Tribunal decidió que el paquete de Opus para la audiencia tenía el objeto de constituir documentación de apoyo para la audiencia (incluyendo las traducciones) que ya estaban en el expediente. Habiendo dicho esto, dado que el agregado de traducciones pareciera intentar facilitar la conducta eficiente de los interrogatorios, el Tribunal permitió la presentación de las traducciones adicionales, sujeto a objeciones que pudiere presentar la Demandada y con el entendimiento de que la Demandada podría cuestionar la precisión de las traducciones en la audiencia así como luego de la finalización de la audiencia. Además, el Tribunal admitió la presentación de la versión original del Anexo C-407 en el expediente.
72. El 14 y 15 de marzo de 2016, de conformidad con la sección 11 de la OP10, los Demandantes y la Demandada proporcionaron presentaciones en *PowerPoint* para sus alegatos de apertura.
73. La audiencia sobre responsabilidad (la “Audiencia sobre Responsabilidad” o la Audiencia) tuvo lugar del 14 al 21 de marzo de 2016 en el Palacio de la Paz en La Haya. Las siguientes personas asistieron a la Audiencia:

El Tribunal

Prof. Gabrielle Kaufmann Kohler, Árbitro Presidente
El Honorable Charles N. Brower, Árbitro
Juez Bernardo Sepulveda Amor, Árbitro

Dr. Michele Potestà, Secretario del Tribunal

Demandantes

Sra. Judith Gill, 20 Essex Street Chambers
Sr. Antonio Vázquez Guillén, Allen & Overy
Sr. Jeffrey Sullivan, Allen & Overy
Sra. Marie Stoyanov, Allen & Overy
Sr. Ignacio Madalena, Allen & Overy
Sr. David Ingle, Allen & Overy
Sr. Tomasz Hara, Allen & Overy
Sr. Pablo Torres, Allen & Overy
Sra. Stephanie Hawes, Allen & Overy
Sr. Thomas S. Murley, testigo
Sr. David Tilstone, testigo
Sr. Roger Scherer, testigo
Sr. Darren Kyte, testigo
Sr. Tobias Pehle, testigo
Sr. Roland Schumann, testigo
Sr. Joris van der Geest, testigo
Sr. Juan Ramón Guzmán, testigo
Sr. Javier Valladares, testigo
Sr. Enrique Collado Arpia, testigo
Sr. Raul Barrueco, testigo
Sr. Pedro Manuel Diosdado, testigo
Sr. Andreas Ochsenkühn, testigo
Sr. Jesús de Ramón-Laca Cotorruelo, testigo
Sr. Peter Rossbach, testigo
Sr. Thomas Schreiber, testigo
Sr. Alexandre Labouret, testigo
Sr. Carlos Lapuerta, Brattle Group, perito
Sr. José Antonio García, Brattle Group, perito
Sr. Charles Chipchase, AES/SRP, representante
Sr. Rafael Cruz, Plenium Partners, representante
Sr. Tobias Matsubara, MPC Capital, representante
Sr. Peter O'Flaherty, NIBC, representante
Sr. Brian Potskowsky, AES/SRP, representante
Sr. Andrew Jessop, HG Capital, representante
Sr. Luigi Pettinicchio, HG Capital, representante
Sr. Luis Quiroga, HG Capital, representante
Sr. Dominic Wollweber, MEIF, representante
Sr. Allister Skykes, HG Capital, representante
Sr. Alexander Rietz, KGAL, representante

Sra. Rebeca Quiroga, Plenium Partners, representante

Demandada

Sr. Christian Leathley, Herbert Smith Freehills
Sr. Eduardo Soler Tappa, Herbert Smith Freehills
Sr. Miguel Riaño, Herbert Smith Freehills
Sra. Florencia Villaggi, Herbert Smith Freehills
Sr. Jaime de San Román, Herbert Smith Freehills
Sra. Beverly Timmins, Herbert Smith Freehills
Sra. Pilar Colomé, Herbert Smith Freehills
Sra. Melissa Sánchez, Herbert Smith Freehills
Sra. Nicola Smith, Herbert Smith Freehills
Sr. Antolín Fernández, Abogacía del Estado
Sra. Amaia Rivas Kortazar, Abogacía del Estado
Sra. Raquel Vázquez
Sra. Iria Calviño
Sr. Antonio Sanchís
Sr. Alfonso Olivas, testigo
Sr. Edward Davey, testigo
Sr. Jesús Fernández Salguero, perito
Sr. Grant Greatrex, perito, MaC Group
Sr. David Pérez López, perito, Altran
Sr. Carlos Montojo González, perito, MaC Group

La CPA

Sra. Hyun Jung Lee, Consejera Legal de la CPA
Sr. Benjamin Craddock, Administrador de Casos de la CPA

Opus 2 (servicios de estenotipia)

Sr. Miles Annon
Sr. Chris Money
Sra. Georgina Ford
Sra. Emma Lovell
Sr. David Rex

Estenógrafos en idioma español

Sra. Liliana Avalos Benetti
Sra. Lucia Horcajada Chapinal

Intérpretes

Sr. Daniel Giglio (inglés/español)
Sra. Silvia Colla (inglés/español)
Sra. Silke Schoenbuchner (inglés/español)
Sra. Edith Sternschuss-Kelly (inglés/alemán)
Sr. Sergio Corella Martínez (español/alemán)

Sra. Astrid Fischer (español/alemán)

Servicios de equipo Audio visual

IFS Audiovisual

Solve IT

74. El 19 de marzo de 2016, España solicitó presentar un nuevo documento, lo que hizo el 1 de abril de 2016, luego de que los Demandantes hubieran confirmado el 25 de marzo de 2016 que no tenían objeciones.
75. También el 20 de marzo de 2016, ambas Partes presentaron anexos demostrativos adicionales. El 21 de marzo de 2016, las Partes entregaron las presentaciones en *PowerPoint* de sus peritos.
76. Durante la audiencia, el Tribunal escuchó los alegatos de apertura, formuló preguntas a las Partes, que fueron respondidas por los representantes legales durante la audiencia y en sus escritos posteriores a la audiencia, y oyó la evidencia de los siguientes testigos y peritos:
- Sr. Thomas S. Murley, testigo
 - Sr. Tobias Pehle, testigo
 - Sr. Javier Valladares, testigo
 - Sr. Andreas Ochsenkühn, testigo
 - Sr. David Tilstone, testigo
 - Sr. Roland Schumann, testigo
 - Sr. Enrique Collado Arpia, testigo
 - Sr. Jesús de Ramón-Laca Cotorruelo, testigo
 - Sr. Joris van der Geest, testigo
 - Sr. Roger Scherer, testigo
 - Sr. Raul Barrueco, testigo
 - Sr. Darren Kyte, testigo
 - Sr. Juan Ramón Guzmán, testigo
 - Sr. Pedro Manuel Diosdado, testigo
 - Sr. Peter Rossbach, testigo
 - Sr. Thomas Schreiber, testigo
 - Sr. Alexandre Labouret, testigo
 - Sr. Alfonso Olivas, testigo
 - Sr. Edward Davey, testigo
 - Sr. Carlos Lapuerta, Brattle Group, perito
 - Sr. José Antonio García, Brattle Group, perito
 - Sr. Jesús Fernández Salguero, perito
 - Sr. Grant Greatrex, perito, MaC Group
 - Sr. Carlos Montojo González, perito, MaC Group

77. Luego de una consulta a las Partes al finalizar la audiencia, el 23 de marzo de 2016, el Tribunal emitió la Orden Procesal N.º 11 en relación con los asuntos posteriores a la audiencia (“OP11”).
78. El 22 de abril de 2016, las Partes entregaron las correcciones acordadas a las transcripciones de la Audiencia. El mismo día, la Demandada objetó la inclusión de los Anexos C-378 y C-407, que los Demandantes habían subido a la plataforma de Opus antes de la audiencia, alegando que los Demandantes habían “abusado de su rol al adelantarse para subir documentos a la plataforma de Opus al incluir dos documentos totalmente nuevos al expediente y enmendar 72 documentos”³⁰. El 6 de mayo de 2016, los Demandantes presentaron sus comentarios, mencionando, *inter alia*, que estos temas eran “malos entendidos rutinarios que deberían haberse tratado en la correspondencia entre las partes”³¹.
79. Mediante carta del 13 de mayo de 2016, el Tribunal aceptó que por error los Demandantes no habían presentado las versiones originales en inglés de dos documentos, según era evidente por el hecho de que en ambos casos se presentaron dos documentos en español. Además, el Tribunal aceptó las explicaciones de los Demandantes de que las marcas de rastreo de cambios que se apreciaban en el pie de página del Anexo C-378 (y otros documentos), que la Demandada había señalado, se debieron a una actualización automática del sistema. Por lo tanto, el Tribunal invitó a los Demandantes a presentar los Anexos C-378 y C-407 en su idioma original junto con las traducciones correspondientes. El Tribunal también invitó a las Partes a abordar el tema de las traducciones que se habían agregado al sistema Opus antes de la Audiencia, y la solicitud de la Demandada con respecto a costas, en sus siguientes escritos sobre costas. El 16 de mayo de 2016, los Demandantes presentaron los Anexos C-378 y C-407 en inglés (original) y en español (traducciones).
80. El 18 de mayo de 2016, a la luz del acuerdo entre las Partes, el Tribunal autorizó a los Demandantes a presentar una decisión del Tribunal Supremo español del 20 de abril de 2016 como Anexo C-687. Además, el Tribunal estableció que cada una de las partes tendría la oportunidad de responder a los comentarios realizados por la otra Parte en su escrito de réplica posterior a la audiencia sobre responsabilidad a ser

³⁰ Ver carta de la Demandada al Tribunal del 22 de abril de 2016, pág. 2 (traducción del Tribunal).

³¹ Ver carta de los Demandantes al Tribunal del 6 de mayo de 2016, pág. 3 (traducción del Tribunal).

presentado el 17 de junio de 2016. El 20 de mayo de 2016, los Demandantes presentaron el Anexo C-687.

81. El 20 de mayo de 2016, los Demandantes y la Demandada presentaron sus primeros escritos posteriores a la audiencia sobre responsabilidad (“Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes” y “Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada”) seguidos de las traducciones al español el 31 de mayo de 2016.
82. Mediante correo electrónico del 23 de mayo de 2016, la Demandada objetó el hecho de que los Demandantes hubieran superado el límite de palabras fijado por el Tribunal para el Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes y el anexo 1 y solicitó que se le permitiese agregar a su escrito de réplica una cantidad de palabras igual a la que habían usado los Demandantes en exceso del límite, lo que el Tribunal permitió, no habiendo objeción de parte de los Demandantes.
83. El 30 de mayo de 2016, siguiendo las directrices del Tribunal del 18 de mayo de 2016, las Partes presentaron sus respectivos comentarios con respecto a la decisión del Tribunal Supremo español de fecha 20 de abril de 2016. En la misma fecha, la Demandada argumentó que la traducción al inglés del Anexo C-687 (ver *supra* párrafo 80) era inexacta. El 2 de junio de 2016, el Tribunal invitó a las Partes a intentar resolver las divergencias en relación con dicha traducción y a revertir en caso de mantenerse los desacuerdos.
84. El 15 de junio de 2016, el Tribunal solicitó a la Demandada que volviera a presentar la traducción al español del Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, asegurándose que los números de párrafo en la traducción al español correspondieran con los de la versión en inglés. Así lo hizo la Demandada ese mismo día.
85. El 24 de junio de 2016, las Partes presentaron sus escritos de réplica posteriores a la audiencia sobre responsabilidad (“Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes” y “Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada”), seguidas de traducciones al español el 1 de julio de 2016.
86. El 1 de julio de 2016, los Demandantes presentaron sus índices finales consolidados de los anexos y las autoridades legales.
87. El 8 de Julio de 2016, las Partes presentaron sus escritos sobre las costas del arbitraje (“Escrito de los Demandantes sobre costas” y “Escrito de la Demandada sobre costas”) y la Demandada también presentó sus índices consolidados de los anexos y las

autoridades legales. El 11 de julio de 2016, los Demandantes presentaron un escrito actualizado sobre las costas. Las Partes presentaron sus respectivos escritos de réplica sobre las costas el 15 de julio de 2016 (“Réplica de los Demandantes sobre Costas” y “Réplica de la Demandada sobre Costas”), además de las traducciones al español de los escritos iniciales. Las Partes presentaron las traducciones al español de los escritos de réplica el 22 de julio de 2016.

88. Mediante correo electrónico del 15 de julio de 2016, la Demandada informó al Tribunal que se había emitido el laudo final en *Isolux Infrastructure Netherlands B.V. c. España* (“*Isolux*”), que fue el primer laudo sobre el fondo en abordar las Medidas de 2013. La Demandada también adjuntó informes de prensa del 13 de julio y 15 de julio de 2016 relativos a dicho laudo. Luego de haber recibido las objeciones presentadas por los Demandantes, el Tribunal informó a las Partes que no podía considerar una decisión meramente sobre la base de informes de prensa. Sin embargo, el Tribunal señaló que en caso de que una de las Partes solicitara autorización para incluir el laudo al expediente, el Tribunal procedería entonces a proporcionar las instrucciones pertinentes.
89. Mediante carta del 4 de agosto de 2016, la Demandada solicitó al Tribunal que requiriera formalmente una copia del laudo *Isolux* al tribunal en *Isolux*. El 18 de agosto de 2016, habiendo revisado los comentarios de las Partes con respecto a la solicitud de la Demandada, el Tribunal instruyó a la Demandada a realizar sus mejores esfuerzos para presentar el laudo *Isolux*, agregando que las Partes tendrían oportunidad de presentar simultáneamente comentarios sobre dicho laudo.

D. OP12 Y EVENTOS POSTERIORES

90. El 29 de septiembre de 2016, habiendo deliberado acerca de las posiciones de las Partes tal como se habían lo desarrollado a través de los alegatos escritos y orales y la evidencia recabada hasta el momento, el Tribunal emitió unánimemente la Orden Procesal N.º 12 (“OP12”)³².
91. El 13 de octubre de 2016, las Partes notificaron al Tribunal de la posibilidad de que pudieran requerir determinadas aclaraciones concernientes a los temas establecidos en la OP12 y propusieron una enmienda a las siguientes actuaciones procesales en

³² Se reproducen los extractos de la OP12 *infra* en los párrafos 650-652, 666.

relación con dichas aclaraciones. El mismo día, el Tribunal confirmó la propuesta de las Partes.

92. El 15 de noviembre de 2016, luego de haberse intercambiado correspondencia adicional entre las Partes y el Tribunal el 19 de octubre, 24 de octubre, 28 de octubre y 1 de noviembre de 2016, el Tribunal consideró las solicitudes de aclaraciones de los Demandantes. En particular, en relación con las solicitudes de aclaración de los Demandantes, el Tribunal (i) aclaró que su invitación para que los Demandantes presentaran sus posiciones sobre *quantum* “como lo consideren apropiado”, guardaba relación únicamente con su denominada Demanda Alternativa y no incluía su denominada Demanda Principal; (ii) confirmó que no esperaba recibir alegaciones en materia de responsabilidad en el contexto de la fase descrita en la OP12, y que los escritos adicionales de las Partes deberían “limitarse a los aspectos de *quantum* especificados en la OP12”, dicho lo cual, la responsabilidad podría ser tratada en relación con los comentarios sobre el laudo de *Isolux*, en caso de que este llegase a ser comunicado; (iii) dio respuestas a las preguntas formuladas en la carta de los Demandantes del 19 de octubre de 2016. En relación con las solicitudes de aclaración de la Demandada, el Tribunal indicó que las Partes deberían asumir que la vida útil de una planta FV es equivalente a 30 años y que la interpretación de la Demandada con respecto a que los alegatos escritos debían presentarse “sucesivamente (a saber, los Demandantes presentarán primero su escrito seguido por aquel del Demandado, etc.)” era correcta y reflejaba el texto de la OP12³³.
93. El 13 de diciembre de 2016, debido a preocupaciones sobre violación de confidencialidad presentados por los Demandantes y que las Partes no habían podido resolver, el Tribunal denegó la solicitud de la Demandada de presentar el laudo *Isolux*, agregando que reconsideraría su decisión si las circunstancias cambiaren, por ejemplo, si recibiera confirmación de que el demandante en *Isolux* había consentido a la divulgación del laudo.
94. El 14 de diciembre de 2016, las Partes presentaron su calendario procesal conjunto para la fase del arbitraje prevista en la OP12 (llamada “Fase OP12”). Sobre esta base, el 19 de diciembre de 2016, el Tribunal circuló un borrador del calendario procesal para ser discutido por las Partes, el cual fue aceptado por las mismas el 11 de enero de 2017.

³³ Ver Carta del Tribunal a las Partes del 15 de noviembre de 2016, pág. 4 (traducción del Tribunal).

95. Con posterioridad a la correspondencia adicional presentada el 19, 24 y 26 de enero de 2017 y 1, 8 y 10 de febrero de 2017, se acordó celebrar una conferencia telefónica anterior a la audiencia (la “OP12 PHTC”) el 8 de enero y una audiencia entre el 16 y el 20 de enero de 2018 (“la Audiencia de la OP12”).
96. El 10 de febrero de 2017, el Tribunal circuló la versión final del calendario procesal para la Fase OP12.
97. De conformidad con el calendario procesal, el 7 de abril de 2017, los Demandantes presentaron su “Escrito de Quantum” (el “Escrito sobre *Quantum*”) con sus anexos, autoridades legales e informe pericial del Grupo Brattle (“BQR I”), seguido el 15 de abril de 2017, de la traducción del Escrito sobre *Quantum*.
98. El 27 de abril de 2017, en respuesta a una solicitud de la Demandada³⁴ y habiendo considerado los comentarios de los Demandantes, el Tribunal otorgó a la Demandada una prórroga de cinco días hábiles para las solicitudes de exhibición de documentos y una prórroga de 4 días de calendario para el presentar el escrito de Contestación sobre *Quantum*. El Tribunal también proporcionó a las Partes un calendario procesal actualizado.
99. El 5 de mayo de 2017 la Demandada presentó sus solicitudes de exhibición de documentos. El 12 de mayo de 2017, los Demandantes presentaron sus objeciones a las solicitudes de exhibición de documentos de la Demandada. El 19 de mayo de 2017, la Demandada presentó sus réplicas a las respuestas y objeciones de los Demandantes. El 29 de mayo de 2017, el Tribunal emitió la OP N.º 13 (“OP13”) con respecto a las mencionadas solicitudes de exhibición de documentos.
100. El 5 de junio de 2017, los Demandantes presentaron a la Demandada los documentos requeridos por el Tribunal, con sujeción a ciertos requisitos.
101. El 5 y el 18 de julio de 2017, la Demandada objetó ciertas supuestas deficiencias en la exhibición de documentos de los Demandantes y solicitó al Tribunal que le otorgara una prórroga para presentar el escrito de Contestación sobre *quantum* y que anulara la audiencia programada para enero de 2018. El 14 y 21 de julio de 2017, los Demandantes rechazaron los alegatos y solicitudes de la Demandada.
102. El 26 de julio de 2017 a las 17:00 (CET), con posterioridad a una solicitud de la Demandada, el Tribunal y las Partes realizaron una conferencia telefónica para

³⁴ Ver correo electrónico de la Demandada al Tribunal del 26 de abril de 2017.

considerar los temas planteados en la correspondencia entre las Partes. Además de los miembros del Tribunal y el Secretario, estaban presentes los señores Sullivan, Ingle y Busby en representación de los Demandantes, y los señores Leathley, Soler Tappa, de San Roman y la señora Timmins en representación de la Demandada. En la audiencia telefónica, cada Parte primero planteó sus puntos de vista y luego respondió a las preguntas del Tribunal.

103. El 31 de julio de 2017, el Tribunal emitió la Orden Procesal N.º 14 (“OP14”), con un calendario procesal revisado, que abordó las solicitudes de la Demandada en relación con la fase de exhibición de documentos y otorgó a la Demandada una prórroga hasta el 14 de septiembre de 2017 para presentar su Contestación sobre *Quantum*.
104. El 7 de agosto de 2017, de conformidad con lo ordenado por el Tribunal en la OP14, los Demandantes presentaron documentos respondiendo a las solicitudes de España e identificaron documentos requeridos que presuntamente no existían o no habían sido localizados.
105. Entre el 14 de agosto y el 20 de octubre de 2017, los Demandantes informaron al Tribunal y a la Demandada sobre el estado de su exhibición de los documentos requeridos en respuesta a las solicitudes de exhibición de documentos. El 31 de octubre de 2017, los Demandantes confirmaron que no había solicitudes de exhibición de documentos pendientes.
106. El 14 de septiembre de 2017, la Demandada presentó su “Memorial de Respuesta sobre Quantum” (“Contestación sobre *Quantum*”), con sus anexos, autoridades legales e informe pericial de Econ One Research (“EOQR I”), seguidos de las traducciones presentadas el 21 de septiembre de 2017.
107. El 2 de octubre de 2017, los Demandantes presentaron sus solicitudes para la exhibición de documentos de conformidad con el calendario procesal acordado entre las Partes. El 9 de octubre de 2017, la Demandada presentó sus objeciones. El 13 de octubre de 2017, los Demandantes entregaron sus réplicas. Mediante carta de fecha 13 de octubre de 2017, los Demandantes señalaron que España había contratado un nuevo perito (Econ One) para esta fase del arbitraje en lugar de MG&A, que había utilizado anteriormente. En la misma carta los Demandantes se reservaron el derecho a llamar también a MG&A para ser interrogados en la Audiencia de la OP12. El 24 de octubre de 2017, el Tribunal escribió que había tomado nota de las posiciones de las Partes y tomaría una decisión en caso de que los Demandantes decidieran llamar a MG&A.

108. El 20 de octubre de 2017, el Tribunal emitió la Orden Procesal N.º 15 (“OP15”) sobre las solicitudes de exhibición de documentos de los Demandantes. El Tribunal se reservó la decisión acerca de la solicitud N.º 7 hasta recibir las respuestas de las Partes a las preguntas formuladas en la correspondencia, y en el Anexo A de la OP15. El Tribunal rechazó la solicitud N.º 7 el 1 de noviembre de 2017, tras considerar las respuestas de las Partes del 24 y 26 de octubre de 2017, así como las posiciones que ya habían adelantado.
109. El 27 de octubre de 2017, la Demandada solicitó al Tribunal una prórroga de una semana para exhibir los documentos ordenados en la OP15. El 31 de octubre de 2017, habiendo considerado la objeción de los Demandantes a dicha solicitud, el Tribunal otorgó una prórroga hasta el 2 de noviembre de 2017. El Tribunal además indicó que si, debido a la demora, los Demandantes no tenían suficiente tiempo para comentar los nuevos documentos en su Réplica a presentar el 9 de noviembre de 2017, se les permitiría presentar una breve declaración suplementaria limitada a considerar los documentos presentados con retraso.
110. También el 31 de octubre de 2017, el Tribunal confirmó que la audiencia tendría lugar del 16 al 20 de enero de 2018 en el Palacio de la Paz en La Haya y solicitó que las Partes confirmaran su disponibilidad para la PHTC de la OP12 el 8 de enero de 2018 a las 17:00 (CET), lo que hicieron el 2 de noviembre de 2017. El 2 de noviembre de 2017, la Demandada también informó al Tribunal sobre el estado de su exhibición de documentos y explicó que aún estaba buscando documentos, los que presentaría en caso de poderlos localizar.
111. El 9 de noviembre de 2017, los Demandantes presentaron su “Alegación de Réplica sobre Daños” (la “Réplica sobre *Quantum*”) con un informe del Grupo Brattle (“BQR II”), seguidos de traducciones el 17 de noviembre de 2017.
112. El 27 de noviembre de 2017, los Demandantes objetaron que la Demandada aún no había presentado documentos relativos a ninguna de las solicitudes de exhibición de documentos de los Demandantes. El 30 de noviembre de 2017, el Tribunal invitó a la Demandada a proporcionar una actualización sobre su proceso de exhibición de documentos antes del 7 de diciembre de 2017.
113. El 30 de noviembre de 2017, la Demandada objetó la presentación por los Demandantes de tres nuevos informes periciales (Anexos C-702 a C-704), que, según sostuvo, no rebatían la evidencia pericial presentada en la Contestación sobre *Quantum*. Por lo tanto, solicitó que estos informes periciales fueran eliminados del

expediente o que se le permitiera presentar evidencia pericial de rebate. El 1 de diciembre de 2017, tras la invitación del Tribunal, los Demandantes presentaron sus comentarios.

114. También el 30 de noviembre de 2017, la Demandada informó al Tribunal y a los Demandantes que la Comisión había emitido su decisión final acerca de la notificación de España de las Medidas en Disputa (ver, *supra*, párrafo 29) y solicitó autorización para presentar dicha decisión, de conformidad con los Artículos 3.7 y 4.5 de las Reglas de Procedimiento. Tras haber sido a invitados a presentar comentarios por el Tribunal, los Demandantes se opusieron a la solicitud de España del 4 de diciembre de 2017. El 6 de diciembre de 2017, el Tribunal aceptó la solicitud de la Demandada de agregar la decisión de la Comisión al expediente. El mismo día, el Tribunal rechazó la solicitud de la Demandada de excluir los Anexos C-702 a C-704 del expediente.
115. El 7 de diciembre de 2017, de conformidad con lo ordenado por el Tribunal el 30 de noviembre de 2017, la Demandada proporcionó sus respuestas en cuanto al estado de la exhibición de documentos.
116. El 14 de diciembre de 2017, la Demandada presentó la “Decisión sobre ayudas estatales SA.40348 (20151NN) en relación con el Apoyo de España para la generación de energía procedente de fuentes renovables, cogeneración y residuos” de la Comisión, de fecha 10 de noviembre de 2017 (la “Decisión de la CE sobre Ayuda Estatal”) para ser incluida en el expediente como Anexo RL-201 y sus comentarios sobre dicho documento. El 22 de diciembre de 2017, los Demandantes presentaron sus comentarios.
117. El 22 de diciembre de 2017, la Demandada presentó su “Dúplica sobre *Quantum*” (la “Dúplica sobre *Quantum*”) junto con sus anexos, autoridades legales y un informe preparado por Econ One (“EOQR II”), seguido de una traducción el 2 de enero de 2018.
118. Mediante carta del 4 de enero de 2018, los Demandantes objetaron que si bien los documentos concernientes a su solicitud de exhibición de documentos N.º 1 habían sido divulgados en otro arbitraje, la Demandada estaba actualmente “infringiendo sus obligaciones de divulgación” en el actual procedimiento. Por lo tanto, solicitaron que el Tribunal ordenara que España explicara por qué los documentos no habían sido exhibidos y que “inmediatamente” presentara los documentos en respuesta a la solicitud N.º 1.

119. Ante la invitación del Tribunal, el 8 de enero de 2018 la Demandada presentó sus comentarios. En una carta del 12 de enero de 2018, el Tribunal rechazó la solicitud de los Demandantes. El 15 de enero de 2018, en la víspera de la Audiencia de la OP12, los Demandantes solicitaron que el Tribunal reconsiderara su decisión. Por medio de un correo electrónico de la misma fecha, el Tribunal señaló que abordaría esta solicitud el 16 de enero.

E. LA AUDIENCIA DE LA OP12

120. El 5 de enero de 2018, el Tribunal circuló un borrador de la Orden Procesal N.º 16 (“OP16”) sobre la organización de la Audiencia de la OP12 para consideración en la próxima conferencia telefónica previa a la Audiencia de la OP12.

121. En respuesta a la invitación del Tribunal, mediante correos electrónicos del 5 y 7 de enero de 2018, las Partes presentaron sus listas de participantes en la conferencia telefónica previa a la Audiencia de la OP12 y presentaron puntos a ser incluidos en la agenda, así como un borrador de la programación de la audiencia.

122. Mediante carta del 6 de enero de 2018, los Demandantes sostuvieron que España había realizado alegatos con respecto a diversos temas de responsabilidad en su Dúplica sobre *Quantum* fuera del alcance de la PO12, y solicitaron al Tribunal que se eliminaran del expediente las secciones 3.1 a 3.3 (y los nuevos anexos y autoridades legales presentados en apoyo de estas secciones) y que se ordenara a España a presentar una Dúplica sobre *Quantum* modificada. Alternativamente, los Demandantes solicitaron la oportunidad de responder a los alegatos sobre responsabilidad contenidos en estas secciones. Mediante correo electrónico de la misma fecha, el Tribunal invitó a la Demandada a comentar sobre estas alegaciones durante la conferencia telefónica previa a la Audiencia de la OP12 programada para el 8 de enero de 2018.

123. El 8 de enero de 2018, el Honorable Charles N. Brower circuló el CV de su nuevo asistente legal, el Dr. Devin Bray, y el acuerdo de confidencialidad que el Dr. Bray había firmado al aceptar su posición con el Juez Brower, e invitó a las Partes a informar si tenían alguna objeción a la asistencia del Dr. Bray a la Audiencia de la OP12. El 9 y 10 de enero de 2018, ambas Partes indicaron que no tenían objeciones.

124. El 8 de enero de 2018 a las 17:00 (CET), tuvo lugar la conferencia telefónica previa a la Audiencia de la OP12 según lo programado. Asistieron las siguientes personas:

Tribunal

Prof. Gabrielle Kaufmann-Kohler, Árbitro Presidente
El Honorable Charles N. Brower, Árbitro
Juez Bernardo Sepúlveda-Amor, Árbitro

Dr. Michele Potestà, Secretario del Tribunal

CPA

Sr. Julian Bordaçahar, Corte Permanente de Arbitraje

Demandantes

Sr Jeffrey Sullivan, Gibson, Dunn & Crutcher

Sra. Marie Stoyanov, Allen & Overy

Sr Antonio Vázquez-Guillén, Allen & Overy

Sr. David Ingle, Allen & Overy

Sr. Tomasz Hara, Allen & Overy

Demandada

Sr Antolín Fernández, Abogacía del Estado

Sr. Diego Santacruz Descartin, Abogacía del Estado

Sra. Amaia Rivas Kortazar, Abogacía del Estado

Sra. Patricia Fröhlingdorf Nicolás, Abogacía del Estado

Sr Roberto Fernández Castilla, Abogacía del Estado

Sr. Eduardo Soler Tappa, Herbert Smith Freehills

Sr. Christian Leathley, Herbert Smith Freehills

Sra. Florencia Villaggi, Herbert Smith Freehills

Sr. Jaime de San Román, Herbert Smith Freehills

125. Durante la conferencia telefónica, que fue grabada, el Tribunal y las Partes consideraron los puntos establecidos en el borrador de la OP16. Sobre esta base, el 11 de enero de 2018, el Tribunal emitió la OP16 referida a la organización de la Audiencia de la OP12, seguida de la versión en español el día siguiente. El 12 de enero de 2018, las Partes presentaron también su lista final de asistentes a la audiencia.
126. El 13 de enero de 2018, de conformidad con la OP16, los Demandantes solicitaron autorización para incluir documentos adicionales en el expediente, lo cual, tras la invitación del Tribunal, España objetó el 15 de enero de 2018. Mediante correo electrónico de la misma fecha, el Tribunal emitió su decisión al respecto, aceptando determinadas solicitudes de los Demandantes y rechazando otras. El 16 de enero de 2018, de conformidad con las instrucciones del Tribunal, los Demandantes presentaron las correspondientes autoridades legales y una lista consolidada actualizada de autoridades legales.

127. El 15 de enero de 2018, de conformidad con la OP16, las Partes también presentaron sus anexos demostrativos y algunas versiones corregidas más tarde ese mismo día.
128. La Audiencia de la OP12 tuvo lugar entre el 16 y el 19 de enero de 2018 en el Palacio de la Paz en La Haya con la presencia de las siguientes personas:

El Tribunal

Prof. Gabrielle Kaufmann-Kohler, Árbitro Presidente
El Honorable Charles N. Brower, Árbitro
Juez Bernardo Sepúlveda-Amor, Árbitro

Dr. Michele Potestà, Secretario del Tribunal
Dr. A. Devin Bray, asistente legal del Honorable Charles N. Brower

La CPA

Sr. Julian Bordaçahar, Corte Permanente de Arbitraje

Los Demandantes

Sr. Antonio Vázquez-Guillén, Allen & Overy
Sr. Jeffrey Sullivan, Allen & Overy
Sra. Marie Stoyanov, Allen & Overy
Sr. Ignacio Madalena, Allen & Overy
Sr. David Ingle, Allen & Overy
Sr. Tomasz Hara, Allen & Overy
Sr. Pablo Torres, Allen & Overy
Sra. Stephanie Hawes, Allen & Overy
Sr. Antonio Jiménez-Blanco, Allen & Overy
Sra. Carmen de la Hera, Allen & Overy
Sr. Carlos Lapuerta, perito, Brattle Group
Sr. Richard Caldwell, perito, Brattle Group
Sr. Jack Stirzaker, perito, Brattle Group
Sr. Benjamin Lawrence, perito, Brattle Group
Sr. Saurab Chhachhi, perito
Sr. Luis Quiroga, HG Capital, representante
Sr. Thomas Murley, HG Capital, representante
Sr. Marc Michael, AES, representante
Sr. Peter Rossbach, Impax, representante
Sr. Raúl Barrueco, DIF, representante
Sr. Tobias Matsubara, MPC Capital, representante
Sr. Rafael Cruz, Plenium Partners, representante
Sra. Rebeca Quiroga, Plenium Partners, representante

La Demandada

Sr. Antolín Fernández, Abogacía del Estado
Sra. Amaia Rivas Kortazar, Abogacía del Estado
Sra. Patricia Fröhlingsdorf Nicolás, Abogacía del Estado

Sr. Roberto Fernández Castilla, Abogacía del Estado
Sr. Eduardo Soler-Tappa, Herbert Smith Freehills
Sr. Christian Leathley, Herbert Smith Freehills
Sr. Jaime de San Roman, Herbert Smith Freehills
Sra. Florencia Villaggi, Herbert Smith Freehills
Sra. Beverly Timmins, Herbert Smith Freehills
Sra. Melissa Sanchez, Herbert Smith Freehills
Sr. Wojtek Zaluska, Herbert Smith Freehills
Sra. Caroline Le Moullec, Herbert Smith Freehills
Sr. Daniel Flores, Econ One, perito
Sr. Jordan Heim, Econ One, perito
Sr. José Díaz, Econ One, perito

DR-Esteno (Estenógrafos de idioma español)

Sr. Leandro Lezzi
Sra. Marta Rinaldi

Estenógrafos de Opus 2

Sra. Karen McKendry
Sr. Joshua Vince
Sr. Matt Alford

Intérpretes

Sr. Juan Maria Burdiel Perez (Español/Inglés)
Sr. Jesús Getan Bornn (Español/Inglés)
Sra. Amalia Thaler de Klemm (Español/Inglés)

Servicios de equipos audio visuales

IFS Audiovisual
Solve IT

129. El 16 de enero de 2018, las Partes presentaron en versión electrónica las presentaciones de sus alegatos de apertura. También el 16 de enero de 2018, los Demandantes presentaron los anexos demostrativos del Grupo Brattle. El 17 de enero de 2018, la Demandada presentó los anexos demostrativos de Econ One, y la presentación de la audiencia de Econ One.
130. Durante la Audiencia de la OP12, el Tribunal escuchó los alegatos de apertura de los representantes legales de las Partes, formuló preguntas a dichos representantes y a los peritos, y escuchó la evidencia testimonial de los siguientes peritos:
- Sr. Carlos Lapuerta, perito, Brattle Group
 - Sr. Richard Caldwell, perito, Brattle Group
 - Sr. Jack Stirzaker, perito, Brattle Group

Sr. Daniel Flores, perito, Econ One

Sr. Jordan Heim, perito, Econ One

131. El Tribunal decidió, en consulta con las Partes, realizar una conferencia de peritos el último día de la audiencia. Durante el interrogatorio, los peritos de ambas Partes indicaron que, si fuere necesario, estarían dispuestos a asistir al Tribunal en asuntos sobre *quantum*.

F. OP17 Y OTRAS CUESTIONES RELACIONADAS

132. Al final de la Audiencia de la OP12, el Tribunal y las Partes consideraron las siguientes actuaciones procesales. Posteriormente, el 25 de enero de 2018, el Tribunal emitió la Orden Procesal N.º 17 (“OP17”) (cuya traducción fue presentada el 30 de enero), la cual en sus partes relevantes establece lo siguiente:

3. Las Partes deberán presentar una primera ronda de memoriales post-audiencia de manera simultánea el **16 de marzo de 2018**. En la primera ronda de memoriales post-audiencia, cada Parte deberá comentar sobre las pruebas recolectadas en el transcurso de la Audiencia en tanto sean relevantes. Además, cada Parte deberá presentar argumentos legales respecto a la fecha correcta de valuación en este caso.
4. Después de la recepción de la primera ronda de memoriales post-audiencia, el Tribunal remitirá un borrador de la orden procesal estableciendo ciertos parámetros de valuación, invitando a los expertos de las Partes a diseñar un modelo de valuación conjunta (el “Modelo Conjunto de los Expertos” o “MCE”) tomando tales parámetros en consideración, y proveyendo las directivas correspondientes en conexión con el MCE. Dentro de las **2 semanas** de la recepción del borrador de la orden, las Partes y sus expertos podrán comentar y solicitar clarificaciones al borrador de la orden, después de lo cual se remitirá su versión final.
5. Dentro de los **2 meses** de la emisión de la versión final de la orden, los expertos producirán el MCE tomando en consideración los parámetros provistos en tal orden. El plazo establecido en este párrafo es provisional y podrá ser modificado a solicitud de una de las Partes dentro de los **10 días** de la recepción de la orden.
6. Luego, se realizará una segunda ronda de memoriales post-audiencia. Los Demandantes deberán remitir su segundo memorial post-audiencia **8 semanas** luego de la remisión del MCE. El Demandado deberá remitir su segundo memorial post-audiencia dentro de las **8 semanas** posteriores a la recepción del segundo memorial post-audiencia de los Demandantes. En los segundos memoriales post-audiencia, cada Parte podrá responder a los argumentos presentados en la primera ronda en la medida en que lo considere necesario, comentar el MCE, y colocar el resultado del MCE en el marco de sus alegatos integrales. Además, en la medida en que lo consideren necesario, cada Parte podrá abordar la Decisión de la CE, los laudos *Eiser*, *Isolux* y *Blusun*, y los anexos

CL-237 al CL-240, presentados por los Demandantes el 16 de enero de 2018.

7. Las Partes deberán consultarse y buscar acordar el límite de palabras aplicables a las dos rondas de memoriales post-audiencia antes del **1 de febrero de 2018** y remitir la propuesta al Tribunal.
 8. Las Partes podrán también consultarse y buscar acordar las reglas sobre la intervención de los abogados en la preparación de los expertos del MCE. Si las Partes no pueden llegar a un acuerdo sobre este tema, el Tribunal lo abordará en su próximo borrador de la orden procesal sobre el MCE.
 9. No se podrán presentar nuevos documentos en los memoriales post-audiencia, excepto con la autorización del Tribunal. No obstante lo anterior, decisiones internacionales y laudos adicionales, publicados después del último memorial remitido por una Parte, podrán ser remitidos como nuevos anexos legales. En este aspecto, el Demandado deberá notificar a los Demandantes **2 semanas** antes del plazo límite para la presentación del segundo memorial post-audiencia de los Demandantes, de cualquier nuevo anexo legal respecto del cual tenga intención de basarse en su segundo memorial post-audiencia.
 10. Después de la recepción de los segundos memoriales post-audiencia, previa solicitud o por iniciativa propia, el Tribunal podrá decidir si resulta apropiado realizar una audiencia para preguntas del Tribunal y, posiblemente, argumentos orales.
133. El 1 de febrero de 2018, la Demandada solicitó una aclaración del Tribunal en relación con el párrafo 9 de la OP17 con respecto a nuevos laudos relevantes a ser publicados luego del plazo estipulado. El 7 de febrero de 2018, tras una invitación del Tribunal³⁵, los Demandantes se opusieron a la propuesta de España. El 13 de febrero de 2018, el Tribunal explicó que había incluido la regla contenida en el párrafo 9 de la OP17 entendiendo que las Partes habían acordado esto al finalizar la Audiencia de la OP12. No siendo éste el caso y considerando que el párrafo 9 de la OP17 presentaba ciertas deficiencias, el Tribunal presentó una versión modificada del párrafo.
134. El 12 de febrero de 2018, la Demandada se refirió a la instrucción del Tribunal conforme a la cual cualquier documento bajo el control de España en respuesta a la solicitud de exhibición de documentos de los Demandantes N.º 1 debía ser presentado de conformidad con la OP15, que había sido reafirmada el último día de la Audiencia de la OP12. La Demandada confirmó que había solicitado a ciertas entidades que revisasen sus archivos nuevamente en busca de documentos para responder a la solicitud N.º 1. Sin embargo, no se encontraron documentos de esta índole. La Demandada sostuvo además que la alegación de los Demandantes con respecto a que se habían presentado ciertos documentos en otros procedimientos debía ser

³⁵

Ver correo electrónico del Tribunal a las Partes del 2 de febrero de 2018.

rechazada. Alternativamente, la Demandada solicitó que el Tribunal ordenara a los Demandantes identificar al letrado que había suministrado dicha información, así como el procedimiento, de manera que España pudiera revisar dichos expedientes. Al día siguiente, la Demandada presentó los documentos adjuntos a su carta. El 14 de febrero de 2018, el Tribunal invitó a los Demandantes a considerar dicha carta y sus adjuntos en su segundo escrito posterior a la Audiencia de la OP12.

135. El 16 de febrero de 2018, los Demandantes presentaron la versión acordada entre las Partes de las transcripciones en inglés y español de la Audiencia de la OP12. Debido a un error, la Demandada reenvió ambas transcripciones el 19 de febrero de 2018, lo cual aceptaron los Demandantes el 21 de febrero de 2018.
136. El 9 de marzo de 2018, conforme al párrafo 9 de la OP17, los Demandantes solicitaron autorización para incluir un artículo de prensa de *El Confidencial* de fecha 24 de enero de 2018, a lo cual España se opuso el 13 de marzo de 2018. El 14 de marzo de 2018, el Tribunal aceptó la solicitud de los Demandantes, quienes presentaron el mencionado artículo como Anexo C-705 con su primera publicación posterior a la audiencia (*infra* párrafo 137).
137. El 16 de marzo de 2018, los Demandantes presentaron su “Primer Escrito Posterior a la Audiencia de la OP12” (el “OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes”), seguido de una traducción al español el 25 de marzo de 2018. También el 16 de marzo de 2018, la Demandada presentó su “Escrito sobre Quantum Posterior a la Audiencia” (el “OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada”), cuya traducción fue presentada el 23 de marzo de 2018.
138. El 13 de abril de 2018, durante la preparación del MCE, los Demandantes solicitaron que “se impida que EconOne pueda introducir una tasa alternativa de descuento en el escenario contrafáctico a los fines del Modelo Conjunto”³⁶. La Demandada comentó al respecto el 18 de abril de 2018.

G. OP18 Y EL MCE, NUEVA INTERVENCIÓN DE LA COMISIÓN EUROPEA, LOS DOCUMENTOS GREENTECH, LA DECISIÓN ACHMEA Y OTRAS CUESTIONES RELACIONADAS

139. El 30 de abril de 2018, de conformidad con el párrafo 4 de la OP17, el Tribunal envió un borrador de la Orden Procesal N.º 18 (“borrador de OP18”) referido a la

³⁶ Carta de los Demandantes al Tribunal del 13 de abril de 2018, pág. 1 (traducción del Tribunal).

presentación de un Modelo Pericial Conjunto (el “Modelo Conjunto de los Expertos” o “MCE”). Las Partes entregaron sus comentarios sobre el borrador de la OP18 el 14 y 22 de mayo de 2018.

140. El 16 de mayo de 2018, la Comisión informó al Tribunal que “en caso de que el Tribunal lo considere útil para sus deliberaciones, la Comisión estaría dispuesta a actualizar sus observaciones escritas a la luz del fallo reciente del Tribunal de Justicia de la Unión Europea en el Caso C-284/16 *Achmea c. República Eslovaca*, y en particular a fijar su punto de vista con respecto a las consecuencias de dicho fallo para casos de arbitraje pendientes basados en el Tratado sobre la Carta de Energía³⁷”. El 22 de mayo de 2018, el Tribunal reenvió la correspondencia de la Comisión a las Partes e invitó a las Partes a proporcionar comentarios, que fueron presentados el 1 de junio de 2018.
141. El 6 de junio de 2018, el Tribunal escribió a la Comisión para llamar su atención a la carta del Tribunal del 26 de marzo de 2015³⁸, donde se le había comunicado a la Comisión el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción. Por las razones mencionadas en dicha carta, el Tribunal no podía aceptar la oferta de la Comisión de actualizar sus observaciones escritas en relación a la objeción intra-UE. Sin embargo, el Tribunal informó a la Comisión que agradecía la oferta de la Comisión “de establecer en detalle el impacto de [la decisión adoptada en relación con la notificación de España en noviembre de 2017] en el caso pendiente ante [este] Tribunal”³⁹ e invitó a la Comisión a ofrecer sus comentarios limitados a este tema antes del 19 de junio de 2018. El mismo día, el Tribunal informó a las Partes de dicha carta.
142. También el 6 de junio de 2018, tras recibir los comentarios de las Partes sobre la OP18 y una solicitud de los Demandantes, el Tribunal informó a las Partes que, sujeto a su disponibilidad, escucharía a las Partes oralmente por conferencia telefónica en relación con algunos de los puntos mencionados en sus observaciones el 4 de julio de 2018 a las 14:00 (CET). El 7 de junio de 2018 las Partes confirmaron su disponibilidad.
143. Mediante carta del 14 de junio de 2018, los Demandantes solicitaron que el Tribunal presentara a las Partes una propuesta relativa a los actuaciones sucesivas del

³⁷ Ver correo electrónico de la Comisión Europea al Tribunal del 16 de mayo de 2018 (traducción del Tribunal).

³⁸ Ver *supra* párrafos 26 y 27.

³⁹ Ver correo electrónico de la Comisión Europea al Tribunal del 16 de mayo de 2018 (traducción del Tribunal).

procedimiento⁴⁰ y pidieron indicaciones de los plazos para el laudo sobre responsabilidad y/o *quantum* y los pasos requeridos para evitar demoras innecesarias.

144. El 19 de junio de 2018, la Comisión presentó sus observaciones con respecto al impacto de la Decisión de la CE sobre Ayuda Estatal en el presente caso. El Tribunal envió la correspondencia de la Comisión a las Partes el mismo día y las invitó a realizar comentarios, que fueron provistos el 5 de julio de 2018.
145. Mediante carta del 25 de junio de 2018, el Tribunal remitió a las Partes el orden del día para la conferencia telefónica del 4 de julio. En su carta, el Tribunal también indicó que consideraría el tiempo para finalizar el procedimiento durante la conferencia telefónica, según lo solicitado por los Demandantes el 14 de junio de 2018. El 2 de Julio de 2018, después de que las Partes entregaran las listas de los participantes en la conferencia telefónica a realizarse el día siguiente, España se opuso a la presencia de los peritos de Brattle.
146. El 3 de julio de 2018, habiendo considerado la respuesta de los Demandantes, el Tribunal permitió que los peritos de Brattle participaran en la conferencia telefónica, resaltando que dado que la llamada sería grabada, la Demandada podría entregar la grabación a sus propios peritos si así lo deseaba y en caso de que estos no pudieran participar. Al día siguiente, la Demandada confirmó que dos de sus propios peritos participarían en la conferencia telefónica.
147. El 4 de julio de 2018, antes de la conferencia telefónica, los Demandantes entregaron al Tribunal un archivo en formato zip con la correspondencia de las Partes en relación con el MCE y ciertos otros documentos del expediente a los cuales los Demandantes podrían referirse durante el transcurso de la llamada.
148. El 4 de julio de 2018 a las 14:00 (CET), las Partes y el Tribunal celebraron la conferencia telefónica para considerar el borrador de la OP18, con la presencia de las siguientes personas:

El Tribunal

Prof. Gabrielle Kaufmann-Kohler, Árbitro Presidente
El Honorable Charles N. Brower, Árbitro
Juez Bernardo Sepúlveda Amor, Árbitro

Dr. Michele Potestà, Secretario del Tribunal

⁴⁰ Ver correo electrónico de los Demandantes al Tribunal del 14 de junio de 2018.

La CPA

Sr. Julian Bordaçahar, Corte Permanente de Arbitraje

Demandantes

Sra. Marie Stoyanov, Allen & Overy
Sr. Antonio Vazquez-Guillén, Allen & Overy
Sr. David Ingle, Allen & Overy
Sr. Tomasz Hara, Allen & Overy
Sra. Carmen de la Hera, Allen & Overy
Sr. Jeffrey Sullivan, Gibson, Dunn & Crutcher
Sr. Carlos Lapuerta, perito, Brattle Group
Sr. Richard Caldwell, perito, Brattle Group
Sr. Jack Stirzaker, perito, Brattle Group

Demandada

Sr. Diego Santacruz Descartin, Abogacía del Estado
Sr. Antolín Fernandez Antuña, Abogacía del Estado
Sra. Amaia Rivas Kortazar, Abogacía del Estado
Sra. María José Ruiz Sánchez, Abogacía del Estado
Sr. Eduardo Soler Tappa, Herbert Smith Freehills
Sr. Christian Leathley, Herbert Smith Freehills
Sra. Florencia Villaggi, Herbert Smith Freehills
Sr. Jaime de San Román, Herbert Smith Freehills
Sr. Daniel Flores, perito, Econ One
Sr. Jordan Heim, perito, Econ One

149. Durante la conferencia telefónica, el Tribunal escuchó los comentarios de las Partes sobre el borrador de la OP18 y sus propuestas de modificaciones (presentadas el 14 y 22 de mayo de 2018, *supra* párrafo 139). La grabación de esta conferencia telefónica fue enviada a las Partes el día siguiente.
150. El 18 de julio de 2018, el Tribunal emitió unánimemente la OP18 en formato final, cuya la traducción al español se envió el 2 de agosto de 2018⁴¹.
151. El 13 agosto de 2018, la Demandada realizó varias solicitudes, entre las cuales se incluyó una solicitud para que el Tribunal abriera una nueva etapa procesal para considerar la “nueva objeción jurisdiccional” de España basada en ciertos “hechos

⁴¹ Se reproducen extractos de la OP18 *infra* en los párrafos 655-656, 667.

nuevos”. En este contexto, la Demandada solicitó presentar el fallo de *Achmea* junto con una Comunicación y ficha técnica de la Comisión publicadas el 19 de julio de 2018, donde se proporcionaba “una guía para la protección de inversiones transfronterizas de la UE, así como las implicaciones de [*Achmea*], para el arbitraje entre inversor-Estado bajo el Tratado sobre la Carta de Energía [...] en relación con las inversiones transfronterizas de la UE⁴²”. La Demandada solicitó además que el Tribunal permitiera a la Comisión presentar sus comentarios sobre el impacto de la Comunicación de la Comisión junto con el fallo de *Achmea* sobre la jurisdicción del Tribunal en el presente arbitraje. El 31 de agosto de 2018, según indicaciones del Tribunal, los Demandantes presentaron sus comentarios a las solicitudes de la Demandada. De conformidad con las directrices adicionales del Tribunal, la Demandada presentó sus comentarios de respuesta el 6 de septiembre, a los que respondieron los Demandantes el 11 de septiembre de 2018.

152. El 7 de septiembre de 2018, los Demandantes (en nombre de Brattle) solicitaron una aclaración⁴³ en relación a una de las áreas de desacuerdo entre los peritos relacionada con el MCE. El Tribunal y las Partes intercambiaron correspondencia adicional relativa al tema el 9 de septiembre, 11 de septiembre, 14 de septiembre, 18 de septiembre, 21 de septiembre, y 24 de septiembre de 2018. Mediante carta del 24 de septiembre de 2018, el Tribunal emitió ciertas aclaraciones en relación con la solicitud de los Demandantes.
153. El 5 de octubre de 2018, luego de una breve demora, los peritos de Brattle y Econ One presentaron el MCE junto con un Memorándum Conjunto sobre el mismo (el “Memorándum Conjunto”).
154. El 11 de octubre de 2018, con posterioridad a una consulta de parte de los Demandantes, el Tribunal confirmó que las fechas de presentación para la segunda ronda de escritos posteriores a la audiencia eran el 26 de noviembre de 2018 para los Demandantes y el 4 de febrero de 2019 para la Demandada. En esta instancia, el Tribunal mencionó que entregaría a la brevedad su decisión sobre la solicitud de la Demandada de abrir una nueva fase jurisdiccional.

⁴² Ver Carta de la Demandada al Tribunal del 13 de agosto de 2018, pág. 1 (traducción del Tribunal).

⁴³ Según el párrafo 15 de la OP18 donde el Tribunal instruyó a los peritos de Econ One y Brattle para que escribieran al Tribunal en caso de necesitar aclaraciones en el transcurso de la preparación del MCE.

155. El 15 de octubre de 2018, el Tribunal emitió la Orden Procesal N.º 19 (“OP19”), rechazando la solicitud de la Demandada de abrir una nueva fase jurisdiccional y otras solicitudes relacionadas; la traducción al español de la misma fue remitida el 25 de octubre de 2018.
156. También el 15 de octubre de 2018, los Demandantes presentaron una solicitud para la exhibición de determinados documentos supuestamente producidos por España para los demandantes en *Greentech Energy Systems A/S et al. c. Reino de España* (Arbitraje SCC V 2015/150) (“*Greentech*” y la “*Documentación de Greentech*”) y ciertas autoridades legales (Anexos CL-243 to CL-249). El día siguiente, el Tribunal invitó a la Demandada a presentar sus comentarios sobre la solicitud de los Demandantes, los cuales remitió el 22 de octubre de 2018. El 29 de octubre de 2018, el Tribunal ordenó que la Demandada presentara la Documentación de *Greentech*⁴⁴. El Tribunal también determinó posteriormente que no se deberían admitir las autoridades legales en el expediente⁴⁵.
157. El 31 de octubre de 2018, la Demandada solicitó que el Tribunal reconsiderara su orden del 29 de octubre de 2018 relativa a la Documentación de *Greentech*. Ante la invitación del Tribunal, los Demandantes presentaron sus comentarios ese mismo día. El 7 de noviembre de 2018, el Tribunal rechazó la solicitud de la Demandada.
158. Mediante correspondencia del 12 de noviembre de 2018, los Demandantes informaron al Tribunal que aún no habían recibido la Documentación de *Greentech*. Dos días después, la Demandada informó que la causa de la demora era un cambio en su equipo de letrados. El 16 de noviembre de 2018, los Demandantes presentaron comentarios y solicitaron autorización para presentar una declaración suplementaria luego de haber recibido la Documentación de *Greentech*. El 21 de noviembre de 2018, la Demandada presentó la Documentación de *Greentech*.
159. El 23 de noviembre de 2018, los peritos de Brattle proporcionaron una versión corregida y acordada del MCE. El 26 de noviembre de 2018, el Tribunal expresó que entendía que el MCE actualizado fue presentado en nombre de ambos peritos y que si éste no era el caso, debería ser notificado antes del 28 de noviembre de 2018. No se envió notificación alguna al respecto.

⁴⁴ Ver también Carta del Tribunal a las Partes del 7 de noviembre de 2018.

⁴⁵ Ver Carta del Tribunal a las Partes del 10 de diciembre de 2018.

160. El 26 de noviembre de 2018, los Demandantes observaron que su solicitud de autorización para presentar una declaración suplementaria luego de la recepción de la Documentación de *Greentech* permanecía pendiente y solicitaron una prórroga de dos días para su segundo escrito posterior a la Audiencia de la OP12 (hasta el 28 de noviembre de 2018) en vista del tiempo y forma en que habían recibido la Documentación de *Greentech*.
161. El 27 de noviembre de 2018, la Demandada informó al Tribunal que cuando se presentó la Documentación de *Greentech*, se habían eliminado los metadatos por error. Por esta razón, la Demandada reenvió la Documentación de *Greentech* incluyendo los metadatos.
162. El mismo día, el Tribunal confirmó que se había incorporado la Documentación de *Greentech* nuevamente entregada al expediente como Anexos C-372 y C-373. El Tribunal también confirmó que los plazos para el segundo escrito posterior a la audiencia fueron prorrogados hasta el 29 de noviembre de 2018 y 12 de febrero de 2019. El Tribunal comunicó además su entendimiento de que no habían solicitudes pendientes en relación con la Documentación de *Greentech*.
163. También el 27 de noviembre de 2018, los Demandantes informaron al Tribunal que su entendimiento no era correcto porque (i) los documentos adjuntados al correo electrónico de España del 27 de noviembre de 2018 tampoco incluían los metadatos; y (ii) la Demandada no había entregado la aclaración solicitada por los Demandantes en su correo electrónico del 22 de noviembre de 2018 relativa al origen de la Documentación de *Greentech*. El 29 de noviembre de 2018, ante la invitación del Tribunal, la Demandada presentó sus comentarios sobre la Documentación de *Greentech*. El 10 de diciembre de 2018, el Tribunal autorizó a los Demandantes a presentar sus observaciones a la comunicación de la Demandada del 29 de noviembre de 2018 y le dio a la Demandada la oportunidad de responder en su segundo memorial post-audiencia.
164. El 29 de noviembre de 2018, los Demandantes presentaron su “Segundo Escrito Posterior a la Audiencia de la OP12” (el “OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia”) (la traducción se presentó el 6 de diciembre de 2018) y comunicaron que en el proceso de preparar dicho escrito les llamó la atención que (i) el documento presentado como Anexo C-252 sólo comprendía un anexo al Plan de Acción Nacional sobre Energía Renovable en España (el PANER) 2011 – 2020 de fecha 30 de junio de 2010, cuando debería incluir todo el PANER; y (ii) el Anexo 3 a la solicitud de los Demandantes

requiriendo una orden de exhibición de documentos de fecha 15 de octubre de 2018 se había omitido por error del winzip con la documentación adjunta a dicho escrito. Solicitaron que estos documentos fueran incluidos en el expediente, a lo cual España se opuso el 6 de diciembre de 2018.

165. Mediante carta del 10 de diciembre de 2018, el Tribunal decidió no aceptar estos documentos, indicando que los Demandantes no habían demostrado un “caso excepcional”⁴⁶ que justificara la introducción del Anexo C-252 y el Anexo 3 mencionado anteriormente en una etapa tan tardía del procedimiento. Además, el Tribunal también determinó que no se admitirían las nuevas autoridades legales CL-243 a CL-249, observando en particular que todas estas autoridades trataban el principio de inferencias adversas que solo correspondería si la solicitud primaria de los Demandantes de divulgación de la Documentación de *Greentech* hubiera sido rechazada, que no fue el caso.
166. El 20 de diciembre de 2018, los Demandantes presentaron sus observaciones con respecto a la documentación de *Greentech*.
167. El 12 de febrero de 2019, la Demandada presentó su “Segundo Escrito sobre Quantum Posterior a la audiencia” (el “OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada”), cuya traducción fue presentada el 19 de febrero de 2019. También el 12 de febrero de 2019, la Demandada solicitó permiso para incluir en el expediente la declaración de 22 Estados Miembros de la Unión Europea “sobre las Consecuencias legales del Fallo del Tribunal de Justicia de la Unión Europea en *Achmea* y sobre la Protección de Inversiones en la Unión Europea”. Ante una invitación del Tribunal, los Demandantes presentaron sus comentarios el 18 de febrero de 2019.
168. Mediante carta del 21 de febrero de 2019, el Tribunal autorizó la presentación de las tres declaraciones hechas por los Estados Miembros de la UE e invitó a las Partes a presentar sus comentarios. El 25 de febrero de 2019, la Demandada presentó dichas declaraciones bajo los Anexos número RL-214 a RL-216, con un índice consolidado actualizado de las autoridades legales de la Demandada. Las Partes presentaron sus respectivas observaciones con respecto a las declaraciones el 7 y el 21 de marzo de 2019.

⁴⁶ Ver Secciones 3.7 y 4.5 de las Reglas de Procedimiento y el párrafo 9 de la Orden Procesal N.º 17.

169. El 26 de abril de 2019, el Tribunal comunicó a las Partes el progreso de sus deliberaciones e invitó a que: (i) ambas Partes presentaran escritos adicionales sobre la Documentación de *Greentech*; (ii) ambas Partes presentaran sus escritos sobre costas según la OP17; y (iii) la Demandada presentara un escrito sobre intereses.
170. El 3 de mayo de 2019, la Demandada presentó su escrito sobre la Documentación de *Greentech* y el 10 de mayo de 2019, los Demandantes presentaron su respuesta, ambas de conformidad con las instrucciones del Tribunal del 26 de abril de 2019.
171. El 17 de mayo de 2019, la Demandada presentó su Escrito sobre Intereses.

H. ESCRITOS SOBRE COSTAS Y CIERRE DEL PROCEDIMIENTO

172. El 14 de junio de 2019, las Partes presentaron sus Escritos sobre Costas (el “OP12, Escrito de los Demandantes sobre Costas” y “OP12, Escrito de la Demandada sobre Costas”), presentándose las traducciones el 24 y 26 de junio de 2019.
173. El 28 de junio de 2019, los Demandantes y la Demandada presentaron sus Escritos de Réplica sobre costas (“OP12, Escrito de Réplica de los Demandantes sobre Costas” y “OP12, Escrito de Réplica de la Demandada sobre Costas”), presentándose las traducciones el 3 de julio de 2019.
174. El 4 de septiembre de 2019, los Demandantes solicitaron que el Tribunal proporcionara una actualización relativa al progreso en la preparación del laudo, la cual fue remitida por el Tribunal el 6 de septiembre de 2019. El 13 de septiembre de 2019, los Demandantes formularon preguntas adicionales al respecto. El 18 de septiembre de 2019, el Tribunal indicó que empeñaría sus máximos esfuerzos para emitir el laudo en 2019, recordando a las Partes, sin embargo, que era necesario traducir el laudo al español antes de su emisión. El Tribunal indicó además que volvería a escribir hacia fines de noviembre señalando una fecha de emisión.
175. El 2 de diciembre de 2019, tras apuntar que contaba con todos los elementos necesarios en términos de responsabilidad y, de corresponder, *quantum* para emitir un Laudo Final, el Tribunal cerró el procedimiento y proporcionó una actualización de la fecha de emisión del laudo.
176. El 4 de diciembre de 2019, la Demandada acusó recibo de la carta del Tribunal del 2 de diciembre de 2019 e informó al Tribunal de que en esa misma fecha España había sido notificada de dos nuevas decisiones relevantes de tribunales del CIADI que

deberían necesariamente informar el análisis del Tribunal⁴⁷. La Demandada indicó que, dado el carácter público de dichos laudos, confiaba en que el Tribunal los tomaría en consideración.

177. El 9 de diciembre de 2019, el Tribunal acusó recibo de la comunicación de la Demandada del 4 de diciembre de 2019 y tomó nota de su contenido. Asimismo, el Tribunal señaló que además de las decisiones o laudos que figuraban en el expediente y los dos adicionales mencionados por la Demandada, tenía conocimiento de ciertas otras decisiones o laudos de carácter público emitidos en otros arbitrajes iniciados contra el Reino de España y que concernían las medidas en este arbitraje⁴⁸. El Tribunal invitó a las Partes a informar si había alguna otra decisión o laudo emitidos en arbitrajes en relación con las medidas disputadas en este arbitraje. Finalmente, el Tribunal invitó a las Partes a informar si deseaban presentar un breve escrito limitado a dichos laudos.
178. Por medio de correos electrónicos del 11 de diciembre de 2019, ambas Partes acordaron que la presentación de escritos adicionales sobre dichos laudos no era necesaria⁴⁹. Asimismo, ambas Partes apuntaron que el laudo en el caso *Infrared*⁵⁰ había sido emitido. Mientras que los Demandantes adjuntaron una copia de dicho laudo a su correo electrónico, la Demandada apuntó que, a pesar del hecho de que la existencia del laudo *Infrared* era de conocimiento público, el contenido del laudo no había sido hecho público hasta la fecha. El mismo día, el Tribunal acusó recibo de ambas comunicaciones y tomó nota de su contenido.

⁴⁷ La Demandada se refirió a: (i) *Stadtwerke Munchen GmbH, RWE Innogy GmbH y otros c. Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/15/1, Laudo, 2 de diciembre de 2019 (“*Stadtwerke*”); y (ii) *BayWa R.E. Renewable Energy GmbH y BayWa R.E. Asset Holding GmbH c. Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/15/16, Decisión sobre Jurisdicción, Responsabilidad y Directivas sobre Quantum, 2 de diciembre 2019 (“*BayWa*”).

⁴⁸ El Tribunal se refirió a: (i) *9REN Holding S.À.R.L. c. Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/15/15; (ii) *Cube Infrastructure Fund Sicav y otros c. Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/15/20; (iii) *Nextera Energy Global Holdings B.V. y Nextera Energy Spain Holdings B.V. c. Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/14/11; (iv) *OperaFund Eco-Invest SICAV PLC y Schwab Holding AG c. Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/15/36; (v) *RREEF Infrastructure (G.P.) Limited y RREEF Pan-European Infrastructure Two Lux S.à r.l. c. Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/13/30; y (vi) *Soles Badajoz GmbH c. Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/15/38.

⁴⁹ Ver correos electrónicos de las Partes del 11 de diciembre de 2019.

⁵⁰ *Infrared Environmental Infrastructure GP Limited y otros c. Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/14/12, Laudo, 2 de agosto 2019.

179. El 27 de enero de 2020, el Tribunal circuló un listado que contenía las denominaciones de las entidades Demandantes e invitó a los Demandantes a proporcionar una clarificación respecto las denominaciones de ciertas entidades Demandantes así como realizar otras correcciones necesarias a las denominaciones que aparecían en el listado. Por medio de carta del 3 de febrero de 2020, los Demandantes proporcionaron la clarificación requerida y presentaron en el Anexo 1 a su carta las denominaciones correctas de cada entidad Demandante.
180. El 20 de febrero de 2020, el Tribunal informó a las Partes que, teniendo en cuenta el Artículo 8.2 de las Reglas de Procedimiento y la correspondencia de las Partes al respecto, tras la emisión del Laudo, daría a las Partes la oportunidad de (i) solicitar la realización de expurgaciones al Laudo Final con anterioridad a su publicación en la medida necesaria para proteger la confidencialidad de información sensible y (ii) presentar comentarios en relación con las solicitudes de la otra Parte (en su caso). El Tribunal entonces decidiría sobre cualquier desacuerdo y también instruiría a la CPA para que publique el Laudo Final con las expurgaciones necesarias (de existir) en su sitio web. Al mismo tiempo, también instruiría a la CPA a publicar el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, de conformidad con el acuerdo de las Partes (ver Carta de los Demandantes del 16 de febrero de 2015, pág. 1; Carta de la Demandada del 11 de marzo de 2015, pág. 3). Por ende, el Tribunal permanecerá constituido para implementar los acuerdos mencionados relativos a la publicación.

III. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CONTROVERSIA

181. La presente controversia está relacionada con la inversión de los Demandantes en el sector de energía renovable (“ER”) en España, específicamente en instalaciones fotovoltaicas (“FV”) que representan un total aproximado de 239.338 megavatios (MW) de capacidad de generación eléctrica. La disputa versa sobre la evolución del marco regulatorio aplicable a las instalaciones FV y el impacto que tuvo en la inversión de los Demandantes. Las secciones III.A y III.B resumen la evolución del marco regulatorio en el sector de ER, que resulta necesario para poner en perspectiva los argumentos de las Partes (*infra* en Sección V). El objetivo del resumen del marco regulatorio y de las Medidas en Disputa en las secciones III.A y III.B es captar las características generales de los distintos instrumentos legislativos que, a menos que se indique lo contrario, no suscitan controversia entre las Partes.

A. EL MARCO DE INVERSIÓN

1. La Ley del Sector Eléctrico de 1997

182. La legislación principal que regula la generación de energía en España es la Ley del Sector Eléctrico N.º 54/1997 publicada el 28 de noviembre de 1997 (la “Ley del Sector Eléctrico de 1997”). La Ley del Sector Eléctrico de 1997 divide la generación de energía eléctrica en dos regímenes: el “Régimen Ordinario” que se refiere a las instalaciones de generación convencionales (es decir, de fuentes no renovables) y el “Régimen Especial” que se refiere a la generación de energía de fuentes de ER, incluyendo la energía FV⁵¹.
183. Entre las diferencias clave entre los derechos y obligaciones disponibles para los generadores de energía bajo los dos regímenes se encuentra el modo en que se remuneran. Mientras que los generadores bajo el Régimen Ordinario reciben el precio de mercado por la energía eléctrica que generan, la retribución de los generadores bajo el Régimen Especial se ve suplementada por un subsidio del Estado o prima. El Artículo 30.4 vigente en el momento en que los Demandantes realizaron sus inversiones estipula que este subsidio se determinará tomando en cuenta los siguientes factores⁵²:
- “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”.
184. La Ley del Sector Eléctrico de 1997 se implementa a través de “Reales Decretos” (“RD”)⁵³.

⁵¹ Ley del Sector Eléctrico N.º 54/1997 de fecha 27 de noviembre de 1997 (publicada el 28 de noviembre de 1997), **Anexos C-16, R-3; R-238**; Título IV, Capítulo II, Artículos 27-31.

⁵² Ley del Sector Eléctrico N.º 54/1997 de fecha 27 de noviembre de 1997 (publicada el 28 de noviembre de 1997, **Anexos C-16, R-3; R-238**; Artículo 30.4 (“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, en los siguientes casos”).

⁵³ Ver Escrito de Demanda Modificado, párrafo 89; Escrito de Contestación, párrafo 100.

2. RD 436/2004

185. El RD 436/2004 del 12 de marzo de 2004 (“RD 436/2004”) fue el primer RD en establecer un sistema de incentivo basado en una “Tarifa de Alimentación [a la red]” (“FIT”) para los inversores en tecnología FV, basado en los criterios mencionados en el Artículo 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997⁵⁴.
186. Al respecto, el Artículo 22.1 del RD 436/2004 les ofreció a los operadores de las instalaciones la opción de vender su energía eléctrica libremente en el mercado o bien a una “tarifa regulada, única”⁵⁵:

Para vender su producción o excedentes de energía eléctrica, los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este Real Decreto deberán elegir entre una de las dos opciones siguientes:

- a) Ceder la electricidad a la empresa distribuidora de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad vendrá expresado en forma de tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilowatio-hora [es decir, a la FIT].
- b) Vender la electricidad libremente en el mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado [...].
187. Cualquiera que fuera el mecanismo elegido, el RD 436/2004 aseguraba “garantiza[r] 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”⁵⁶.
188. La tarifa de FIT se establecía en el Artículo 33 del RD 436/2004 y estaba vinculada a la capacidad de una instalación FV. La FIT se calculaba como múltiplo de la tarifa eléctrica al consumidor y estaría disponible a un cierto múltiplo durante los primeros 25 años de la vida operativa de las instalaciones y a un múltiplo reducido de entonces en adelante. Además, el Artículo 40 establecía el marco para la revisión de las tarifas, primas e incentivos para instalaciones nuevas. Las inversiones de los Demandantes no fueron realizadas en virtud del RD 436/2004.

3. RD 661/2007

189. El RD 661/2007, que reemplazó al RD 436/2004, constituye la base sobre la que los Demandantes erigen sus reclamos. Aunque los argumentos específicos de las Partes

⁵⁴ RD 436/2004, **Anexos C-19; R-55**; Preámbulo párrafo 6.

⁵⁵ RD 436/2004, **Anexos C-19; R-55**; Artículo 22.1.

⁵⁶ RD 436/2004, **Anexos C-19; R-55**; Preámbulo párrafo 7 (énfasis agregado).

se presentan al resumir sus posiciones, el Tribunal considera aquí ciertas disposiciones clave de este RD.

190. Según su Preámbulo, una de las razones por las que se sancionó el RD 661/2007 fue la necesidad de enmendar el programa remunerativo establecido por el RD 436/2004 y separar el cálculo de la FIT de la tarifa eléctrica al consumidor utilizada hasta el momento (ver *supra* el párrafo 188). Sin embargo, al mismo tiempo, y en el mismo sentido que el RD 436/2004, el RD 661/2007 reiteraba que “[e]l marco económico establecido en el presente real decreto desarrolla los principios recogidos en la Ley 54/1997, [...] 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”⁵⁷.
191. En este sentido, el Artículo 24 del RD 661/2007 estipulaba que las instalaciones en Régimen Especial podrían optar por recibir una tarifa regulada única expresada en términos de céntimos de Euro por kilovatio-hora (es decir, la FIT) por la venta de su energía eléctrica o bien podrían vender directamente al mercado y recibir el precio de mercado⁵⁸. Para las instalaciones FV que eligieron la primera opción, el Artículo 36 estipulaba que la tarifa fija sería pagadera de la siguiente manera:

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh
b.1	b.1.1	P<= 100 kW	Primeros 25 años	44,03
			A partir de entonces	35,23
		100kW<P<=10 MW	Primeros 25 años	41,75
			A partir de entonces	33,40
		10MW<P<=50 MW	Primeros 25 años	22,97
			A partir de entonces	18,38
	b.1.2	Cualquiera	Primeros 25 años	26,93
			A partir de entonces	21,54

192. En otras palabras, dependiendo de su capacidad instalada, se les otorgaba a las instalaciones FV una FIT en céntimos de Euro por kilovatio-hora durante los primeros 25 años de su vida operativa, y un monto menor a partir de entonces. La FIT era ajustable anualmente por inflación en base al Índice de Precios al Consumo español (“IPC”).

⁵⁷ RD 661/2007 de 26 de mayo de 2007, **Anexo C-35**, Preámbulo párrafo 7.

⁵⁸ RD 661/2007 de 26 de mayo de 2007, **Anexo C-35**, Artículo 24.

193. Para poder acceder a la FIT, un establecimiento FV debía registrarse ante el *Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial* (“RAIPRE”) dentro de un plazo determinado⁵⁹. El Artículo 22 del RD 661/2007 dispuso que dicho plazo no podría fijarse en menos de un año a partir de que el sector FV llegara al 85% de su objetivo energético de 371 MW.
194. El Artículo 17 confirmaba determinados derechos adicionales de las instalaciones en Régimen Especial, por ej. el derecho a vender todo o parte de la energía producida y prioridad de acceso a la red de transmisión. Finalmente, el Artículo 44 preveía el ajuste y la revisión de tarifas. Al respecto, el Artículo 44.3 estipulaba lo siguiente⁶⁰:

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.

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.

195. Los Demandantes comenzaron a invertir en el sector FV español bajo el RD 661/2007 y, según afirman, basándose en la supuesta “inmutabilidad” de los incentivos contenidos en dicho decreto.

4. Registro de las instalaciones de los Demandantes en el RAIPRE

196. El umbral de 85% establecido para el sector de FV se alcanzó alrededor de agosto de 2007. Como resultado, en virtud del Artículo 22 del RD 661/2007, España anunció el 27 de septiembre de 2007 que el plazo para la inscripción en el RAIPRE expiraría el 29 de septiembre de 2008⁶¹. Todas las instalaciones FV de los Demandantes se

⁵⁹ RD 661/2007 de 26 de mayo de 2007, **Anexo C-35**, Artículo 17(c).

⁶⁰ RD 661/2007 de 26 de mayo de 2007, **Anexo C-35**, Artículo 44.3.

⁶¹ Resolución publicada en el Boletín Oficial del Estado de España el 27 de septiembre de 2007, **Anexo C-228**; Escrito de Demanda Modificado, párrafos 205-212; Escrito de Contestación, párrafo 315.

inscribieron ante el RAIPRE dentro de este plazo y, por lo tanto, quedaron incluidas dentro de los beneficios disponibles en virtud del RD 661/2007.

5. RD 1578/2008

197. El RD 1578/2008 se sancionó el 26 de septiembre de 2008, solo unos días antes de que venciera el plazo de inscripción establecido en el RD 661/2007⁶². Establecía el régimen económico aplicable para las instalaciones FV que se hubieran inscripto luego del cierre del plazo de inscripción estipulado en el RD 661/2007. A los presentes fines, basta con señalar que la tarifa regulada otorgada a las instalaciones nuevas bajo este RD era inferior a la otorgada bajo el RD 661/2007 y que estas tarifas no eran aplicables a las instalaciones de los Demandantes.

B. LAS MEDIDAS EN DISPUTA

198. A partir del año 2010, España sancionó una serie de medidas que tuvieron el efecto de ajustar, y en última instancia reemplazar, los incentivos económicos otorgados bajo el RD 661/2007⁶³. Estas medidas (las “Medidas en Disputa”) consistían de:
- a. las “Medidas de 2010” que incluían el RD 1565/2010 de 19 de noviembre de 2010 (“RD 1565/2010”) y el RD Ley 14/2010 de 23 de diciembre de 2010 (“RDL 14/2010”) (*infra* en (1)); y
 - b. las “Nuevas Medidas” o el “Nuevo Régimen” que incluían el RD Ley 2/2013 de 1 de febrero de 2013 (“RDL 2/2013”), el RD Ley 9/2013 de 12 de julio de 2013 (“RDL 9/2013”), la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico de 27 de diciembre de 2013 (“Ley 24/2013”), el RD 413/2014 de 6 de junio de 2014 (“RD 413/2014”) y la Orden IET/1045/2014 de 16 de junio de 2014 (la “Orden de Parámetros”) (*infra* en (2)).

1. Las Medidas de 2010

199. En 2010, España aprobó el RD 1565/2010 y el RDL 14/2010. Estas son las primeras de las medidas que las Demandantes alegan que dañaron su inversión.

⁶² Real Decreto N.º 1578/2008 de 26 de septiembre de 2008, **Anexos C-242; R-28**.

⁶³ Sin perjuicio de los argumentos de la Demandada, se pretende señalar el hecho de que el pago realizado bajo el Nuevo Régimen no configuraba una “FIT” o Tarifa Regulada.

200. El RD 1565/2010 (tal como fue modificado por la Ley 2/2011) extendía la FIT más alta prevista bajo el RD 661/2007 a 30 años y eliminaba la FIT más baja, con la consecuencia de que las instalaciones venderían energía eléctrica a precio de mercado después del año 30⁶⁴.
201. El RDL 14/2010, por su parte, establecía un límite para a la cantidad de horas al año por las cuales las instalaciones FV recibirían la FIT (la “limitación de horas”⁶⁵). Una vez que una instalación llegara a este límite, continuaría vendiendo energía eléctrica, pero a precios de mercado. La limitación de horas era aplicable durante toda la vida útil de la instalación.
202. Finalmente, el 27 de diciembre de 2012, España aprobó la Ley 15/2012, que estableció un impuesto del 7% “sobre el valor de la producción de la energía eléctrica” e “incorporación al sistema eléctrico”⁶⁶.

2. Las Nuevas Medidas

203. En el año 2013, España sancionó una serie de medidas que tuvieron el efecto de eliminar el régimen establecido en virtud del RD 661/2007. Estas medidas se describen a continuación.

a. **RDL 2/2013**

204. El 1 de febrero de 2013, España introdujo el RDL 2/2013, a través del cual retiró ciertos componentes del IPC utilizado para ajustar la FIT por inflación según el RD 661/2007⁶⁷.

⁶⁴ RD 1565/2010, **Anexo C-152**. El Tribunal señala que el RD 1565/2010 inicialmente limitaba el periodo durante el cual estaría disponible la FIT a 25 años, de manera tal que, a partir del año 26, se tendría que vender la energía eléctrica a precio de mercado. Este periodo se aumentó a 28 años en el RDL 14/2010 (Disposición Final Primera) y se extendió a 30 años con la Ley N.º 2 de Economía Sostenible de 4 de marzo de 2011 (la “Ley de Economía Sostenible”). Ver Ley de Economía Sostenible, **Anexos C-164; R-57**.

⁶⁵ RDL 14/2010, **Anexos C-154; R-59**, Disposición Adicional Primera, que estableció una limitación de horas. Cabe notar que, en virtud de la Disposición Transitoria Segunda, una limitación de horas diferente era aplicable inicialmente, hasta el 31 de diciembre de 2013, para las instalaciones registradas en virtud del RD 661/2007, y tras dicha fecha sería aplicable la limitación general.

⁶⁶ Ley 15/2012, **Anexo C-300**, Título 1, Artículos 1 y 8.

⁶⁷ RDL 2/2013, **Anexo C-301**, Preámbulo y Artículo 1.

b. RDL 9/2013

205. El 12 de julio de 2013, España sancionó el RDL 9/2013, que derogó toda la normativa anterior que regulaba el sector FV, incluyendo el RD 661/2007 y las Medidas de 2010. Introdujo en su lugar un “Nuevo Régimen” tanto para instalaciones existentes como nuevas.
206. El RDL 9/2013 introdujo los siguientes cambios:
- a. El Artículo 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 fue enmendado “al objeto de acotar el margen de actuación del Gobierno en el desarrollo de los regímenes retributivos” para instalaciones ER⁶⁸. Mediante esta enmienda, se abolió la FIT. Las instalaciones FV ahora tenían derecho al precio de mercado suplementado con un monto adicional (que los Demandantes denominan “Retribución Específica”). Dicha “Retribución Específica” estaría “compuesta por un término por unidad de potencia instalada”, que “cubra los costes de inversión [...] 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”⁶⁹.
 - b. Estos costes de inversión se calcularían en referencia al coste de una hipotética “Instalación Tipo”, concebida como una empresa “eficiente y bien gestionada” con “los medios necesarios para el desarrollo de su actividad, cuyos costes son los de una empresa eficiente en dicha actividad y considerando los ingresos correspondientes y un beneficio razonable por la realización de sus funciones”⁷⁰.
 - c. El Gobierno podría revisar la Retribución Específica cada seis años⁷¹.

⁶⁸ RDL 9/2013, **Anexo R-29**, Preámbulo, Parte II, pág. 52111.

⁶⁹ RDL 9/2013, **Anexo C-302**, Artículo 1.

⁷⁰ RDL 9/2013, **Anexo R-29**, Preámbulo, Parte II (“se entenderá por empresa eficiente y bien gestionada aquella empresa dotada de los medios necesarios para el desarrollo de su actividad, cuyos costes son los de una empresa eficiente en dicha actividad y considerando los ingresos correspondientes y un beneficio razonable por la realización de sus funciones”).

⁷¹ RDL 9/2013, **Anexo C-302**, Artículo 1.

- d. Además, se estableció el tope de la Retribución Específica en “el nivel mínimo necesario para cubrir los costes [...] y que posibiliten obtener una rentabilidad razonable”⁷². Dicha “rentabilidad razonable” debía calcularse sobre una base antes de impuestos “sobre el rendimiento medio en el mercado secundario [...] de las Obligaciones del Estado a diez años” “incrementad[o] en 300 puntos básicos”⁷³.

207. Las disposiciones del RDL 9/2013 no se implementaron de inmediato y estuvieron sujetas a un periodo transitorio de 11 meses. Durante este periodo transitorio, “al objeto de mantener tanto los flujos retributivos a las instalaciones como el resto de procedimientos, derechos y obligaciones”, lo previsto en el RD 661/2007 con respecto a la retribución seguiría siendo de aplicación. Sin embargo, una vez implementado el RDL 9/2013, los ingresos obtenidos por instalaciones FV durante el periodo transitorio se deberían alinear con los ingresos que se deberían haber obtenido bajo el Nuevo Régimen⁷⁴.

c. Ley del Sector Eléctrico 24/2013

208. El 26 de diciembre de 2013, el Parlamento Español aprobó la Ley 24/2013, que consolidaba las diferentes enmiendas legislativas que habían tenido lugar desde la Ley del Sector Eléctrico de 1997⁷⁵.

209. Esta Ley eliminó la distinción entre el Régimen Ordinario y el Especial en base a la lógica de que “la elevada penetración de las tecnologías de producción a partir de fuentes renovables [...] ha ocasionado que su regulación singular [...] carezca de objeto”. Por el contrario, el nivel de desarrollo tecnológico en el sector, “hace preciso que la regulación contemple a estas instalaciones de manera análoga a la del resto de tecnologías que se integran en el mercado”⁷⁶. En otras palabras, la Ley 24/2013

⁷² RDL 9/2013, **Anexo R-29**, Artículo 1 (“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 posibiliten obtener una rentabilidad razonable”).

⁷³ RDL 9/2013, **Anexo C-302**, Disposición Adicional Primera (“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”).

⁷⁴ RDL 9/2013, **Anexo R-29**, Preámbulo, pág. 52112.

⁷⁵ Ley 24/2013 de 26 de diciembre de 2013, **Anexo C-303**.

⁷⁶ Ley 24/2013 de 26 de diciembre de 2013, **Anexo C-303**, Preámbulo.

buscaba poner a la par los dos regímenes, en base a la premisa de que la ER ya no carecía de la capacidad de competir en el mercado con fuentes más convencionales.

210. Sobre esta base, la Ley estableció una estructura remunerativa en líneas similares a las introducidas por el RDL 9/2013⁷⁷. En particular, la retribución para el sector de ER consistiría en el precio de mercado más un monto suplementario (la Retribución Específica), calculado con referencia a la Instalación Tipo y sujeto a revisión cada seis años⁷⁸.
211. Al mismo tiempo, la Ley 24/2013 mantuvo la prioridad de acceso a la red de transmisión para los productores de ER⁷⁹.

d. RD 413/2014 y la Orden de Parámetros

212. El RD 413/2014 fue aprobado el 6 de junio de 2014 (publicado el 10 de junio de 2014). Si bien este RD buscaba implementar y desarrollar algunos aspectos del nuevo régimen remuneratorio establecido en el RDL 9/2013 y la Ley 24/2013, no preveía los parámetros remuneratorios necesarios para calcular los costes de una Instalación Tipo⁸⁰. Los mismos fueron establecidos por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (el “Ministerio de Industria”) en la Orden de Parámetros, que fijaba, entre otras cosas, la rentabilidad razonable para las instalaciones existentes en 7,398%⁸¹.

C. DEMANDA PRINCIPAL Y ALTERNATIVA

213. En resumen, los Demandantes sostienen que, confiando en los incentivos económicos establecidos en el RD 661/2007 y particularmente en la supuesta garantía de estabilización contenida en el Artículo 44.3, invirtieron aproximadamente EUR 2 mil millones en el sector FV en España. Afirman que el RD 661/2007 estaba específicamente diseñado para atraer inversiones e impulsar el sector de ER. Basándose en el RD 661/2007 y diversas manifestaciones y declaraciones públicas por parte de España, los Demandantes tenían la expectativa razonable y legítima de que los incentivos otorgados por el RD 661/2007 permanecerían inalterados durante la vida operativa de sus plantas. Sin embargo, tras que España hubiera “cautivado” a

⁷⁷ Ley 24/2013 de 26 de diciembre de 2013, **Anexo C-303**, Artículo 14.

⁷⁸ Ley 24/2013 de 26 de diciembre de 2013, **Anexo C-303**, Artículo 14.

⁷⁹ Ley 24/2013 de 26 de diciembre de 2013, **Anexo C-303**, Artículo 26(2).

⁸⁰ RD 413/2014 de 6 de junio de 2014 (publicado en el Boletín Oficial del Estado el 10 de junio de 2014), **Anexo C-304**.

⁸¹ Orden de Parámetros, **Anexo C-305**, Anexo III.

los Demandantes para realizar sus inversiones, se dedicó a sancionar una serie de medidas que recortaron drásticamente y finalmente eliminaron los incentivos del RD 661/2007.

214. Los Demandantes además alegan que la conducta de España constituye un incumplimiento de las obligaciones de esta última de acuerdo con el Artículo 10 del TCE. Esta es, en síntesis, la “demanda principal” de los Demandantes.
215. La contestación principal de España es que los Demandantes deberían haber tenido en cuenta que sus incentivos estarían sujetos al “principio de rentabilidad razonable”, fundamental al respecto. En otras palabras, a los Demandantes solo les correspondía una tasa de rentabilidad razonable, “aplicable en el momento en que los Demandantes hicieron su inversión”, que “rondaba el 7%”⁸². Según España, las Nuevas Medidas no diferían drásticamente del régimen establecido en el RD 661/2007, mantenían todas las características claves de dicho régimen, y garantizaban el mismo nivel de rentabilidad. Por ende, su conducta se halla totalmente dentro de su derecho a regular y no constituye una violación del Artículo 10 del TCE.
216. En respuesta al argumento de la Demandada de que España “no prometió ninguna tarifa regulada conforme al RD 661/2007 [y] [...] el sistema español solo permitía que los inversores aspiraran a una rentabilidad razonable según se prevé en la [Ley del Sector Eléctrico de 1997]”⁸³; en su Réplica, los Demandantes plantearon su Demanda Alternativa⁸⁴. Más específicamente, al tiempo que mantenían la Demanda Principal, los Demandantes argumentaron que “[e]n caso de que el Tribunal fallara que las expectativas legítimas de los Demandantes estuvieran limitadas por el concepto de ‘rentabilidad razonable’ de España [...] España sigue teniendo responsabilidad internacional conforme al TCE”⁸⁵, al “reducir considerablemente la ‘rentabilidad razonable’”⁸⁶. Los Demandantes sostienen que, incluso en la Demanda Alternativa, sufrieron daños sustanciales⁸⁷.

⁸² Dúplica, párrafo 260.

⁸³ Réplica, párrafo 585, citando Escrito de Contestación, párrafo 744.

⁸⁴ Ver la Réplica, párrafos 583-591. Ver también Tercer Informe Pericial de Brattle, párrafo 201.

⁸⁵ Réplica párrafo 585.

⁸⁶ *Ibid.*, párrafo 591.

⁸⁷ *Ibid.*, párrafo 591 (“Incluso en la demanda alternativa, Brattle explica que, los Demandantes han sufrido daños que son ‘incluso mayor al comparar sencillamente la

217. España no está de acuerdo. En respuesta a la Demanda Alternativa, España sostiene que los Demandantes siguieron siendo altamente redituables y obtuvieron la rentabilidad razonable que podrían haber esperado en el momento en que realizaron su inversión.

IV. PETITORIOS

218. También a la vista de dichos acontecimientos, los petitorios de las Partes fueron evolucionando durante el transcurso del procedimiento.

A. PETITORIO DE LOS DEMANDANTES

219. En su Réplica, los Demandantes presentaron el siguiente petitorio:

“que el Tribunal dicte un laudo en su favor y contra el Demandado en los siguientes términos:

(a) declarando que España ha violado el artículo 10 del TCE, así como sus obligaciones en virtud del Derecho internacional;

(b) (i) exigiendo a España que proporcione la restitución total a los Demandantes reinstaurando el marco legal en vigor en el momento en que los Demandantes realizaron sus inversiones en su territorio y compensando a los Demandantes por su pérdidas sufridas antes de dicha reinstauración; u (ii) ordenando a España que entregue a los Demandantes una compensación total de las pérdidas que han sufrido como resultado de la violación de España del TCE, incluyendo los intereses previos al laudo (en ambos casos, la compensación se cuantificará en la siguiente fase);

(c) ordenando a España que pague todos los costes generados en relación con este procedimiento arbitral, incluyendo los costes de los árbitros y cualesquiera costes posibles así como los gastos legales o de otro tipo originados por los Demandantes, incluyendo los honorarios de los asesores jurídicos, expertos y consultores y aquellos de los empleados propios de los Demandantes a través de una indemnización total, más los intereses de los mismos a un tipo razonable desde la fecha en que dichos costes se produjeran hasta el día de pago;

(d) ordenando a España que pague un interés posterior al laudo, capitalizado mensualmente, sobre las sumas adjudicadas hasta el pago completo de las mismas (con la correspondiente tasa de interés que se fijará en la siguiente fase); y

retribución de las plantas existentes’ con la tarifa ofrecida por el antiguo régimen (es decir, la demanda principal de los Demandantes); o, de lo contrario, ‘serían menores que los asociados con la demanda principal de los Inversores en PV, pero seguirían siendo sustanciales.’”; se omiten las notas al pie internas, se elimina el énfasis, con respecto al Tercer Informe Pericial de Brattle, párrafos 208-209).

(e) cualquier otra reparación que el tribunal de arbitraje considere justa y adecuada⁸⁸.

220. En su último escrito, OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, los Demandantes presentaron el siguiente petitorio:

“que el Tribunal dicte un laudo a su favor y en contra del Reino de España como sigue:

(a) DECLARE que el Reino de España ha infringido el Artículo 10(1) del TCE; y

(b) ORDERE al Reino de España que:

(i) pague a los Demandantes una indemnización por todas las pérdidas sufridas como resultado de los incumplimientos del TCE por parte de España, en la cantidad especificada para cada uno de los Demandantes en la presente comunicación; y

(ii) pague a los Demandantes los intereses previos y posteriores a la concesión hasta que se efectúe el pago total de la adjudicación; y

(iii) pague los costes de este arbitraje, incluidos los honorarios y gastos del Tribunal, los honorarios y gastos del PCA, los honorarios y gastos relativos a la representación legal de los Demandantes, y los honorarios y gastos de cualquier perito designado por los Demandantes, más los intereses;

(c) CONCEDA la demanda de elevación de impuestos de conformidad con cualquiera de las opciones enumeradas en el párrafo 189 anterior;

(d) CONCEDA cualquier otra medida que el Tribunal considere apropiada⁸⁹.

B. PETITORIO DE LA DEMANDADA

221. En su Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, la Demandada presentó el siguiente petitorio:

“España solicita respetuosamente a este Tribunal:

a) Que desestime las reclamaciones formuladas por los Demandantes con respecto al fondo sobre la base que España ha incumplido con el TCE; y

b) Asimismo, que desestime las pretensiones de restitución e indemnización formuladas en el párrafo 661 de la Contestación de las Demandantes;

⁸⁸ Réplica, párrafo 661. Ver también Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 352 (solicitando “que el Tribunal dicte una Sentencia a su favor y contra el Demandado como se ha establecido en la Réplica”); Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 106 (solicitando “que el Tribunal dicte una Sentencia a su favor como se ha establecido en la Réplica”).

⁸⁹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes , párrafo 386.

c) Que condene a los Demandantes a abonar los costes y gastos derivados de este arbitraje, incluidas las tasas administrativas incurridas por la CPA, los honorarios de los árbitros y los honorarios de los representantes legales de España, sus peritos y asesores, incluyendo los intereses desde la fecha en que dichos costes fueron incurridos hasta la fecha en que su pago sea efectivo; y

d) Que desestime todas y cada una de las pretensiones formuladas por los Demandantes y referidas bien en el párrafo 505 de su Demanda Ampliada o bien en el párrafo 661 de su Contestación, o formuladas posteriormente en el transcurso de este procedimiento⁹⁰.

222. En su escrito final, OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, la Demandada presentó el siguiente petitorio:

“Por lo expuesto en el cuerpo del presente escrito, España solicita respetuosamente al Tribunal que:

a) Desestime todas y cada una de las pretensiones de los Demandantes;

b) En consecuencia, desestime todas las reclamaciones de responsabilidad y ponga fin al procedimiento;

c) Condene a los Demandantes al pago de todos los costes y gastos derivados del presente arbitraje, incluidos los gastos administrativos incurridos por la CPA, los honorarios de los árbitros y los honorarios de sus representantes legales en España, sus peritos y asesores, incluidos los intereses desde la fecha en la que se generaron dichos gastos y hasta la fecha de su pago efectivo⁹¹.

223. En las siguientes secciones, el Tribunal resume las posiciones de las Partes con respecto a la Demanda Principal y la Demanda Alternativa (respectivamente secciones V.A y V.B).

V. LAS POSICIONES DE LAS PARTES

224. Como cuestión general, el Tribunal apunta que las posiciones de las Partes atravesaron múltiples rondas de escritos y han evolucionado significativamente durante el transcurso del procedimiento. Además, las Partes no siempre correlacionan sus argumentos y defensas con los de la otra parte. Dadas las circunstancias, el Tribunal ha organizado las secciones siguientes de la manera que considera que mejor refleja las posiciones de Partes. Cuando corresponde, se incluyen detalles adicionales sobre las posiciones de las Partes en el análisis del Tribunal.

⁹⁰ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 380. Ver también Dúplica, párrafos 1196-1197.

⁹¹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 427. Ver también Dúplica sobre *Quantum*, párrafo 319; Contestación sobre *Quantum*, párrafo 155.

225. La sección V.A se refiere a las posiciones de las Partes con respecto a la Demanda Principal, mientras que la sección V.B presenta sus posiciones respecto a la Demanda Alternativa.

A. LA DEMANDA PRINCIPAL

1. La posición de los Demandantes

a. *Resumen general*

226. Los Demandantes invocan “seis violaciones independientes” de las obligaciones de la Demandada en virtud del Artículo 10 del TCE:

- a. España no les ofreció “trato justo y equitativo” (“TJE”). El reclamo por incumplimiento de la disposición relativa al TJE se basa en tres violaciones distintas, a saber: (i) violación de las expectativas legítimas; (ii) medidas irrazonables, arbitrarias y desproporcionadas; y (iii) falta de transparencia (7(a), (c) and (d));
- b. España no logró “crear condiciones estables, equitativas, favorables y transparentes para [...] los Inversores” (7(b));
- c. España perjudicó las inversiones de las Demandantes con sus “medidas exorbitantes discriminatorias” (7(e));
- d. España no garantizó que las inversiones de las Demandantes recibieran “la más constante protección y seguridad” (7(f)).

b. *Inversión en Generación de Energía FV*

227. Los Demandantes afirman que durante muchos años la tecnología FV ha sido una opción de ER atractiva pero costosa⁹². En los últimos años, los Estados Miembros de la UE han aplicado incentivos económicos apoyados por el gobierno, también conocidos como “planes estatales de apoyo”, para promover el uso de ER reduciendo sus costes, aumentando el precio de venta o de otro modo aumentando el volumen de energía vendida⁹³. Según los Demandantes, dados los costes iniciales de la

⁹² Escrito de Demanda Modificado, párrafo 63.

⁹³ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 64.

producción de energía FV, no habría inversión en este sector sin incentivos de inversión⁹⁴.

228. Los Demandantes explican que los Estados utilizan varios mecanismos de apoyo diferentes para alentar la inversión en la generación de ER. Uno de los mecanismos más importantes de este tipo es la FIT, que constituye esencialmente una tarifa fija establecida por encima de los índices normales del mercado⁹⁵. Las FIT ofrecen una tarifa garantizada a largo plazo, lo que permite recuperar inversiones con altos costes iniciales⁹⁶. Si bien se prevé que los sistemas de FIT se vayan adaptando a medida que disminuyen los costes de inversión, dichos ajustes solo pueden concernir nuevas inversiones, que aprovechan los menores costes de inversión⁹⁷.
229. Los Demandantes explican además que la naturaleza de uso intensivo de capital que implica el desarrollo de plantas de FV por lo general requiere que los inversores reúnan abundante cantidad de deuda a largo plazo, o financiación de proyectos, para financiar sus inversiones. En la financiación de proyectos, los prestatarios pueden depender de un ingreso constante que habrá de generar el bien durante un periodo prolongado de tiempo para cubrir la deuda. Esta dependencia es particularmente importante dada la naturaleza sin opción de reclamo de los acuerdos de financiación de proyectos. Los Demandantes alegan que la mayoría de las instalaciones de los Demandantes utilizaron financiación de proyectos para su desarrollo⁹⁸.

c. Antecedentes del Sector Eléctrico de España

230. Los Demandantes explican que la Ley del Sector Eléctrico de 1997 otorgaba a los generados en Régimen Especial acceso prioritario a la red española de transmisión y distribución. Esto implicaba que los generadores en régimen ordinario no podían vender su energía eléctrica a la red de distribución hasta que los generadores en Régimen Especial hubieran vendido toda la suya⁹⁹. Los Demandantes plantean que

⁹⁴ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 66.

⁹⁵ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 69.

⁹⁶ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 73.

⁹⁷ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 74.

⁹⁸ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 72, 227-233.

⁹⁹ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 88, en relación con Ley del Sector Eléctrico de 1997, **Anexo C-16**, Artículo 30.2(b).

para ellos esa prioridad de acceso era una de las atracciones claves del marco regulatorio de España¹⁰⁰.

231. Las Demandantes además sostienen que los esfuerzos activos de España para atraer inversiones extranjeras en ER fueron el producto de (i) obligaciones vinculantes de la UE para cumplir con las metas de consumo de ER establecidas en particular por la CMNUCC y el Protocolo de Kioto, y (ii) el objetivo del nuevo Gobierno de presentar a España como líder global en energía verde. También señalan que España no pone en disputa que sus compromisos internacionales eran un propulsor clave detrás de sus acciones para promover y alentar inversiones en instalaciones de generación de ER, incluyendo plantas FV¹⁰¹.
232. En particular, entre los instrumentos de la UE que los Demandantes alegan que requerían que España llegara a ciertos objetivos de ER, los Demandantes mencionan la Directiva UE 2001 para la Promoción del Uso de Energía a partir de Recursos Renovables (La “Directiva de Energía Renovable de 2001”)¹⁰²; diversos informes y comunicaciones de la Comisión Europea¹⁰³; y la Directiva de 2009 sobre la promoción y uso de energía de fuentes renovables, que enmendó y posteriormente derogó las Directivas 2001/77/EC y 2003/30/EC (la “Directiva de Energía Renovable de 2009”)¹⁰⁴.
233. Los Demandantes sostienen que la obligación de España exigida por la UE con respecto al aumento de la capacidad de ER fue abrazada con entusiasmo por el Gobierno del Primer Ministro Zapatero que asumió el poder en 2004¹⁰⁵. Esto no fue solamente debido a que el Gobierno quería cumplir con su obligación ante la UE sino porque España veía la producción de ER como un modo de transformar su economía,

¹⁰⁰ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 88.

¹⁰¹ Réplica, párrafo 32 ss.

¹⁰² Escrito de Demanda Modificado, párrafos 105-115, en relación con la Directiva 2001/77/EC del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, **Anexo C-2**.

¹⁰³ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 116-117, en relación con la Comunicación de la Comisión, Apoyo a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, COM(2005) 627, **Anexo C-24**; Comunicación de la Comisión al Consejo y el Parlamento Europeo, COM (2006) 848, Programa de trabajo de las fuentes de energía renovables, **Anexo C-33** y Comunicación de la Comisión, COM (2008) 772, Eficiencia energética: alcanzar el objetivo del 20%, **Anexo C-93**.

¹⁰⁴ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 119-121.

¹⁰⁵ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 122-130.

reduciendo su dependencia del suministro extranjero de energía, convirtiéndose en una exportadora neta de energía, y creando puestos de trabajo. En consecuencia, la política económica del nuevo Gobierno se centró en la construcción de una infraestructura ecológica, y la creación de puestos de trabajo relacionados con la ecología¹⁰⁶. En desarrollo de esta política, el Gobierno se dedicó a ofrecer a los inversores incentivos para aumentar la capacidad de ER.

234. Contra este telón de fondo, según argumentan los Demandantes, el 12 de marzo de 2004, España sancionó el RD 436/2004¹⁰⁷. Según los Demandantes, el RD 436/2004 introdujo por primera vez un sistema de incentivos basado en una FIT de por vida, reemplazando el programa anterior, que establecía que la ER se podía vender a precios de mercado más una prima¹⁰⁸. Los Demandantes aducen que España “introdujo una disposición de estabilización orientada a crear la estabilidad deseada que era necesaria para atraer las inversiones”¹⁰⁹. Dicho esto, los Demandantes especifican que la FIT del RD 436/2004 originalmente estaba sujeta a las fluctuaciones vinculadas a los cambios en las tarifas al consumidor, lo que implicaba una falta de previsibilidad, y llevaba a su vez a una falta de inversión¹¹⁰. Este defecto fue remediado en 2006, a través del “congelamiento” de la tarifa al consumidor en virtud del Real Decreto Ley N.º 7/2006¹¹¹. Sin embargo, ni siquiera estas acciones generaron el nivel esperado de inversión¹¹². Se hizo necesario, por lo tanto, considerar mejoras en los incentivos brindados.
235. Según los Demandantes, el marco para estas mejoras se estableció en el Plan para Promoción de Energías Renovables en España 2005-2010 o “PER 2005-2010”, preparado en 2005 por el *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía* (“IDAE”), una entidad asesora del gobierno que depende del Ministerio de Industria¹¹³. El PER 2005-2010 brindaba recomendaciones para aumentar aún más la inversión en

¹⁰⁶ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 124.

¹⁰⁷ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 131; RD N.º 436/2004, **Anexo C-19**.

¹⁰⁸ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 133-135, con referencia al RD 436/2004, **Anexo C-19**, Artículo 22.

¹⁰⁹ Réplica, párrafo 36, en relación particularmente al RD 436/2004, **Anexo C-19**, Artículo 40.3.

¹¹⁰ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 136.

¹¹¹ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 137.

¹¹² Escrito de Demanda Modificado, párrafo 138; Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 71.

¹¹³ PER 2005-2010, **Anexo C-3**.

ER, y especialmente en el sector FV, a la luz de los malos resultados obtenidos bajo el RD 436/2004. Después de analizar las barreras para el desarrollo de FV, el PER 2005-2010 recomendaba que las reguladoras españolas de electricidad mantuvieran la retribución regulada para instalaciones FV; continuaran otorgando dicha retribución durante la vida operativa de una instalación FV con el objetivo de atraer financiamiento de proyectos, y que España aumentara los objetivos de capacidad instalada de FV en 363 MW adicionales (desde el objetivo de 135 MW fijado bajo el RD 436/2004)¹¹⁴. Los Demandantes alegan que el PER 2005-2010 demuestra que España sabía que el desarrollo del sector FV requeriría un flujo de caja estable a largo plazo a través de la FIT.

236. Según afirman los Demandantes, el RD 661/2007 tiene sus raíces en estas recomendaciones¹¹⁵.

d. *El RD 661/2007 y las expectativas legítimas de los Demandantes con respecto a su aplicación continua en el tiempo*

237. Los Demandantes plantean que, al sancionar el RD 661/2007, España estaba implementando las recomendaciones contenidas en el PER 2005-2010 y buscando inducir mayores inversiones en su sector de ER, dado que los regímenes anteriores no habían logrado atraer suficientes inversiones¹¹⁶. La sanción del RD 661/2007 marcó un cambio en cuanto a los incentivos ofrecidos en el RD 436/2004¹¹⁷.

238. Los Demandantes alegan que realizaron sus inversiones confiando en los incentivos contenidos en el RD 661/2007. En particular, esperaban tener el derecho a vender toda la energía eléctrica producida por sus plantas FV a la FIT prevista en el RD 661/2007. Además, debido al expreso “compromiso de estabilización” contenido en el Artículo 44.3 del RD 661/2007, los Demandantes además esperaban que cualquier cambio futuro al régimen de la FIT solo se aplicaría a nuevas instalaciones y no a las habilitadas bajo el RD 661/2007.

i. *El RD 661/2007 confirió un derecho económico a los Demandantes*

239. Los Demandantes sostienen que el RD 661/2007 otorgó a las instalaciones FV habilitadas un “derecho económico inmutable” a, entre otros, una prima fija indexada

¹¹⁴ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 139-148.

¹¹⁵ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 139, 149.

¹¹⁶ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 71-72.

¹¹⁷ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 131.

por inflación para toda la energía eléctrica generada por sus instalaciones FV durante toda su vida operativa¹¹⁸. Argumentan que, al comentar sobre el borrador de RD 661/2007, la Comisión Nacional de Energía (“CNE”) había enfatizado la importancia de la “estabilidad regulatoria para recuperar las inversiones, manteniendo tarifas reguladas durante la vida operativa de las instalaciones existentes (con un mecanismo transparente de ajustes anuales)”¹¹⁹.

240. Una vez registrada una Planta FV ante el RAIPRE a través de la Comunidad Autónoma correspondiente del lugar de su emplazamiento dentro de un periodo de un año (es decir, antes del 29 de septiembre de 2008), tenía el derecho a recibir todos los incentivos económicos del RD 661/2007, incluyendo, especialmente la FIT¹²⁰. Los Demandantes sostienen que cada una de las plantas individuales de los Demandantes recibió una resolución del gobierno confirmando su derecho específico a la FIT del RD 661/2007, un hecho que no disputa España¹²¹.
241. Los Demandantes también argumentan que el RD 661/2007 no fijó ningún límite a las cantidades de energía eléctrica a las que les correspondía la FIT. La FIT correspondía durante toda la vida operativa de la planta, es decir, 25-40 años¹²². Específicamente, cada planta recibiría la FIT a una tasa particular dependiendo de su capacidad durante

¹¹⁸ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 149-150.

¹¹⁹ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 83, citando el Comisión Nacional de Energía, Informe 3/2007, de 14 de febrero de 2007, relativo a la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y determinadas instalaciones de tecnologías asimilables del régimen ordinario, **Anexo R-62**, p. 25.

¹²⁰ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 157-158. Ver también Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 99-101, en relación con RD 661/2007, **Anexo C-35**, Artículo 17, titulado “Derechos de los productores en régimen especial”, que establece que “[e] derecho a la percepción de la tarifa regulada, o en su caso, prima, estará supeditada a la inscripción definitiva de la instalación en el Registro de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas, con anterioridad a la fecha límite establecida en el artículo 22”. Los Demandantes señalan además que el Artículo 17 del RD 661/2007 solo supedita los derechos allí establecidos al Artículo 30.2 de la Ley del Sector Eléctrico, y no al Artículo 30.4 (en el cual, sostienen los Demandantes, se ampara España para justificar los cambios basados en el concepto de rentabilidad razonable). Ver Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 101.

¹²¹ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 106; Réplica, párrafo 38.

¹²² Escrito de Demanda Modificado, párrafo 63.

los primeros 25 años de operación. A partir de entonces, la FIT continuaría a una tasa menor durante la vida restante de la planta¹²³. El régimen bajo el RD 661/2007 también implicaba que los distribuidores de energía eléctrica debían comprar toda la energía eléctrica producida por las instalaciones FV a la FIT, las que por ende tendrían prioridad sobre los productores en el régimen ordinario¹²⁴. Lo que es más importante, si bien los Demandantes reconocen que el RD 661/2007 no preveía una tarifa perpetua, insisten que todo ajuste tarifario habría de aplicarse solo a nuevas inversiones¹²⁵.

242. Los Demandantes hacen hincapié en el hecho de que ninguno de ellos hubiera realizado las inversiones si hubieran creído que el marco de inversión FV estuviera sujeto a cambios que pudieran afectar a las inversiones existentes¹²⁶.
243. Según lo que sostienen los Demandantes el RD 661/2007 confería a las instalaciones debidamente registradas un derecho garantizado que comprendía “(i) la capacidad de vender toda la producción eléctrica de unas instalaciones; (ii) a un precio fijo de Tarifa Regulada [FIT]; (iii) facturado y cobrado con periodicidad mensual; (iv) con revisión anual de la inflación; (v) durante toda la vida útil de la instalación; (vi) sin revisión ni modificación alguna del plazo o Tarifa Regulada”¹²⁷. Esto queda claro en el texto del decreto¹²⁸; en el hecho de que otorgaba a las instalaciones FV habilitadas una FIT durante toda la vida de la instalación¹²⁹; en los beneficios que brindaba a las instalaciones habilitadas; y en el hecho de que el proceso de revisión para las FIT del RD 661/2007 comenzaría en 2010, sin afectar a las instalaciones que ya contaban con certificados del RAIPRE oportunamente otorgados¹³⁰. Además, el Artículo 44.1 del RD 661/2007 establecía un mecanismo para actualizar la FIT con el objetivo de tomar en cuenta la inflación¹³¹.

¹²³ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 161.

¹²⁴ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 163.

¹²⁵ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 164-166; Réplica, párrafos 41-42.

¹²⁶ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 219.

¹²⁷ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 169.

¹²⁸ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 171(a), con referencia al RD 661/2007, **Anexo C-35**, Artículo 17.

¹²⁹ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 171(b), con referencia al RD 661/2007, **Anexo C-35**, Artículo 36.

¹³⁰ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 171(c), con referencia al RD 661/2007, **Anexo C-35**, Artículo 44.3.

¹³¹ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 162, con referencia al RD 661/2007, **Anexo c-35**, Artículo 44.1.

244. Los Demandantes han enfatizado la relevancia de dos disposiciones del RD 661/2007, el Artículo 22 (*infra* en ((a)) y el Artículo 44.3 (*infra* en (b)). También han manifestado que el RD 1578/2008, una normativa emitida después del RD 661/2007, reforzó sus expectativas y confirmó que España compartía esas expectativas en ese momento (*infra* en (c)).

(a) El “periodo de tarifa” del Artículo 22

245. Los Demandantes indican que el RD 661/2007 no tenía la intención de aplicar las FIT del Artículo 36 a todas las instalaciones futuras. En cambio, de conformidad con el Artículo 22, en cuanto se alcanzara el 85% del objetivo de producción de cualquier grupo o subgrupo de energía, el Secretario General de Energía debía fijar un periodo dentro del cual las instalaciones debían obtener la inscripción definitiva ante el RAIPRE para que les correspondiesen las tarifas del RD 661/2007. Este periodo de inscripción no podía ser inferior a 12 meses¹³². El Secretario General de Energía emitió la resolución el 29 de septiembre de 2007, confirmando que las FIT consignadas en el RD 661/2007 serían de aplicación toda vez que se hubiera registrado un establecimiento antes del 29 de septiembre de 2008, es decir, la finalización del periodo de tarifa¹³³.

246. Para los Demandantes, el Artículo 22 carecería de sentido de tener España la libertad de cambiar posteriormente la FIT con respecto a las instalaciones existentes. Asimismo, no tendría ningún propósito que el Secretario General fijara una fecha final de inscripción bajo el RD 661/2007¹³⁴.

(b) Interpretación del Artículo 44.3

247. Los Demandantes citan además el Artículo 44.3 del RD 661/2007 (reproducido anteriormente en el párrafo 194) para apoyar su argumento de que el régimen de FIT

¹³² Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 95.

¹³³ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 95-97, en relación con la Resolución de la Secretaría General de Energía, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (publicado el 29 de septiembre de 2007), **Anexo R-25**. Ver también Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 97, en relación con el Informe de la CNE, **Anexo C-505**, que señala (en la pág. 3) (versión en español) que “el Secretario General emitió Resolución estableciendo que se mantenía la tarifa regulada vigente para las instalaciones fotovoltaicas con inscripción definitiva anterior al 30 de septiembre de 2008”.

¹³⁴ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 98.

previsto en el RD 661/2007 no estaba sujeto a cambios con respecto a las inversiones existentes.

248. Por ende, sostienen los Demandantes, se realizaría una revisión de las FIT en 2010, al finalizar el periodo de planificación dispuesto en el PER 2005-2010 cuando España preveía que alcanzaría sus metas de capacidad, y a partir de entonces cada cuatro años. El éxito del RD 661/2007 promocionando inversiones en el sector FV llevó a que dicha revisión se realizara en 2008¹³⁵. Sin embargo, el Artículo 44.3 del RD 661/2007 dejaba en claro que las modificaciones surgidas de estas revisiones no serían de aplicación a las instalaciones existentes¹³⁶.
249. Los Demandantes también señalan que en 2010 la misma CNE entendió que esta disposición “contiene uno de los criterios más relevantes para la normativa actual del Régimen Especial en relación con la certidumbre legal y la estabilidad del régimen económico”¹³⁷. Además, la CNE señaló que era necesario fijar incentivos económicos considerando los costes de la tecnología instalada¹³⁸. En consecuencia, propuso una reducción de la tarifa para las instalaciones FV nuevas. Sin embargo, según los Demandantes, España posteriormente abandonó este proceso de revisión implementando las Medidas en Disputa¹³⁹.
250. Los Demandantes se oponen al argumento de España en la Audiencia sobre Responsabilidad con respecto a que “España continuaría con el 44.3 mientras que la

¹³⁵ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 164.

¹³⁶ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 165, en relación con el RD 661/2007, **Anexo C-35**, Artículo 44.3.

¹³⁷ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 85 (traducción de los Demandantes), en relación con el Informe de la CNE titulado “Informe a la propuesta de real decreto por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos al Régimen Especial” de 14 de septiembre de 2010, **Anexo R-320**, pág. 24 (“recoge uno de los criterios más relevantes de la regulación vigente del régimen especial, en relación a la seguridad jurídica y la estabilidad del régimen económico”).

¹³⁸ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 119, en relación con el Informe de la CNE titulado “Informe a la propuesta de real decreto por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos al Régimen Especial” de 14 de septiembre de 2010, **Anexo R-320**, pág. 11, donde la CNE señaló que “[c]onforme a la regulación vigente (artículo 44.3 del Real Decreto 661/2007), durante el año 2010 se han de establecer los incentivos económicos aplicables a las nuevas instalaciones en marcha a partir de 2012, considerando entre otros, los costes asociados a cada tecnología de generación”.

¹³⁹ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 120.

ley en el que está contenido estuviese en vigor, pero el Real Decreto 661 puede ser modificado o revocado, en cuyo caso el 44.3 no sería aplicable”¹⁴⁰. Dicho enfoque dejaría sin sentido el Artículo 44.3 y básicamente constituiría una admisión de que España “atrajo fraudulentamente la inversión”¹⁴¹.

251. Además, no tendría sentido que se le permitiera a España realizar cambios “de manera extraoficial” basándose en que las revisiones no están dentro del alcance del Artículo 44.3, dado que esto iría en contra del objetivo de incluir el Artículo 44.3 en primer lugar¹⁴². Además, los Demandantes rebaten el argumento de España con respecto a que “se cerró el registro para el RD 661/2007 y nunca llegó a aplicarse la ventana de dos años para el registro en virtud del artículo 44.3, que se supone que tendría lugar en 2010” argumentando que, ya sea que la ventana tarifaria se hubiera cerrado en septiembre de 2008 o enero de 2012, los Artículos 44.3 y 22 de todos modos establecían que los cambios en la FIT no se aplicarían a las inversiones existentes¹⁴³. En cualquier caso, contrario a la alegación de España con respecto a que no ocurrió la revisión de 2010, la CNE confirmó que la revisión efectivamente ocurrió¹⁴⁴.

(c) La relevancia del RD 1578/2008

252. Es la opinión de los Demandantes que el RD 1578/2008 sancionado en septiembre 2008 confirma que sus expectativas eran legítimas y compartidas por España¹⁴⁵. De hecho, el RD 1578/2008 solo era de aplicación a las instalaciones registradas después del la ventana de plazo del 29 de septiembre de 2008.

¹⁴⁰ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 115, citando Tr. Audiencia [versión en inglés] (Leathly), 14 de marzo de 2016, en 222:1-4 (“*España sí respetaría el 44.3 en tanto en cuanto la ley en la que se enmarca se encuentre en vigor pero el RD 661 puede ser modificado o puede ser revocado, y en ese caso, el Artículo 44.3, no se aplicaría*”).

¹⁴¹ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 117.

¹⁴² Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 9.

¹⁴³ Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 11, en relación con el Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 126.

¹⁴⁴ Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 13, en relación con el Informe de la CNE titulado “Informe a la propuesta de real decreto por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos al Régimen Especial” de 14 de septiembre de 2010, **Anexo R-320**, pág. 11.

¹⁴⁵ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 144-152.

253. Las Demandantes también señalan la Disposición Adicional Quinta del RD 1578/2008 que reza:

Disposición Adicional Quinta. *Modificación de la retribución de la actividad de producción mediante tecnología fotovoltaica*

Durante el año 2012, a la vista de la evolución tecnológica del sector y del mercado, y del funcionamiento del régimen retributivo, se podrá modificar la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica¹⁴⁶.

254. Para los Demandantes, esta disposición tiene la misma “intención” que el Artículo 44.3 del RD 661/2007 tal lo confirma un informe de la CNE del 22 de octubre de 2009 en respuesta a una consulta de parte de un miembro del público¹⁴⁷.
255. Los Demandantes explican que, dado que la FIT habría de reducirse automáticamente en ciertos momentos solo para inversiones nuevas, no era necesario establecer en la Disposición Adicional Quinta que los cambios futuros no serían aplicables a las inversiones existentes. Por lo tanto, al igual que el Artículo 44.3, esa disposición buscaba brindar certidumbre a los inversores informándoles que se podría establecer un nuevo sistema de pago para FV en 2012 que afectaría a las plantas recientemente construidas registradas con posterioridad a esa fecha¹⁴⁸.

ii. ***El RD 661/2007 estaba diseñado para atraer financiamiento de terceros***

256. Los Demandantes mantienen además que el RD 661/2007 estaba diseñado para atraer financiamiento de terceros¹⁴⁹. Aseguran que esto es evidente al partir del diseño del RD 661/2007, que establecía que las instalaciones FV habilitadas serían pagadas mensualmente a través de facturas emitidas por la CNE, que luego eran pagadas por los distribuidores de energía eléctrica, lo que permitía que los inversores pudieran manejar su flujo de caja de manera predecible¹⁵⁰. El diseño de la FIT también coincidía con las necesidades de préstamos para financiación de proyectos, que por lo general tienen un plazo de 18 a 25 años¹⁵¹. Así también, el PER 2005-2010 reconocía que

¹⁴⁶ Ver Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 148, en relación con el RD 1578/2008, Disposición Adicional Quinta, **Anexo C-242**.

¹⁴⁷ Ver Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 150, en relación con la Respuesta de la CNE a una solicitud personal sobre la quinta provisión adicional de acuerdo con el RD 1578/2008. **Anexo C-574**, pág . 2 (versión en español).

¹⁴⁸ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 151-152.

¹⁴⁹ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 175-180.

¹⁵⁰ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 177.

¹⁵¹ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 178.

aproximadamente 77% de la inversión en ER se financiaría con préstamos a largo plazo de terceros prestamistas¹⁵². En resumen, el RD 661/2007 estaba “bien adaptad[o] para obtener un rendimiento sobre el capital invertido y *para atraer* la financiación necesaria para una inversión importante”¹⁵³.

iii. ***España alentó activamente las inversiones extranjeras en el sector FV y realizó repetidas manifestaciones sobre el régimen económico del RD 661/2007***

257. Además, los Demandantes sostienen que España alentó activamente la inversión extranjera en su sector FV a través de materiales publicitarios, incluyendo folletos y presentaciones en idioma inglés, enfatizando la estabilidad de su marco de inversión y la naturaleza de los incentivos de inversión que ofrecía su normativa¹⁵⁴. Los Demandantes comentaron en particular los siguientes documentos (tanto previos como posteriores a la fecha de sanción del RD 661/2007)¹⁵⁵:

- a. El folleto del 24 de mayo de 2005 titulado “*El Sol Puede Ser Suyo*”, relativo al RD 436/2004, que explicaba las ventajas de invertir en instalaciones FV, incluyendo la rentabilidad prevista (que el Gobierno estimaba en ese momento que ascendía a no menos del 15%) además de la contribución de los inversores a la economía sostenible de España¹⁵⁶;
- b. El resumen en idioma inglés del PER 2005-2010 publicado en agosto de 2005 donde se presentaban para inversores extranjeros los pasos necesarios para que España cumpliera con sus objetivos de consumo de ER¹⁵⁷;
- c. El Informe N.º 3/2007 de la CNE del 14 de febrero de 2007, emitido tres meses antes de aprobarse el RD 661/2007, haciendo hincapié en la importancia de la

¹⁵² Escrito de Demanda Modificado, párrafo 176.

¹⁵³ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 175 (énfasis en original).

¹⁵⁴ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 181-198.

¹⁵⁵ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 181-198; Réplica, párrafos 68-84.

¹⁵⁶ Réplica, párrafos 119-121, en relación con el IDAE, “El sol puede ser suyo”, 24 de mayo de 2005, **Anexo R-169**, diapositiva 43. Ver también el Escrito de Demanda Modificado, párrafo 182, que cita erróneamente al Gobierno de España, Ministerio de Industria, “El sol puede ser suyo”, 6 de junio de 2007, **Anexo C-38**.

¹⁵⁷ Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Resumen: El Plan de Energías Renovables 2005-2010 de España, agosto 2005, **Anexo C-22**.

estabilidad del régimen legal como herramienta necesaria para atraer a los inversores al sector español de ER¹⁵⁸;

- d. El comunicado de prensa del Ministerio de Industria, Energía y Turismo del 25 de mayo de 2007, tras la aprobación del RD 661/2007, indicando que, a través del RD 661/2007, “el Gobierno prim[ó] la rentabilidad y la estabilidad” y que el régimen buscaba “mejorar la retribución” comparado con el RD 436/2007¹⁵⁹. El comunicado de prensa también manifestaba que “[l]as revisiones que se realicen en el futuro de las tarifas no afectarán a las instalaciones ya puestas en marcha. Esta garantía aporta seguridad jurídica para el productor, proporcionando estabilidad al sector y fomentando su desarrollo. La nueva normativa no tendrá carácter retroactivo”¹⁶⁰.
- e. La actualización del folleto “El sol puede ser suyo” de junio de 2007, calculando un muestreo de rentabilidad para diferentes tipos de instalaciones en base a ciertas presunciones, y cuantificando la rentabilidad de esos muestreos entre 7,11% y 9,58%¹⁶¹;
- f. La presentación del 25 de octubre de 2007 por parte del subdirector del Régimen Especial de la CNE, el Sr. Luis Jesús Sánchez de Tembleque,

¹⁵⁸ CNE, Informe 3/2007 relativo a la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y de determinadas instalaciones de tecnologías asimilables del régimen ordinario, 14 de febrero de 2007, **Anexo C-311**.

¹⁵⁹ Comunicado de prensa del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio anunciando el RD 661/2007, “El Gobierno da prioridad a la rentabilidad y la estabilidad en el nuevo Real Decreto sobre energías renovables y cogeneración”, 25 de mayo de 2007, **Anexo C-565**.

¹⁶⁰ Comunicado de prensa del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio anunciando el RD 661/2007, “El Gobierno da prioridad a la rentabilidad y la estabilidad en el nuevo Real Decreto sobre energías renovables y cogeneración”, 25 de mayo de 2007, **Anexo C-565**, pág. 1.

¹⁶¹ Réplica, párrafos 122-128, en relación con IDAE, “El sol puede ser suyo”, junio de 2007, **Anexo R-170**, diapositivas 14-17. El Escrito de Demanda Modificado, párrafo 184, cita erróneamente al Gobierno de España, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, “El sol puede ser suyo”, 6 de junio de 2007, **Anexo C-38**, que es una presentación realizada por IDAE en junio de 2007, en relación con instalaciones térmicas solares (no FV).

describiendo los beneficios del marco de ER español y sus incentivos para la inversión, y señalando la necesidad de estabilidad legal¹⁶²;

- g. La presentación del 29 de octubre de 2008 por parte del vicepresidente de la CNE, Sr. Fernando Marti Scharfausen, señalando que la tarifa regulada española o el precio de mercado más la prima correspondería durante toda la “vida útil” de las plantas, y realzando la ausencia de retroactividad del RD 661/2007¹⁶³;
- h. La presentación en PowerPoint de noviembre de 2008 titulada “Oportunidades en el sector de la energía renovable en España” (la “Presentación de 2008”), redactada por InvestInSpain, la compañía estatal para la promoción y atracción de inversiones extranjeras, que llevaba el sello del Gobierno Español en la primera página, y que planteaba los beneficios del RD 661/2007 y explicaba que su “[s]istema de primas [estaba] garantizado”¹⁶⁴;
- i. La presentación en PowerPoint de noviembre de 2009 realizada conjuntamente por InvestinSpain – Ministerio de Industria, Turismo y Comercio titulada “Marco jurídico para las energías renovables en España” (la “Presentación de 2009”), elogiando las fortalezas y estabilidad del marco regulatorio de ER en España, incluyendo la reafirmación de la importancia del Artículo 44(3)¹⁶⁵;
- j. La respuesta de la CNE el 22 de octubre de 2009 ante una consulta de un productor FV con respecto a la aplicación de la cláusula de estabilización que aparece en el Artículo 44.3 del RD 661/2007, a la luz del régimen legal introducido por el RD 1578/2008, donde la CNE consideró que, si bien el RD 1578/2008 preveía una posible modificación futura de la retribución de las instalaciones FV, dichos cambios no podrían realizarse de manera retroactiva,

¹⁶² Presentación de la CNE sobre la Regulación de las energías renovables del 25 de octubre de 2007, **Anexo C-50**.

¹⁶³ Presentación de la CNE, “Marco regulatorio y jurídico para las energías renovables”, 29 de octubre de 2008, **Anexo C-570**, págs. 11, 27.

¹⁶⁴ Manuel García, *Opportunities in Renewable Energy in Spain (Oportunidades en el sector de la energía renovable en España)*, noviembre de 2008, Presentación de PowerPoint publicada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España, **Anexo C-91**.

¹⁶⁵ *Legal Framework for Renewable Energies in Spain* (“Marco legislativo de las energías renovables en España”), noviembre de 2009, Presentación en PowerPoint publicada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España, **Anexo C-92**.

de conformidad con las disposiciones de estabilización del Artículo 44.3 del RD 661/2007¹⁶⁶;

- k. La presentación de la CNE realizada en febrero de 2010 por el Sr. Fernando Marti Scharfausen, que confirmaba que el RD 661/2007 brindaba una “garantía jurídica” a los inversores con respecto a que no se realizaron cambios retroactivos¹⁶⁷.

258. Estos documentos, según argumentan los Demandantes, reflejan la opinión de la misma España con respecto a que el RD 661/2007 se aplicaría a todas las instalaciones habilitadas durante toda la vida útil de las plantas y los cambios, en caso de hacerse, no afectarían a las instalaciones existentes¹⁶⁸. Como tal, estos documentos constituían un aseguramiento adicional que contribuyó a las expectativas de los Demandantes de que no se producirían cambios en el marco regulatorio de España para la inversión FV¹⁶⁹. Los Demandantes también enfatizan que ninguno de estos documentos, presentaciones o folletos contenía ninguna exención de responsabilidad¹⁷⁰.

259. Finalmente, los Demandantes argumentan que, al efectuar sus inversiones en el sector FV, también confiaron en la reputación de España como lugar seguro para invertir, dado que España era un país de Europa Occidental y un Estado Miembro de la UE con antecedentes de haber protegido las inversiones extranjeras¹⁷¹.

e. *Inscripción de las instalaciones FV de los Demandantes*

260. Los Demandantes sostienen que el RD 661/2007 fue tan exitoso que en poco tiempo la tecnología FV instalada superaba largamente los objetivos fijados por el PER 2005-2010 y el objetivo de 371 MW previsto en el RD 661/2007. Agregan que, como resultado directo del RD 661/2007, España alcanzó el umbral de 85% en cuestión de meses, en agosto 2007. En consecuencia, España anunció el 27 de septiembre de

¹⁶⁶ Respuesta de la CNE a una solicitud personal sobre la quinta provisión adicional de acuerdo con el RD 1578/2008, 22 de octubre de 2009, **Anexo C-574**.

¹⁶⁷ Réplica, párrafos 80-81, en relación con la Presentación de la CNE, “La regulación de la energía renovable en España”, febrero de 2010, **Anexo C-578**, diapositiva 29 (página 8 de la traducción al español de los Demandantes).

¹⁶⁸ Réplica, párrafo 68.

¹⁶⁹ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 198.

¹⁷⁰ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 197.

¹⁷¹ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 199-204.

2007 que el plazo para las inscripciones requeridas por el RD 661/2007 expiraría el 29 de septiembre de 2008¹⁷².

261. Finalmente, los Demandantes están de acuerdo con España con respecto a que el anuncio del 27 de septiembre de 2007 puso en marcha una “carrera” que motivaba a los inversores a invertir en el Sector FV antes de la mencionada fecha de vencimiento. Según los Demandantes, las implicancias obvias de dicha “carrera” es que “todo[] el mercado, incluso todos los inversores razonables, comprendieron que las instalaciones que cumplían con el plazo [...] se basarían en el derecho a recibir la tarifa regulada del RD 661/2007”¹⁷³.

f. Las Medidas en Disputa

262. Los Demandantes afirman que España frustró sus legítimas expectativas con respecto a que el régimen del RD 661/2007 permanecería estable al sancionar varias medidas que restringían los incentivos bajo el RD 661/2007 y luego los eliminaba por completo.

i. Las Medidas de 2010

(a) RD 1565/2010

263. Los Demandantes argumentan que el RD 1565/2010¹⁷⁴ eliminaba el derecho de las instalaciones FV a recibir la FIT durante toda su vida útil, limitando la FIT a los primeros 25 años de operación¹⁷⁵. Esto redujo sustancialmente los ingresos que los inversores podrían haber obtenido según lo que prometía el RD 661/2007. Además, el RD 1565/2010 auguraba una nueva era de inestabilidad regulatoria y fue la primera indicación de que España habría de ignorar las promesas claves que le había hecho a los inversores al promover su régimen de FIT¹⁷⁶.

264. Los Demandantes rechazan el argumento formalista de España con respecto a que el RD 1565/2010 no infringe la redacción literal del Artículo 44.3 del RD 661/2007 dado que esta última cláusula se refiere a “las revisiones de este subapartado de la tarifa regulada” y no a una revisión del tiempo durante el cual correspondería aplicar la

¹⁷² Escrito de Demanda Modificado, párrafos 205-212.

¹⁷³ Réplica, párrafo 44.

¹⁷⁴ RDL 1565/2010, **Anexo C-152**.

¹⁷⁵ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 246.

¹⁷⁶ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 38.

tarifa¹⁷⁷. Reducir la cantidad de años durante los cuales aplica una tarifa tiene el mismo efecto económico que reducir la tarifa en sí¹⁷⁸.

(b) RDL 14/2010

265. Los Demandantes sostienen que el RDL 14/2010¹⁷⁹ estableció dos limitaciones separadas para la cantidad de horas durante las cuales las instalaciones FV podrían acceder a la FIT del RD 661/2007¹⁸⁰.
266. En primer lugar, el RDL 14/2010 colocó una limitación transitoria que duró desde el 1 de enero de 2011 hasta fines del año 2013¹⁸¹. Los Demandantes alegan que esto constituyó un cambio drástico, dado que bajo el RD 661/2007, una instalación FV recibía el pago por el total de su producción eléctrica durante todo el año natural¹⁸². Esa limitación transitoria tampoco tomaba en cuenta las diferencias regionales, lo que llevaba a un impacto desproporcionado sobre las plantas FV más eficientes ubicadas en regiones más soleadas¹⁸³. Una vez que una instalación FV alcanzaba su limitación anual, debía vender su producción adicional a la red de distribución de energía eléctrica a precios del mercado, al igual que los generadores convencionales de energía en el régimen ordinario (aunque todavía tenían prioridad de despacho)¹⁸⁴.
267. En segundo lugar, a su vencimiento en el año 2013, la limitación transitoria fue reemplazado por una limitación permanente para el resto de la FIT habilitada para la instalación FV (que se extendió a 28 años bajo el RDL 14/2014 y a 30 años bajo la Ley 2/2011)¹⁸⁵.
268. Los Demandantes alegan que, mientras se aplicaba la limitación transitoria del RDL 14/2010, ellos experimentaron una marcada reducción en la producción de energía eléctrica elegible para la FIT. Como consecuencia, cayeron sus flujos de caja y aumentó la incertidumbre en relación a las inversiones¹⁸⁶. Los Demandantes rechazan

¹⁷⁷ Réplica, párrafo 218, en relación con el Escrito de Contestación, párrafos 330-331.

¹⁷⁸ Réplica, párrafo 219.

¹⁷⁹ RDL 14/2010, **Anexo C-154**.

¹⁸⁰ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 251-270.

¹⁸¹ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 252.

¹⁸² Escrito de Demanda Modificado, párrafo 253.

¹⁸³ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 256.

¹⁸⁴ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 257.

¹⁸⁵ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 258.

¹⁸⁶ Escrito de Demanda, párrafos 266-267, en relación con el Segundo Informe Pericial de Brattle, párrafos 67, 72.

el argumento de España con respecto a que, debido a que el PER 2005-2010 contenía estimaciones de la cantidad de horas operativas para las instalaciones FV (sobre cuya base España determinó la FIT), los inversores FV deberían razonablemente haber previsto que podría haber una reducción del número de las horas operativas para las cuales les hubiera correspondido la FIT¹⁸⁷. Sostienen que la FIT según el RD 661/2007 se aplicaba a cada kilovatio hora de energía eléctrica y no solo para las horas estimadas en el PER 2005-2010 (sobre el cual se basaba la FIT)¹⁸⁸.

269. Los Demandantes mantienen, además, que, a través de una serie de normativas, incluyendo el RDL 14/2010, España reconoció el daño que había causado a los inversores FV e intentó compensarles por ese daño, lo que, sin embargo, no fue efectivo¹⁸⁹. Para los Demandantes, estos intentos de compensación sirvieron para subrayar la gravedad de las medidas perjudiciales aprobadas por España en el RDL 14/2010, además de la irracionalidad de sus acciones regulatorias aparentemente improvisadas y arbitrarias¹⁹⁰.
270. Los Demandantes señalan el RDL 14/2010 prorrogaba el derecho de acceso por parte de las instalaciones FV a la FIT correspondiente según el RD 661/2007 de 25 a 28 años¹⁹¹. La prórroga de tres años era a la tarifa FIT original, más alta, pero también sujeta a las limitaciones permanentes¹⁹². La posición de los Demandantes es que España de este modo reintegraba una pequeña porción de lo que había quitado al sancionar el RD 1565/2010¹⁹³.
271. Además, según señalan los Demandantes, la Ley de Economía Sostenible (es decir, la Ley 2/2011) prolongó aún más el derecho a la FIT en dos años hasta un total de 30 a una tarifa FIT más alta (pero también sujeta a la limitación horaria permanente)¹⁹⁴. Esta ley también extendía los préstamos blandos o líneas de liquidez para el crédito a

¹⁸⁷ Réplica, párrafos 224-227, en relación con el Escrito de Contestación, párrafo 342.

¹⁸⁸ Réplica, párrafo 227.

¹⁸⁹ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 271-277.

¹⁹⁰ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 271.

¹⁹¹ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 272-273, en relación con el RDL 14/2010, **Anexo C-154**, preámbulo.

¹⁹² Escrito de Demanda Modificado, párrafo 261.

¹⁹³ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 273.

¹⁹⁴ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 274, en relación con la Ley de Economía Sostenible, **Anexo C-164**, Disposición Final 44 (enmendando la Disposición Final Primera del RDL 14/2010) (referido por los Demandantes como “Primera cláusula de las Disposiciones Finales”).

través del *Instituto de Crédito Oficial* (“ICO”), reconociendo así que las Medidas del año 2010 habían tenido un impacto negativo en la financiación obtenida por los inversores PV¹⁹⁵.

(c) Conclusión sobre las Medidas de 2010

272. Los Demandantes sostienen que las Medidas de 2010 tuvieron un impacto directo en los flujos de caja de sus plantas y, por ende, en su capacidad de amortizar la deuda. Además, ocasionaron una reducción del valor y potencial valor de reventa de los activos de los Demandantes.

ii. **Ley 15/2012**

273. El 27 de diciembre de 2012, España sancionó la Ley 15/2012, imponiendo una tasa del 7% sobre los ingresos obtenidos por generadores, ya sea renovables o no¹⁹⁶.

274. Los Demandantes sostienen que, aunque “no están presentando reclamaciones con respecto a los daños sufridos como consecuencia de la tasa del 7%”, esta medida forma “parte de los antecedentes de hecho del litigio, ofreciendo detalles adicionales al conjunto de medidas a las que los inversores fotovoltaicos estuvieron sujetos durante los últimos años”¹⁹⁷.

275. En la opinión de los Demandantes, este impuesto del 7% equivale a un recorte tarifario encubierto para las instalaciones de ER y constituye una limitación adicional al régimen establecido en el RD 661/2007. Como tal, no se puede considerar una medida fiscal de buena fe de aplicación general¹⁹⁸. El hecho de que el gravamen sea en realidad un recorte tarifario presentado en forma de “impuesto” se ve confirmado por declaraciones del entonces Ministro de Industria, José Manuel Soria¹⁹⁹.

¹⁹⁵ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 275, en relación con la Ley de Economía Sostenible, **Anexo C-164**, Disposición Final 45.

¹⁹⁶ Ley 15/2012 del 27 de diciembre de 2012, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (publicada el 28 de diciembre de 2012) (“Ley 15/2012”), **Anexo C-300**.

¹⁹⁷ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 239.

¹⁹⁸ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 236; Réplica, párrafo 229.

¹⁹⁹ Réplica, párrafos 230-233, en relación con Patricia Carmona y Javier Mesones, Entrevista con el Ministro de Industria, Energía y Turismo, *La Gaceta*, 14 de octubre de 2012, **Anexo C-422**; “Soria anuncia un impuesto a todas las fuentes de generación eléctrica”, *Europa Press*, 11 de julio de 2012, **Anexo C-609**; “Montoro desautoriza la reforma energética que plantea Soria”, *El País*, 21 de agosto de 2012, **Anexo C-653**.

276. Los Demandantes aseguran además que el gravamen del 7% tuvo un impacto desproporcionado sobre los generadores de ER en comparación con los generadores convencionales. Esto se debe a que los primeros operan bajo un régimen regulado y no pueden trasladar el gravamen del 7% a los consumidores, mientras que estos últimos pueden hacerlo, al menos en parte, al vender energía eléctrica en el mercado abierto²⁰⁰.
277. Según lo que afirman los Demandantes, el daño ocasionado por el gravamen del 7% ahora se ve subsumido dentro del daño más oneroso ocasionado por el Nuevo Régimen. El gravamen del 7% puede considerarse neutro dentro del marco del Nuevo Régimen, pero “no [es] neutral para las instalaciones que calificaron en virtud del régimen económico del RD 661/2007, en el que el impuesto del 7% no estaba establecido”²⁰¹.
278. Poco después de la sanción de la Ley 15/2012, España adoptó medidas adicionales que limitaban el derecho de los Demandantes a deducir ciertos gastos financieros de la aplicación del impuesto a las ganancias corporativas²⁰².

iii. Las Nuevas Medidas

(a) RDL 2/2013

279. Los Demandantes sostienen que el RDL 2/2013 sancionado el 1 de febrero de 2013²⁰³ eliminó los componentes claves del IPC utilizados para ajustar la FIT por inflación bajo el RD 661/2007²⁰⁴. El índice que reemplazó al IPC redujo la FIT para las plantas FV en aproximadamente tres puntos porcentuales²⁰⁵.
280. Para los Demandantes, el argumento de España con respecto a que el nuevo índice está “ampliamente asentado en la doctrina económica mundial” no viene al caso²⁰⁶. Lo

²⁰⁰ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 237; Réplica, párrafos 229, 234.

²⁰¹ Réplica, párrafo 237.

²⁰² Escrito de Demanda Modificado, párrafo 238, en relación con la Ley 16/2012 del 27 de diciembre de 2012 por la que se adoptan diversas medidas tributarias dirigidas a la consolidación de las finanzas públicas y al impulso de la actividad económica (publicada el 28 de diciembre de 2012), **Anexo C-425**.

²⁰³ RDL 2/2013, **Anexo C-301**.

²⁰⁴ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 279.

²⁰⁵ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 240, en relación con el Segundo Informe Pericial de Brattle, párrafo 98.

²⁰⁶ Réplica, párrafo 239, en relación con el Escrito de Contestación, párrafo 149.

que importa es que no es el índice que España se comprometió a usar bajo el RD 661/2007²⁰⁷. Los Demandantes argumentan que España cambió el índice para eliminar el precio del petróleo del cálculo subyacente, en base a la creencia de que ese precio seguiría aumentando²⁰⁸. Contrariamente a lo esperado, cayó el precio del petróleo, y el resultado fue que el nuevo índice era mayor al IPC²⁰⁹. Para los Demandantes, esta situación inesperada de ninguna manera justifica la medida, aun en el caso de que haya beneficiado a las plantas FV en ciertos periodos²¹⁰. En cualquiera caso, a diferencia de lo que sostiene España, el nuevo índice no benefició a los Demandantes en 2015, dado que la indexación desapareció por completo con la sanción del Nuevo Régimen²¹¹.

(b) RDL 9/2013

281. Para los Demandantes, el RDL 9/2013, sancionado el 12 de julio de 2013²¹² y que enmendaba la Ley del Sector Eléctrico de 1997, revocó el RD 661/2007 en su totalidad para las instalaciones de ER²¹³. Las Demandantes aseguran que el Nuevo Régimen así introducido correspondía no solo para nuevas instalaciones, sino también para instalaciones existentes²¹⁴.
282. Los Demandantes explican que, a diferencia del anterior, el Nuevo Régimen es un sistema basado en tipos que aplica una rentabilidad porcentual sobre los costes de proyectos tipo específicos, en lugar de medir los costes reales²¹⁵. En particular, según los Demandantes, el RDL 9/2013 eliminó el régimen de la FIT e introdujo, en cambio, un sistema basado en la Retribución Específica. A diferencia de la FIT, que se basa *únicamente* en la producción energética, este sistema se basa solo en parte en la

²⁰⁷ Réplica, párrafo 239.

²⁰⁸ Réplica, párrafo 240.

²⁰⁹ Réplica, párrafo 242.

²¹⁰ Réplica, párrafos 242-243.

²¹¹ Réplica, párrafo 243.

²¹² RDL 9/2013, **Anexo C-302**.

²¹³ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 280.

²¹⁴ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 280, en relación con el RDL 9/2013, **Anexo C-302**, Disposición Final Segunda..

²¹⁵ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 282.

producción energética, y se calcula en referencia a la “instalación tipo” del Gobierno, que no se asemeja para nada a las plantas FV de los Demandantes²¹⁶.

283. Además, el monto de la Retribución Específica “no superará el nivel mínimo necesario” para proporcionar lo que el Gobierno considera una “rentabilidad razonable”²¹⁷. Este concepto, según sostienen las Demandantes, ya no opera como un “límite inferior” sino como un límite superior para la Retribución Específica²¹⁸. La “rentabilidad razonable”, medida con referencia a los bonos soberanos españoles a 10 años más un diferencial (300 puntos básicos en el caso de instalaciones existentes), se fija en 7,398%²¹⁹. Esta rentabilidad se calcula sobre la vida útil prevista de la planta, es decir, 30 años, se calcula antes de impuestos y toma en cuenta la retribución obtenida bajo el RD 661/2007²²⁰.
284. Los Demandantes explican además que, bajo el Nuevo Régimen, la rentabilidad obtenida bajo el RD 661/2007 por encima de la rentabilidad razonable definida en el RDL 9/2013 se deduciría de los pagos a recibir en el futuro. En otras palabras, esta medida es completamente retroactiva dado que recupera los pagos realizados bajo el régimen anterior²²¹. Los Demandantes señalan que España no disputa que el Nuevo Régimen “reembolsará” los ingresos anteriores compensando contra ingresos futuros²²².
285. Además, los Demandantes hacen hincapié en que la Retribución Específica está sujeta a discreción del gobierno y sus parámetros se pueden cambiar “cada seis años”, lo que implica que la operación de las plantas FV sea altamente incierta²²³.

²¹⁶ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 284(a), en relación con el Segundo Informe Pericial de Brattle, párrafos 108-110.

²¹⁷ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 284(b), citando el RDL 9/2013, **Anexo C-302**, Artículo 1(2).

²¹⁸ Escrito de Demanda Modificado párrafo 284(b).

²¹⁹ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 241(d).

²²⁰ Réplica, párrafo 249(c).

²²¹ Réplica, párrafo 249(c)

²²² Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 58.

²²³ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 284(c); Réplica, párrafo 246.

(c) Ley 24/2013

286. El 26 de diciembre de 2013, el Parlamento español aprobó la Ley 24/2013²²⁴, que, según la opinión de los Demandantes, introdujo más medidas perjudiciales²²⁵. En particular, esta ley eliminó la distinción entre el Régimen Ordinario y el Régimen Especial, colocando a los generadores convencionales y de ER en igualdad de condiciones, privando así a estos últimos del derecho incondicional de prioridad de acceso a la red y de evacuación²²⁶. También les impuso a las instalaciones de energía renovable la obligación de financiar el déficit tarifario devengado, es decir, el desbalance entre ingresos y costes en el sistema eléctrico²²⁷.
287. Los meses siguientes, argumentan los Demandantes, se vieron caracterizados por una incertidumbre total, dado que ni el RDL 9/2013 ni la Ley 24/2013 definían los términos precisos del Nuevo Régimen²²⁸. Los Demandantes denominan este periodo entre julio de 2013 y junio de 2014 como el “Periodo Transitorio”.

(d) RD 413/2014 y Orden de Parámetros

288. El 6 de junio de 2014, el Gobierno sancionó el RD 413/2014²²⁹ y la Orden de Parámetros²³⁰, que especificaban el régimen económico para las distintas instalaciones de ER, incluyendo las plantas FV.

²²⁴ Ley 24/2013, **Anexo C-303**.

²²⁵ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 285-286.

²²⁶ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 300-301.

²²⁷ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 285, 302-304. Los Demandantes explican que las instalaciones de energía renovable debían recibir liquidaciones mensuales con la cantidad total de la Retribución Específica, pero solo reciben la totalidad de la Retribución Específica si hay ingresos suficientes en el Sistema Eléctrico. Es decir, el Gobierno solo paga la Retribución Específica a generadores de otro modo habilitados si el Estado (el Sistema Eléctrico) cuenta con los fondos suficientes para hacerlo. De lo contrario, el generador de energía renovable solo recibe un pago mensual parcial con la posibilidad de recuperar los montos pendientes más adelante durante el año. Si al finalizar el año el Gobierno todavía no se encuentra en condiciones de pagar la totalidad de la Retribución Específica al generador de energía renovable, el monto pendiente pasa a formar parte del Déficit Tarifario y el generador de energía renovable ya no podrá recuperar los montos en cuestión (Escrito de Demanda Modificado, párrafo 303, en relación con la Ley 24/2013, **Anexo C-303**, Artículos 19, 25.2).

²²⁸ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 286-287.

²²⁹ RD 413/2014, **Anexo C-304**.

²³⁰ Orden de parámetros, **Anexo C-305**.

(e) Contenido del Nuevo Régimen

289. Para los Demandantes, el Nuevo Régimen representa un replanteo completo del régimen de FIT bajo el RD 661/2007, como resultado de lo cual las instalaciones de los Demandantes se encontraron en una posición mucho peor que bajo el RD 661/2007. El Nuevo Régimen socava el cimiento mismo sobre el que los Demandantes realizaron sus inversiones, a saber, un flujo estable y predecible de ingresos a niveles suficientes para amortizar la deuda, brindar un retorno sobre la inversión, y justificar los riesgos significativos incurridos²³¹.
290. La Retribución Específica se compone de una retribución por MW de capacidad instalada y una retribución por MWh de energía eléctrica producida, buscando cubrir los costes operativos que no se pueden satisfacer con los precios de mercado²³². También está supeditado a ciertos umbrales de horas operativas²³³.
291. Específicamente, los Demandantes sostienen que el Nuevo Régimen afecta adversamente sus inversiones principalmente de tres maneras. En primer lugar, el “repudio” por parte de España del régimen económico del RD 661/2007 resulta en una marcada reducción de los flujos de caja, dado que los proyectos FV ya no gozan de la FIT²³⁴ y la Retribución Específica solo es pagadera si el sistema eléctrico genera rentabilidad suficiente²³⁵. En segundo lugar, los Demandantes argumentan que los nuevos términos les privan de incentivos para maximizar la producción día a día durante el año²³⁶. En tercer lugar, los proyectos FV se enfrentan a mayores riesgos financieros, operativos y regulatorios²³⁷. La pérdida de la FIT en particular afectó la capacidad de los inversores “para cumplir con sus obligaciones de deuda, que se ha

²³¹ Réplica, párrafo 251.

²³² Escrito de Demanda Modificado, párrafo 291(b), en relación con el RDL 9/2013, **Anexo C-302**, Artículo 2; Ley 24/2013, **Anexo C-303**, Artículo 14.7; RD 413/2014, **Anexo C-304**, Artículo 11.

²³³ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 291(c), en relación con RD 413/2014, **Anexo C-304**, Artículo 21,4.

²³⁴ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 309-311; ver también Réplica, párrafos 45, 561.

²³⁵ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 313.

²³⁶ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 315; en relación con el Segundo Informe Pericial de Brattle, párrafo 138.

²³⁷ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 317.

manifestado de manera diferente a través de los diferentes proyectos que los inversores fotovoltaicos poseen en España”²³⁸.

292. A diferencia de lo que argumenta España, los Demandantes niegan que el Nuevo Régimen les brinde una “rentabilidad razonable”²³⁹. Primeramente, la rentabilidad del 7,398% es antes de impuestos, es decir que equivale al 5,179% después de impuestos²⁴⁰. Además, opera como un límite a los ingresos²⁴¹. Segundo, España se contradice cuando asegura, por un lado, que los productores podrían obtener retornos más altos si superan los parámetros de las instalaciones tipo, y, por otro lado, que dichos retornos más altos eran objetables bajo el RD 661/2007²⁴². Tercero, el concepto de rentabilidad razonable está sujeto a cambios a la luz de la amplia discreción de la que goza el Gobierno²⁴³. Finalmente, los Demandantes impugnan la transparencia de la implementación del Nuevo Régimen. En el Periodo Transitorio los inversores FV carecían de toda certidumbre con respecto al nivel exacto de retribución que recibirían las instalaciones existentes²⁴⁴. En apoyo a esto, hacen referencia a una declaración realizada por la Comisión Europea en julio de 2015 señalando la incertidumbre legal creada por el Periodo Transitorio²⁴⁵. En este contexto, los Demandantes también apuntan que el Gobierno finalmente utilizó sus propios parámetros para calcular la Retribución Específica, a pesar de haberle solicitado a dos empresas consultoras independientes, Roland Berger y Boston Consulting Group, que asistieran en la determinación de la Retribución Específica²⁴⁶. Los Demandantes además se quejan de que la industria FV no fue consultada con respecto a los parámetros del Nuevo Régimen²⁴⁷.

²³⁸ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 54, 318 *et seq.*

²³⁹ Réplica, párrafos 252-261.

²⁴⁰ Réplica, párrafo 253.

²⁴¹ Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 31 en relación con la Ley 24/2013, **Anexo C-303**, Artículo 14, que establece que “el régimen retributivo no sobrepasará el nivel mínimo [...] que permita obtener una rentabilidad razonable [...]”.

²⁴² Réplica, párrafo 257.

²⁴³ Réplica, párrafo 259.

²⁴⁴ Réplica, párrafos 262-263.

²⁴⁵ Réplica, párrafo 278, en relación con la Comisión Europea, “*Macroeconomic imbalances: Country Report – Spain 2015*”, Documentos ocasionales de economía europea 216, junio de 2015, **Anexo C-632**, pág. 63 (versión en inglés).

²⁴⁶ Réplica, párrafo 262.

²⁴⁷ Réplica, párrafos 273-277.

293. En base a estos hechos, los Demandantes alegan violaciones del Artículo 10 del TCE y sostienen que las defensas de España carecen de mérito.

g. *La conducta de España incumplió el TCE*

i. *Las Medidas en Disputa frustraron las expectativas legítimas de los Demandantes*

(a) *Ámbito y contenido de la obligación*

294. Los Demandantes aseguran que, según el Artículo 26(6) del TCE, el tratado en sí es la fuente primaria de derecho aplicable al fondo de la disputa y determina los estándares de protección disponibles a un inversor contra las acciones del Estado receptor y si dichas obligaciones fueron vulneradas. El derecho internacional consuetudinario, si bien es relevante, solo es aplicable cuando el TCE guarda silencio, por lo que es una fuente secundaria de derecho sustantivo²⁴⁸.

295. El TCE, en su calidad de tratado internacional, “deberá interpretarse de buena fe de acuerdo con el significado corriente dado a estos términos en su contexto, y a la luz del objeto y fin del TCE”²⁴⁹. Los Demandantes afirman que las inversiones en el sector de la energía comportan compromisos de alto valor a largo plazo en proyectos que no pueden adaptarse fácilmente a los vaivenes de los cambios jurídicos y políticos. Por ende, el objetivo fundamental del TCE es “facilitar las transacciones e inversiones en el sector de la energía mediante la reducción de los riesgos políticos y normativos”²⁵⁰. En la opinión de los Demandantes, el TCE busca lograr este objetivo de dos maneras: en primer lugar, exigiendo que los Estados Contratantes mantengan un marco de inversión jurídico y regulatorio estable, predecible y transparente; y, en segundo lugar, ofreciendo niveles de protección más robustos que los tratados bilaterales de inversión ordinarios²⁵¹, supeditado a muy pocas excepciones con respecto al derecho de un Estado receptor a regular²⁵².

296. Para los Demandantes, una premisa central de la obligación de España de “conceder en todo momento a las inversiones de los inversores de otras Partes Contratantes un

²⁴⁸ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 382-386.

²⁴⁹ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 389, en relación con la aplicación de los Artículos 31 y 32 de la Convención de Viena sobre el Derecho de los Tratados de fecha 23 de mayo de 1969, 1155 UNTS 331 (“CVDT”).

²⁵⁰ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 395.

²⁵¹ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 395-396, 398.

²⁵² Escrito de Demanda Modificado, párrafos 404-405.

trato justo y equitativo” es abstenerse de conductas que frustren las expectativas legítimas sobre las que se basaba un inversor al momento de realizar su inversión²⁵³. Con el objetivo de determinar si se crearon expectativas legítimas, los Demandantes sostienen que es necesario tener en cuenta la conducta del Estado receptor, incluyendo (i) el ordenamiento jurídico del Estado receptor en el momento en que se realizó la inversión (*inter alia* “legislación y tratados, y en las garantías incluidas en decretos, licencias y garantías o compromisos ejecutivos similares²⁵⁴”); y (ii) “las promesas y garantías ofrecidas de forma expresa o implícita por el Estado receptor”²⁵⁵.

(b) Las expectativas legítimas de los Demandantes

297. Los Demandantes sostienen que cuando invirtieron en el sector FV de España ellos tenían expectativas razonables y legítimas de que el entorno jurídico y comercial permanecería estable y predecible. Específicamente, preveían que sus proyectos serían acreedores de los incentivos prometidos bajo el RD 661/2007 durante toda su vida operativa, y que las eventuales modificaciones a estos incentivos no afectarían sus inversiones²⁵⁶. Esta expectativa fue creada por (i) las garantías y seguridades explícitas dadas por España en el texto del RD 661/2007 (ver supra V.A.1.d) y (ii) las numerosas declaraciones públicas realizadas por España y diferentes entidades, con respecto a la aplicación del régimen. Además, estas expectativas fueron compartidas

²⁵³ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 430, citando *Saluka Investments B.V. c. La República Checa*, Laudo Parcial, 17 de marzo de 2006, **Anexo CLA-22**, párrafos 302-303; *International Thunderbird Gaming Corp. c. Estados Unidos Mexicanos*, Opinión Independiente, 1 de diciembre de 2005, **Anexo CLA-20**, párrafo 25; *Rumeli Telekom A.S. y Telsim Mobil Telekomikasyon Hizmetleri A.S. c. la República de Kazakstán*, Caso CIADI N.º ARB/05/16, Laudo, 29 de julio de 2008, **Anexo CLA-34**, párrafo 609.

²⁵⁴ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 438, citando *Enron Corporation y Ponderosa Assets, L.P c. la República Argentina*, Caso CIADI N.º ARB/01/3, Laudo, 22 de mayo de 2007, **Anexo CLA-29**, párrafos 264-266; *LG&E Energy Corp., LG&E Capital Corp. y LG&E International Inc. c. la República Argentina*, Caso CIADI N.º ARB/02/1, Decisión sobre responsabilidad, 3 de octubre de 2006, **Anexo CLA-24**, párrafos 130 y 133; R. Dolzer, "Fair and Equitable Treatment: Today's Contours" (2014) 12 Santa Clara Revista de Derecho Internacional 7, **Anexo CLA-162**, pág. 23.

²⁵⁵ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 433, citando a R. Dolzer & C. Schreuer, *Principles of International Investment Law* (2da edición, Oxford University Press 2012), **Anexo CLA-112**, pág. 145; *Tecmed c. México*, Caso CIADI N.º ARB (AF)/00/2, Laudo, 29 de mayo de 2003, **Anexo CLA-15**, párrafo 154; *International Thunderbird Gaming Corporation c. México*, Laudo, 26 de enero de 2006, **Anexo CLA-21**, párrafo 147.

²⁵⁶ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 440-442; Réplica, párrafo 493.

por otros inversores en el sector de ER, además de prestamistas, asesores legales y consultores en materia de energía²⁵⁷.

298. Los Demandantes aseguran que España creó y reforzó las expectativas de los Demandantes al realizar repetidas declaraciones con respecto a la estabilidad del régimen legal durante el periodo en el que invirtieron los Demandantes. Además de esto, varias entidades y funcionarios de Gobierno – como IDAE, CNE/CNMC e InvestinSpain – hicieron numerosas manifestaciones en el mismo sentido tanto antes como después de la aprobación del RD 661/2007, que confirman la legitimidad de las expectativas de los Demandantes (expuestas en detalle en la Sección V.A.1.d.iii más arriba²⁵⁸). Según los Demandantes, estas representaciones “evitaron que España ahora afirme que se reserva el derecho de dejar de lado el régimen del RD 661/2007”²⁵⁹.
299. En particular, los Demandantes argumentan que las afirmaciones realizadas por varias entidades gubernamentales – específicamente CNE, CNMC²⁶⁰, IDAE e InvestinSpain – son atribuibles a España²⁶¹. Al respecto, argumentan que las acciones relevantes de la CNE / CNMC, IDAE e InvestinSpain son atribuibles a España conforme al Artículo 4

²⁵⁷ Réplica, párrafo 493.

²⁵⁸ Ver también Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 88-89.

²⁵⁹ Réplica, párrafos 68, 521-523.

²⁶⁰ La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que sucedió a la CNE en 2013.

²⁶¹ Ver Escrito de Demanda Modificado, párrafos 407 ss.; Réplica, párrafo 424, en relación con los Artículos de la CDI, **Anexo CLA-13**. Ver también, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, Sección 22. En respuesta a la pregunta del Tribunal en la Audiencia (Tr. Audiencia sobre responsabilidad [versión en inglés], Día 7, en 287:22-288:5), con respecto a cuál es el derecho aplicable para determinar si estas entidades están autorizadas a hablar por España, los Demandantes afirmaron, en el Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, que el Tribunal debería aplicar el derecho internacional, y específicamente, los Artículos de la CDI sobre Responsabilidad del Estado por hechos internacionalmente ilícitos. Los Demandantes plantearon que, de conformidad con el Artículo 22 del TCE, si España otorga a una entidad autoridad regulatoria, administrativa o gubernamental, esa entidad también deberá actuar de manera consistente con el TCE al ejercer dicha autoridad. Al respecto, los Demandantes proponen que, “cuando se considera un incumplimiento del TCE, el comportamiento de las entidades estatales y las obligaciones de España en la Parte III [del TCE] debe ser evaluados en conjunto. [...] Es, por lo tanto, lógico para determinar la cuestión con referencia a los Artículos sobre la Responsabilidad del Estado por hechos ilícitos a nivel internacional”. (ver Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 348).

del proyecto de artículos de la Comisión de Derecho Internacional sobre la responsabilidad del Estado por hechos internacionalmente ilícitos (“Artículos de la CDI”), dado que estas entidades califican como órganos del Estado²⁶². En la alternativa, los Demandantes sostienen que las acciones de la CNE / CNMC son atribuibles a España de conformidad con el Artículo 5 de los Artículos de la CDI, dado que dichas entidades estaban facultadas para ejercer, y de hecho ejercían, funciones gubernamentales²⁶³. Como alternativa subsidiaria, los Demandantes argumentan que las acciones de CNE, CNMC, IDAE e InvestinSpain son atribuibles a España bajo el Artículo 8 de los Artículos de la CDI, es decir que dichas entidades actuaron bajo instrucciones de España o bajo su dirección y control²⁶⁴.

300. Finalmente, es la opinión de los Demandantes que hubo varios otros actores que compartieron sus expectativas con respecto a la aplicación del RD 661/2007, lo que demuestra la naturaleza objetiva y la razonabilidad de sus expectativas. Hacen referencia a otros inversores²⁶⁵, como Iberdrola²⁶⁶, asesores legales instruidos por los Demandantes²⁶⁷; prestamistas involucrados en la financiación de proyectos de ER en España²⁶⁸; y Grant Greatrex, uno de los peritos de España en este arbitraje²⁶⁹.

(c) Incumplimiento por parte de España de las expectativas legítimas de los Demandantes

301. Los Demandantes sostienen con base en su expectativa de que sus proyectos tendrían derecho a gozar de los incentivos económicos prometidos por el RD 661/2007 durante toda su vida operativa, y que las eventuales modificaciones no afectarían sus inversiones, ellos invirtieron EUR 2 mil millones en el sector FV en España. Sin embargo, sin tomar en cuenta estas expectativas, España sancionó las medidas que básicamente alteraron, y posteriormente retiraron, el marco legal y regulatorio en el

²⁶² Ver Escrito de Demanda Modificado, párrafos 410-412, 416; Réplica, párrafos 433-434; Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 349.

²⁶³ Ver Escrito de Demanda Modificado, párrafos 417-419; Réplica, párrafos 455-456.

²⁶⁴ Ver Escrito de Demanda Modificado, párrafos 413-415; Réplica, párrafos 467-492.

²⁶⁵ Réplica, párrafos 85-91.

²⁶⁶ Réplica, párrafos 86-88, en relación con Iberdrola, Presentación sobre "Energías Renovables en España: Nueva Normativa (RD 661/2007)", 29 de mayo de 2007, **Anexo C-566** y Presentación de Carlos Gascó Travesedo, jefe del departamento de prospectivas, "Iberdrola Renewables", 22 de octubre de 2009, **Anexo C-575**.

²⁶⁷ Réplica, párrafos 92-98.

²⁶⁸ Réplica, párrafos 99-104.

²⁶⁹ Réplica, párrafo 105-109.

que los Demandantes habían confiado para hacer su inversión. Los argumentos de los Demandantes sobre los efectos de las Medidas en Disputa se resumen en la Sección V.A.1.f anterior. Según los Demandantes, esta reforma del régimen de incentivos económicos constituye una clara violación de la obligación de España de ofrecer TJE bajo el TCE²⁷⁰.

ii. España no logró crear condiciones de inversión estables

302. Como violación adicional²⁷¹, los Demandantes aseguran que la primera oración del Artículo 10(1) del TCE requiere que España cree “condiciones estables, equitativas, favorables y transparentes” para la inversión, que se trata de una obligación mayor, más allá de la obligación de TJE que surge de otros tratados.
303. Los Demandantes aclaran que, ya sea que la obligación se considere un subconjunto del estándar de TJE o bien como una obligación independiente, España debe mantener la estabilidad de manera tal que los cambios futuros en el marco legal (i) sean predecibles; (ii) no alteren los fundamentos del marco legal en base al cual se realizó la inversión; y (iii) no alteren de manera fundamental la base económica de la inversión sin pago de compensación²⁷². En consecuencia, según los Demandantes, los cambios continuos en el marco legal aplicable a una inversión, que socaven la estabilidad y previsibilidad del entorno comercial y jurídico, o que creen incertidumbre para el inversor respecto del del marco que eventualmente se aplicará, constituyen una violación de esta norma²⁷³. Los Demandantes especifican que, al alegar un incumplimiento de esta obligación, no plantean que el Artículo 10(1) sea una cláusula de estabilización que exija que los Estados congelen su legislación ni afecte el derecho legítimo de un Estado a regular.

²⁷⁰ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 182-187, citando extensivamente la decisión en *Ioan Micula, Viorel Micula y otros c. la República de Rumania*, Caso CIADI N.º ARB/05/20, Laudo, 11 de diciembre de 2013, **Anexo CLA-161**.

²⁷¹ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 166; Réplica, párrafo 592.

²⁷² Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 165-170, 176; Escrito de Demanda Modificado, párrafos 436-439.

²⁷³ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 436-439; Réplica, párrafos 594, 599.

304. Según los Demandantes, España incumplió con su obligación de ofrecer condiciones de inversión estables al modificar de manera irrazonable el marco legal²⁷⁴. En esencia, España sometió a las inversiones de los Demandantes a una “montaña rusa” de cambios constantes y drásticos en el marco legal, que finalmente dismanteló el régimen del RD 661/2007. Al hacerlo, España no honró las promesas realizadas bajo el RD 661/2007 y en consecuencia incumplió con su obligación de brindar condiciones de inversión estables bajo el Artículo 10(1)²⁷⁵.

iii. Las Medidas en Disputa son irrazonables, arbitrarias y desproporcionadas

(a) Las Medidas en Disputa son irrazonables

305. Los Demandantes sostienen que la conducta de un Estado es razonable cuando está relacionada con una política racional y, en la implementación de dicha política, toma medidas que se adaptan de manera adecuada al cumplimiento de esa política racional, tomando debidamente en consideración las consecuencias impuestas en los inversores²⁷⁶. En otras palabras, tanto los fines como los medios para lograr esos fines deben ser razonables.

306. Los Demandantes mantienen, además, que, para poder cumplir este umbral, España debe primeramente identificar un objetivo en el marco de una política racional que buscaba alcanzar sancionando las Medidas en Disputa y luego demostrar que las Medidas en Disputa estaban razonablemente relacionadas con la obtención de estas metas o correctamente adaptadas a las mismas, siempre teniendo en mente las consecuencias para los Demandantes. Es aparente, argumentan los Demandantes, que las Medidas en Disputa no cumplieron con este umbral²⁷⁷.

307. En primer lugar, cada una de las Medidas en Disputa era irrazonable porque imponía recortes de incentivos retroactivos para las inversiones ya existentes. Según afirman los Demandantes, dada la naturaleza de las inversiones en instalaciones FV (que requieren grandes gastos de capital iniciales y dependen de financiamiento de deuda),

²⁷⁴ Réplica, párrafos 595-597, en relación con la relevancia y no aplicabilidad de las autoridades legales citadas por España en apoyo de su argumento.

²⁷⁵ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 177; Réplica, párrafos 592-594; Escrito de Demanda Modificado, párrafos 452-453.

²⁷⁶ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 472; Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 201-202.

²⁷⁷ Réplica, párrafos 619-620.

era necesaria una FIT a largo plazo para que los Demandantes pudieran amortizar su deuda y recibir una rentabilidad sobre su inversión, lo que implica que era irrazonable aplicar un recorte significativo de la FIT que eliminara la rentabilidad e imposibilitara la recuperación de los gastos iniciales²⁷⁸.

308. En segundo lugar, las Medidas en Disputa no se diseñaron para satisfacer las metas de política establecidas:

- a. No se dio ninguna explicación ni base lógica que justificara el RD 1565/2010. En la medida que éste buscara abordar el tema del “crecimiento en los años recientes en el número de plantas de energía eléctrica en el Régimen Especial” y “otros requisitos técnicos” necesarios para garantizar la operación del sistema eléctrico y facilitar el crecimiento de las tecnologías ER, los Demandantes consideran que la reducción de la FIT implementada por RD 1565/2010 no era el mecanismo adecuado para lograr estos objetivos²⁷⁹.
- b. Asimismo, el severo recorte permanente de la FIT introducido por el RDL 14/2010 era inadecuado para abordar la política establecida detrás de la introducción de esta medida, es decir, remediar el déficit tarifario. Conforme al RDL 14/2010, el déficit tarifario estaba ocasionado por la caída en la demanda de energía eléctrica, la fluctuación en los precios de combustible y las “condiciones climáticas favorables”. Los Demandantes sostienen que las tres circunstancias eran temporales, no habían sido ocasionadas por los instalaciones de los Demandantes, y no alteraban los costes de las instalaciones. Por lo tanto, era irrazonable someter las inversiones de los Demandantes a un recorte en la FIT con estos fundamentos²⁸⁰.
- c. Además, la cancelación del mecanismo a través del cual la FIT se indexaba por inflación en base al IPC también era irrazonable dado que el índice utilizado en su lugar preveía una menor FIT solo con el objetivo de reducir los ingresos de las instalaciones existentes²⁸¹.
- d. Más aún, la base lógica detrás del Nuevo Régimen fue irrazonable. La supuesta justificación para recortar todavía más las tarifas de FV en 2013 era

²⁷⁸ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 203-204.

²⁷⁹ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 205-206.

²⁸⁰ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 207-211.

²⁸¹ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 212-213.

que “(1) ‘el volumen de precipitaciones y condiciones del viento ha sido mucho mayor que las medias históricas’; y (2) ha habido una caída del 2,3% en la demanda de la electricidad”²⁸². Los Demandantes explican que las instalaciones FV estaban protegidas contra un riesgo en la demanda dado que tenían acceso prioritario a la red de transmisión. Por lo tanto, una reducción en la demanda (que, en todo caso, es temporal) no puede justificar la abolición permanente de un régimen regulatorio. Aparte, dicen los Demandantes, “es absurdo cambiar un régimen de la Tarifa Regulada garantizado a largo plazo porque la climatología ha cambiado”, especialmente cuando un aumento en las precipitaciones reduciría la cantidad de energía producida²⁸³. Además, las Nuevas Medidas no se implementaron teniendo en cuenta el impacto sobre los inversores existentes²⁸⁴.

- e. Finalmente, asumiendo que la base lógica detrás de las Nuevas Medidas estuviera justificada, la CNE había recomendado una serie de propuestas para abordar el déficit tarifario, que eran razonables y que no afectaban las FIT para las instalaciones existentes. En otras palabras, era posible adoptar otros remedios conformados de manera adecuada para lograr la base lógica de la política, con un impacto más limitado para los Demandantes. Sin embargo, el Gobierno mayormente ignoró estas propuestas e implementó en su lugar las Nuevas Medidas, sin tener en cuenta las consecuencias devastadoras para las instalaciones FV existentes²⁸⁵.

(b) Las Medidas en Disputa son arbitrarias

309. Los Demandantes aseguran que el estándar para determinar si una medida es arbitraria es su razonabilidad. En otras palabras, las medidas que no se basan en la razón se considerarán arbitrarias. Sobre esta base, los Demandantes sostienen que las Medidas en Disputa son arbitrarias por las mismas razones que las hacen

²⁸² Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 215, en relación con el RDL 9/2013, **Anexo C-302**, Preámbulo, pág. 52110-52111 (la versión original en español dispone, en parte relevante, lo siguiente: “el nivel de pluviometría y las condiciones de viento han sido muy superiores a las medias históricas”).

²⁸³ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 216.

²⁸⁴ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 217, en relación con la CNE, Informe sobre el sector eléctrico español, 7 de marzo de 2012, **Anexo C-334**.

²⁸⁵ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 214-228.

irrazonables²⁸⁶. Para los Demandantes, el umbral propuesto por España con respecto a la arbitrariedad es artificialmente alto. Sin embargo, los Demandantes consideran que las Medidas en Disputa son arbitrarias incluso cuando se las evalúa en relación al estándar de España²⁸⁷.

310. Finalmente, las Medidas en Disputa son arbitrarias también por otras razones, en particular porque:

- a. Ponen un límite artificial al número de años durante los cuales las instalaciones FV de los Demandantes recibirán beneficios a 30 años, cuando en realidad la vida operativa de las plantas FV es mayor.
- b. El límite del número de horas para las que se otorgan los beneficios es arbitrario, puesto que el mismo límite se aplica en toda España, sin tener en cuenta la cantidad de luz solar recibida en las diferentes regiones.
- c. España no ha explicado el modo en que llegó al objetivo de rentabilidad razonable del 7,398% antes de impuestos, una tasa que, en cualquier caso, es irrazonable²⁸⁸.

(c) Las Medidas en Disputa son desproporcionadas

311. Un Estado viola el estándar de TJE si adopta medidas desproporcionadas en relación a los objetivos perseguidos. Esto implica que las medidas deben ser (1) adecuadas; (2) necesarias; y (3) proporcionales al objetivo perseguido. Los Demandantes argumentan que las Medidas en Disputa no satisfacían ninguna de estas características²⁸⁹.

312. Las Medidas en Disputa no eran adecuadas porque atacar al sector FV no era la solución al problema del déficit tarifario, que existía antes de que España indujera a los Demandantes a invertir y que fue causado por el hecho de que el Gobierno español no fijara los precios de la electricidad a un nivel suficiente para cubrir los costes del sistema. Además, dado que no hay evidencia de que los Demandantes estuvieran

²⁸⁶ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 229; Escrito de Demanda Modificado, párrafos 465-471.

²⁸⁷ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 230.

²⁸⁸ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 235(i)-(iii).

²⁸⁹ Réplica, párrafo 627; Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 249; Escrito de Demanda Modificado, párrafos 481-482.

obteniendo ingresos exorbitantes, no se puede defender la pertinencia de las Medidas en Disputa fundamentado en el hecho de que buscaban reequilibrar los costes e ingresos del sistema eléctrico²⁹⁰.

313. Las Medidas en Disputa no eran necesarias; había otras medidas más razonables y menos perjudiciales disponibles para abordar el déficit tarifario²⁹¹.
314. Las Medidas en Disputa tampoco eran proporcionales dado que redujeron de manera drástica los flujos de caja de los Demandantes, llevaron a las empresas involucradas en los proyectos al borde de la quiebra, y eliminaron la rentabilidad que deberían recibir los Demandantes²⁹².

iv. Las Medidas en Disputa no eran transparentes

315. El Artículo 10(1) del TCE establece que las partes contratantes “fomentarán y crearán condiciones [...] transparentes para que los Inversores de otras Partes Contratantes realicen Inversiones en su territorio”. Los Demandantes sostienen que la conducta de España al desmantelar el régimen del RD 661/2007 carecía de transparencia porque (i) el Periodo Transitorio de 11 meses dejó a los productores FV en un estado de incertidumbre con respecto a lo que habría de suceder después; (ii) no se explicaron los criterios que subyacían al Nuevo Régimen y sus futuras revisiones; (iii) España podía cambiar algunos parámetros de la instalación tipo sin que se conociera su metodología; (iv) no se estableció una metodología para la revisión de la Retribución Específica; y (v) asimismo, no existe una metodología transparente para determinar si una planta ha alcanzado una rentabilidad razonable²⁹³.
316. Ante la aseveración de España con respecto a que actuó de manera transparente, las Demandantes responden lo siguiente:
- a. España no consultó a las partes afectadas antes de sancionar las Medidas en Disputa. Las medidas más significativas, es decir el RDL 14/2010 y RDL 9/2013, se introdujeron sin diálogo alguno con el sector FV. El argumento de

²⁹⁰ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 250-251; Réplica, párrafos 628-629.

²⁹¹ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 252; Réplica, párrafo 632.

²⁹² Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 253; Réplica, párrafos 635-636.

²⁹³ Réplica, párrafo 604; Escrito de Demanda Modificado, párrafo 464(a)-(f).

España con respecto a que estos RDL se crearon para casos de emergencia por lo que no se prevé consulta con las partes, es una excusa²⁹⁴.

- b. La invocación por España de informes emitidos por la CNE en 2012 y 2013 para argumentar que la introducción e implementación del Nuevo Régimen fue transparente es errónea. España ignoró las recomendaciones del informe de la CNE del año 2012. En consecuencia, la consulta pública realizada para este informe era “en el mejor de los casos inútil y en el peor de los casos fals[a]”²⁹⁵. Con respecto a los Informes del año 2013, los mismos fueron publicados después de que se introdujera el Nuevo Régimen bajo el RDL 9/2013 y no pudieron haber influido sobre esa norma. En cualquier caso, el proceso de consulta para estos informes “no había garantizado la participación efectiva de las partes afectadas”²⁹⁶.
- c. Asimismo, el Memorándum emitido por el Ministerio relativo a la Orden Ministerial de junio de 2014 rechazó las “619 alegaciones de empresas, asociaciones industriales, y Comunidades Autónomas” simplemente basándose en el hecho de que la Orden cumplía con el RDL 9/2013 y la Ley 24/2013 (implementados ambos sin consulta²⁹⁷).

317. En resumen, los Demandantes aseveran que la conducta de España claramente no cumplía los requerimientos de transparencia que exige el TCE²⁹⁸.

v. *Las Medidas en Disputa perjudicaron las inversiones de los Demandantes*

318. El Artículo 10(1) del TCE prevé que España no “perjudicará en modo alguno, mediante medidas exorbitantes o discriminatorias, la gestión, mantenimiento, uso, disfrute o liquidación” de las inversiones de los Demandantes. Así, para poder probar el incumplimiento de esta obligación, alcanza demostrar que las medidas en cuestión eran irrazonables o discriminatorias. El estándar de razonabilidad, según los Demandantes, es que la conducta del Estado debe tener una relación razonable con

²⁹⁴ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 242.

²⁹⁵ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 243.

²⁹⁶ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 244.

²⁹⁷ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 242-246.

²⁹⁸ Réplica, párrafo 615.

una política racional²⁹⁹. En otras palabras, al igual que sucede con estándar de razonabilidad relacionada con el TJE mencionado anteriormente, España debe mostrar que sus medidas fueron: (a) tomadas en búsqueda de un objetivo de política racional; y (b) cuidadosamente adaptadas para alcanzar ese objetivo³⁰⁰.

319. A la luz de este estándar, los Demandantes reiteran los fundamentos en que se basan para aseverar que las Medidas en Disputa eran irrazonables. En resumen, sostienen que la remediación del déficit tarifario no puede ser un objetivo político que justifique la interferencia con la inversión de los Demandantes. Sostienen que el déficit tarifario fue ocasionado por la persistente negativa de España de fijar los precios al consumidor a un nivel lo suficientemente alto como para cubrir los costes reales del Sistema Eléctrico. Por ende, sancionar medidas que sean perjudiciales para el sector FV para financiar el resultado de varios años de conducta regulatoria impropia es arbitrario e irrazonable³⁰¹.

vi. *Las Medidas en Disputa incumplieron con la obligación de protección y seguridad constante*

320. Finalmente, los Demandantes argumentan que España incumplió la obligación de ofrecer protección y seguridad constante a sus inversiones. En particular, manifiestan lo siguiente:

“Esta obligación requiere que España proporcione seguridad jurídica a las inversiones de los Demandantes. Es incumplimiento si un cambio en el marco jurídico hace que sea imposible que un inversor preserve y mantenga sus derechos asociados a la inversión. La obligación se ha incumplido aquí porque las Medidas en Disputa han provocado que los Demandantes pierdan su derecho a la Tarifa Regulada.”³⁰² (nota a pie de página interna omitida)

h. *Las defensas de España carecen de mérito*

321. Los Demandantes sostienen que las defensas de España no están debidamente fundadas y se contradicen con la evidencia.

²⁹⁹ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 490-491, invocando *Saluka Investments B. V. c. La República Checa*, Laudo Parcial, 17 de marzo de 2006, **Anexo CLA-22**, párrafo 460; Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 255.

³⁰⁰ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 491.

³⁰¹ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 492; Réplica, párrafos 644-646.

³⁰² Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 256; Escrito de Demanda Modificado, párrafos 494-497; Réplica, párrafos 648-652.

i. ***La primera defensa de España: el régimen previsto en el RD 661/2007 no estaba garantizado***

322. Según plantean los Demandantes, la defensa clave de España es que objetivamente no tenían expectativas razonables con respecto al régimen del RD 661/2007 porque deberían haber sabido que los incentivos que les fueron otorgados estaban sujetos a un “principio de rentabilidad razonable” fundamental (o “rentabilidad razonable”) que se plasma en la Ley del Sector Eléctrico de 1997³⁰³.
323. Para los Demandantes, que España se base en ese principio es incorrecto. La Ley del Sector Eléctrico de 1997 no definía la rentabilidad razonable. Simplemente establecía los factores para determinar la retribución específica que brindaría a los inversores una rentabilidad razonable. Dicha rentabilidad razonable debía ser implementada a través de la reglamentación. En el RD 661/2007, España implementó el principio de rentabilidad razonable previendo la retribución específica como una FIT a largo plazo³⁰⁴. En otras palabras, el RD 661/2007 representaba lo que España consideraba una rentabilidad razonable en cumplimiento de los principios de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 en el momento de la inversión de los Demandantes³⁰⁵.
324. Al mismo tiempo, los Demandantes no niegan que España tuviera la facultad de ajustar el régimen económico establecido en el RD 661/2007 al reducirse los costes de inversión. Según los Demandantes, esto tiene un sustento económico. Sin embargo, tal como se prevé en el Artículo 44.3 del RD 661/2007, cualquier ajuste en la retribución no podía afectar a las instalaciones existentes³⁰⁶.
325. Finalmente, los Demandantes argumentan que la mayoría de los países que tienen FIT aplican conceptos similares a la rentabilidad razonable para calcular las FITs. Sin embargo, la rentabilidad razonable es un concepto dirigido al regulador, no a los inversores; es la base sobre la que el regulador calcula la tarifa. Así, bajo el RD 661/2007, el regulador determinó la rentabilidad necesaria para inducir la inversión³⁰⁷. Esto así, un inversor eficiente con costes operativos por debajo de los que asume el

³⁰³ Ver OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 242-244; Réplica, párrafos 151 ss.

³⁰⁴ Réplica, párrafos 151-155; Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 30.

³⁰⁵ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 278.

³⁰⁶ Réplica, párrafos 163-164.

³⁰⁷ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 277-278.

regulador obtendría una rentabilidad mayor a la utilizada para fijar la FIT. Es la opinión de los Demandantes que esto es totalmente admisible, e incluso previsible³⁰⁸.

ii. ***Segunda defensa de España: España no asumió un compromiso específico***

326. La segunda defensa de España es que no asumió un compromiso suficientemente específico como para impedir la sanción de las Medidas en Disputa y que, en ausencia de dichos compromisos específicos, no pueden crearse expectativas legítimas. Según los Demandantes, es incorrecto que las expectativas legítimas solo puedan crearse a partir de un compromiso específico de parte del Estado receptor con el inversor, y mucho menos que un compromiso de esta índole deba ser encarnado en un contrato con una cláusula de estabilización. Si bien las garantías específicas pueden reforzar las expectativas legítimas de un inversor, no son indispensables. Las garantías incluidas en las leyes generales pueden también crear expectativas legítimas³⁰⁹.
327. Para los Demandantes, “[e]s obvio que el RD 661/2007 contenía un número de compromisos expresos en los que España pretendía la confianza de los inversores”³¹⁰. En primer lugar, el Artículo 22 confirmaba que las instalaciones incluidas dentro de la ventana tarifaria habrían de mantener el derecho a la tarifa; en segundo lugar, el Artículo 36 preveía una tarifa específica durante 25 años y en adelante; y en tercer lugar, el Artículo 17 confirmaba el derecho a obtener la FIT una vez obtenido un certificado del RAIPRE. Estos compromisos creaban expectativas, que se vieron cristalizadas cuando los Demandantes obtuvieron los certificados del RAIPRE que confirmaban su derecho a gozar de la FIT fijada en el RD 661/2007. España reforzó estas expectativas garantizando que los cambios en estos incentivos no se aplicarían de manera retroactiva (según el Artículo 44.3, que constituye un “compromiso expreso de estabilización” en palabras de los Demandantes³¹¹) y confirmando repetidamente su intención con respecto a la aplicación del RD 661/2007³¹². Alternativamente, asumiendo que se requiera un compromiso específico por parte del Estado receptor

³⁰⁸ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 279; Réplica, párrafos 167-171.

³⁰⁹ Réplica, párrafos 507-509; Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 189-191.

³¹⁰ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 182.

³¹¹ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 186.

³¹² Réplica, párrafos 507-509; Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 186.

para generar expectativas legítimas, los Demandantes señalan que las disposiciones arriba mencionadas en efecto constituían promesas y representaciones específicas.

328. En rechazo del argumento de España con respecto a que el Artículo 44.3 del RD 661/2007 no es una cláusula de estabilización y que, en cualquier caso, no fue violado, los Demandantes señalan lo siguiente:

- a. El Artículo 44.3 es claramente una cláusula de estabilización dado que sus términos eran lo suficientemente específicos: establecía expresamente que las revisiones de la FIT no afectarían a las instalaciones que se hubieran habilitado antes de la revisión. Además, este compromiso se hizo específicamente para aquellas instalaciones que hubieran obtenido su certificación ante el RAIPRE dentro del plazo previsto³¹³.
- b. El argumento de España con respecto a que no se incumplió el Artículo 44.3 porque los cambios introducidos no constituían una “revisión de tarifas” sino la introducción de un nuevo formato de remuneración, es defectuoso. España no puede evadir el lenguaje sencillo del Artículo 44.3 asegurando que sus acciones están fuera del ámbito del Artículo 44.3. Este es precisamente el tipo de conducta estatal abusiva y de mala fe contra la que el estándar de TJE protege a los inversores³¹⁴.
- c. El argumento adicional de España con respecto a que no se incumplió el Artículo 44.3 dado que el RDL 14/2010 y el RDL 9/2013 no cambiaron el monto numérico de la tarifa, sino que solo introdujeron un límite de horas y una modificación del sistema de remuneración, es igualmente defectuoso. Ambas medidas tuvieron un efecto de magnitud comparable al de la reducción en la FIT original³¹⁵.

iii. Tercera defensa de España: se estableció la rentabilidad de los Demandantes en un límite del 7%

329. Para empezar, los Demandantes sostienen que esta defensa “es quizá la más extravagante de todas las defensas de España, puesto que se presenta de dos formas contradictorias”: por una parte, España asegura que la rentabilidad razonable tenía un

³¹³ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 197.

³¹⁴ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 198.

³¹⁵ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 199.

límite del 7% y, por otra parte, arguye que la rentabilidad razonable era dinámica. Según los Demandantes, ninguna de estas posiciones se ve sustentada por la evidencia³¹⁶.

330. La primera evidencia en la que se basa España para apoyar la existencia de un límite del 7% es la *Memoria Económica*. Los Demandantes sostienen que la *Memoria Económica* no era un documento público. Citan el testimonio de uno de los peritos de España, el Sr. Geatrex, quien testificó que vio la *Memoria* por primera vez en 2012³¹⁷. Además, para ellos, la declaración realizada por el otro perito de España, el Sr. Olivas, en la audiencia respecto que se distribuyó la *Memoria Económica* a las asociaciones de ER, era nueva y no tenía sustento³¹⁸. Cuando los Demandantes solicitaron la *Memoria* como parte del expediente reglamentario del RD 661/2007 durante la fase de exhibición de documentos, España aceptó presentarla sin sugerir que estaba disponible al público (a diferencia de lo que hizo con respecto a otra documentación)³¹⁹.
331. Los Demandantes agregan que la *Memoria* no establece que se realizarán cambios al RD 661/2007. Simplemente prevé que la tarifa fijada en RD 661/2007 busca brindarles a los inversores FV una rentabilidad después de impuestos de “aproximadamente un 7%”, sin sugerir que esto operaría como límite superior³²⁰. Al contrario, la palabra “aproximadamente” deja en claro que la *Memoria* reconocía que los inversores podrían obtener más del 7%³²¹.
332. La segunda evidencia en la que se basa España es el PER 2005-2010. Los Demandantes señalan que la referencia al 7% en el PER 2005-2010 se refiere a *todas* las tecnologías de ER y no solamente al sector FV. Adicionalmente, el PER también menciona una rentabilidad de “aproximadamente un 7%” después de impuestos, que nuevamente no parece referirse a un límite. Adicionalmente, los Demandantes señalan que el PER no era consistente con la *Memoria*. Mientras que la referencia al 7% en el PER está relacionada con todas las tecnologías de ER, la *Memoria* prevé distintas cifras (entre el 5% y el 11%) para diferentes tipos de ER. En otras palabras,

³¹⁶ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 261.

³¹⁷ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 138; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 265, 267.

³¹⁸ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 140.

³¹⁹ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 142.

³²⁰ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 135; Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 49.

³²¹ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 266.

argumentan los Demandantes, no hubo una indicación clara o consistente con respecto a que una rentabilidad razonable implicaría solamente el 7%³²².

333. Asimismo, la invocación por España del testimonio de su perito MG&A no es de ayuda dado que éste admitió durante la audiencia que no había límite a la rentabilidad bajo el RD 661/2007³²³.
334. Los Demandantes también señalan que la referencia al 7% en la *Memoria* y la rentabilidad del 7,398% supuestamente ofrecida bajo el nuevo Régimen conciernen dos conceptos cualitativamente diferentes. El RD 661/2007 preveía la retribución en base a la producción, e incentivaba a las instalaciones a producir la mayor cantidad de energía eléctrica posible, mientras que el nuevo régimen supuestamente prevé una rentabilidad del 7,398% cualquiera sea la producción³²⁴.
335. La teoría de la “rentabilidad dinámica”, según mantienen los Demandantes, también carece de sustento. Los Demandantes reconocen que la rentabilidad razonable tendría que cambiar con el tiempo a medida que disminuían los costes de las inversiones. Sin embargo, los Demandantes sostienen que “España no ha presentado ninguna prueba de que el coste del dinero en los mercados de capital hubiese variado entre 2007 (cuando se aprobó el RD 661/2007) y 2013 (cuando se derogó el RD 661/2007 [bajo el Nuevo Régimen]), haciéndose necesario por lo tanto una variación según la teoría de la rentabilidad ‘dinámica’”³²⁵. En cualquier caso, incluso si fuera necesario un cambio de esta índole, España estaba impedida de modificar la tasa de rentabilidad para las inversiones existentes³²⁶.

iv. Cuarta defensa de España: los Demandantes estaban recibiendo “beneficios no razonables o excesivos”

336. Los Demandantes consideran que España no presentó evidencia alguna para probar que los Demandantes estaban recibiendo “beneficios no razonables” o “remuneración exorbitante”. Sostienen que la ausencia de evidencia que demuestre que los Demandantes estaban obteniendo una rentabilidad excesiva es fatal para el caso de

³²² Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 136; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 268.

³²³ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 271; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 265.

³²⁴ Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 51-52.

³²⁵ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 270.

³²⁶ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 272.

España, dado que sin tal evidencia la defensa de rentabilidad razonable carece de fundamento³²⁷.

v. Quinta defensa de España: los Demandantes no hicieron la diligencia debida suficiente

337. Los Demandantes aseguran que realizaron suficiente diligencia debida, que consideró la jurisprudencia relevante del Tribunal Supremo de España, y confirmó su derecho a recibir la FIT.
338. Los Demandantes argumentan que su diligencia debida fue detallada e incluyó solicitudes de asesoramiento a numerosas firmas legales de renombre³²⁸. Ninguna de estas firmas sugirió que España podría implementar ajustes retroactivos al RD 661/2007³²⁹. Si el argumento de España fuera correcto, el Tribunal tendría que dictaminar que todas las firmas legales de España actuaron de manera negligente al no informar a los inversores y a los bancos que el RD 661/2007 podría cambiar de manera retroactiva³³⁰.

vi. Sexta defensa de España: la jurisprudencia del Tribunal Supremo sustenta el caso de España

339. Los Demandantes se oponen a que España se base en varios fallos del Tribunal Supremo, que supuestamente indican que el Artículo 44.3 del RD 661/2007 no puede ser interpretado como un compromiso de estabilización. Estos fallos del Tribunal Supremo están relacionados con un régimen económico diferente y un periodo diferente. Por ende, son irrelevantes para la determinación de si los Demandantes tenían una expectativa razonable y legítima de que no se realizarían cambios retroactivos.
340. En primer lugar, los Demandantes sostienen que la vasta mayoría de los fallos citados por España fueron emitidos después de que los Demandantes hicieran su inversión y por lo tanto no pueden tomarse en cuenta para evaluar las expectativas legítimas de

³²⁷ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 273-276; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 307-308.

³²⁸ Ver Réplica, párrafos 206-213, también con referencia al Anexo 1 de la Réplica, que es una tabla que muestra los asesores legales contratados por los Demandantes.

³²⁹ Réplica, párrafo 213; Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 128-133.

³³⁰ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 131; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 305-306.

los Demandantes³³¹. Solo cuatro de estos fallos existían en el momento en que los Demandantes realizaron sus inversiones³³². Sin embargo, no se puede considerar que los *dicta* contenidos en estos fallos invaliden las declaraciones en contrario de España con respecto al RD 661/2007, en particular dado que estos fallos no están relacionados con el RD 661/2007³³³.

341. Los Demandantes observan además que ninguna decisión de fecha previa a las inversiones de los Demandantes consideran el Artículo 40.3 del RD 436/2004³³⁴. En particular, los fallos del Tribunal Supremo desde 2005 a 2007 se refieren a instalaciones que no se beneficiaban con las tarifas especificadas en el RD 436/2004 y que no estaban sujetas al “compromiso de estabilidad” del Artículo 40.3³³⁵.
342. En segundo lugar, los tres fallos del Tribunal Supremo de diciembre de 2009 citados por España, que abordan impugnaciones que surgen del reemplazamiento del RD 436/2004 por el RD 661/2007³³⁶, no podrían haber informado las expectativas de los Demandantes al momento de las inversiones. De hecho, según argumentan los Demandantes, sus inversiones fueron finalizadas (o estaban por completarse) antes de que se pronunciaran estos fallos en diciembre de 2009³³⁷. En cualquier caso, no ayudan al caso de España, dado que el RD 661/2007 establecía una gran mejora con respecto a su antecesor, el RD 436/2004. Por lo tanto, el cambio de un régimen a otro

³³¹ Réplica, párrafo 178.

³³² Réplica, párrafo 181, citando el Tribunal Supremo español (STS), Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª, 15 de diciembre de 2005, rec. 73/2004, **Anexo R-182**; Sentencia de la Sala Tercera del Tribunal Supremo de 25 de octubre de 2006, RCA 12/2005, referencia El Derecho EDJ 2006/282164, **Anexo R-67**; Tribunal Supremo español (STS), Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª, 20 de marzo de 2007, rec. 11/2005, **Anexo R-174**, y Tribunal Supremo español (STS), Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª, 9 de octubre de 2007, rec. 13/2006, **Anexo R-164**.

³³³ Réplica, párrafo 181.

³³⁴ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 296-299 y Apéndice 1, Tabla A; Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 54-59.

³³⁵ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, Apéndice 1, Tabla A; Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 54.

³³⁶ Tribunal Supremo español (STS), Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª, 3 de diciembre de 2009, rec. 151/2007, **Anexo R-183**, Tribunal Supremo español (STS), Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª, 9 de diciembre de 2009, rec. 152/2007, **Anexo R-180**; Tribunal Supremo español (STS), Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª, 18 de noviembre de 2009, rec. 43/2007, **Anexo R-184**.

³³⁷ Réplica, párrafo 192.

no podría haber indicado que el Gobierno implementaría recortes tarifarios retroactivos de la naturaleza de las Medidas en Disputa³³⁸.

343. En cambio, los Demandantes citan una decisión del Tribunal Supremo del 20 de abril de 2016, en la que el Tribunal Supremo sostuvo que, una vez registrada una planta FV, sus propietarios tenían legítimas expectativas de recibir la FIT para la cual estaban registradas³³⁹. Los Demandantes observan que el demandante en ese caso era un inversor que había intentado registrar una instalación en el registro de preasignación del RD 1578/2008. El RDL 1/2012 luego entró en vigor el 28 de enero de 2012, implementando una moratoria que suspendía el registro de todas las instalaciones nuevas de ER en el Régimen Especial. Esta suspensión impidió que el demandante pudiera registrar su instalación en el registro de preasignación del RD 1578/2008 y que recibiera la FIT fijada en el RD 1578/2008³⁴⁰. El Tribunal Supremo estimó el reclamo, considerando que “el cambio normativo que supuso el Real Decreto-Ley 1/2012 fue sorpresivo y quebrantó el principio de confianza legítima al suspender los procedimientos de pre-asignación de retribución”, y que el RD 1578/2008 “creó unas sólidas expectativas para los titulares de las instalaciones de que obtendrían la inscripción en aquel Registro y la consiguiente retribución de su energía en los términos previstos”³⁴¹. Es la opinión de los Demandantes que esta decisión demuestra que el Tribunal Supremo reconoce plenamente sus expectativas³⁴².

vii. Séptima defensa de España: las Medidas en Disputa estaban justificadas

344. En la opinión de los Demandantes, España ofreció diversas “justificaciones vagas e incoherentes con respecto a las Medidas en Disputa”, ninguna de las cuales son defendibles³⁴³. En particular, los Demandantes objetan los argumentos de España con respecto a que las medidas eran necesarias (a) para abordar el déficit tarifario; (b) para

³³⁸ Réplica, párrafos 190-204.

³³⁹ Escrito de los Demandantes en relación con la sentencia del Tribunal Supremo español del 20 de abril de 2016, del 30 de mayo de 2016.

³⁴⁰ Escrito de los Demandantes en relación con la sentencia del Tribunal Supremo español del 20 de abril de 2016, del 30 de mayo de 2016, párrafo 2.

³⁴¹ Escrito de los Demandantes en relación con la sentencia del Tribunal Supremo español del 20 de abril de 2016, del 30 de mayo de 2016, párrafo 5, en relación con la Sentencia del Tribunal Supremo Español (Sala de lo Contencioso-Administrativo), Recurso N.º 434/2014, 20 de abril de 2016, **Anexo C-687**, pág. 3.

³⁴² Escrito de los Demandantes en relación con la sentencia Tribunal Supremo español del 20 de abril de 2016, del 30 de mayo de 2016, párrafo 16.

³⁴³ Réplica, párrafo 26.

proteger a los consumidores; y (c) para cumplir con las pautas de ayuda estatal de la UE³⁴⁴.

(a) Déficit tarifario

345. Para los Demandantes, la principal razón para la implementación de las Medidas en Disputa era el deseo de España de abordar el déficit tarifario. Varios documentos contemporáneos, como el Informe de la CNE de 2012³⁴⁵ y el preámbulo de las leyes y reglamentos que introducen las Medidas en Disputa de hecho hacen referencia a la necesidad de remediar el déficit tarifario³⁴⁶. Es la opinión de los Demandantes que España es reacia a admitir que fue el déficit tarifario que motivó las Medidas en Disputa, porque España misma ocasionó el déficit y por lo tanto estaría reconociendo que incumplió el TCE.
346. Los Demandantes argumentan que el déficit tarifario, al igual que el exceso de capacidad en el sector FV³⁴⁷, son situaciones creadas por España, que existían mucho antes que España sancionara el RD 661/2007. El déficit tarifario fue el producto de que España no cumpliera con sus propias leyes; no fue un objetivo político que justificara la interferencia con las expectativas legítimas de los Demandantes³⁴⁸.
347. Inicialmente, según lo que dicen los Demandantes, el déficit tarifario surgió de una serie de cálculos erróneos con respecto a los costes y fluctuaciones de oferta y demanda³⁴⁹. Posteriormente, el RDL 6/2009 fijó límites al crecimiento del déficit tarifario cada año y que requirió que el Ministerio fijara el precio para el acceso a la red a tarifas adecuadas. Sin embargo, esto no se hizo porque el Gobierno eligió mantener los precios de la energía eléctrica artificialmente bajos por razones electorales³⁵⁰.

³⁴⁴ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 322-343; Réplica, párrafos 287-365.

³⁴⁵ CNE, Informe sobre el sector eléctrico español, 7 de marzo de 2012, **Anexo C-334**.

³⁴⁶ Réplica, párrafos 289-294; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 274-276.

³⁴⁷ Los Demandantes argumentan que la primera justificación de España para las medidas del RDL 14/2010 fue el exceso de capacidad en el sector FV, que en última instancia tendría el efecto de aumentar el déficit tarifario. Sin embargo, para los Demandantes, la principal razón del exceso de capacidad fue el sistema descentralizado de autorización y registro que implementó España y que se centraba alrededor de las Comunidades Autónomas, en lugar de una única autoridad central de control, como el Ministerio. Ver Escrito de Demanda Modificado, párrafo 324.

³⁴⁸ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 327-343.

³⁴⁹ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 329, 338.

³⁵⁰ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 331-332; Réplica, párrafo 295.

Asimismo, creció el déficit tarifario debido a que el Gobierno otorgó a una gran cantidad de consumidores de energía eléctrica, esencialmente todos los hogares españoles, el beneficio de la llamada TUR (tarifa de último recurso), es decir, un precio que tenía el objetivo de proteger a los consumidores de los aumentos dramáticos en el precio de mercado de la electricidad³⁵¹.

348. Además, los Demandantes argumentan que España ignoró todas las propuestas razonables de la CNE para abordar el déficit tarifario³⁵². Se refieren en particular a un Informe de la CNE de marzo de 2012, que identificó medidas para lograr ahorros en el sistema de suministro eléctrico, sin cortar la FIT y sin imponer costes excesivos en los consumidores³⁵³.
349. Finalmente, es la posición de los Demandantes que no existe evidencia de causalidad entre el déficit tarifario y el coste del Régimen Especial (es decir, las primas FV), en contra de lo que argumenta España³⁵⁴.
350. Los Demandantes concluyen indicando que el Tribunal Supremo español emitió varios fallos y dos series de medidas provisionales sosteniendo que el hecho de que España no cumpliera con los requisitos del RDL 6/2009 era una clara violación de la ley española³⁵⁵.

(b) Protección de los consumidores

351. Los Demandantes sostienen además que el argumento de España con respecto a la protección de los consumidores parece haberse planteado solamente para los fines de este arbitraje, dado que el único fin afirmado en las medidas era abordar el déficit tarifario³⁵⁶. De hecho, las políticas de España muestran el opuesto a una preocupación por proteger a los consumidores. En efecto, España aumentó el IVA sobre el consumo eléctrico al 21% (cuando para otros productos y servicios era tan bajo como el 4% o

³⁵¹ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 339.

³⁵² Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 303-310.

³⁵³ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 303-309, en relación con la CNE, Informe sobre el sector eléctrico español, 7 de marzo de 2012, **Anexo C-334**.

³⁵⁴ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 313.

³⁵⁵ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 341.

³⁵⁶ Réplica, párrafos 330-342.

incluso nada). También grava a los productores con un impuesto especial, todo lo cual eleva el precio del consumo eléctrico para los consumidores³⁵⁷.

(c) Reglas de ayuda estatal

352. Los Demandantes mantienen que la Decisión sobre Ayuda Estatal de la CE emitida el 10 de noviembre de 2017³⁵⁸ no tiene relación con la presente disputa.
353. En primer lugar, los Demandantes argumentan que, contrariamente a lo que afirma España, no hay evidencia para apoyar la proposición de que las Nuevas Medidas eran necesarias para cumplir con las reglas aplicables a ayuda estatal de la UE³⁵⁹. Al respecto, indican que las directrices de la UE citadas son posteriores a las Medidas en Disputa³⁶⁰. Además, en ningún momento se mencionó la ayuda estatal como un objetivo de las Medidas en Disputa³⁶¹. En cualquier caso, los Demandantes aseveran que el derecho de la UE no requería que España retirara el régimen económico, en particular con respecto a plantas que operaban bajo ese régimen.
354. En segundo lugar, los Demandantes sostienen que, contrariamente a las aseveraciones de España, la Decisión de la UE no podría afectar las expectativas legítimas de los Demandantes con respecto al Régimen Original, puesto que no tenía en cuenta ese régimen para nada³⁶². Los Demandantes señalan el argumento de España (y de la CE) con respecto a que un beneficiario que recibe ayuda ilícita no puede tener expectativas legítimas con respecto a dicha ayuda. En respuesta, los Demandantes sostienen que la falta de notificación del RD 661/2007 no perjudica sus expectativas legítimas, por las siguientes razones:

³⁵⁷ Réplica, párrafos 335-342.

³⁵⁸ Decisión de la CE sobre Ayuda Estatal, **Anexo RLA-201**.

³⁵⁹ Réplica, párrafos 344-365; Comentarios de los Demandantes con respecto a la Decisión de la CE sobre Ayuda Estatal del 22 de diciembre 2017, párrafo 2.

³⁶⁰ Réplica, párrafos 349-350, en relación con Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020, 2014/C200/01, Comunicación de la Comisión Europea, publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea, el 28 de junio de 2014, **Anexo RLA-126** (“Directrices de 2014”) y las Directrices comunitarias sobre ayudas estatales en favor del medio ambiente, 2008/C82/01, Comisión Europea publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea, 1 de abril de 2008, **Anexo RLA-127** (“Directrices de 2008”).

³⁶¹ Réplica, párrafo 351.

³⁶² Comentarios de los Demandantes con respecto a la Decisión de la CE sobre Ayuda Estatal del 22 de diciembre de 2017, párrafos 3-4.

- a. Como punto preliminar, las expectativas legítimas de los Demandantes deben ser juzgadas bajo el TCE y no bajo el derecho de la UE³⁶³;
- b. En cualquier caso, el RD 661/2007 no constituía ayuda estatal bajo el derecho de la UE dado que los programas de FIT financiados por el consumidor final, como los que existen bajo el RD 661/2007, no se consideran como ayuda estatal³⁶⁴;
- c. España misma no consideró que la FIT del RD 661/2007 fuera ayuda estatal. De lo contrario, hubiera notificado a la CE. Además, no existe evidencia contemporánea que indique que el RD 661/2007 fuera considerado ayuda estatal ilícita. En otras palabras, España no tenía expectativas con respecto a que el Régimen Original se tratara de ayuda estatal, mucho menos que fuera ilícito³⁶⁵;
- d. Además, al igual que España, la CE no consideró que la FIT establecida en el RD 661/2007 constituyera ayuda estatal. Los Demandantes señalan que la CE monitoreaba en todo momento los programas de apoyo a la ER de España y por lo tanto estaba al tanto de las disposiciones contenidas en el RD 661/2007. Sin embargo, a pesar de tener facultades *suo motu* para examinar la ayuda ilícita, la CE no sugirió que la FIT establecida en el RD 661/2007 fuera ayuda estatal de ninguna índole, y menos aún que fuera ilícita o incompatible³⁶⁶;
- e. En conclusión, los Demandantes sostienen que hacer lugar al argumento de España permitiría que España se beneficiase de sus propias irregularidades, lo que no puede excusar a España de responsabilidad bajo el derecho internacional. Incluso asumiendo que la FIT del RD 661/2007 efectivamente constituyera ayuda estatal, igualmente sería compatible con el derecho de la

³⁶³ Comentarios de los Demandantes con respecto a la Decisión de la CE sobre Ayuda Estatal del 22 de diciembre de 2017, párrafos 17 ss.; Escrito de los Demandantes sobre las observaciones escritas de la CE del 5 de julio de 2018, párrafo 9.

³⁶⁴ Escrito de los Demandantes sobre las observaciones escritas de la CE del 5 de julio de 2018, párrafos 10-14.

³⁶⁵ Comentarios de los Demandantes sobre la Decisión de la CE sobre ayuda Estatal del 22 de diciembre de 2017, párrafos 7-8, 11; Escrito de los Demandantes sobre las observaciones escritas de la CE del 5 de julio de 2018, párrafos 15-16.

³⁶⁶ Comentarios de los Demandantes sobre la Decisión de la CE sobre ayuda Estatal del 22 de diciembre de 2017, párrafos 9-10; Escrito de los Demandantes sobre las observaciones escritas de la CE del 5 de julio de 2018, párrafo 17.

UE. Esto así dado que la Decisión no se expide sobre la FIT del RD 661/2007, cuando podría haberlo hecho, lo que implica que la CE “estaba satisfecha con que la Tarifa Regulada fijada en el RD 661/2007 era compatible con la ayuda estatal”³⁶⁷.

355. En tercer lugar, los Demandantes hacen hincapié en el hecho de que “hallar compatibilidad con el derecho de la UE [no] equivale *ipso facto* a hallar compatibilidad con el TCE”, dado que los estándares relevantes que rigen los dos tratados son diferentes³⁶⁸.

356. Finalmente, los Demandantes rechazan la afirmación de España con respecto a que la compensación otorgada por el Tribunal en base a que España modificó el Régimen Original constituiría ayuda estatal. Ellos sostienen que la declaración de la Comisión al respecto en el párrafo 165 de la Decisión de la CE no es vinculante para el Tribunal³⁶⁹.

viii. Octava defensa de España: los Demandantes no han sufrido pérdidas

357. Los Demandantes consideran que esta defensa es “absurda”³⁷⁰. Ellos han sustanciado sus pérdidas en la evidencia presentada³⁷¹, pérdidas que ocasionaron la insolvencia de muchos proyectos³⁷². De cualquier modo, los Demandantes señalan además que la fase OP12, “confirma definitivamente” que cada uno de los Demandantes sufrió pérdidas sustanciales³⁷³. Además, la misma CNMC confirmó que el Nuevo Régimen reducía la retribución y rentabilidad de las instalaciones de ER³⁷⁴. Adicionalmente,

³⁶⁷ Escrito de los Demandantes sobre las observaciones escritas de la CE del 5 de julio de 2018, párrafos 24-27 (traducción del Tribunal).

³⁶⁸ Comentarios de los Demandantes sobre la Decisión de la CE sobre ayuda Estatal del fecha 22 de diciembre de 2017, párrafos 13-16 (traducción del tribunal).

³⁶⁹ Comentarios de los Demandantes sobre la Decisión de de la CE sobre ayuda Estatal del 22 de diciembre de 2017, párrafos 17 ss.

³⁷⁰ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 333-334.

³⁷¹ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 335-336.

³⁷² Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 337, con referencia al Segundo Informe Pericial de Brattle, párrafos 129-130, Sección VII.A.1; Tercer Informe Pericial de Brattle, párrafo 5(f).

³⁷³ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 302-304.

³⁷⁴ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 338, en relación con el Informe de la CNMC, Informe sobre la propuesta de orden 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

España asegura que las Medidas tenían como propósito reducir el déficit tarifario y abordar la retribución excesiva de las plantas FV. El hecho de que el déficit tarifario mostrara un excedente en 2014 como resultado del Nuevo Régimen demuestra que las Medidas causaron pérdidas significativas a los Demandantes³⁷⁵.

i. Las Medidas en Disputa han sido criticadas e impugnadas

358. Los Demandantes argumentan, además, que las Medidas en Disputa fueron objeto de fuerte crítica tanto a nivel interno como internacional, no solo por parte de asociaciones en la industria FV y el sector bancario, sino por parte de órganos propios de España y la Comisión Europea³⁷⁶. En particular, tres Comunidades Autónomas de España presentaron recursos contra el RDL 14/2010 por razones constitucionales, argumentando que dicho RDL frustraba los derechos de los generadores bajo el Régimen Especial y violaba las normas de seguridad jurídica y predictibilidad. El Tribunal Constitucional desestimó estos recursos sin examinar el fondo de la cuestión dado que en el ínterin las Nuevas Medidas habían reemplazado al RDL 14/2010³⁷⁷.
359. Además, el Senado de España reconoció el daño ocasionado por los límites horarios establecidos en el RDL 14/2010 y sancionó enmiendas para revocar estos límites. Sin embargo, estas enmiendas fueron rechazadas por el Congreso de los Diputados³⁷⁸.
360. Además, las Medidas de 2010 fueron criticadas por la Comisión Europea, la cual, según aseveran los Demandantes, cuestionó algunos cambios retroactivos y poco claros al régimen regulatorio realizados por algunos Estados Miembros³⁷⁹. La Comisión también inició procedimientos contra España por no comunicar el tipo de medidas que pensaba adoptar con el objetivo de implementar las Directivas Europeas y alcanzar el

renovables, cogeneración y residuos y se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación, 3 de abril de 2014, **Anexo C-338**, pág. 28 (versión en español).

³⁷⁵ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 340.

³⁷⁶ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 344-381.

³⁷⁷ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 349-353.

³⁷⁸ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 354-361.

³⁷⁹ Escrito de Demanda Modificado, párrafos 362-365, en relación con la Comisión Europea, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, el Consejo, el Comité Económico y Social y el Comité de las Regiones – Energía Renovable: un agente importante en el mercado europeo de la energía, COM(2012) 271 final, **Anexo C-421**.

objetivo 20-20-20³⁸⁰. Finalmente, ciertas Comunidades Autónomas presentaron recursos de inconstitucionalidad contra las Nuevas Medidas³⁸¹.

j. *El Tribunal tiene la obligación de decidir de manera consistente*

361. Finalmente, los Demandantes argumentan que el Tribunal debería hacer lugar a la Demanda Principal conforme a su deber de asegurar “el desarrollo armonioso del derecho internacional de inversiones”³⁸². Sostienen que se han presentado más de 30 reclamos bajo el TCE contra España a raíz de su derogación del RD 661/2007 a través de las Medidas en Disputa. Al momento de su escrito sustantivo (OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes), siete tribunales habían emitido laudos finales, cinco de los cuales “declar[aron] que España había infringido las expectativas legítimas de los inversores y ordenó daños y perjuicios”³⁸³. Según los Demandantes, los dos laudos que no entendieron que había un incumplimiento del TCE (*Charanne* e *Isolux*) eran casos atípicos que surgieron de los hechos peculiares a dichos casos específicos.
362. Dadas las circunstancias, puesto que no existen “razones contrarias convincentes” en el caso que nos compete, los Demandantes afirman que el Tribunal debe “seguir la línea coherente de casos” con respecto a cuestiones de responsabilidad además de daños y perjuicios, “declarar que España es responsable de infringir el TCE”, y “otorga[r] daños y perjuicios en función de que las TIR del RD 661/2007 habrían continuado, de no ser por los hechos ilícitos de España”³⁸⁴. Los Demandantes por lo tanto solicitan que el Tribunal haga lugar a la Demanda Principal. En la alternativa, las Demandantes proponen lo que denominan su Demanda Alternativa, que se considera a continuación (*infra*, en V.B.1).

2. La posición de la Demandada

³⁸⁰ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 373.

³⁸¹ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 370.

³⁸² OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 4, citando el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, párrafo 55.

³⁸³ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 2; Sección 10 (“Autoridades que abordan las modificaciones de los regímenes de ayuda”), comentando, entre otros, los Laudos en *Eiser*, **Anexo CLA-215**; *Novenergia II - Energy & Environment (SCA) (Gran Ducado de Luxemburgo)*, *SICAR c. Reino de España*, SCC Arbitraje (2015/063), Laudo Final, 15 de febrero de 2018, **Anexo CLA-242** (“*Novenergía*”); *Masdar*, **Anexo CLA-243**; *Antin*, **Anexo CLA-244**; y *Greentech*, **Anexo CLA-245**.

³⁸⁴ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 5-6.

363. España sostiene que los Demandantes no han podido probar una violación al Artículo 10(1) del TCE.
- a. ***Los Demandantes no podían legítimamente esperar la estabilización del RD 661/2007***
- i. ***El contenido del estándar jurídico y el alcance de la indagación del Tribunal***
364. En primer lugar, España observa que el estándar del TJE en el Artículo 10(1) del TCE impone una enorme carga para los Demandantes en demostrar la existencia de una violación. En particular, el estándar del TJE solo se viola con una conducta que es,
- arbitraria, notoriamente injusta, antijurídica o idiosincrática, y discriminatoria si la demandante es objeto de prejuicios raciales o regionales o si involucra ausencia de debido proceso que lleva a un resultado que ofende la discrecionalidad judicial, como podría ocurrir con un fracaso manifiesto de la justicia natural en los procedimientos judiciales o una falta total de transparencia e imparcialidad en un proceso administrativo³⁸⁵.
365. Según España, los términos establecidos requieren “algo más” que eleve los actos de la Demandada de una “percibida injusticia ocasionada por varias acciones gubernamentales que no alcanzan a calificar como incumplimiento con el derecho internacional” a aquellas que constituyen violaciones del derecho internacional³⁸⁶.
366. En las circunstancias, España afirma que el análisis de los Demandantes sobre las expectativas legítimas se centra en la cuestión equivocada. La cuestión no es a qué tarifa tenían derecho los Demandantes, es decir, la FIT según RD 661/2007 o una rentabilidad razonable. Por el contrario, dado que el caso de los Demandantes es que España violó el TCE al aplicar las Medidas en Disputa y al cambiar las reglas aplicables, “la cuestión jurídica central es si España tenía libertad para modificar sus propias leyes”³⁸⁷. En otras palabras, la cuestión en disputa es si los Demandantes podían legítimamente esperar la “petrificación” de la ley.
367. Como punto preliminar, España afirma que hay una presunción en el derecho internacional de que un Estado es libre de enmendar sus leyes. Tomando esto como punto de partida el Tribunal debe comenzar su valoración de las expectativas legítimas

³⁸⁵ Dúplica, párrafo 731, citando *Perenco Ecuador Limited c. La República del Ecuador*, Caso CIADI N.º ARB/08/6, Decisión sobre las cuestiones pendientes relativas a la jurisdicción y sobre la responsabilidad, **Anexo RLA-140**, párrafos 558-559.

³⁸⁶ Dúplica, párrafo 731.

³⁸⁷ Dúplica, párrafos 740, 853.

de los Demandantes. En otras palabras, España alega que los Demandantes deben probar que el RD 661/2007 establecía una excepción a esta regla³⁸⁸.

ii. El marco regulatorio del sector eléctrico en España

368. Dado que entiende que la presentación de los Demandantes del régimen legal es incompleta³⁸⁹, España ha ofrecido una descripción general de su sistema eléctrico³⁹⁰. España explica que el sistema eléctrico español (el “SEE”) forma un “sistema económico, técnico y jurídico³⁹¹”, que se rige por los siguientes principios:

- a. Es un “sistema”, caracterizado por una fuerte interdependencia entre sus actores. Los diversos elementos relativos a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica están interconectados a través de mecanismos de control común³⁹²;
- b. El suministro de energía es un servicio de importancia estratégica y de “interés económico general”³⁹³.
- c. El principal objetivo del sistema es garantizar que todos los consumidores tengan acceso a la energía eléctrica en condiciones de igualdad y calidad³⁹⁴;
- d. La viabilidad económica del sistema se basa en el principio de autosuficiencia financiera³⁹⁵. Por tanto, no tiene recurso a los Presupuestos Generales del Estado en caso de déficit, que solo puede remediarse aumentando los ingresos o bien disminuyendo los costes³⁹⁶;
- e. Luego de la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico de 1997, se liberó parcialmente el sector y ahora coexisten actividades reguladas y liberalizadas³⁹⁷.

³⁸⁸ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 258-261.

³⁸⁹ Escrito de Contestación, párrafo 24.

³⁹⁰ Escrito de Contestación, párrafos 22-356.

³⁹¹ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 21-22; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 22.

³⁹² Escrito de Contestación, párrafos 42-43.

³⁹³ Escrito de Contestación, párrafos 44-46.

³⁹⁴ Escrito de Contestación, párrafos 47-48.

³⁹⁵ Escrito de Contestación, párrafos 49-50.

³⁹⁶ Escrito de Contestación, párrafo 50.

³⁹⁷ Escrito de Contestación, párrafos 51-58.

369. España agrega que el régimen legal que regula el SEE comprende leyes y reglamentos jerárquicamente estructurados, en particular la Ley del Sector Eléctrico de 1997. La Ley del Sector Eléctrico de 1997 establece dos principios básicos con respecto a la retribución pagadera a las instalaciones de ER en virtud el Régimen Especial³⁹⁸:
- a. Las primas para el Régimen Especial son un coste del SEE vinculado a su sostenibilidad; y
 - b. Se deben establecer las primas a un nivel que permita que las instalaciones del Régimen Especial alcancen un retorno razonable o una rentabilidad razonable con referencia al coste de dinero en los mercados de capital.
370. En resumen, España afirma que los subsidios otorgados a los productores de ER según el Régimen Especial representan un coste del sistema que debe ser equilibrado con el objetivo de asegurar la sostenibilidad general del sistema. Esto significa que, si los subsidios e incentivos llevan a un desequilibrio que amenaza la sostenibilidad, el regulador puede legítimamente ajustar la retribución para evitar la sobre compensación. En otras palabras, la naturaleza misma del SEE debió haber alertado a los Demandantes del hecho de que la FIT no estaba “petrificada” de por vida³⁹⁹.
371. En ese sentido, España sostiene que entre 2007 y 2010 la capacidad instalada del sector FV creció exponencialmente y superó todas las predicciones realizadas al determinar el régimen de retribución en virtud del RD 661/2007. Como resultado, el coste de subsidiar el sector FV (pagando la FIT) también aumentó significativamente y se convirtió en el coste principal del SEE⁴⁰⁰. España alega que intentó hacer frente a los costes más altos aumentando el precio de la energía eléctrica al consumidor y amortizando el déficit tarifario. Aumentó el precio de la energía eléctrica en 11 ocasiones distintas, por un total de 70%⁴⁰¹. Sin embargo, a pesar del alto precio de la energía eléctrica, los ingresos no llegaron a cubrir el crecimiento de los costes. Esto llevó a un déficit tarifario que supuso una seria amenaza a la sostenibilidad del SEE⁴⁰².

³⁹⁸ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 18, 22; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 28.

³⁹⁹ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 23-34; Dúplica, párrafos 844-846, 937-951.

⁴⁰⁰ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 31-32.

⁴⁰¹ Escrito de Contestación, párrafos 775-777; Dúplica, párrafos 515, 560 and 1067; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 40-46.

⁴⁰² OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 275.

372. La situación se vio exacerbada por la crisis financiera global que supuestamente llevó a la recesión de la economía de España. Según España, durante y debido a la crisis económica, la demanda de energía eléctrica cayó y ya no era razonable que España continuara aumentando el precio que pagaban los consumidores por la energía eléctrica⁴⁰³. La combinación de estos factores creó un desequilibrio que puso al SEE al borde del colapso. En estas circunstancias, España sostiene que fue obligada a hacer cambios en el marco legal, lo cual estaba claramente contemplado en la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y en la ley española en general⁴⁰⁴.

iii. El principio de rentabilidad razonable

373. Como tema general señalado en sus escritos, España afirma que los Demandantes solo podían aspirar a una “rentabilidad razonable”.

(a) Rentabilidad razonable como pilar del SEE

374. España sostiene que la normativa sistemática del sector de ER, incluyendo FV, comenzó con la Ley del Sector Eléctrico de 1997, que introdujo el concepto de “rentabilidad razonable” como un elemento en la determinación de la retribución de las instalaciones de ER. En este contexto, el Artículo 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 no contempla la petrificación de la legislación ni una tarifa perpetua. Tampoco establece que la tarifa o primas otorgadas por la normativa relevante deban representar una “rentabilidad razonable”⁴⁰⁵. En cambio, el Artículo 30.4 simplemente indica que las primas establecidas en cada momento por medio de los RD asegurarán que la retribución de los operadores no caiga por debajo del umbral que permite que los inversores logren una rentabilidad razonable⁴⁰⁶. Los varios reglamentos que implementaron el Artículo 30.4, especialmente el RD 661/2007, reafirmaron el principio de rentabilidad razonable.

375. Con respecto al RD 436/2004, España subraya que incluso este reglamento enfatizó la importancia básica de la rentabilidad razonable como parte del sistema de incentivos⁴⁰⁷. El esquema de incentivos incorporado en virtud del RD 436/2004 –en el

⁴⁰³ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 45-51; Dúplica, párrafos 67-71; Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 34.

⁴⁰⁴ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 51.

⁴⁰⁵ Dúplica, párrafo 282.

⁴⁰⁶ Escrito de Contestación, párrafo 283; Dúplica, párrafos 282-284.

⁴⁰⁷ Escrito de Contestación, párrafo 288, en relación con el RD 436/2004, **Anexo R-55**, Preámbulo, párrafo 7.

cual la FIT que estaba vinculada al monto de la tarifa de energía eléctrica al consumidor – se basaba en el principio de rentabilidad razonable y no otorgaba “una petrificación de los incentivos/subvenciones durante toda la vida de las instalaciones”⁴⁰⁸.

376. La rentabilidad razonable era de importancia fundamental también en el RD 661/2007. Como sustento, España señala el texto de este decreto y en particular su preámbulo⁴⁰⁹. Además, el párrafo 1 del Artículo 44.3, al referirse a las circunstancias que han de tenerse en cuenta al modificar incentivos, reitera que se debe “garantiza[r] siempre unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste de dinero en el mercado de capitales”⁴¹⁰.
377. Por lo tanto, según el punto de vista de España, el RD 661/2007 no garantizaba la inmutabilidad del esquema de incentivos a lo largo del tiempo. En cambio, suplementaba a un esquema que pretendía brindar una rentabilidad razonable.
378. Así, no hay nada en las leyes y reglamentos que regulaban el sector FV antes y durante el tiempo en que los Demandantes hicieron su inversión que sugiera que el esquema de incentivos estaba congelado o que se garantizaba la FIT. Los Demandantes debieron haber sabido entonces que los incentivos podrían ser adaptados para asegurar una rentabilidad razonable⁴¹¹.

(b) El concepto de rentabilidad razonable es un concepto dinámico

379. España afirma que el concepto de rentabilidad razonable se basa en el trabajo previo del regulador, que reconoce una estructura de costes económicos, define el ingreso necesario para pagar dicha estructura y para remunerar adecuadamente al inversor por su capital⁴¹².
380. Para la Demandada, la rentabilidad se debe medir independientemente de la prima que el marco regulatorio pueda haber otorgado en un momento dado. Así, no tiene sentido comparar las situaciones según el Nuevo Régimen con la existente cuando se creó la instalación⁴¹³. Por lo tanto, según sostiene España, la rentabilidad razonable es

⁴⁰⁸ Escrito de Contestación, párrafo 287-289.

⁴⁰⁹ Escrito de Contestación, párrafo 295, en relación con el RD 661/2007, **Anexo C-35**, Preámbulo, párrafo 7.

⁴¹⁰ Escrito de Contestación, párrafo 296.

⁴¹¹ Dúplica, párrafos 956-958.

⁴¹² Dúplica, párrafo 275.

⁴¹³ Dúplica, párrafo 280.

necesariamente un concepto dinámico⁴¹⁴. Lo que hoy es razonable puede no serlo dentro de 30 años según las diferentes circunstancias económicas⁴¹⁵.

381. España argumenta que la rentabilidad razonable debe permitir que un inversor recupere los gastos de inversión (Capex) y los gastos operativos (Opex) y obtenga una rentabilidad en línea con el criterio de mercado. La alineación con el criterio de mercado cumple el triple objetivo de (i) remunerar al inversor de manera proporcional, para que pueda competir con las energías convencionales; (ii) garantizar el suministro de energía a un coste eficiente para los consumidores; y (iii) hacer que el SEE sea sostenible⁴¹⁶. En particular, el Artículo 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 garantiza un equilibrio adecuado entre el coste para los consumidores y la rentabilidad del inversor, que también queda reflejado en la “Exposición de Motivos” del RD 661/2007⁴¹⁷. Por lo tanto, si el principio de rentabilidad razonable constituye un punto de equilibrio, debe tener el dinamismo necesario para adaptarse en caso de alta o baja retribución⁴¹⁸. Dicho dinamismo se refleja en el uso por la Ley del Sector Eléctrico de 1997 del coste del dinero en el mercado de capital⁴¹⁹, como una “referencia” para juzgar la razonabilidad de la rentabilidad. Dado que el coste del dinero fluctúa según parámetros macroeconómicos y políticas monetarias, la rentabilidad razonable es necesariamente dinámica⁴²⁰. Al igual que el Artículo 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997, la Ley 24/2013 sólo ofrece a los inversores en renovables tasas de retorno con referencia al coste del dinero en los mercados de capital. En particular, la Ley 24/2013 vincula la rentabilidad razonable con la evolución de los bonos del estado español⁴²¹.
382. Asimismo, sostiene España, el marco regulatorio del SEE es totalmente consistente con el principio constitucional español de jerarquía normativa. Dicho principio permite la introducción de cambios regulatorios que no alteran los principios del SEE establecidos en la Ley del Sector Eléctrico de 1997⁴²². España también argumenta que no existe ninguna disposición en todo el marco legal energético de España que

⁴¹⁴ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 16-66.

⁴¹⁵ Dúplica, párrafo 281.

⁴¹⁶ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 35-36.

⁴¹⁷ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 39-41.

⁴¹⁸ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 43.

⁴¹⁹ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 44.

⁴²⁰ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 44.

⁴²¹ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 50-56.

⁴²² Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 62-66.

garantice una retribución particular ilimitada y perpetua. Además, el sistema de FIT es un incentivo para energías renovables, entre otros, incluyendo incentivos impositivos o ‘certificados verdes’.

383. En todo caso, incluso en base al argumento de los Demandantes con respecto a que la rentabilidad razonable “debe ser la rentabilidad razonable aplicable al momento en que los Demandantes hicieron su inversión”, con lo cual España inicialmente pareció estar de acuerdo⁴²³, la Demandada sostiene que la rentabilidad razonable al momento de la inversión de los Demandantes en España rondaba el 7%. Como respaldo, España invoca la *Memoria Económica* del proyecto del decreto que se convertiría en el RD 661/2007, preparado por el Ministerio de Industria, Turismo y Energía⁴²⁴. De acuerdo con la *Memoria Económica*, las plantas de hasta 10 MW recibirían una retribución de “aproximadamente 7%”, y las plantas de más de 10 MW tendrían una rentabilidad menor al 7%⁴²⁵.
384. España argumenta que la *Memoria Económica* estaba públicamente disponible. Aunque no fue publicada en el Boletín Oficial del Estado, cualquier parte que demostrara un interés legítimo podía solicitar acceso a la misma⁴²⁶. Hubiera sido la mínima diligencia esperada de inversores sofisticados como los Demandantes⁴²⁷, requerir acceso a materiales relacionados con la preparación del RD 661/2007. Las asociaciones que representan a los productores de energía FV, incluyendo aquella de la cual los Demandantes son miembros, tenían acceso total a la *Memoria Económica* e “incluso presentaron comentarios sobre el expediente”⁴²⁸. La Demandada también

⁴²³ Ver Dúplica, párrafo 260 (donde la Demandada, en relación con la Réplica de las Demandantes, párrafo 152, señala que “los Demandantes realizan en su Escrito de Réplica una declaración sobre la que España está plenamente de acuerdo. Dicen que la rentabilidad razonable [...] debe ser la rentabilidad razonable aplicable al momento en que los Demandantes hicieron su inversión.” España no niega esto. La rentabilidad razonable en el momento en que los Demandantes invirtieron en España rondaba el 7%”, nota a pie de página omitida).

⁴²⁴ Dúplica, párrafos 261-262, y nota al pie 239.

⁴²⁵ Dúplica, párrafo 265, en relación con la Memoria del proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía bajo un régimen especial y ciertas instalaciones de tecnologías asimilables, bajo un régimen ordinario, del 21 de marzo de 2007 en relación al RD 661/2007, **Anexo R-24**, Sección 3.2.1.

⁴²⁶ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 135-140.

⁴²⁷ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 141.

⁴²⁸ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 145.

señala el testimonio del Sr. Barrueco, representante de una de las Demandantes, quien confirmó en la audiencia que había visto la *Memoria Económica*⁴²⁹.

385. El PER 2005-2010, según señala la Demandada, también se refirió a una rentabilidad del 7%⁴³⁰.
386. El RD 661/2007 incluía cuadros con diversos precios de FIT en base a los cuales cada instalación de FV hizo su propio pronóstico de rentabilidad⁴³¹. El comunicado de prensa del Ministerio de mayo de 2007 invocado por los Demandantes también confirma la tasa del 7%⁴³².
387. España argumenta que las Medidas de 2013 contemplan una rentabilidad del 7,398%, que puede ser superado por una planta eficiente “dado que los parámetros de costes considerados en la normativa son bastante generosos”⁴³³. Así, según el Nuevo Régimen, los Demandantes pueden aspirar a una rentabilidad mayor a la que se deriva del RD 661/2007⁴³⁴. España considera que esto demuestra que las adaptaciones hechas por el Nuevo Régimen estaban permitidas, eran proporcionadas, legítimas y razonables y no violaban las expectativas legítimas de los Demandantes.

iv. El régimen del RD 661/2007 no era inmutable

388. España sostiene que los Demandantes no podrían tener expectativas de que la retribución establecida por el RD 661/2007 permanecería inalterable⁴³⁵. Una FIT inmutable sobre una base permanente e ilimitada sería contraria no solo al derecho español y de la UE, sino también al sentido común comercial⁴³⁶.

⁴²⁹ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 150-152.

⁴³⁰ PER 2005-2010, Gobierno de España, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio e Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE), agosto de 2005, **Anexo R-26**, pág. 274.

⁴³¹ Dúplica, párrafo 268.

⁴³² Dúplica, párrafo 270, en relación con el Comunicado de prensa anunciando el RD 661/2007, “El Gobierno da prioridad a la rentabilidad y la estabilidad en el nuevo Real Decreto sobre energías renovables y cogeneración”, 25 de mayo de 2007, **Anexo C-565**.

⁴³³ Dúplica, párrafo 271.

⁴³⁴ Dúplica, párrafo 271.

⁴³⁵ Dúplica, párrafo 29.

⁴³⁶ Dúplica, párrafo 31.

(a) La interpretación del Artículo 44.3 del RD 661/2007

389. España argumenta que el Artículo 44.3 del RD 661/2007 (reproducido *supra* en el párrafo 247) no significa una “petrificación” del marco regulatorio⁴³⁷. Sostiene que el proceso de revisión contemplado en el Artículo 44.3 se refiere a las “posibles revisiones que debían hacerse a la vista de los informes sobre el grado de cumplimiento del [PER 2005-2010], y de acuerdo con los nuevos objetivos del Plan de [ER]”⁴³⁸.
390. En particular, explica que leído en su totalidad y con referencia específica a su primera subsección, el Artículo 44.3 contempla revisiones cada cuatro años (comenzando en 2010) si se cumplen una serie de condiciones⁴³⁹, y con el único propósito de cumplir con los objetivos para la implementación de los planes sucesivos para alentar la ER⁴⁴⁰.
391. Sin embargo, continúa la Demandada, las “revisiones especiales” contempladas en el Artículo 44.3 nunca ocurrieron porque, entre otras cosas, los objetivos del PER 2005-2010 se cumplieron mucho antes del 2010, i.e. en octubre de 2007⁴⁴¹. Así, “además de las revisiones ‘de la tarifa regulada y los límites superior e inferior’ establecida en el artículo 44.3, resulta que podrían producirse otros cambios motivados por otros fines u objetivos tales como el re-equilibrio de los costes del SEE para asegurar su sostenibilidad o la concesión de tasas de rentabilidad razonables de retorno en relación al coste del dinero de los mercados de capital”⁴⁴².
392. En la Audiencia sobre Responsabilidad, la Demandada también sostuvo que el Artículo 44.3 solo se aplicaba si el RD 661/2007 aún estaba en vigor⁴⁴³.

⁴³⁷ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 68-102. España plantea estos argumentos en el contexto de lo que ella caracteriza como “Derecho español”. Por separado, España también argumenta que el Artículo 44.3 no constituye una cláusula de estabilización bajo el derecho internacional, tema que se considerará posteriormente.

⁴³⁸ Dúplica, párrafo 108. Ver también *ídem.*, párrafos 901-903.

⁴³⁹ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 76; Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 49.

⁴⁴⁰ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 77; Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 53.

⁴⁴¹ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 79.

⁴⁴² Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 80.

⁴⁴³ Tr. Audiencia sobre Responsabilidad [versión en inglés], Día 1, en 221:6-222:8. Ver también Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 50.

393. Según el punto de vista de España, la interpretación del Artículo 44.3 se confirma con su “antecesor”, el Artículo 40.3 del RD 436/2004. El Tribunal Supremo español estableció que dicha disposición no era inmutable incluso antes de que los Demandantes decidieran invertir en España.
394. España “niega tajantemente” que el Artículo 40.3 del RD 436/2004 constituya una disposición de estabilización orientada a crear una estabilidad a largo plazo para atraer inversiones⁴⁴⁴. España afirma que hubo impugnaciones contra el RD 661/2007, que en algunos casos redujo la retribución potencial existente según el RD 436/2004, mientras se observaba siempre el principio de rentabilidad razonable⁴⁴⁵. Al decidir estas impugnaciones, el Tribunal Supremo español confirmó (i) que el Gobierno puede cambiar el marco regulatorio, (ii) que la expectativa de recibir una FIT a perpetuidad no es legítima, (iii) que las modificaciones hechas eran compatibles con el principio de seguridad jurídica, (iv) que el esquema de incentivos se debe considerarse junto con el resto de los elementos que forman parte del principio de rentabilidad razonable, y (v) que dicho esquema debe ser capaz de adaptarse oportunamente a las circunstancias⁴⁴⁶.
395. Para España, es por lo tanto claro que los Demandantes no pueden basarse en el Artículo 44.3 del RD 661/2007 (que es casi idéntico a la anterior disposición, Artículo 40.3 del RD 423/2004) para afirmar que tenían una expectativa legítima de que el régimen de incentivos permanecería inalterable. El mero hecho de que el RD 436/2004 fue reemplazado por el RD 661/2007 advirtió a los Demandantes de que el RD 661/2007 podría sufrir cambios similares⁴⁴⁷.
- (b) La importancia del “periodo ventana” contemplado en el Artículo 22 del RD 661/2007
396. España sostiene que el Artículo 22 está “vinculad[o] al grado de aplicación” y que “su finalidad es implantar un control complementario de dicha aplicación”⁴⁴⁸. Para España, en caso de que los objetivos del PER 2005-2010 en cuanto a la capacidad instalada

⁴⁴⁴ Dúplica, párrafo 21.

⁴⁴⁵ Dúplica, párrafo 113.

⁴⁴⁶ Dúplica, párrafo 114, con referencia al Tribunal Supremo Español (STS), Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª, 15 de diciembre de 2005, rec. 73/2004, **Anexo R-182**, y Sentencia de la Sala Tercera del Tribunal Supremo de 25 de octubre de 2006, RCA 12/2005, referencia El Derecho EDJ 2006/282164, **Anexo R-67**.

⁴⁴⁷ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 114.

⁴⁴⁸ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 123.

se hubieran logrado antes de 2010, “la aplicación de un exceso de capacidad debía ser controlada limitando la fecha tope de acceso al RD 661/2007 tal y como dispone el artículo 22”⁴⁴⁹. Dado que los objetivos ya se habían logrado en 2007, el Gobierno abrió el plazo de doce meses en septiembre de 2007. Por consiguiente, “el registro para el RD 661/2007 ya estaba cerrado en septiembre del 2008 y el plazo de dos años para el registro conforme al artículo 44.3, que debía realizarse en el 2010 no llegó a aplicarse”⁴⁵⁰. Así, España concluye, “[s]implemente, no era posible activar el mecanismo de revisión del artículo 44.3 en el 2010 puesto que dichas revisiones se habrían aplicado solamente a las instalaciones que se habían registrado en el 2012 después del plazo de dos años previsto en el artículo 44.3 (lo que no ocurrió puesto que desde septiembre de 2008 se cerró el registro de instalaciones FV conforme al RD 661/2007 y las instalaciones FV registradas después de dicha fecha quedaban reguladas por el RD 1578/2008)”⁴⁵¹.

(c) Disposición Adicional Quinta en el RD 1578/2008

397. Inicialmente, la Demandada argumentó que el RD 1578/2008 no se aplicaba a las instalaciones registradas según el RD 661/2007⁴⁵². En su memorial posterior a la audiencia, España sostuvo que como la Disposición Adicional Quinta “estipula que será de aplicación a ‘la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica’ (a diferencia del artículo 2 del RD 1578/2008, que se refiere específicamente a instalaciones FV registradas después del 29 de septiembre) [...], las modificaciones que figuran en la Disposición Adicional Quinta afectan a toda instalación FV independientemente de su fecha de registro o entrada en servicio”⁴⁵³.
398. Para la Demandada, dicha disposición alertó a los Demandantes con respecto a que la retribución de sus instalaciones FV podía ser cambiada. Dicha advertencia era sin perjuicio de la posibilidad de modificar el marco regulatorio debido al principio de sostenibilidad del SEE⁴⁵⁴.

⁴⁴⁹ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 125.

⁴⁵⁰ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 127.

⁴⁵¹ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 128.

⁴⁵² Ver Dúplica, párrafo 40 (“España está de acuerdo con lo afirmado por los Demandantes acerca de que el RD 1578/2008, que reduce el importe a pagar por kWh, se aplica a las instalaciones cuyo régimen venía dado por el RD 661/2007 y, por tanto, no resulta de aplicación a las Demandantes”).

⁴⁵³ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 131 (énfasis en el original).

⁴⁵⁴ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 132-133.

v. **Fallos del Tribunal Supremo que confirman la posición de España**

399. En España, las decisiones del Tribunal Supremo son parte del ordenamiento jurídico⁴⁵⁵ y, por ende, del marco regulatorio que rige las inversiones en ER⁴⁵⁶. Por lo tanto, los Demandantes debieran haberlas conocido.
400. España distingue entre las decisiones del Tribunal Supremo emitidas antes y después de la inversión de los Demandantes. Las primeras sostienen que el estado está totalmente facultado para cambiar los incentivos económicos establecidos para instalaciones de ER, siempre que cumpla con las disposiciones de la Ley del Sector Eléctrico de 1997⁴⁵⁷.
401. La Demandada no disputa que las decisiones del Tribunal Supremo que tratan los cambios regulatorios al RD 436/2004 no se refieren al Artículo 40.3⁴⁵⁸. Sin embargo, para España esto es irrelevante⁴⁵⁹. De manera similar al Artículo 44.3 RD 661/2007, el Artículo 40.3 del RD 436/2007 estableció una revisión particular. Los cambios regulatorios considerados por el Tribunal Supremo no estaban relacionados con dichas revisiones específicas, sino con los principios de sostenibilidad y rentabilidad razonable⁴⁶⁰. Además, el Tribunal Supremo claramente no consideró que el Artículo 40.3 fuera una disposición que impidiera modificaciones posteriores a los incentivos ofrecidos bajo el RD 436/2004⁴⁶¹, puesto que de lo contrario no hubiera alcanzado el resultado que obtuvo.
402. Con respecto a las decisiones del Tribunal Supremo emitidas *luego* de la inversión de los Demandantes, un primer grupo emitido en 2009 aborda las impugnaciones contra

⁴⁵⁵ Dúplica, párrafo 293, puntos 1-2.

⁴⁵⁶ Dúplica, párrafo 293, punto 2.

⁴⁵⁷ Dúplica, párrafos 293, pt. 3 y 294-306, en relación con Tribunal Supremo Español (STS), Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª, 15 de diciembre de 2005, rec. 73/2004, referencia de La Ley EDJ 2005/237434, **Anexo R-182**; Sentencia de la Sala Tercera del Tribunal Supremo de 25 de octubre de 2006, RCA 12/2005, referencia El Derecho EDJ 2006/282164, **Anexo R-67**; Tribunal Supremo Español (STS), Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª, 20 de marzo de 2007, rec. 11/2005, **Anexo R-174**; Tribunal Supremo Español (STS), Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª, 9 de octubre de 2007, rec. 13/2006, **Anexo R-164**. Ver también Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 26.

⁴⁵⁸ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 159.

⁴⁵⁹ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 158.

⁴⁶⁰ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 159.

⁴⁶¹ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 162.

el RD 661/2007, que el Tribunal rechazó, a pesar de la existencia del Artículo 40.3 del RD 436/2004⁴⁶².

403. Otro grupo de decisiones (más de 100), continúa España, fueron emitidas entre 2012 y 2014 y rechazaron impugnaciones presentadas contra los cambios efectuados a través de las Medidas de 2010. Reflejan un punto de vista consistente, de acuerdo con el cual dichos cambios fueron legales⁴⁶³. Estas decisiones son consistentes con las anteriores a las inversiones realizadas por los Demandantes⁴⁶⁴, dado que todas confirman el derecho del Estado a modificar normativas, siempre que se asegure una rentabilidad razonable.
404. Finalmente, la Demandada sostiene que la decisión del Tribunal Supremo del 20 de abril de 2016, en la que se basan los Demandantes, no les asiste. Dicha decisión no tiene relación con el caso de los Demandantes, ya que se refiere a la moratoria para el registro en el RAIPRE como resultado del RDL 1/2012, y no a las modificaciones a la retribución recibida por las plantas FV ya registradas en el RAIPRE⁴⁶⁵. Dicho fallo no dice que una planta registrada en el RAIPRE gozará de un derecho inalterable a un subsidio específico o a un nivel de rentabilidad específico⁴⁶⁶.

vi. En todo caso, España no ofreció un compromiso de estabilización bajo el derecho internacional

405. España sostiene que, según el derecho internacional, solo puede surgir una expectativa legítima de estabilización si un Estado otorga un compromiso directo y específico o una representación a un inversor (tal como una cláusula de estabilización), en la que el inversor se apoya para hacer su inversión⁴⁶⁷.

⁴⁶² Dúplica, párrafos 307-320, en relación con Tribunal Supremo Español (STS), Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª, 3 de diciembre de 2009, rec. 151/2007, **Anexo R-183**; Tribunal Supremo Español (STS), Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª, 18 de noviembre de 2009, rec. 43/2007, **Anexo R-184**.

⁴⁶³ Dúplica, párrafo 293, pt. 4.

⁴⁶⁴ Dúplica, párrafo 292, 931-933.

⁴⁶⁵ Escrito de la Demandada en relación con la Decisión del Tribunal Supremo del 20 de abril de 2016, 30 de mayo de 2016, pág. 1.

⁴⁶⁶ Escrito de la Demandada en relación con la Decisión del Tribunal Supremo del 20 de abril de 2016, 30 de mayo de 2016, pág. 3.

⁴⁶⁷ Dúplica, párrafos 866-869, rechazando la confianza depositada incorrectamente por los Demandantes en los casos surgidos de la crisis económica de Argentina como representativos de la proposición de que las expectativas legítimas de estabilización

406. España afirma que, para ser considerado un compromiso de estabilización, el compromiso tomado por el Estado receptor debe satisfacer la “prueba de especificidad”. Se “identificará en particular (i) el acto del Estado que se impide (esto es, la modificación de la ley); (ii) el inversor específico frente al que se adquiere dicho compromiso; y (iii) el período de limitación”⁴⁶⁸. Dado que el Artículo 44.3 del RD 661/2007 no cumple con ninguno de estos requerimientos, se entiende que no califica como compromiso de estabilización según el derecho internacional.

vii. Defectos en la diligencia debida de los Demandantes

407. España considera que “como inversores prudentes y diligentes” los Demandantes debieron haber tenido conocimiento del régimen legal aplicable a su inversión y debieron haber previsto cambios en el régimen regulatorio. Sus expectativas en cuanto a la inalterabilidad del régimen del RD 661/2007 solo pudieron haberse generado a raíz de una interpretación errónea del marco regulatorio, que no puede ser considerada legítima. Los Demandantes no realizaron la diligencia debida para indagar con respecto al marco regulatorio antes de realizar sus inversiones. Esto implicaba no solo examinar los requisitos para aplicar el régimen, sino también la posibilidad de que dicha normativa pudiera estar sujeta a modificaciones⁴⁶⁹.

408. En este contexto, España observa que todos los informes presentados por los Demandantes limitan el alcance de la diligencia debida a temas corporativos, inmobiliarios, contractuales, impositivos, ambientales y administrativos/regulatorios. En los casos en que incluyen una sección regulatoria, éstas simplemente describen los procesos a seguir para obtener las licencias, permisos y autorizaciones necesarias para operar una planta FV⁴⁷⁰. La audiencia confirmó la falta de diligencia debida⁴⁷¹. La diligencia se enfocó en los requisitos de registro ante el RAIPRE sin abordar el fondo del Artículo 44.3. ni la naturaleza de cualquier sistema de Tarifa Regulada (FIT)

con respecto al régimen regulatorio pueden surgir de la ley general. Ver también, Escrito de Contestación, párrafos 656-659.

⁴⁶⁸ Dúplica, párrafo 895; Escrito de Contestación, párrafos 645-669, 680-683.

⁴⁶⁹ Dúplica, párrafo 332; Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 269 *et seq.*

⁴⁷⁰ Dúplica, párrafo 141. Ver también *idem*, párrafos 329-337; Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 247-251.

⁴⁷¹ Ver Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 269-307; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 73-74.

supuestamente “garantizada”⁴⁷². En las escasas ocasiones donde la diligencia debida jurídica efectivamente tuvo en cuenta el Artículo 44.3, simplemente recita la disposición⁴⁷³.

409. España además sostiene que los Demandantes no pueden suponer que “no recibir una advertencia de su letrado equivale a poder actuar basándose en su desatinado entendimiento de la legislación española”⁴⁷⁴. Los abogados que emiten informes con la diligencia debida lo hacen en base a instrucciones y preguntas específicas, y no hay evidencia en el expediente de que se preguntara a ningún bufete si el RD 661/2007 podía modificarse⁴⁷⁵.
410. Finalmente, España cuestiona que las entidades bancarias compartieran las expectativas de los Demandantes con respecto a la inmutabilidad del marco y observa que no hay evidencia en este sentido⁴⁷⁶.

b. *La confianza de los Demandantes depositada erróneamente en materiales publicitarios y financiación de proyectos*

i. *La confianza de los Demandantes en materiales publicitarios*

411. España objeta la confianza que depositaron los Demandantes en materiales publicitarios que supuestamente alentaban o reforzaban sus expectativas. Es insostenible que inversores sofisticados como los Demandantes pudieran haber formado expectativas basadas en dichos materiales, mientras descartaban la jurisprudencia del Tribunal Supremo español y las opiniones emitidas por el Consejo de Estado y la Abogacía del Estado⁴⁷⁷.
412. Según el punto de vista de España, la naturaleza y contenido de los materiales confiados no pudo haber creado expectativas de estabilidad. Primero, los Demandantes no pueden basarse en las presentaciones de IDAE tituladas “The Sun Can Be Yours” (*El sol puede ser suyo*), que solo refuerzan la idea de que el marco

⁴⁷² Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 247, 279-289.

⁴⁷³ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 247-248, 282-289.

⁴⁷⁴ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 90 *et seq.*, 290 *et seq.*

⁴⁷⁵ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 296.

⁴⁷⁶ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 251-255, 299-303; Dúplica, párrafos 160-174.

⁴⁷⁷ Dúplica, párrafo 182.

regulatorio previsto para una rentabilidad razonable para los inversores en ER podría ser modificado⁴⁷⁸.

413. Segundo, España sostiene que el PER 2005-2010 fue el instrumento en base al cual el RD 661/2007 establecía una rentabilidad razonable del 7% y consecuentemente el nivel de la FIT⁴⁷⁹. Un inversor debería haber sabido que el RD 661/2007 fue preparado tomando como base el PER 2005-2010 y según los objetivos de capacidad establecidos en dicho documento⁴⁸⁰. Este documento claramente establece que la rentabilidad, luego de impuestos, que podría esperarse para proyectos financiados con capital era del 7%⁴⁸¹. La limitación de horas provistas en el PER 2005-2010 es consistente con la cantidad de horas subsiguientemente establecidas en el RDL 14/2010⁴⁸².

414. Tercero, los diversos documentos de la CNE en los que se basan los Demandantes no sustentan su caso. España argumenta que:

- La presentación del entonces Director Suplente del Régimen Especial en la CNE, el Sr. Luis Jesús Sánchez de Tembleque⁴⁸³, fue una “ponencia universitaria” y los Demandantes interpretaron erróneamente los comentarios del orador con respecto a incentivos que obtienen rentabilidad “superior a la razonable” y no retroactividad⁴⁸⁴.
- La ponencia del Sr. Scharfhausen del 29 de octubre de 2008⁴⁸⁵ solo trató genéricamente las características principales de la producción de energía en España y el Régimen Especial⁴⁸⁶. En todo caso, las declaraciones del Sr. Scharfhausen con respecto a que las primas de las energías renovables se

⁴⁷⁸ Dúplica, párrafos 185-199.

⁴⁷⁹ Dúplica, párrafo 210.

⁴⁸⁰ Dúplica, párrafo 212.

⁴⁸¹ Dúplica, párrafo 213, en relación con PER 2005-2010, Gobierno de España, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio e Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE), agosto de 2005, **Anexo R-26**, pág. 274.

⁴⁸² Dúplica, párrafos 214-215.

⁴⁸³ Presentación de la CNE sobre la Regulación de las energías renovables con fecha del 25 de octubre de 2007, **Anexo C-50**.

⁴⁸⁴ Dúplica, párrafos 220-233.

⁴⁸⁵ Presentación de la CNE, “Marco regulatorio y jurídico para las energías renovables”, 29 de octubre de 2008, **Anexo C-570**.

⁴⁸⁶ Dúplica, párrafo 125.

aplicarían en la vida útil de las instalaciones no se contradicen de ninguna manera con las Medidas en Disputa, ya que las instalaciones de los Demandantes siguen recibiendo el subsidio durante su vida útil por 30 años⁴⁸⁷. En cuanto a la presentación del mismo orador de febrero de 2010⁴⁸⁸, cualquier interpretación de los Demandantes que pudiera equiparar una “garantía por ley” a perpetuidad de la FIT sería claramente errónea⁴⁸⁹.

- Con respecto al Informe de la CNE de octubre de 2009, la respuesta a una pregunta planteada por un particular⁴⁹⁰ concernía una normativa diferente (RD 1578/2008), que no es aplicable a las inversiones de los Demandantes⁴⁹¹.

415. Cuarto, las presentaciones preparadas por InvestInSpain de ninguna manera respaldan la posición de los Demandantes en cuanto al supuesto derecho a beneficiarse del sistema de la FIT establecida en el RD 661/2007 a perpetuidad⁴⁹².

416. Además de oponerse a la interpretación de los Demandantes con respecto a los diferentes materiales promocionales, España niega que los actos de las diversas entidades que emitieron los materiales sean atribuibles al Estado según los Artículos de la CDI⁴⁹³. CNE/CNMC, IDAE e InvestInSpain no son órganos del Estado bajo el Artículo 4 de los Artículos de la CDI, porque el derecho nacional no los reconoce como tales. En particular, España sostiene que cada una de estas entidades disfruta una personalidad separada y un presupuesto autónomo⁴⁹⁴. Sus actos tampoco pueden

⁴⁸⁷ Dúplica, párrafo 128.

⁴⁸⁸ Presentación de la CNE, "La regulación de la energía renovable en España ", febrero de 2010, **Anexo C-578**.

⁴⁸⁹ Dúplica, párrafo 130.

⁴⁹⁰ Respuesta de la CNE a una solicitud personal sobre la quinta provisión adicional de acuerdo con el RD 1578/2008, 22 de octubre 2009, **Anexo C-574**.

⁴⁹¹ Dúplica, párrafos 121-124.

⁴⁹² Dúplica, párrafos 234-244.

⁴⁹³ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 187-192. En respuesta a la pregunta del Tribunal con respecto a qué derecho debe aplicarse para determinar si las acciones de estas entidades fueron autorizadas por España, la Demandada sostiene que “[n]o existen normas claras establecidas en el derecho consuetudinario internacional sobre cuándo las personas o las entidades están autorizadas a hablar en nombre de un Gobierno”. Por ende, “a falta de otra instancia clara conforme al derecho consuetudinario internacional”, España está de acuerdo con los Demandantes en que “los Artículos de la CDI deben aplicarse como orientadores para determinar cuando un Estado puede estar vinculado por la acción de un organismo dado”.

⁴⁹⁴ Dúplica, párrafos 667-685.

atribuirse bajo el Artículo 5 de los Artículos de la CDI dado que no fueron realizados en el ejercicio de autoridad gubernamental⁴⁹⁵.

417. Finalmente, las acciones de CNE/CNMC, IDAE o InvestInSpain no son atribuibles bajo el Artículo 8 de los Artículos de la CDI, dado que estas entidades tienen personalidad jurídica separada y son estructural y funcionalmente autónomas. Como tales, sus actos no se realizan bajo instrucciones ni la dirección ni el control del Estado⁴⁹⁶.

ii. Financiación de proyectos

418. Finalmente, España se opone al argumento de los Demandantes con respecto a que el RD 661/2007 fue diseñado para permitir que los inversores obtengan financiación para sus proyectos, lo que refuerza la expectativa de inmutabilidad⁴⁹⁷. Desde la perspectiva del derecho español, es irrelevante si un inversor adquiere una planta FV con deuda o con capital⁴⁹⁸. Así, el hecho de que España haya previsto en el PER 2005-2010 que los inversores habrían de optar por un tipo de financiación u otro no implica que el objetivo del RD 661/2007 fuera alentar el uso de una estructura de financiamiento en particular⁴⁹⁹.

c. Las Medidas en Disputa cumplen con las expectativas legítimas objetivas

i. Introducción

419. España sostiene que las Medidas en Disputa ofrecen una rentabilidad razonable alineada con el retorno ofrecido por España al promulgar el RD 661/2007 y que cumple con las expectativas que tenían los Demandantes cuando hicieron sus inversiones⁵⁰⁰. España afirma que se han mantenido las “características esenciales” del marco regulatorio de la inversión de los Demandantes⁵⁰¹. Al momento de su inversión, los Demandantes podían esperar una retribución subsidiada y el derecho a vender toda

⁴⁹⁵ Dúplica, párrafos 686-698.

⁴⁹⁶ Dúplica, párrafos 699-705.

⁴⁹⁷ Dúplica, párrafos 245-255.

⁴⁹⁸ Dúplica, párrafo 254.

⁴⁹⁹ Dúplica, párrafo 247.

⁵⁰⁰ Dúplica, párrafos 382-425.

⁵⁰¹ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 317- 318.

su energía de manera prioritaria, permitiéndoles obtener una rentabilidad razonable. Estas características esenciales no han sido eliminadas⁵⁰².

ii. Las Medidas de 2010

420. Como cuestión general, España sostiene que las Medidas de 2013 han “absorbido” las Medidas de 2010⁵⁰³, y “por tanto ningún sentido tiene traer este proceso dichas Medidas de 2010”⁵⁰⁴. En otras palabras, no es posible evaluar el efecto de las Medidas de 2010 sobre el retorno de los Demandantes, dado que (i) la limitación de 25 años contenida en el RD 1565/2010 nunca se aplicó y nunca será aplicada (ya que según las Medidas de 2013 el límite para la retribución subsidiada se extendió a 30 años); y (ii) los límites permanentes de horas establecidos en el RDL 14/2010 nunca se aplicaron ni se aplicarán, dado que las Medidas de 2013 no contemplan dicho límite⁵⁰⁵.
421. Con respecto a los límites temporales aplicados entre 2010 y 2013 conforme al RDL 14/2010, del cual se quejan los Demandantes, la posición de España es que no se puede realizar un análisis de una tasa de retorno considerando solo una “ventana” de tres años para un activo con una vida útil de 30 años. En cambio, el análisis del retorno de los Demandantes se debe realizar según las Medidas de 2013⁵⁰⁶. En este aspecto, la retribución futura establecida en las Medidas de 2013 otorga a los inversores una rentabilidad razonable, en base a un modelo que considera cualquier efecto perjudicial del RDL 14/2010⁵⁰⁷.

(a) RD 1565/2010

422. España primero asevera que es errónea la posición de los Demandantes que sostiene que la limitación de la FIT en el RD 1565/2010 a 25 años vulnera el Artículo 44.3 del RD 661/2007, dado que dicha disposición solo se referiría a un recorte de tarifa y no a “otros conceptos como los años de vida útil”⁵⁰⁸.

⁵⁰² Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 318; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 243-245.

⁵⁰³ Dúplica, párrafos 343-346.

⁵⁰⁴ Dúplica, párrafo 343, citando el Informe Pericial de Dúplica de MG&A, párrafos 443-444.

⁵⁰⁵ Dúplica, párrafo 343.

⁵⁰⁶ Dúplica, párrafo 344.

⁵⁰⁷ Dúplica, párrafo 344.

⁵⁰⁸ Dúplica, párrafo 347.

423. Segundo, España sostiene que el límite de 25 o 30 años no tiene un impacto real en la rentabilidad de las plantas, puesto que la vida útil de las instalaciones FV de los Demandantes no supera los 25 a 30 años⁵⁰⁹. Para que una instalación opere más allá de los 25 o 30 años, se requeriría una “modificación sustancial”, dado que el equipo se volvería obsoleto. Aun así, la legislación española previó que una modificación sustancial de las plantas llevaría a la pérdida del régimen económico de las plantas bajo el RD 661/2007 y la sumisión al régimen en vigor al momento de la modificación⁵¹⁰.

(b) RDL 14/2010

424. España alega que el límite de horas impuesto por el RDL 14/2010 refleja la cantidad de horas establecidas en el PER 2005-2010⁵¹¹ y que el RD 661/2007 fue promulgado para otorgar una rentabilidad razonable en base a proyecciones que asumen las horas de producción mencionadas en el PER 2005-2010⁵¹².

425. Cualquiera sea el caso, es el punto de vista de España, incluso sin tener en cuenta el PER 2005-2010, que el Anexo XII del RD 661/2007 contenía un cuadro de horas que coincide exactamente con el cuadro de horas que fue incluido más tarde en el RDL 14/2010. Dicho Anexo establece la producción promedio por hora que el RD 661/2007 consideraba que razonablemente se podría esperar en cada zona climática. Por lo tanto, es claro que los valores contenidos en el Anexo XII actuaban como un “*presupuesto implícito*” para la tarifa establecida en el RD 661/2007. Si se hubieran contemplado perfiles de producción más altos o más bajos, lógicamente la tarifa se hubiera ajustado proporcionalmente. En otras palabras, las horas establecidas en el Anexo XII del RD 661/2007 fueron la base para el límite de horas incluido en el RDL 14/2010⁵¹³.

426. España finalmente señala que las instalaciones siguen cobrando por la energía vendida una vez que se alcanza el límite; reciben el precio de mercado, el cual – en teoría – podría superar la FIT⁵¹⁴.

⁵⁰⁹ Dúplica, párrafo 352.

⁵¹⁰ Dúplica, párrafo 353; Escrito de Contestación, párrafos 125, 333; Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 358-359.

⁵¹¹ Dúplica, párrafo 357.

⁵¹² Dúplica, párrafo 358.

⁵¹³ Dúplica, párrafo 366.

⁵¹⁴ Escrito de Contestación, párrafo 345.

(c) Ley 15/2012

427. España observa que la Ley 15/2012 no forma la base de las demandas en este arbitraje. Sin embargo, esgrime explicaciones en respuesta a lo que considera alegaciones “completamente incorrect[as]” de los Demandantes⁵¹⁵. En particular, sostiene que es incorrecto equiparar la tasa del 7% a un recorte de tarifa. El 7% es un impuesto con el que se grava a todos los productores de energía eléctrica⁵¹⁶. La diferencia entre un recorte de tarifa y un impuesto es que el recorte de tarifa no implica ahorro ni aumento de ingresos para el estado, mientras que un impuesto aumenta los ingresos del Tesoro⁵¹⁷.

iii. **Las Nuevas Medidas**

(a) RDL 2/2013

428. Con respecto al cambio en el índice de inflación previsto en el RDL 2/2013, España primeramente afirma que el nuevo índice está bien establecido en la doctrina económica mundial⁵¹⁸ e intenta evitar distorsiones en el índice de precios de consumo “ajenas a los fundamentos de la economía”⁵¹⁹.
429. El segundo argumento de España es que el nuevo índice fue introducido en España mediante su aprobación el 26 de septiembre de 2012 por parte del Comité del Sistema Estadístico Europeo, que aprobó el Reglamento de la Comisión de la UE para la elaboración del IPCA-IC (índices de precios de consumo armonizados a impuestos constantes), que hizo obligatorio el cálculo de este indicador para todos los Estados Miembros de la Unión Europea⁵²⁰.
430. Tercero, es incorrecto afirmar que la razón por la que se implementó el cambio era eliminar el efecto del precio de petróleo de la indexación. El nuevo índice fue elegido para brindar una mayor estabilidad dado que eliminaba los elementos más volátiles, o

⁵¹⁵ Dúplica, párrafos 370-377.

⁵¹⁶ Dúplica, párrafo 372.

⁵¹⁷ Dúplica, párrafo 373.

⁵¹⁸ Escrito de Contestación, párrafos 149-160.

⁵¹⁹ Escrito de Contestación, párrafo 155.

⁵²⁰ Dúplica, párrafo 379.

sea, los productos de energía y los alimentos⁵²¹. En todo caso, el nuevo índice era más alto en 2014 y 2016 y el hecho que fuera menor en 2013 es una coincidencia⁵²².

(b) El Nuevo Régimen

431. España sostiene que se han mantenido las “características esenciales” del marco regulatorio existente al momento de la inversión de los Demandantes⁵²³. Bajo el Nuevo Régimen, los Demandantes siguen recibiendo un subsidio o prima por la venta de su energía eléctrica, lo que implica que cobran más por su producción que el precio de mercado. El intento de los Demandantes de minimizar este hecho al referirse al subsidio como una “Retribución Específica”, no altera la naturaleza de dicho pago⁵²⁴.
432. Además, España explica que desde la promulgación de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 siempre se ha calculado la rentabilidad razonable teniendo en cuenta (i) los costes razonables (Capex y Opex) de una planta tipo, (ii) la financiación con sus propios recursos (sin financiación de proyectos), (iii) los retornos obtenidos a nivel de la planta, (iv) la razonabilidad en relación con el coste del dinero en los mercados de capital⁵²⁵. Esta metodología no se modificó con el Nuevo Régimen.
433. Primero, así como la retribución prevista en el RD 661/2007 se basaba en los costes razonables de la inversión en los “casos estándar” incluidos en el PER 2005-2010, la Orden de Parámetros establece los costes de inversión para los casos estándar⁵²⁶. España explica que el PER 2005-2010 solo consideró algunos casos estándar debido a la falta de datos suficientes, mientras que la Orden de Parámetros considera 578 categorías de plantas⁵²⁷. Además, tomar en cuenta 578 categorías significa “mayor granularidad y precisión en la regulación y adaptación de las plantas FV”⁵²⁸.
434. Segundo, la retribución se calcula para una planta FV desarrollada con la aplicación de sus propios recursos⁵²⁹, según se observa en un pasaje del PER 2005-2010 que

⁵²¹ Dúplica, párrafo 380.

⁵²² Dúplica, párrafos 380-381.

⁵²³ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 318-320.

⁵²⁴ Dúplica, párrafo 383.

⁵²⁵ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 327; Dúplica, párrafos 393 *et seq.*

⁵²⁶ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 329-330.

⁵²⁷ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 331-332.

⁵²⁸ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 332.

⁵²⁹ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 333.

hace referencia a “con recursos propios (antes de financiación)”⁵³⁰. Más aun, la referencia a financiación externa que figura en el PER 2005-2010 se refería a todas las tecnologías de ER, y no específicamente a FV⁵³¹. Por lo tanto, bajo el RD 661/2007, España no contemplaba la rentabilidad de los proyectos de FV que recurrieran a la financiación del proyecto⁵³².

435. Tercero, el marco regulatorio de España siempre previó que el retorno razonable se calcularía con referencia a los inversores de nueva instalación (*inversores greenfield*) (es decir, los promotores que realizaron el desarrollo, construcción y puesta en marcha de la instalación). Dicha retribución no cubre los costes adicionales incurridos por inversores “secundarios”, “financieros” o “brownfield”, tales como ciertos Demandantes, que pagaron una prima por la adquisición del activo⁵³³. España sostiene que el cálculo de la retribución según el actual régimen también considera la rentabilidad del proyecto a nivel de planta, es decir, para inversores *greenfield*, según se demuestra en el RDL 9/2013 y la Orden de Parámetros, que se refieren a la rentabilidad razonable para las “instalaciones”⁵³⁴.
436. Cuarto, España insiste en que la rentabilidad razonable está vinculada con el coste de dinero en los mercados de capital⁵³⁵, según lo explícitamente mencionado en el Artículo 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y en el Artículo 44.3 del RD 661/2007. Bajo el Nuevo Régimen, dicho vínculo es con la rentabilidad de los bonos del gobierno en el mercado secundario⁵³⁶.
437. España enfatiza, además, que el RDL 9/2013 simplemente especifica el criterio de rentabilidad razonable establecido en el Artículo 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997⁵³⁷. La tasa de 7,398%, que es el rendimiento promedio de los bonos del gobierno a 10 años en el mercado secundario antes de la entrada en vigor del RDL 9/2013 más

⁵³⁰ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 334.

⁵³¹ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 337.

⁵³² Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 338.

⁵³³ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 342.

⁵³⁴ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 343.

⁵³⁵ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 344 ss.

⁵³⁶ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 345, en relación con el Artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre de 2013, del Sector Eléctrico, **Anexo R-6** (que prevé que la “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”).

⁵³⁷ Dúplica, párrafo 399.

300 puntos básicos, es razonable y no puede ser revisada hasta que hayan transcurrido seis años desde la entrada en vigor del RDL 9/2013⁵³⁸. No es arbitrario usar el rendimiento de los bonos españoles a 10 años más 300 puntos básicos; diversas entidades relevantes lo han reconocido como una referencia adecuada, incluyendo los inversores mismos⁵³⁹.

438. Dicha tasa de retorno no constituye un límite superior. Representa el retorno a ser obtenido por una instalación en conformidad con la instalación tipo relevante. Si un inversor logra reducir los costes por debajo de los parámetros establecidos para la instalación tipo, obtendrá un retorno más alto en la inversión⁵⁴⁰. Según el punto de vista de la Demandada, el hecho que las inversiones de los Demandantes no superen los estándares establecidos en las Nuevas Medidas y, por lo tanto, los Demandantes no logren retornos más altos demuestra que los Demandantes no han sido eficientes al estructurar y administrar sus operaciones⁵⁴¹. Para España, esta falta de eficiencia tiene que ver con la naturaleza “*brownfield*” de las inversiones de los Demandantes⁵⁴².
439. La Demandada objeta el argumento de los Demandantes en cuanto a que las Medidas de 2013 establecen un retorno del 7,398% antes de impuestos, lo que sería en realidad del 5,2% después de impuestos. Sostiene que los productores de ER tienen beneficios impositivos que les eximen del pago de impuestos durante la mayor parte de la vida útil de las plantas. Por lo tanto, si se aplica la tasa impositiva correcta, el retorno será del 6,92%, lo que equivale al retorno del 7% después de impuestos establecido por el marco regulatorio cuando los Demandantes invirtieron en España⁵⁴³. Dicho cálculo se hace tomando en consideración una deuda del 80%, para hacer el cálculo lo más cercano posible a la realidad⁵⁴⁴. Sin deuda, la tasa de 7,398% antes de impuestos resultaría en una tasa de 6,51% después de impuestos, que también está en línea con la tasa aproximada de 7% prevista según el RD 661/2007⁵⁴⁵.

⁵³⁸ Dúplica, párrafo 400.

⁵³⁹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 246-252.

⁵⁴⁰ Dúplica, párrafo 405.

⁵⁴¹ Dúplica, párrafo 414.

⁵⁴² Dúplica, párrafos 414-417.

⁵⁴³ Dúplica, párrafos 287 and 423, citando el Informe Pericial de Dúplica de MG&A, párrafos 202-211.

⁵⁴⁴ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 351-352.

⁵⁴⁵ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 352.

440. España también se opone a la afirmación de los Demandantes con respecto a que la continuación del despacho prioritario es incierta⁵⁴⁶. En este sentido, España cita el Artículo 26 de la Ley 24/2013⁵⁴⁷ y sostiene que se ha expandido la prioridad bajo el Nuevo Régimen, considerando que las instalaciones FV ahora también disfrutan prioridad por sobre las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia⁵⁴⁸.
441. España finalmente sostiene que el Nuevo Régimen otorga a las plantas FV subsidios para una vida regulatoria de 30 años, lo que está en línea con la vida útil real de las plantas FV construidas según el RD 661/2007⁵⁴⁹. De hecho, tanto bajo las Medidas de 2013 como bajo el régimen previo, la duración del esquema subsidiado estaba ligado a la “vida útil” de las plantas FV, o sea, entre 25-30 años. España también señala que la “documental” aportada por los Demandantes coincide en que su expectativa era de una vida útil de las plantas de 25 a 30 años como máximo⁵⁵⁰.

iv. Las Medidas en Disputa no son retroactivas

442. España sostiene que los cambios en el RD 661/2007 fueron hechos solo para el futuro, y no tienen aplicación al pasado. Por ende, esta no es una situación de retroactividad “estricta” o “propia” (lo que estaría prohibido según la ley española). Ocurriría una

⁵⁴⁶ Dúplica, párrafo 35, en relación con Réplica, párrafo 45. Ver también Dúplica, párrafos 36-39, en relación con Directiva de Energía Renovable de 2009, **Anexo RLA-125**, Artículo 16(2)(c); RD 413/2014, **Anexo C-304**, Artículo 6(2); y Ley 24/2013, **Anexo R-6**, Artículo 26(2).

⁵⁴⁷ El Artículo 26 de la Ley 24/2013 (**Anexo R-6**) reza: “2. La energía eléctrica procedente de instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, la de las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, tendrá prioridad de despacho a igualdad de condiciones económicas en el mercado, sin perjuicio de los requisitos relativos al mantenimiento de la fiabilidad y la seguridad del sistema, en los términos que reglamentariamente se determinen por el Gobierno. Sin perjuicio de la seguridad de suministro y del desarrollo eficiente del sistema, los productores de energía eléctrica procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneraciones de alta eficiencia tendrán prioridad de acceso y de conexión a la red, en los términos que reglamentariamente se determinen, sobre la base de criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios. [...]”. (versión original en español)

⁵⁴⁸ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 354.

⁵⁴⁹ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 363.

⁵⁵⁰ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 360-363. Por “documental”, la Demandada se refiere, *inter alia*, a los estados financieros de los Demandantes, los informes internos de diligencia debida preparados por los Demandantes para obtener las aprobaciones necesarias para la inversión, y los informes externos de diligencia debida.

retroactividad estricta, por ejemplo, si las Medidas en Disputa recuperaran la retribución cobrada en el pasado superior a la retribución prevista según la subsiguiente legislación⁵⁵¹. En cambio, cuando una medida se aplica a instalaciones ya en marcha, solo con respecto a la retribución futura (o sea, prospectivamente), dicha retroactividad “impropia” no está prohibida según la ley española⁵⁵². El Tribunal Supremo español y el Tribunal Constitucional han sostenido que la aplicación de una nueva normativa a situaciones preexistentes está permitida según la ley española⁵⁵³.

443. En este caso, las Medidas de 2013 no privan a los Demandantes de los montos recibidos según el RD 661/2007 y por lo tanto no son retroactivas⁵⁵⁴. Para España, continúan ofreciendo un “sistema de remuneración privilegiado para las instalaciones FV⁵⁵⁵”, con ingresos que en algunos casos superan incluso los previstos bajo el RD 661/2007⁵⁵⁶.

d. Las Medidas en Disputa no constituyen una violación del TCE

i. España creó condiciones estables para la inversión

444. España sostiene que la obligación según el Artículo 10(1) del TCE de “crear condiciones estables, equitativas, favorables y transparentes” para la inversión no es una obligación separada; está incorporada dentro de la obligación del TJE⁵⁵⁷. Por tanto, España se opone a la posición de los Demandantes (pretendidamente tomada

⁵⁵¹ Dúplica, párrafos 45-48.

⁵⁵² Dúplica, párrafos 227-232.

⁵⁵³ Dúplica, párrafo 48, en relación con, *inter alia*, Tribunal Supremo español (STS), Sala de lo Contencioso-Administrativo, de 15 de noviembre de 1999, rec. 305/1997, **Anexo R-204**, pág. 4; Escrito de Contestación, párrafos 436 a 463.

⁵⁵⁴ Dúplica, párrafo 105.

⁵⁵⁵ Dúplica, párrafo 101.

⁵⁵⁶ Dúplica, párrafo 100.

⁵⁵⁷ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 214, 216, 220, en relación con las decisiones en *AES Summit Generation Limited* y *AES-Tisza Erömu Kft. c. La República de Hungría*, Caso CIADI N.º ARB/07/22, Laudo, 23 de septiembre de 2010, **Anexo RLA-133**, párrafo 9.3.35; *Electrabel S.A. c. la República de Hungría*, Caso CIADI N.º ARB/07/19, Laudo, 30 de noviembre de 2012, **Anexo RLA-78**, párrafos 6.65, 7.73; *Plama Consortium Limited c. la República de Bulgaria*, Caso CIADI N.º ARB/03/24, Laudo, 27 de agosto de 2008, **Anexo CLA-152**, párrafo 173; y *Mamidoil Jetoil Greek Petroleum Products Societe S.A. c. Albania*, Caso CIADI N.º ARB/11/24, 30 de marzo de 2015, **Anexo RLA-134**, párrafos 598-599.

por primera vez en la Audiencia sobre Responsabilidad), de que dicha obligación es distinta de la del TJE.

445. En cuanto al contenido de la obligación, España afirma que no puede ser igualado con la “inmutabilidad *ad infinitum* de la regulación de un Estado”. En otras palabras, el Artículo 10(1) no es una cláusula de estabilización; reconoce el derecho de un Estado a mantener flexibilidad regulatoria. Una interpretación apropiada de esta norma implica que un Estado debe ejercer su flexibilidad regulatoria de manera justa, consistente y predecible, teniendo en cuenta las circunstancias de la inversión⁵⁵⁸. En este contexto, España afirma que las Medidas en Disputa no condujeron a inestabilidad legal o regulatoria irracional o impredecible.
446. Primero, los cambios en el régimen legal no fueron constantes, frecuentes ni contradictorios. Se adherieron estrictamente a los dos principios que gobernaban el marco regulatorio aplicable en el momento en que los Demandantes realizaron su inversión, o sea (i) sustentabilidad del SEE y (ii) rentabilidad razonable para las instalaciones de ER en relación con el coste de dinero en los mercados de capital. Consecuentemente, los cambios eran predecibles. Los inversores debieron haber previsto que, si alguno de estos principios estaba en riesgo, el Gobierno intervendría para corregir el desequilibrio a través de una reforma regulatoria⁵⁵⁹.
447. Segundo, España resalta que, de hecho, las Medidas en Disputa no fueron percibidas como inestables por los inversores, porque (i) el factor de riesgo del mercado (beta) para las inversiones de ER en España disminuyó luego de promulgadas las medidas; y (ii) ha habido una ola de inversiones nuevas luego de la promulgación de las medidas. De hecho, muchos de los Demandantes han realizado nuevas inversiones en España luego de las Medidas en Disputa. También ha habido nuevos inversores construyendo nuevas capacidades según el Nuevo Régimen. Por lo tanto, contrariamente a lo afirmado por los Demandantes, el auge de transacciones luego de las Medidas en Disputa no es un caso de “fondos buitres” que compran activos a los inversores en dificultades⁵⁶⁰.

⁵⁵⁸ Escrito de Contestación, párrafos 636-639; Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 221-228.

⁵⁵⁹ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 313-314.

⁵⁶⁰ Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 315-316.

448. Tercero, según lo establecido anteriormente (*supra* en V.A.2.c), las Medidas en Disputa respetaron el principio de rentabilidad razonable y mantuvieron las características esenciales del anterior marco regulatorio.

ii. Las Medidas en Disputa fueron transparentes

449. España sostiene que las Medidas en Disputa fueron implementadas cumpliendo plenamente con la necesidad de transparencia. Siempre se proporcionó información con respecto a los cambios y se mantuvieron extensos diálogos con los inversores antes de realizar dichos cambios⁵⁶¹.

450. Las Medidas de 2010 se implementaron mediante un proceso obligatorio de aprobación a través del “Consejo de Ministros” y el Parlamento, en total cumplimiento de los requisitos del debido proceso. Antes de la promulgación de RD 1565/2010, la CNE presentó el informe del Ministerio solicitando comentarios sobre el proyecto del RD 1565/2010 y recibió numerosos escritos de asociaciones y empresas⁵⁶². En cuanto al RDL 14/2010, España observa que no hubo un proceso consultivo porque un real decreto ley, a diferencia de un real decreto, no requiere una consulta dada su urgencia⁵⁶³. Sin embargo, este RDL fue promulgado luego de un debate parlamentario y publicación. Más aún, el Tribunal Constitucional español confirmó que se cumplieron todos los requisitos jurídicos y constitucionales en relación con la promulgación del RDL 14/2010⁵⁶⁴.

451. En relación con las Medidas de 2013, España sostiene que anunció la información con respecto a los cambios en la política y la normativa. Específicamente, un año y medio antes de la promulgación de las Medidas, durante el proceso de redacción, la CNE abrió una consulta pública que llevó a la presentación de más de 477 observaciones y propuestas relacionadas con el sector eléctrico⁵⁶⁵. Luego, la CNE publicó un informe que exponía las modificaciones planteadas a la política y los cambios normativos, y las razones detrás de las mismas⁵⁶⁶; el Gobierno español publicó varios documentos

⁵⁶¹ Escrito de Contestación, párrafos 768 ss.; Dúplica, párrafos 426-457, 1059 ss; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 233; Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 365.

⁵⁶² Escrito de Contestación, párrafos 770-772; Dúplica, párrafo 1063.

⁵⁶³ Dúplica, párrafo 439.

⁵⁶⁴ Dúplica, párrafos 440, 1063.

⁵⁶⁵ Dúplica, párrafos 443, 1064.

⁵⁶⁶ Dúplica, párrafos 444, 1065-1068.

explicando los planes para las reformas⁵⁶⁷; se realizaron audiencias ante la CNE y su sucesora, la CNMC⁵⁶⁸; y se buscó el asesoramiento del Consejo de Estado⁵⁶⁹.

452. Segundo, en relación con el período transitorio de 11 meses en virtud el RDL 9/2013, España reconoce que la preparación del RD 431/2014 y la Orden de Parámetros llevó tiempo, pero ese tiempo fue necesario para cumplir con los hitos legales establecidos por la ley española, y para asegurar la transparencia⁵⁷⁰. En particular, durante el período transitorio, España implementó un procedimiento complejo que aseguró la participación efectiva de todas las partes interesadas a través de audiencias públicas ante la CNE / CNMC. Las presentaciones de los interesados formaron la base de los informes de la CNE / CNMC, que fueron incorporados al proyecto de normativa. El ministerio, así como el Consejo de Estado, reconoció que la formulación del proyecto de normativa incluyó una amplia participación pública⁵⁷¹.
453. España señala, además, que el RD 431/2014 fue sujeto a consulta pública, lo que dio como resultado 619 escritos de empresas, asociaciones industriales y Comunidades Autónomas⁵⁷².
454. Finalmente, España considera que la contratación de dos empresas consultoras independientes no influye en el requisito de transparencia. España explica que el Gobierno terminó el contrato con BCG por incumplimiento y BCG nunca emitió un informe. En cambio, Roland Berger emitió un informe, pero el mismo no fue usado para preparar la Orden de Parámetros ni los estándares de retribución, dado que fue recibido tras la aprobación del RD 413/2014 y la Orden de Parámetros⁵⁷³.

iii. ***Las Medidas en Disputa son proporcionales y están justificadas***

455. En primer lugar, España afirma que, al revisar la razonabilidad y proporcionalidad de las Medidas en Disputa, el Tribunal debe adoptar un enfoque deferencial y “no debería ‘act[uar] como un tribunal de apelación sobre el Gobierno Español’”⁵⁷⁴. El Tribunal no debe establecer si las Medidas en Disputa fueron la mejor opción entre todas las

⁵⁶⁷ Dúplica, párrafos 445-446, 1069-1072.

⁵⁶⁸ Dúplica, párrafo 449.

⁵⁶⁹ Dúplica, párrafo 450.

⁵⁷⁰ Dúplica, párrafo 427.

⁵⁷¹ Dúplica, párrafos 1072-1075.

⁵⁷² Dúplica, párrafo 1076.

⁵⁷³ Dúplica, párrafo 430, nota al pie 408; Escrito de Contestación, párrafo 790.

⁵⁷⁴ Dúplica, párrafo 1080; Escrito de Contestación, párrafos 807-809.

medidas disponibles, sino reconocer que España había seleccionado medidas apropiadas entre una gama de alternativas razonablemente disponibles⁵⁷⁵. Para España, no existe un enfoque consistente para determinar la proporcionalidad. La prueba requiere una determinación para saber si una medida es adecuada, necesaria y proporcional, comparando el efecto perjudicial con las ventajas de lograr los objetivos de las medidas⁵⁷⁶. Las Medidas en Disputa estaban justificadas y eran adecuadas por una variedad de razones, incluyendo la (i) necesidad de corregir la retribución excesiva de las plantas FV según el régimen previo, (ii) para remediar el déficit tarifario, (iii) para proteger a los consumidores y, (iv) para cumplir con las reglas de ayuda estatal de la UE.

(a) Sobre remuneración de las plantas FV

456. España en un principio pareció sugerir que la rentabilidad razonable del 7% en el momento de la promulgación del RD 661/2007 se consideraba “como máximo”⁵⁷⁷. Sin embargo, en su memorial post-audiencia, España argumenta que la rentabilidad razonable de “alrededor del 7%” para instalaciones FV en el momento de la promulgación del RD 661/2007 era un “objetivo” no un “techo”⁵⁷⁸. Sin embargo, dicho objetivo “no fue alcanzado puesto que la tarifa bajo el RD 661/2007 dio lugar a una situación de sobre-remuneración y, por tanto, fue necesario adaptar el régimen mediante la introducción de Medidas”⁵⁷⁹.
457. Según la Demandada, es “evidente por sí mism[o]” que los Demandantes estaban obteniendo “beneficios extraordinarios” bajo el RD 661/2007 puesto que de lo contrario no hubieran iniciado el procedimiento arbitral en vista de que continúan percibiendo un

⁵⁷⁵ Dúplica, párrafo 1084.

⁵⁷⁶ Escrito de Contestación, párrafo 806.

⁵⁷⁷ Ver Dúplica, párrafo 267 (citando el Informe Pericial de MG&A, págs. 30 y 31, conclusión 13):

“Igualmente, el 7% como máximo es explicado con claridad en el Informe MG&A I: ‘La consecución de una rentabilidad razonable era la expectativa de retorno esperado con la que contaba un inversor que hubiera invertido bajo los regímenes retributivos del RD 661/2007; y ésta se concretaba en una tasa de rentabilidad objetivo de hasta un 7% TIR de proyecto para los inversores que hubieran conectado sus plantas a la red hasta finales de septiembre de 2007 y una tasa de rentabilidad razonable menor para plantas que se conectaran a partir de esa fecha’”.

⁵⁷⁸ Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 18-19.

⁵⁷⁹ Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 19.

retorno del 7.398%⁵⁸⁰. Además, para 2007-2008 cuando se construyeron las plantas de los Demandantes, los costes habían disminuido significativamente y habían aumentado las horas de producción en comparación con las estimaciones previstas⁵⁸¹ en el PER 2005-2010, lo que “dio lugar a una sobre remuneración y a una generación de beneficios extraordinarios”⁵⁸². Diversos textos, incluyendo la “exposición de motivos” en el RDL 14/2010 y el RDL 2/2013, indican que las plantas FV estaban obteniendo una retribución superior a lo razonable.

(b) Déficit tarifario

458. España primero recuerda que se produce un déficit tarifario cuando la tarifa cobrada a los consumidores no cubre los costes del sistema, generando por lo tanto una deuda de parte de todos los consumidores con los productores de energía eléctrica. Esta deuda está titulizada y los consumidores la pagan durante varios años, según la Ley 24/2013⁵⁸³.
459. La Demandada cuestiona que el déficit tarifario fuera ocasionado por el Gobierno. Muchos factores provocaron un aumento sustancial del déficit tarifario después de 2008 y obligaron al Gobierno a adoptar una serie de medidas para abordar el problema, incluyendo las Medidas en Disputa. Según el punto de vista de España, dichos factores son los siguientes:
- Sobre-remuneración a las energías renovables, en particular energía FV, sobre la tasa de rentabilidad razonable debido a un aumento en la productividad de las plantas más allá de las expectativas y menor inversión y menores costes de producción de los esperados;
 - La sobre-instalación de plantas FV, lo que generó un aumento del 25% en los costes del Régimen Ordinario como resultado de la prioridad de acceso de las energías renovables;
 - Una caída profunda y repentina en la demanda de electricidad debido a la crisis económica;

⁵⁸⁰ Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 21.

⁵⁸¹ Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 22.

⁵⁸² Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 22.

⁵⁸³ Dúplica, párrafo 485.

- La imposibilidad de aumentar los peajes, dado que eran los más altos en Europa y ya habían aumentado once veces en los últimos años en un contexto de crisis económica;
 - El financiamiento de la deuda acumulada de los déficits tarifarios se tornó insostenible⁵⁸⁴.
460. Para España, el argumento de los Demandantes con respecto a que la única forma de remediar el déficit tarifario sería aumentar el precio de la energía eléctrica pagado por los consumidores es irreal dada la necesidad del estado de equilibrar intereses contrapuestos⁵⁸⁵. Por tanto, el estado no solo debe aumentar la carga de los consumidores, sino también adaptar el esquema de respaldo para la producción de energía (como se hizo con las Medidas en Disputa⁵⁸⁶). En cualquier caso, el Gobierno de hecho aumentó el precio de la energía eléctrica a los consumidores⁵⁸⁷, al aumentar los precios de acceso a la red muchas veces, cumpliendo así con las decisiones relevantes del Tribunal Supremo⁵⁸⁸. Del mismo modo, la afirmación de los Demandantes que sostiene que España pudo haber implementado un impuesto sobre todas las emisiones de CO₂ o sobre el combustible tampoco tienen sustento, dado que España ya había implementado un impuesto de esta índole anteriormente⁵⁸⁹.
461. España también sostiene que el déficit tarifario era un elemento del sistema desde principios de la década del 2000, o sea, mucho antes de que los Demandantes hicieran sus inversiones. Por ende, esto debería haber sido tenido en cuenta para sus expectativas legítimas⁵⁹⁰.
462. España además remarca el impacto de la crisis económica en el déficit tarifario que estaba amenazando la sustentabilidad de sistema eléctrico. Debido a la crisis, se produjo una caída inesperada en la demanda de energía eléctrica, lo que llevó a una caída en los ingresos. Los repetidos aumentos en los precios buscaban precisamente corregir dicha caída. Sin embargo, en ese entorno de crisis, no era razonable que

⁵⁸⁴ Dúplica, párrafos 488, 1083.

⁵⁸⁵ Dúplica, párrafo 490.

⁵⁸⁶ Dúplica, párrafo 534.

⁵⁸⁷ Dúplica, párrafo 491.

⁵⁸⁸ Dúplica, párrafo 502.

⁵⁸⁹ Dúplica, párrafos 1085-1086.

⁵⁹⁰ Dúplica, párrafos 547-552.

España siguiera aumentando el precio de la energía eléctrica para los consumidores⁵⁹¹.

(c) Protección a los consumidores

463. España sostiene que “la reforma de 2013 ha tenido por objeto la revisión de todos y cada uno de los costes que son asumidos por el sistema eléctrico a fin de que se cumpliera el ordenamiento jurídico vigente, tanto interno como de Derecho Comunitario, y que el consumidor eléctrico no asumiera sobrecostes en las diferentes actividades”⁵⁹².

464. España afirma que en los últimos años ha experimentado uno de los aumentos más altos en el precio de la energía eléctrica en la UE (más del 70% en 7 años)⁵⁹³. Por lo tanto, rechaza el argumento de los Demandantes con respecto a que un aumento en los precios para los consumidores podría cubrir el déficit tarifario⁵⁹⁴.

(d) Reglas de ayuda estatal de la UE

465. Si bien admite que las reglas europeas no requerían expresamente introducir las Medidas en Disputa, España sostiene que debe cumplir con el derecho comunitario, que supuestamente “prohíbe las subvenciones perpetuas e inmutables”⁵⁹⁵. España sostiene que la competencia en el mercado no puede lograrse si los intereses privados de los inversores son la única consideración relevante, dado que esto empeoraría el desequilibrio existente a lo largo de los años⁵⁹⁶.

466. En ese sentido, España sostiene que la Decisión de la CE sobre Ayuda Estatal demuestra que España no ha violado las expectativas legítimas de los Demandantes:

- a. La Decisión de la CE reconoce que “no existe un derecho a las ayudas de Estado”, lo que implica que no había derecho a la estabilización de la FIT establecida bajo el RD 661/2007. También se refiere a la jurisprudencia de la Corte de Justicia, según la cual un receptor de ayuda estatal no puede, en principio, tener expectativas legítimas en la legalidad de una ayuda que no

⁵⁹¹ Dúplica, párrafo 69.

⁵⁹² Escrito de Contestación, párrafo 349.

⁵⁹³ Dúplica, párrafos 444, 554, 1067.

⁵⁹⁴ Dúplica, párrafo 553.

⁵⁹⁵ Dúplica, párrafo 596.

⁵⁹⁶ Dúplica, párrafo 596.

haya sido notificada a la Comisión⁵⁹⁷. Confirma, además, que la única expectativa que podían tener los Demandantes bajo el derecho de la UE era la expectativa de una rentabilidad razonable⁵⁹⁸. En resumen, la Decisión de la CE considera que no hay incumplimiento del estándar de TJE del TCE⁵⁹⁹.

- b. La Decisión de la CE también ratifica la proporcionalidad, razonabilidad, transparencia y estabilidad del Nuevo Régimen, dado que (i) el Nuevo Régimen permite recuperar capex y opex, más un margen de ganancia de 7,398% en línea con los retornos de los proyectos recientemente aprobados por la Comisión⁶⁰⁰; y (ii) el Nuevo Régimen está sujeto a revisiones y evaluaciones regulares, lo que asegura que los retornos permanezcan “razonables”⁶⁰¹.

467. España sostiene que el derecho de la UE es parte de la ley aplicable en el presente caso porque (i) según el Artículo 26(6) del TCE, el derecho de la UE es parte del derecho internacional; (ii) el derecho de la UE también es vinculante entre todas las Partes de la disputa, y (iii) el derecho de la UE también es aplicable según el Artículo 31(3) de la CVDT, según la cual se debe interpretar el TCE teniendo en cuenta “toda norma pertinente de derecho internacional aplicable en las relaciones entre las partes”⁶⁰². Dadas las circunstancias, España concluye que la decisión del Tribunal debe ser compatible con los hallazgos de la Comisión de la UE, que son vinculantes para el Tribunal.

⁵⁹⁷ Comentarios de la Demandada con respecto a la Decisión de la CE sobre Ayuda Estatal de fecha 14 de diciembre de 2017, párrafos 19-22, en relación con la Decisión de la CE sobre Ayuda Estatal, **Anexo RLA-201**, párrafos 154-158.

⁵⁹⁸ Comentarios de la Demandada con respecto a las Observaciones de la CE de fecha 5 de julio de 2018, párrafos 5-12.

⁵⁹⁹ Comentarios de la Demandada con respecto a las Observaciones de la CE de fecha 5 de julio de 2018, párrafos 14-16.

⁶⁰⁰ Comentarios de la Demandada con respecto a la Decisión de la CE sobre Ayuda Estatal de fecha 14 de diciembre de 2017, párrafo 26, en relación con la Decisión de la CE sobre Ayuda Estatal, **Anexo RLA-201**, párrafo 120.

⁶⁰¹ Comentarios de la Demandada con respecto a la Decisión de Ayuda Estatal de la CE de fecha 14 de diciembre de 2017, párrafos 27, 31-34.

⁶⁰² Comentarios de la Demandada con respecto a las Observaciones de la CE de fecha 5 de julio de 2018, párrafo 3(a)-(c); Comentarios de la Demandada con respecto a la Decisión de la CE sobre Ayuda Estatal de fecha 14 de diciembre de 2017, párrafos 3-10.

iv. Las Medidas en Disputa eran razonables y no afectaron la inversión de los Demandantes

468. Como punto preliminar, España sostiene que, ante la ausencia de evidencia de pérdida, es imposible determinar si las inversiones de los Demandantes fueron afectadas por las Medidas. Dado que los Demandantes presentan argumentos idénticos sobre la razonabilidad de las Medidas en Disputa y el deterioro en las inversiones de los Demandantes a través de medidas irrazonables, España los aborda en conjunto⁶⁰³.
469. Primero, España no está de acuerdo con que la introducción de límites de horas temporales fue irrazonable o arbitrario. El límite de horas impuesto por el RDL 14/2010 no era nuevo. Coincidió con el promedio de horas operativas incluido en el PER 2005-2010 que a su vez formaba la base para el cálculo de la tarifa en el RD 661/2007. Además, el promedio de horas operativas fue finalmente incluido en el Anexo XII del RD 661/2007. En otras palabras, el límite de horas en el Anexo XII formaba una base implícita para la tarifa establecida en el RD 661/2007 para las instalaciones FV. Como resultado y porque el límite de horas en el RDL 14/2010 se basó en el PER 2005-2010, los Demandantes ahora no pueden reclamar que la estimación de horas de producción en el RDL 14/2010 era injustificada o arbitraria⁶⁰⁴.
470. Segundo, España reitera que las Nuevas Medidas mantienen todas las características del régimen existente en el momento en que los Demandantes invirtieron y sigue basándose en los principios del SEE. Contrario a los argumentos de los Demandantes, el Nuevo Régimen sigue proveyendo una rentabilidad razonable y suficiente visibilidad en cuanto al retorno⁶⁰⁵.
471. Tercero, España sostiene que es incorrecto que las Nuevas Medidas fueran un mecanismo para retener los riesgos incurridos por los inversores privados, mientras les negaba las recompensas asociadas. Las tecnologías FV implican el menor riesgo de entre todas las tecnologías de generación de ER y por lo tanto las Medidas en Disputa aseguran una tasa de retomo más que generosa⁶⁰⁶.

⁶⁰³ Dúplica, párrafos 1091-1093; Escrito de Contestación, párrafo 827.

⁶⁰⁴ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 238-242; Dúplica, párrafo 1096.

⁶⁰⁵ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 246-256.

⁶⁰⁶ Dúplica, párrafo 1098.

472. Cuarto, es igualmente falso que la sobre-instalación de capacidad FV fuera una consecuencia de la falta de supervisión de España del registro de las instalaciones FV. Hubo un aumento global sin precedentes en instalaciones FV, cosa que nadie pudo prever⁶⁰⁷.

v. España ha provisto protección y seguridad plenas a las inversiones de los Demandantes

473. España afirma que las Medidas en Disputa no violan el estándar de plena protección y seguridad (“PPS”) porque (i) no causan un daño físico a las inversiones de los Demandantes o a los Demandantes; (ii) no involucran a terceros o a medidas de policía; y (iii) son una expresión del derecho del Estado a regular, lo que fue ejercido razonablemente.

474. Primero, España sostiene que el estándar de PPS está limitado a la obligación proveer seguridad física y solo excepcionalmente se extiende a la seguridad jurídica, cuyas circunstancias no están presentes en este caso⁶⁰⁸. En todo caso, incluso si el Tribunal considerara que la norma de PPS incluye la seguridad jurídica, dicha obligación requiere la creación de remedios legales para la vindicación efectiva de derechos de inversión y España siempre ha ofrecido dichos remedios a los Demandantes.

475. Segundo, la Demandada sostiene que no existen acusaciones de que España haya violado su deber de cuidado para proteger a los inversores y/o las inversiones de acciones prejudiciales de terceros. Por tanto, no se pueden evaluar las Medidas en Disputa según el estándar de PPS⁶⁰⁹.

476. Tercero, España reitera que las Medidas en Disputa son una expresión legítima y razonable de su derecho a regular, contra el que el estándar de PPS no protege a los inversores⁶¹⁰.

⁶⁰⁷ Dúplica, párrafo 1099.

⁶⁰⁸ Escrito de Contestación, párrafos 859-864; Dúplica, párrafos 1106-1107.

⁶⁰⁹ Escrito de Contestación, párrafos 857-858; Dúplica, párrafos 1110-1111.

⁶¹⁰ Dúplica, párrafos 1115-1119.

e. Los Demandantes no han probado el perjuicio

477. Especialmente en sus escritos anteriores a la Audiencia de la OP12, España enfatizó que los Demandantes no habían cumplido con su carga de probar ningún perjuicio⁶¹¹. La Demandada señala que el caso de los Demandantes se basa en el supuesto perjuicio económico que han sufrido como resultado de las Medidas en Disputa. Por tanto, para la Demandada, la medida del perjuicio supuestamente causado por las Medidas en Disputa es un elemento específico y necesario para permitir al Tribunal “tomar una decisión con convencimiento sobre la responsabilidad internacional de España”. Una decisión sobre la responsabilidad internacional de España que no considere este elemento no sería una “decisión plenamente informada”⁶¹².
478. Sobre esta premisa, la Demandada alega que los Demandantes no han cumplido en demostrar la supuesta pérdida que han sufrido. Para España, este fue un riesgo calculado que tomaron los Demandantes cuando insistieron en la bifurcación del procedimiento y España no debe sufrir por la apuesta de los Demandantes.
479. En el mismo sentido, España argumenta que el caso alternativo de los Demandantes como se argumentó en la Réplica – que se basó en el argumento de que las Nuevas Medidas no proporcionaron la tasa de retorno razonable requerida – no está sustanciado. Para España, para abordar adecuadamente este argumento, el Tribunal tiene “que comprender los márgenes” (es decir, la diferencia entre la tasa de retorno razonable en el momento de la inversión y bajo el Nuevo Régimen). Sin embargo, según argumenta España, mientras que “los Demandantes están solicitando a este Tribunal que determine la existencia de responsabilidad, invocando el principio de la rentabilidad razonable”, sin embargo, ellos “hacen la vista gorda con respecto a la necesidad de probar si dicha rentabilidad razonable quedaría en realidad satisfecha”⁶¹³. En otras palabras, incluso en este caso, los Demandantes no han podido probar su pérdida. Para España, la mera aseveración que “los inversores de PV han sufrido pérdidas extensas como resultado de las medidas, lo cual dio como resultado procesos de reestructuración en insolvencia” no constituye evidencia creíble o suficiente⁶¹⁴.

⁶¹¹ Ver, por ejemplo, Escrito de Contestación, párrafos 7, 23, 620; Dúplica, Sección 5.6, párrafos 1121-1177; Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 4-5, 79-81; Contestación sobre *Quantum*, párrafo 20.

⁶¹² Dúplica, párrafos 1121-1132.

⁶¹³ Dúplica, párrafo 1137.

⁶¹⁴ Dúplica, párrafo 1134.

B. LA DEMANDA ALTERNATIVA

480. Esta sección provee un amplio resumen de las posiciones de las Partes sobre la Demanda Alternativa, notándose que el análisis de la Demanda Alternativa contiene más detalles de los argumentos de las Partes.

1. Posición de los Demandantes

481. La Demanda Alternativa se basa en la premisa que la Demanda Principal no prospera y el Tribunal acepta el argumento de España con respecto a que, en lugar de la FIT del RD 661/2007, los Demandantes solo tienen derecho a recibir una tasa de retorno razonable dentro de los términos del Artículo 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 (también llamada por los Demandantes el “Régimen Original”), como se lo conocía en el momento de su inversión⁶¹⁵.

482. En respuesta a esta teoría, los Demandantes sostienen que España de todos modos enfrenta una responsabilidad internacional según el TCE, porque el retorno razonable según el Nuevo Régimen es menor que el retorno razonable según el Régimen Original⁶¹⁶. En el propio caso de España, al momento de la inversión de los Demandantes, la tasa de retorno razonable era de alrededor del 7% luego de impuestos (lo que implica un retorno de alrededor del 11% antes de impuestos)⁶¹⁷. Sostienen que el Nuevo Régimen ofrece un retorno del 7,398% previo a impuestos, lo que significa alrededor del 5,9% luego de impuestos. Por lo tanto, sostienen que su retorno es de 2 puntos de porcentaje por debajo del retorno de alrededor del 7% que España pretendía garantizar bajo el Régimen Original.

a. Los Demandantes tienen derecho a “reparación total” por violaciones del TCE

483. Los Demandantes primero comentan el contexto en el que el Tribunal debe evaluar la Demanda Alternativa. Sostienen que el TCE no ofrece pautas sobre la medida de compensación para una violación no expropiatoria, tal como una violación del estándar del TJE. Consecuentemente, es necesario referirse al estándar de compensación según el derecho internacional consuetudinario, según se determinó en el caso de *Chorzów Factory* y posteriormente codificado en el Artículo 31 de los Artículos de la CDI. Según este estándar, un Estado está obligado a realizar “la reparación íntegra

⁶¹⁵ Escrito de Contestación, párrafo 175; Réplica, párrafo 587.

⁶¹⁶ Réplica, párrafo 583 ss.; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 21.

⁶¹⁷ Denominada “tasa de rentabilidad objetivo”.

del daño causado por el hecho internacionalmente ilícito” para “borrar todas las consecuencias del acto ilegal y restablecer la situación que, según toda probabilidad, habría existido si dicho acto no se hubiera cometido”⁶¹⁸.

484. Dadas las circunstancias, los Demandantes sostienen que, si se decide que España ha violado sus obligaciones internacionales según el TCE, de conformidad con *Chorzów Factory* y los Artículos de la CDI, España debe pagar compensación por un monto que elimine las consecuencias de las medidas ilegales⁶¹⁹.

b. La Demanda Principal debería actuar como referencia

485. Los Demandantes afirman que, al cuantificar los daños, el Tribunal no solo debe respetar el principio de reparación total, sino también cumplir con su “deber de seguir los principios establecidos en decisiones anteriores”⁶²⁰. En ese aspecto, los Demandantes señalan que una “serie de casos consistentes” han encontrado que España violó las expectativas legítimas de los inversores a introducir las Medidas en Disputa (en línea con la Demanda Principal) y consecuentemente han ordenado daños con referencia a un cálculo DCF, sobre la base que la FIT del RD 661/2007 se hubiera seguido aplicando⁶²¹.
486. Consecuentemente, si el Tribunal decide otorgar daños en base a la Demanda Alternativa para asegurar la total reparación y consistencia con los hallazgos en otros casos de FV, los Demandantes sostienen que el Tribunal debería usar la Demanda Principal como “punto de referencia” para evaluar daños⁶²². Aunque la Demanda Principal no ha sido cuantificada en este procedimiento, los Demandantes ofrecen dos “cifras representativas” de daños según la Demanda Principal.

⁶¹⁸ Escrito sobre *Quantum*, párrafos 17-18, citando los Artículos de la CDI, **Anexo CLA-13**, Artículo 31(1); Caso relativo a la Fábrica de Chorzow (*Alemania c. Polonia*), Sentencia de la CPJI, 13 de septiembre de 1928, CPJI Serie A, N.º17, 1928, **Anexo CLA-3**, pág. 47 (versión en inglés) (“*Chorzów Factory*”).

⁶¹⁹ Escrito sobre *Quantum*, párrafo 19; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 6-7.

⁶²⁰ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 45.

⁶²¹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 40-45, en relación con *Eiser*, **Anexo CLA-215**, párrafos 387, 418; *Novenergía*, **Anexo CLA-242**, párrafos 681, 697; *Masdar*, **Anexo CLA-243**, párrafo 527; *Antin*, **Anexo CLA-244**, párrafo 552; y *Greentech*, **Anexo CLA-245**, párrafo 506.

⁶²² OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 38-45.

487. Primero, los Demandantes sostienen que los daños y perjuicios bajo la Demanda Principal serían muy similares a los daños y perjuicios bajo la Demanda Alternativa en una situación donde los parámetros elegidos generan una Tarifa Alternativa que es sustancialmente similar a la tarifa del RD 661/2007. Por tanto, los Demandantes solicitan al Tribunal referirse al supuesto de daños y perjuicios presentado por Brattle en la Audiencia de la OP12 que produjo una Tarifa Alternativa que se asemejaba más a la FIT del RD 661/2007. Este supuesto de daños – que considera a las plantas FV con capacidad instalada por debajo de 100kW, una tasa de retorno de 7%, no tiene en cuenta las ganancias pasadas y usa una planta marginal “pura” como la base de coste⁶²³– resulta en daños y perjuicios de aproximadamente 654 millones de euros⁶²⁴.
488. Como segundo indicador, los Demandantes solicitan al Tribunal revisar los daños otorgados en la decisión emitida por el tribunal en *Novenergía*. Los Demandantes sostienen que el tribunal de *Novenergía* decidió que la implementación de las Medidas en Disputa por parte de España incumplió el TCE y otorgó daños sobre una base equivalente a la Demanda Principal de los Demandantes. Por lo tanto, los Demandantes argumentan que los daños otorgados por el tribunal de *Novenergía* serían “una buena aproximación de los daños y perjuicios, en función de €/MW, que puede considerarse razonable en este caso”⁶²⁵.
489. En *Novenergía* los daños y perjuicios ascendieron a 2,84 millones de euros por MW de capacidad instalada. Puesto que los Demandantes en este caso tienen colectivamente una capacidad de 222,4 MW, recibirían aproximadamente 632 millones de euros en daños y perjuicios⁶²⁶.
490. Para los Demandantes, aplicar estos indicadores como referencia es particularmente importante en el presente caso, donde el total máximo de daños y perjuicios computado según el MCE (en base a los parámetros más ajustados indicados por la OP18) es un 25% menor que los daños que probablemente se hubieran otorgado según la Demanda Principal. Los Demandantes sostienen que cualquier reducción adicional en el máximo de daños y perjuicios disponible bajo el MCE sería contraria a

⁶²³ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 46, 49-52.

⁶²⁴ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 52.

⁶²⁵ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 53.

⁶²⁶ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 53-55.

la obligación del Tribunal de mantener consistencia en la jurisprudencia y asegurar reparación total bajo el derecho internacional⁶²⁷.

c. Cuantificación de la pérdida para responsabilidad y daños

491. Dado que la Demanda Alternativa expresa la violación de las expectativas legítimas de los Demandantes en términos económicos, los Demandantes sostienen que es necesario medir el impacto de las Medidas en Disputa sobre el valor de las inversiones de los Demandantes para determinar cuestiones de responsabilidad⁶²⁸ y daños. Esta cuantificación fue realizada por Brattle de conformidad con la OP12.
492. Los Demandantes observan que la OP12 les indicó computar sus daños comparando dos escenarios: (a) lo que los Demandantes llaman el “Escenario Real”, que mide los flujos de caja y la TIR como resultado de las Medidas en Disputa, y (b) el “Escenario Contra-fáctico”, que mide los flujos de caja y la TIR en ausencia de las Medidas en Disputa⁶²⁹. Si la TIR en el Escenario Contra-fáctico es mayor que la TIR en el Escenario Real, significa que España violó sus expectativas legítimas al no proveer la tasa de retorno objetivo bajo el Nuevo Régimen. La misma cuantificación también serviría de base para calcular los daños y perjuicios⁶³⁰.
493. Los Demandantes señalan que para el ejercicio de cuantificación la OP12 definió seis presunciones con alternativas, a saber:
- a. Si actualizar o no actualizar la remuneración bajo el Nuevo Régimen en los intervalos periódicos programados.
 - b. Una rentabilidad razonable en el sentido de la Ley [del Sector Eléctrico] de 1997 significa un rendimiento del 7% después de impuestos o del 8% después de impuestos.
 - c. Si la rentabilidad razonable debe aplicarse tanto a las inversiones greenfield como brownfield (en la medida que represente alguna diferencia).

⁶²⁷ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 48.

⁶²⁸ Los Demandantes se refieren a esto como la “cuestión del umbral de responsabilidad”. Ver, OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 6-8.

⁶²⁹ OP12, párrafo 3(a). La OP12 asumió que el *quantum* del daño / perjuicios sufrido por los Demandantes equivale a “la diferencia [...] entre (i) el retorno razonable bajo el Artículo 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 durante la vida útil de una planta [...] y (ii) el retorno que los Demandantes obtendrían bajo las Medidas en Disputa durante el mismo período”.

⁶³⁰ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 36.

- d. La rentabilidad razonable debe medirse con referencia a una vida regulatoria de 30 años.
 - e. Si la rentabilidad razonable debería cons[i]derar o no los beneficios antes de la promulgación de las Medidas en Disputa.
 - f. La fecha de valoración debería ser la fecha de la adjudicación o la fecha de las Medidas en Disputa⁶³¹.
494. Los Demandantes explican que la primera de estas presunciones y alternativas (en (a) anterior) concierne el Escenario Real. Las siguientes cuatro presunciones (de (b) a (e), anteriores) conciernen el Escenario Contra-fáctico. La sexta presunción (que concierne ambos escenarios) se refiere a la fecha de valoración y requiere esencialmente el cálculo de daños y perjuicios *a posteriori* (fecha eventual del laudo) así como *a priori* (fecha de las Medidas en Disputa).
495. En este contexto, los Demandantes defienden los siguientes parámetros, que a su entender son los más apropiados para calcular los daños recuperables según la Demanda Alternativa:
- (a) declarar que la tasa de rentabilidad objetivo fue del 8% después de impuestos;
 - (b) no tener en cuenta los beneficios fiscales de interés al calcular la tasa fiscal efectiva a los efectos de establecer la Tarifa Alternativa;
 - (c) adoptar la opción de "Planta Marginal" preferida de Brattle como base de costes;
 - (d) no considerar la rentabilidad pasada;
 - (e) asumir que la rentabilidad razonable se revisa cada seis años (lo que en una valoración *a priori* vigente reduce los daños y perjuicios); y
 - (f) emplear una fecha de valoración *a posteriori* para capturar completamente el daño sufrido por los Demandantes⁶³².
496. Además, los Demandantes argumentan que en el cálculo de las TIR se debe usar una "TIR de tenencia" en lugar de una "TIR de salida"⁶³³, y señalan que un cómputo usando los parámetros recién mencionados resultaría en perjuicios por una suma de 1.16 mil millones de euros.

⁶³¹ Escrito sobre *Quantum*, párrafo 10; BQR I, párrafo 11. Ver también, OP12, párrafo 3(a)-(f).

⁶³² OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 67 (nota al pie interna omitida); OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, Apéndice 1.

⁶³³ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 121-132.

497. Los argumentos detallados de los Demandantes sobre cada presunción y parámetros están resumidos en la sección VI.B.4.c.
498. Los Demandantes también observan que en la OP18 en la que el Tribunal solicitó a los peritos de las Partes que preparasen el MCE, el Tribunal disminuyó la cantidad de información para calcular estos flujos de caja y, en particular, eliminó dos parámetros clave que habían servido de base para su cuantificación anterior de daños, es decir, la opción de planta marginal “pura” como base de coste potencial, y la fecha de valoración *a posteriori*. Los Demandantes sostienen que la eliminación de estos dos parámetros redujo significativamente los daños y perjuicios que ellos podrían recuperar⁶³⁴.
499. Primero, los Demandantes sostienen que no usar la opción de planta marginal “pura” como base de coste tiene un impacto significativo en los daños. Con esa base de costes, se podrían haber recuperado daños y perjuicios de aproximadamente 654 millones de euros, mientras que según el MCE, sus parámetros preferidos resultan en daños y perjuicios por solo 520 millones de euros. En cualquier caso, los Demandantes señalan que los daños y perjuicios son mucho menores al valor de la FIT fijada en el RD 661/2007 (y, por consiguiente, los daños y perjuicios que según ellos hubieran llevado a una “reparación total”)⁶³⁵.
500. Asimismo, el uso de una valoración *a priori* en lugar de una valoración *a posteriori* también reduce los daños y perjuicios recuperables. Los Demandantes sostienen que el uso de las presunciones preferidas de Brattle según el MCE (pero con la opción de planta marginal “pura” como base de coste), resulta en daños y perjuicios que rondan los 654 millones de euros. En cambio, si se adopta una fecha de valoración *a posteriori*, los daños y perjuicios totales ascenderían a 900 millones de euros⁶³⁶.
501. En resumen, los Demandantes sostienen que el MCE lleva a una significativa sub-compensación, ya que incluso el monto más alto de daños y perjuicios disponible según el MCE (por un total de EUR 534 millones) no otorgará una “reparación total” a los Demandantes, según los principios del derecho internacional que rigen la compensación por actos internacionalmente ilícitos⁶³⁷.

⁶³⁴ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 69-70.

⁶³⁵ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 73-74.

⁶³⁶ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 80.

⁶³⁷ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 9-10.

502. En cambio, observan que al aplicar la metodología usada en otros casos de FV contra España se obtienen mayores daños y perjuicios. Por ejemplo, según los Demandantes, la metodología avalada por el tribunal de *Novenergía* implicaría un laudo por daños y perjuicios de aproximadamente EUR 642 millones a los Demandantes⁶³⁸. Los Demandantes sostienen que otorgar daños en base a la “Tarifa Alternativa” fijada al mismo nivel que el RD 661/2007 resultaría en daños otorgados sobre una base similar a todos los otros laudos anteriores⁶³⁹. Sin embargo, esto necesitaría emplear la base de coste de planta marginal “pura”⁶⁴⁰.
503. Finalmente, las Demandantes argumentan que “la [Demanda Alternativa] y el [MCE] evalúan los daños en función de las rentabilidades a nivel de planta (o nivel de proyecto). No evalúan las rentabilidades de las sumas realmente invertidas por los Demandantes al comprar esas plantas fotovoltaicas”⁶⁴¹. Sostienen que los propios *Demandantes* han sufrido pérdidas sustanciales en sus inversiones⁶⁴², y que “tal como están las cosas actualmente, los Demandantes ni siquiera recuperarán el capital que invirtieron en España, y mucho menos obtendrán una ganancia sobre ese capital invertido”⁶⁴³.
504. Sin embargo, si el Tribunal intenta dictaminar daños y perjuicios en base al grupo de parámetros contenidos en el MCE, los Demandantes sostienen que el Tribunal debe elegir el conjunto de parámetros que mejor refleje la rentabilidad razonable ofrecida por España al momento de la inversión, es decir:
- (a) no tener en cuenta los beneficios fiscales de interés al calcular la tasa fiscal efectiva;
 - (b) elegir para la planta marginal la opción "Tamaño Reclasificado" como la base de coste [...];
 - (c) no considerar la rentabilidad antes de la fecha de valoración;
 - (d) asumir que la rentabilidad razonable se revisa cada seis años (lo que en efecto reduce la indemnización por daños y perjuicios); y

⁶³⁸ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 10.

⁶³⁹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 11.

⁶⁴⁰ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 12.

⁶⁴¹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 13 (énfasis en el original).

⁶⁴² OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 13.

⁶⁴³ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 14.

- (e) aplicar intereses a los flujos de efectivo perdidos antes de la fecha de valoración⁶⁴⁴.

505. Los Demandantes sostienen que el Tribunal debe adoptar estas permutaciones, dado que (a) “están más alineadas con la metodología usada por España al diseñar el Régimen Original” en el que invirtieron los Demandantes; y (b) reflejan el impacto de las Medidas en Disputa⁶⁴⁵.
506. Los argumentos más detallados presentados por los Demandantes con respecto a la cuantificación se resumen más adelante en el Análisis de la Demanda Alternativa.

2. La posición de la Demandada

a. Introducción

507. La Demandada solicita al Tribunal rechazar la Demanda Alternativa como infundada. Para España, no hay mérito en el argumento de los Demandantes con respecto a que bajo la Demanda Alternativa los daños y perjuicios por ellos sufridos serían igualmente sustanciales. En cambio, “[l]os Demandantes están recibiendo exactamente el mismo importe de rentabilidad de su inversión que el previsto en la normativa española en el momento de sus inversiones” y “la diferencia entre las rentabilidades antes y después de impuestos es mínima, dado que [las energías renovables] cuentan con beneficios fiscales que les eximen de pagar impuestos durante la mayor parte de la vida útil de las centrales”⁶⁴⁶. La posición de España es que “[a]plicando el tipo fiscal correcto aplicable a las inversiones fotovoltaicas, a una rentabilidad del 7,398% antes de impuestos, ello dará como resultado una rentabilidad del 6,92% después de impuestos, que equivale a la rentabilidad después de impuestos del 7% establecido en el marco jurídico cuando los Demandantes invirtieron en España”⁶⁴⁷.

b. La Demanda Principal no puede ser usada como referencia para cuantificar la Demanda Alternativa

508. La Demandada sostiene que la Demanda Principal no puede ser usada de referencia de daños y perjuicios en la Demanda Alternativa. Según España, la Demanda Principal

⁶⁴⁴ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 82-83.

⁶⁴⁵ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 16, 18.

⁶⁴⁶ Dúplica, párrafo 968.

⁶⁴⁷ Dúplica, párrafo 968.

no representa las expectativas legítimas de los Demandantes en el momento de su inversión y por lo tanto no representa una medida potencial de los daños y perjuicios⁶⁴⁸.

509. Por otra parte, el Tribunal también debe desestimar los dos indicadores de daños y perjuicios propuestos por los Demandantes:

- a. Con respecto a los daños otorgados en *Novenergía*, España sostiene que, “a pesar de basar sus conclusiones en un cambio radical en materia de responsabilidad”, el tribunal parece haber usado el modelo DCF del demandante, que usaba un supuesto ‘hipotético’ según el cual el demandante hubiera seguido recibiendo la FIT fijada en el RD 661/2007. Por lo tanto, los daños y perjuicios calculados en *Novenergía* no pueden ser usados como referencia⁶⁴⁹.
- b. Con respecto a plantas marginales “puras”, el cálculo de retribuciones usando este parámetro asimila las plantas de los Demandantes a una planta marginal de 5 kW, cuyos parámetros de costes y de producción no tienen ninguna relación con las plantas más grandes de los Demandantes⁶⁵⁰.

c. Cuantificación de la pérdida para determinar responsabilidad y daños

510. De las diversas presunciones previstas en la OP12, España considera los siguientes parámetros como los más apropiados para cuantificar los presuntos daños y perjuicios⁶⁵¹.

- a. El Escenario Contra-fáctico debería ser calculado según la metodología propuesta por Econ One;
- b. La tasa de rentabilidad objetiva en el Escenario Contra-fáctico debería ser del 7%;
- c. La “planta marginal” propuesta por Brattle no puede ser usada como la base de coste, dado que el esquema de retribución para instalaciones FV,

⁶⁴⁸ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 413-415.

⁶⁴⁹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 422(a).

⁶⁵⁰ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 422(b)-423.

⁶⁵¹ En esta sección, el Tribunal se limitó a señalar los argumentos de España solo con respecto a los parámetros que fueron definitivamente aceptados o descartados en la OP18. Con respecto a los parámetros en los que la OP18 ofrece alternativas, el Tribunal considera la posición de España *infra* en VI.B.4.c.

incluyendo la FIT fijada en el RD 661/2007, siempre se basó en el “coste de las instalaciones estándar, que viene a reflejar los costes eficientes de mercado incurridos a raíz de la inversión greenfield para la construcción de cierto tipo de instalación en un año determinado”⁶⁵². Por otra parte, España sostiene que “los costes tipo de las instalaciones estándar recogidos en los códigos IT de la Orden de Parámetros son [...] representativos de los costes reales de mercado en el momento de construcción de las Plantas FV”⁶⁵³;

- d. Se deberían usar TIR de salida para el cálculo del TIR en el Escenario Real;
- e. Se debería adoptar una fecha de valoración *a priori*.

511. Con respecto a las opciones expuestas en la OP18, la Demandada sostiene que el Tribunal debería optar por las siguientes para calcular los supuestos daños y perjuicios a los Demandantes:

- a. Si se usara una Tarifa Alternativa, entonces deberá calcularse:
 - i. Usando la sensibilidad de los Códigos IT como base de coste; y
 - ii. Tomando en cuenta los beneficios impositivos de los intereses al calcular el tipo impositivo aplicable calculada por Econ One.
- b. El DCF debería tomar en cuenta las ganancias generadas antes de la fecha de valoración (dado que la rentabilidad solo puede ser calculada durante la totalidad vida útil reglamentaria de una planta);
- c. El DCF debería suponer que la tasa de retorno se revisa cada seis años;
- d. Los TIR para las plantas de los Demandantes en el escenario con Medidas deberían calcularse usando los costes greenfield de los Demandantes excluyendo las primas de los desarrolladores tal como calculadas por Econ One;
- e. No deberían incluirse intereses, dado que el Tribunal no lo solicitó y “nos hallamos en la fase de responsabilidad”⁶⁵⁴.

⁶⁵² OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 90, 96.

⁶⁵³ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 24.

⁶⁵⁴ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 137.

512. La posición más detallada de la Demandada sobre cuantificación para los fines de determinar la responsabilidad y el *quantum* se resume en la sección VI.B.4.c siguiente que aborda el análisis de la Demanda Alternativa.

VI. ANÁLISIS

513. En esta sección, el Tribunal ofrece su análisis de la Demanda Principal (B) y de la Demanda Alternativa (C). Previamente, considera determinados asuntos preliminares (A).

A. ASUNTOS PRELIMINARES

514. En esta sección, el Tribunal considerará (1) el ámbito del presente Laudo; (2) el derecho aplicable; (3) la relevancia de laudos anteriores; y (4) las solicitudes procesales pendientes de la Demandada de fecha 7 de marzo de 2019.

1. Ámbito del presente Laudo

515. Este laudo se refiere a la responsabilidad y los daños, tal como se explica en más detalle en las siguientes secciones VI.B.4.a y VI.B.4.b.

2. Derecho aplicable

a. *Derecho que rige el procedimiento arbitral*

516. Dado que el lugar del arbitraje en el sentido del Artículo 18 del Reglamento CNUDMI es Ginebra, Suiza (ver Orden Procesal N.º 3, párrafo 52), el presente arbitraje se encuentra sujeto al Capítulo 12 de la Ley del Derecho Internacional Privado Suizo.

b. *Derecho que rige el Fondo de la Disputa*

517. El Artículo 26(6) del TCE prevé lo siguiente:

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

518. Así, de conformidad con el Artículo 26(6) del TCE, el Tribunal aplicará el Tratado y las reglas y principios aplicables del derecho internacional.

c. *Jura novit arbiter*

519. Al aplicar el derecho que rige el fondo de la disputa, el Tribunal no se encuentra vinculado por los argumentos y fuentes citadas por las Partes. Bajo la máxima *jura*

novit curia – o, más bien, *jura novit arbiter* – el Tribunal debe aplicar el derecho de oficio, siempre que consulte las opiniones de las Partes si pretende basar su decisión sobre una teoría legal que no fue abordada y que las Partes no podrían razonablemente anticipar⁶⁵⁵.

3. La relevancia de laudos anteriores

520. Ambas Partes han invocado decisiones o laudos anteriores para apoyar sus posiciones, ya sea para concluir que debería adoptarse la misma solución en este caso, o en un esfuerzo por explicar por qué este Tribunal debería apartarse de esa solución.

521. Tal como se señalara en el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción (párrafo 53), el Tribunal considera que no se encuentra vinculado por decisiones anteriores. Al mismo tiempo, al decidir, debe tomar debidamente en cuenta las decisiones anteriores de los tribunales internacionales. El Tribunal estima en particular que, sujeto a motivos imperiosos en contrario, tiene el deber de adoptar los principios establecidos en una serie de casos congruentes. Además, considera que, sujetándose siempre al texto específico del TCE, y considerando debidamente las circunstancias de cada caso en particular, tiene el deber de contribuir al desarrollo armonioso del derecho internacional de las inversiones para contribuir a la seguridad jurídica. Se incluyen observaciones adicionales sobre la consideración por parte del Tribunal de los laudos emitidos en otros arbitrajes españoles de ER en los siguientes párrafos 551 a 555.

4. Solicitudes procesales pendientes de la Demandada de 7 de marzo de 2019

522. Tal como se mencionó anteriormente en los párrafos 167 y 168, a solicitud de la Demandada y habiendo oído a los Demandantes, el 21 de febrero de 2019, el Tribunal autorizó a la Demandada a incorporar al expediente las tres Declaraciones de enero de 2019 emitidas por los Estados Miembros en relación *Achmea*, e invitó a las Partes a presentar sus comentarios sobre las mismas. El 7 y el 21 de marzo de 2019, la

⁶⁵⁵ Ver las decisiones de la Corte Suprema de Suiza 4P.114/2001 del 19 de diciembre de 2001, párrafos 3a, 20 *Boletín ASA* (2002), págs. 493, 511 y 4A_214/2013 del 5 de agosto de 2013, párrafo 4. Ver también, en el contexto de los tratados de inversión, *inter alia*, *Vestey Group Ltd c. la República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI N.º ARB/06/4, Laudo, 15 de abril de 2016, **Anexo RLA-197**, párrafo 118; *Daimler Financial Services A.G. c. República Argentina*, Caso CIADI N.º ARB/05/1, Decisión sobre Anulación, 7 de enero de 2015, párrafo 295.

Demandada y los Demandantes presentaron sus comentarios sobre las Declaraciones.

523. El Tribunal primeramente resume las posiciones y las solicitudes de las Partes en relación con las Declaraciones y luego presenta su decisión con respecto a estas solicitudes procesales.

a. La posición de la Demandada

524. La Demandada argumenta que las Declaraciones tratan las consecuencias legales del fallo emitido por el Tribunal de Justicia de la Unión Europea (“TJUE”) en *Achmea* “en relación con cláusulas de arbitraje entre inversores y Estados y sobre la cuestión de la protección de las inversiones en la UE y las controversias intra-UE”⁶⁵⁶. Sugiere que las Declaraciones están orientadas “hacia tribunales arbitrales de inversión así como a la comunidad inversora”⁶⁵⁷.
525. Después de recordar que el fallo de *Achmea* es vinculante para todos los Estados Miembro de la UE⁶⁵⁸, España sostiene que la declaración realizada por 22 Estados Miembros de la UE (la “Declaración de 22 Estados Miembros”)⁶⁵⁹, fue “[f]irmada por el representante de España y también por los representantes de Alemania y de los Países Bajos (Estados relevantes con base en la nacionalidad de los Demandantes en la presente disputa)”. Es la opinión de España que “se establece claramente que los arbitrajes entre inversores de un Estado Miembro y otro Estado Miembro que surjan del TCE son incompatibles con el derecho de la UE”⁶⁶⁰.

⁶⁵⁶ Comentarios de la Demandada, 7 de marzo de 2019, párrafo 6 (traducción del Tribunal).

⁶⁵⁷ Comentarios de la Demandada, 7 de marzo de 2019, párrafo 7 (traducción del Tribunal).

⁶⁵⁸ Comentarios de la Demandada, 7 de marzo de 2019, párrafo 4.

⁶⁵⁹ Ver Declaración de los Representantes de los Gobiernos de los Estados Miembros del 15 de enero de 2019 sobre las consecuencias jurídicas de la Sentencia del Tribunal de Justicia en el Asunto *Achmea* y sobre la Protección de Inversiones en la Unión Europea firmada por los Representantes de los Gobiernos de, Bélgica, Bulgaria, República Checa, Dinamarca, Alemania, Estonia, Irlanda, Grecia, España, Francia, Croacia, Italia, Chipre, Letonia, Lituania, Países Bajos, Austria, Polonia, Portugal, Rumanía, Eslovaquia y el Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte, **Anexo RLA-214**.

⁶⁶⁰ Comentarios de la Demandada, 7 de marzo de 2019, párrafo 11 (traducción del Tribunal).

526. Citando pasajes de la Declaración de 22 Estados Miembros, España asegura que este documento “declara el entendimiento de los Estados Miembros de que un tribunal arbitral establecido de conformidad con cláusulas de arbitraje inversor-Estado como el Artículo 26 del TCE carece de jurisdicción cuando la controversia es intra-UE, con base en que los Estados Miembros no realizaron ninguna oferta para arbitrar bajo el Artículo 26 del TCE a inversores de otros Estados Miembros de la UE”⁶⁶¹.
527. Al afirmar que los efectos de *Achmea* también se extienden al TCE, la Declaración de 22 Estados Miembros, según lo que explica España, coincide con la posición de la Comisión Europea en su Comunicación del 19 de julio de 2018, titulada “Protección de las inversiones intra-UE”⁶⁶².
528. La Demandada sostiene que la posición de los 22 Estados Miembros no se “contradice” con la declaración firmada por otros cinco Estados Miembros (la “Declaración de 5 Estados Miembros”)⁶⁶³. Si bien España reconoce que esta última declaración “difiere de la Declaración de 22 Estados Miembros con respecto a la extensión del efecto de la Sentencia *Achmea* sobre el TCE⁶⁶⁴”, dado que “los 5 Estados Miembros consideran que es preferible no expresar ninguna opinión específica hasta que se haya pronunciado una ‘sentencia específica’ sobre este asunto, y la cuestión de si el Artículo 26 del TCE permite el arbitraje intra-UE se está disputando en la actualidad ante un tribunal nacional en un Estado Miembro⁶⁶⁵”, considera que la Declaración de 5 Estados Miembros confirma que solo el TJUE puede “decidir sobre

⁶⁶¹ Comentarios de la Demandada, 7 de marzo de 2019, párrafo 15 (traducción del Tribunal).

⁶⁶² Comentarios de la Demandada, 7 de marzo de 2019, párrafos 16-17 (traducción del Tribunal).

⁶⁶³ Comentarios de la Demandada, 7 de marzo de 2019, párrafo 22. Ver Declaración de los Representantes de los Gobiernos de los Estados Miembros del 16 de enero de 2019, sobre la ejecución de la Sentencia del Tribunal de Justicia de *Achmea* y sobre la protección de las inversiones en la Unión Europea firmado por los Representantes de los Gobiernos de Finlandia, Luxemburgo, Malta, Eslovenia y Suecia, **Anexo RLA-215**. España no realiza ninguna declaración específica con respecto a Declaración del Representante del Gobierno de Hungría del 16 de enero de 2019 sobre las consecuencias jurídicas de la sentencia del Tribunal de Justicia en el asunto *Achmea* y sobre la Protección de Inversiones en la Unión Europea, **Anexo RLA-216**.

⁶⁶⁴ Comentarios de la Demandada, 7 de marzo de 2019, párrafo 19 (traducción del Tribunal).

⁶⁶⁵ Comentarios de la Demandada, 7 de marzo de 2019, párrafo 20 con referencia a *Novenergia II – Energy & Environment (SCA) SICAR c. Reino de España*, Caso N°4658-18 ante el Tribunal de Apelaciones de Svea (traducción del Tribunal).

cuestiones de interpretación y aplicación del derecho de la UE tal como se establece en” *Achmea*⁶⁶⁶.

529. En resumen, España sostiene que la Declaración de 22 Estados Miembros es relevante para la presente disputa porque “no deja lugar a dudas con respecto a la intención o interpretación de las partes del TCE involucradas en esta controversia con respecto a que (i) el Artículo 26 del TCE no puede ser considerado como consentimiento válido para el arbitraje en el caso de controversias intra-UE, dado que sería incompatible con la autonomía del derecho de la UE y (ii) toda diferencia en la interpretación deberá ser resuelta a favor del derecho de la UE”⁶⁶⁷.
530. España mantiene que el derecho de la UE tal como lo interpreta el TJUE “califica como una de las ‘normas y principios del derecho internacional aplicables’ especificadas en el Artículo 26(6) del TCE⁶⁶⁸” y que, además, “habrá de tenerse en cuenta al interpretar el TCE” según el Artículo 31(3)(c) de la CVDT⁶⁶⁹. Específicamente, la Declaración de 22 Estados Miembros deberá tomarse en cuenta al interpretar el TCE ya sea como “acuerdo ulterior entre las partes acerca de la interpretación del tratado o la aplicación de sus disposiciones” (Artículo 31(3)(a) CVDT) o, como mínimo, como “práctica ulteriormente seguida en la aplicación del tratado por la cual conste el acuerdo de las partes acerca de la interpretación del tratado” (Artículo 31(3)(b) CVDT)⁶⁷⁰. Por ende, “los tribunales no podrán invalidar la voluntad común de las partes del TCE con respecto a la manera en que ha de interpretarse el Artículo 26 de conformidad con el derecho de la UE”⁶⁷¹.
531. Por lo tanto, la Demandada solicita que el Tribunal “reconsidere ahora *ex officio* su jurisdicción en el caso que nos compete de conformidad con su constante

⁶⁶⁶ Comentarios de la Demandada, 7 de marzo de 2019, párrafo 22 (traducción del Tribunal).

⁶⁶⁷ Comentarios de la Demandada, 7 de marzo de 2019, párrafo 32 (traducción del Tribunal).

⁶⁶⁸ Comentarios de la Demandada, 7 de marzo de 2019, párrafo 26 (traducción del Tribunal).

⁶⁶⁹ Comentarios de la Demandada, 7 de marzo de 2019, párrafo 27 (traducción del Tribunal).

⁶⁷⁰ Comentarios de la Demandada, 7 de marzo de 2019, párrafo 29 (traducción del Tribunal).

⁶⁷¹ Comentarios de la Demandada, 7 de marzo de 2019, párrafo 31 (traducción del Tribunal).

obligación⁶⁷². Además, a la luz del “compromiso de cooperación” de los Estados Miembros de informar a los tribunales que entienden en materia de inversión con respecto al fallo en *Achmea*, España “invita al Tribunal a comunicarse con cualquiera de los Estados Miembros que firmaron la Declaración de los 22 Estados Miembros en relación con este arbitraje con el fin de confirmar su entendimiento inequívoco de la Declaración y de las obligaciones contenidas en la misma”⁶⁷³.

b. La posición de los Demandantes

532. Los Demandantes argumentan que la Declaración de 22 Estados Miembros traza una distinción entre las consecuencias legales de *Achmea* con respecto a tratados bilaterales de inversión y el TCE⁶⁷⁴. En particular, señalan el hecho de que, si bien los 22 Estados Miembros acordaron realizar sus mejores esfuerzos por poner fin a los tratados bilaterales intra-UE antes de finalizar el año 2019, con respecto al TCE, sólo anunciaron que “debatirán lo antes posible si es necesario adoptar medidas adicionales para analizar todas las consecuencias derivadas de la sentencia *Achmea* en relación con la aplicación intracomunitaria del Tratado de la Carta de Energía”⁶⁷⁵. Además, los Demandantes subrayan el hecho de que la Declaración de 22 Estados Miembros establece que “[e]l Derecho de la Unión Europea prevalece sobre los tratados *bilaterales* de inversión celebrados entre Estados Miembros”, sin expresar la misma visión con respecto al TCE, que es un tratado multilateral del cual tanto la UE como los Estados Miembros son partes⁶⁷⁶. Así, en la opinión de los Demandantes, no existe acuerdo entre los Estados Miembros de la UE (incluyendo entre los 22 firmantes de la Declaración) con respecto a las consecuencias de *Achmea* para el TCE o si el derecho de la UE tiene precedencia sobre el TCE⁶⁷⁷.

⁶⁷² Comentarios de la Demandada, 7 de marzo de 2019, párrafo 32 (traducción del Tribunal).

⁶⁷³ Comentarios de la Demandada, 7 de marzo de 2019, párrafo 34 (traducción del Tribunal).

⁶⁷⁴ Comentarios de los Demandantes, 21 de marzo de 2019, párrafo 3.

⁶⁷⁵ Comentarios de los Demandantes, 21 de marzo de 2019, párrafo 2, en relación con la Declaración de 22 Estados Miembros, **Anexo RLA-214**, pág. 4, párrafo 9 (versión en español).

⁶⁷⁶ Comentarios de los Demandantes, 21 de marzo de 2019, párrafo 3, en relación con la Declaración de 22 Estados Miembros, **Anexo RLA-214**, pág. 1 (énfasis agregado por los Demandantes) (versión en español).

⁶⁷⁷ Comentarios de los Demandantes, 21 de marzo de 2019, párrafo 4.

533. Según los Demandantes, esto coincide con las otras dos declaraciones. La Declaración de 5 Estados Miembros, por un lado, hace hincapié en la “importancia de respetar las garantías procesales y [...] que resultaría inadecuado pronunciarse sobre la compatibilidad entre el derecho de la Unión Europea y la aplicación intracomunitaria del Tratado de la Carta de la Energía”⁶⁷⁸. La Declaración de Hungría, por otro lado, declara sin ambigüedades que “la sentencia *Achmea* sólo afecta a los tratados bilaterales de inversión intracomunitarios” y no se pronuncia “sobre ningún procedimiento de arbitraje pendiente o en visos de estarlo en virtud de la TCE”⁶⁷⁹. Por ende, el argumento de España con respecto a que los Estados Miembros de la UE “nunca interpretaron el Artículo 26 del TCE como oferta válida para arbitrar entre los Miembros de la UE” se contradice en la Declaración de los 5 Estados Miembros y la Declaración de Hungría⁶⁸⁰.
534. Además, el argumento de la Demandada con respecto a que la Declaración de 22 Estados Miembros constituye un acuerdo o práctica posterior entre los Estados Miembros de la UE que establece la interpretación auténtica del Artículo 26 del TCE es incorrecto. Para los Demandantes, la Declaración de 22 Estados Miembros no se incluye dentro del “acuerdo” o “práctica” según el Artículo 31(3)(a) y (b) de la CVDT, porque “es una declaración política” que establece los pasos que tomarán los Estados Miembros de la UE con respecto a la anulación de los laudos y la terminación de los tratados bilaterales de inversión intra-UE. Los Demandantes sostienen que “más allá de sugerir que la aplicación intracomunitaria del Artículo 26 es incompatible con el derecho de la UE”, la Declaración de 22 Estados Miembros no establece la manera en que habría de interpretarse el TCE. Por lo tanto, no constituye un acuerdo con respecto a la interpretación del Artículo 26 del TCE ni la práctica posterior que evidencie un acuerdo de esta naturaleza⁶⁸¹. Además, en la opinión de los Demandantes un posterior acuerdo solo se podría invocar si todas las partes del tratado hubieran estado

⁶⁷⁸ Comentarios de los Demandantes, 21 de marzo de 2019, párrafo 5, en relación con la Declaración de 5 Estados Miembros, **Anexo RLA-215**, pág. 3 (versión en español).

⁶⁷⁹ Comentarios de los Demandantes, 21 de marzo de 2019, párrafo 5, en relación con La Declaración de Hungría, **Anexo RLA-216**, pág. 3, párrafo 8 (versión en español).

⁶⁸⁰ Comentarios de los Demandantes, 21 de marzo de 2019, párrafo 7 (traducción del Tribunal).

⁶⁸¹ Comentarios de los Demandantes, 21 de marzo de 2019, párrafo 10 (traducción del Tribunal).

involucradas en la interpretación de un significado particular de un término del tratado, que no es el caso aquí⁶⁸².

535. Además, la Declaración de 22 Estados Miembros no puede despojar al Tribunal de su jurisdicción dado que su fecha es posterior al comienzo de este procedimiento, y la jurisdicción debe determinarse por referencia a la fecha en la que se instituye el procedimiento⁶⁸³.
536. Con respecto a los argumentos de España en relación con el derecho de la UE, los Demandantes primeramente sostienen que el derecho de la UE no constituye “reglas y principios aplicables del derecho internacional” relevantes para la jurisdicción del Tribunal⁶⁸⁴. Asimismo, el argumento de España con respecto a la primacía del derecho de la UE descansa sobre la premisa de que existe un conflicto entre el derecho de la UE y el TCE, que, en la opinión de los Demandantes, no es el caso⁶⁸⁵. Si existiera algún conflicto de esta naturaleza, el TCE prevalecería bajo el Artículo 16 del TCE⁶⁸⁶.
537. Finalmente, los Demandantes sostienen que debe rechazarse la solicitud de España de invitar a los Estados Miembros de la UE a intervenir en este procedimiento, dado que España no identificó, y menos aún justificó, la base jurídica de su solicitud⁶⁸⁷. En cualquier caso, las opiniones de los Estados Miembros sobre las consecuencias jurídicas del fallo *Achmea* no son relevantes para este arbitraje, y ya fueron reflejadas en sus declaraciones⁶⁸⁸.

c. Debate y decisión

538. La Demandada presenta dos solicitudes en su escrito del 7 de marzo de 2019. En primer lugar, pidió que el Tribunal “reconsidere ex officio su jurisdicción en el caso que

⁶⁸² Comentarios de los Demandantes, 21 de marzo de 2019, párrafo 11.

⁶⁸³ Comentarios de los Demandantes, 21 de marzo de 2019, párrafos 12-13, en relación con *Arrest Warrant del 11 de abril de 2000* (República Democrática de Congo c. Bélgica), Sentencia, I.C.J. Rep 2002, pág. 3, párrafo 26 y *Caso Nottebohm* (Objeción Preliminar) Decisión del 18 de noviembre de 1953: I.C.J. Reports 1953, pág. 111 en pág. 123.

⁶⁸⁴ Comentarios de los Demandantes, 21 de marzo de 2019, párrafo 15 (traducción del Tribunal).

⁶⁸⁵ Comentarios de los Demandantes, 21 de marzo de 2019, párrafo 16.

⁶⁸⁶ Comentarios de los Demandantes, 21 de marzo de 2019, párrafo 17.

⁶⁸⁷ Comentarios de los Demandantes, 21 de marzo de 2019, párrafo 18.

⁶⁸⁸ Comentarios de los Demandantes, 21 de marzo de 2019, párrafo 18.

nos compete de conformidad con su constante obligación”⁶⁸⁹. En segundo lugar, España “invita al Tribunal a comunicarse con cualquiera de los Estados Miembros que firmaron la Declaración de los 22 Estados Miembros en relación con este arbitraje con el fin de confirmar su concepción inequívoca de la Declaración y de las obligaciones contenidas en la misma”⁶⁹⁰.

539. Comenzando con la primera solicitud de España, el Tribunal recuerda que, según la *lex arbitri* suiza y el Reglamento CNUDMI del año 2010 aplicable a este procedimiento, una objeción a la jurisdicción del Tribunal debe ser presentada *in limine litis*.

540. En su porción pertinente, el Artículo 186 de la Ley Suiza de Derecho Internacional Privado (“PILA”, por sus siglas en inglés) prevé lo siguiente:

(2) Un alegato de incompetencia debe hacerse valer antes de cualquier defensa sobre el fondo.

(3) Como regla, el tribunal arbitral decidirá sobre su competencia en un laudo preliminar. (Traducción del Tribunal)

541. El Artículo 23 del Reglamento CNUDMI de 2010, por su parte, prevé que:

(2) La excepción de incompetencia del tribunal arbitral deberá oponerse a más tardar en el momento de presentar la contestación [...].

(3) El tribunal arbitral podrá decidir sobre las excepciones a que se hace referencia en el párrafo 2 como cuestión previa o en un laudo sobre el fondo. [...]

542. La Demandada presentó su “objeción jurisdiccional intra UE” de manera oportuna al inicio del procedimiento. De conformidad con los Artículos 186(2) de la PILA y 23(3) del Reglamento CNUDMI, el Tribunal se pronunció con respecto a dicha objeción en el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción.

543. Bajo el derecho suizo, los laudos sobre jurisdicción deben impugnarse de inmediato, es decir, dentro de los 30 días a partir de la notificación, por constitución irregular o determinación errónea sobre la jurisdicción (Artículos 190(2)(a) y (b) y 190(3) PILA). Es indiscutido que no se interpusieron objeciones al Laudo Preliminar. Por ende, dicho laudo resulta vinculante para el Tribunal y tiene efecto *res judicata* o efectos

⁶⁸⁹ Comentarios de la Demandada, 7 de marzo de 2019, párrafo 32 (traducción del Tribunal).

⁶⁹⁰ Comentarios de la Demandada, 7 de marzo de 2019, párrafo 34 (traducción del Tribunal).

conclusivos y preclusivos comparables a *res judicata*⁶⁹¹. El Tribunal planteó esta posición en repetidas ocasiones durante este procedimiento⁶⁹², incluyendo la Orden Procesal N°. 19 emitida el 15 de octubre de 2018 (“OP19”). En la OP19, el Tribunal denegó la solicitud de España para que “abriera una nueva etapa procesal para considerar su nueva objeción jurisdiccional” como consecuencia del fallo pronunciado por el TJUE en *Achmea* y las comunicaciones relacionadas y la ficha técnica emitidos por la Comisión Europea, dado que consideró que la Demandada buscaba volver a litigar la misma excepción intra-UE que el Tribunal ya había denegado en el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción⁶⁹³.

544. El Tribunal considera que la situación aquí no es diferente, dado que la Demandada solicita que el Tribunal “reconsidere ex officio su jurisdicción” en relación a la misma defensa jurisdiccional intra-UE que España planteó al inicio del procedimiento y sobre la cual se expidió el Tribunal en el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción⁶⁹⁴. En la OP19, el Tribunal consideró que la sentencia *Achmea*, la comunicación de la CE, y la ficha técnica no cambiaban la naturaleza de la objeción intra-UE ya resuelta por el Tribunal, puesto que su esencia permanecía igual⁶⁹⁵. No puede llegar a una conclusión diferente en esta instancia. De hecho, las Declaraciones que España cita ahora buscan ofrecer una interpretación “sobre las consecuencias jurídicas de la Sentencia del Tribunal de Justicia en el asunto *Achmea* y sobre la protección de inversiones en la Unión

⁶⁹¹ Ver Gabrielle Kaufmann-Kohler & Antonio Rigozzi, *International Arbitration: Law and Practice in Switzerland* (Oxford University Press, 2015), pág. 387, párrafo 7.105. Ver también Bernhard Berger & Franz Kellerhals, *International and Domestic Arbitration in Switzerland* (Ediciones Stämpfli, 3ª ed., 2015), pág. 252, párrafo 705 (“[...] un laudo preliminar sobre jurisdicción es vinculante para el tribunal arbitral. A diferencia de otras decisiones preliminares e interinas, contra las cuales es inadmisibles una acción inmediata solicitando anulación, no es posible que el tribunal arbitral vuelva a entender sobre el tema de jurisdicción en la medida que se haya afirmado en el laudo preliminar [...]. Si la demandada renuncia a su derecho a impugnar el laudo preliminar aceptando la jurisdicción, *el laudo produce efectos conclusivos y preventivos comparables a res judicata*”) (énfasis agregado, traducción del Tribunal).

⁶⁹² Ver carta del Tribunal a las Partes, 9 de enero de 2015, pág. 2; carta del Tribunal a la Comisión Europea, 26 de marzo de 2015, pág. 2; correo electrónico del Tribunal a la Comisión Europea, 6 de junio de 2018.

⁶⁹³ Ver OP19, “Decisión sobre la solicitud de la Demandada para Abrir una Nueva Fase Jurisdiccional”, 15 de octubre de 2018.

⁶⁹⁴ Ver el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, párrafos 132-207.

⁶⁹⁵ Ver OP19, párrafo 28.

Europea”⁶⁹⁶. Así, no modifican de ninguna manera la objeción intra-UE. Simplemente agregan posibles argumentos jurídicos para apoyarla. Dada la situación, el Tribunal considera que sus decisiones en el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción con respecto a la objeción intra-UE siguen siendo vinculantes para el Tribunal y la objeción no puede ser reabierta. Esta conclusión es consistente, además, con el principio aceptado que establece que el momento relevante para determinar la jurisdicción es la fecha de inicio del procedimiento⁶⁹⁷.

545. Por estas razones, el Tribunal declina entrar a conocer la solicitud de la Demandada de “reconsiderar ex officio su jurisdicción” como resultado de las Declaraciones.
546. Con respecto a la segunda solicitud de la Demandada, el Tribunal considera que la Demandada no ha establecido suficientemente por qué éste debería “invitar” las opiniones de los demás Estados Miembros con respecto a los asuntos mencionados más arriba. Si bien el Tribunal considera que tendría la autoridad bajo sus amplias facultades procesales de invitar a Estados no contendientes que son parte del TCE a ofrecer sus opiniones sobre asuntos de interpretación del Tratado, si las circunstancias así lo justifican, no estima que haya razones suficientes para hacerlo en este caso.
547. En primer lugar, cualesquiera que fueran las opiniones que los Estados Miembros pudieran plantear ante el Tribunal con respecto a este asunto, no podrían llevar a que el Tribunal reabra la cuestión jurisdiccional, por las razones explicadas anteriormente. Por tanto, una invitación de esta índole no tendría objetivo alguno y tendería sólo a recargar el procedimiento. En segundo lugar, las opiniones de los Estados Miembros se ven reflejadas en las tres Declaraciones, y España no ha explicado qué aporte adicional podría derivar de la solicitud de comentarios por parte de los Estados Miembros de la UE. En la opinión del Tribunal, basta con mirar los textos claros de las Declaraciones para observar que, si bien todos los Estados Miembros de la UE

⁶⁹⁶ Ver el título de la Declaración de 22 Estados Miembros. La Declaración de Hungría lleva el mismo título. De forma similar, la Declaración de 5 Estados Miembros se refiere a “la ejecución de la sentencia del Tribunal de Justicia de *Achmea* y sobre la protección de las inversiones en la Unión Europea” (**Anexo RLA-215**, versión en español).

⁶⁹⁷ Ver *Arrest Warrant del 11 de abril 2000* (República Democrática del Congo c. Bélgica) Sentencia, I.C.J. Reports 2002, página 3, párrafo 26 (“El Tribunal recuerda que, de conformidad con la jurisprudencia fijada, su competencia debe ser determinada según la situación al momento de entablar el procedimiento legal. De este modo, si el Tribunal tiene competencia a la fecha en que se le deriva el caso, continúa teniéndola independientemente de los acontecimientos posteriores”) (traducción del Tribunal)

parecen coincidir en que la sentencia *Achmea* se refiere a la interpretación del derecho de la UE con respecto a una cláusula de arbitraje entre inversor-Estado contenida en un tratado bilateral de inversión intra-UE, no hay unanimidad con respecto a la aplicabilidad de *Achmea* al TCE. Por ejemplo, en las palabras de los cinco Estados Miembros, que incluye Luxemburgo, el Estado de nacionalidad de varios Demandantes en este procedimiento, “la sentencia *Achmea* no se pronuncia sobre la cláusula arbitral Inversor-Estado contemplada en el Tratado de la Carta de la Energía”⁶⁹⁸. Siendo este el caso, estos cinco Estados Miembros así como Hungría consideraron “inadecuado” expresar opiniones con respecto a la compatibilidad con el derecho de la Unión de la aplicación intracomunitaria del Tratado sobre la Carta de la Energía⁶⁹⁹.

548. De hecho, incluso los veintidós Estados Miembros que opinan que el Artículo 26 aplicado en un contexto intra UE “sería incompatible con los tratados [de la UE] y, por tanto, tendría que desaparecer”⁷⁰⁰, reconocen que “debatirán lo antes posible si es necesario adoptar medidas adicionales para analizar todas las consecuencias derivadas de la sentencia *Achmea* en relación con la aplicación intracomunitaria del Tratado de la Carta de la Energía”⁷⁰¹.
549. Por lo tanto, queda claro que los signatarios de las tres Declaraciones en la actualidad están en desacuerdo con respecto a la aplicabilidad de *Achmea* al TCE y, en caso de ser de aplicación, sobre cuáles son las consecuencias de la misma. Tal como lo plantea Hungría, “[l]a aplicabilidad actual y futura de la TCE en las relaciones intracomunitarias requiere un mayor debate y un acuerdo individual entre los Estados Miembros” (énfasis agregado). Por lo tanto, si bien este desacuerdo sugiere que no existe un acuerdo posterior ni una práctica posterior con respecto a la interpretación del TCE bajo la CVDT, a los fines presentes indica que solicitar las opiniones de los Estados no contendientes de la UE que son partes del Tratado no contribuiría a la toma de decisiones del Tribunal. Por ende, el Tribunal rechaza la segunda solicitud planteada en el escrito de la Demandada del 7 de marzo de 2019.

B. RESPONSABILIDAD Y DAÑOS

⁶⁹⁸ Declaración de 5 Estados Miembros, **Anexo RLA-215**, pág. 3 (versión en español). Ver también Declaración de Hungría, **Anexo RLA-216**, pág. 3, párrafo 8 (a efectos similares) (versión en español).

⁶⁹⁹ Declaración de 5 Estados Miembros, **Anexo RLA-215**, pág. 3 (versión en español); Declaración de Hungría, **Anexo RLA-216**, pág. 3, párrafo 9 (versión en español).

⁷⁰⁰ Declaración de 22 Estados Miembros, **Anexo RLA-214**, pág. 2 (versión en español).

⁷⁰¹ Declaración de 22 Estados Miembros, **Anexo RLA-214**, pág. 4 (versión en español)..

1. Comentarios Introdutorios

550. El Tribunal comienza su análisis con la denominada Demanda Principal, es decir, el reclamo de que el marco regulatorio de España y el “compromiso de estabilización” que contiene, junto con las garantías específicas halladas en las declaraciones contemporáneas de España, dieron lugar a la expectativa legítima de que las instalaciones de los Demandantes tendrían derecho a recibir la tarifa del RD 661/2007 durante toda su vida operativa, y que las Medidas en Disputa han frustrado dicha expectativa⁷⁰². Solo si el Tribunal llegara a la conclusión que la Demanda Principal es infundada, abordaría la Demanda Alternativa, esto es, la reclamación relativa a que los Demandantes no tienen derecho a recibir la FIT bajo el régimen del RD 661/2007, sino solamente el retorno razonable ofrecido por el régimen normativo en el momento en que realizaron sus inversiones⁷⁰³.
551. Antes de empezar con el análisis, el Tribunal señala que este arbitraje es uno de los numerosos casos relativos a tratados de inversión que han presentado inversores contra el Reino de España alegando que las Medidas en Disputa incumplieron el TCE. Las Partes han comentado extensamente algunos de estos casos⁷⁰⁴, incluyendo *Charanne*⁷⁰⁵, *Isolux*⁷⁰⁶, *Eiser*⁷⁰⁷, y *Novenergia*⁷⁰⁸. Otros fallos, tales como el de

⁷⁰² Ver por ej., OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 1 (que explica que la “reclamación principal de los Demandantes, [...] que el marco normativo de España y el compromiso de estabilización incluido en el mismo, junto con las garantías específicas incluidas en las declaraciones contemporáneas de España, suscitaron la expectativa de que las instalaciones de los Demandantes tenían derecho a recibir la tarifa del RD 661/2007 durante su vida operativa. Las Medidas en Disputa han frustrado esta expectativa”). Ver también *supra* V.A.

⁷⁰³ Ver *supra* V.B.

⁷⁰⁴ Ver, por ej., OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, Sección 10; OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, Sección 5.

⁷⁰⁵ *Charanne B.V. Construction Investments S.A. R.L. c. el Reino de España*, Arbitraje No. 062/20121, Laudo Final, 21 de enero de 2016, **Anexo RLA-190**.

⁷⁰⁶ *Isolux Infrastructure Netherlands, B.V. c. el Reino de España*, Arbitraje SCC V2013/153, Laudo, 12 de julio de 2016, **Anexo RLA-202**.

⁷⁰⁷ *Eiser Infrastructure Limited y Energía Solar Luxembourg S.à r.l. c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/13/36, Laudo Final, 4 de mayo de 2017, **Anexo CLA-215**.

⁷⁰⁸ *Novenergia II - Energy & Environment (SCA) (Gran Ducado de Luxemburgo), SICAR c. el Reino de España*, Arbitraje SCC (2015/063), Laudo Final, 15 de febrero de 2018, **Anexo CLA-242**.

*RREEF*⁷⁰⁹ entre otros⁷¹⁰, se hicieron disponibles públicamente luego de los segundas Memoriales Post-Audiencia de la OP12 de las Partes y antes de que el Tribunal cerrase el procedimiento el 2 de diciembre de 2019. El 4 de diciembre de 2019, España llamó la atención del Tribunal sobre dos casos adicionales que se habían emitido el día del cierre del procedimiento⁷¹¹. El 9 de diciembre de 2019, el Tribunal señaló que, además de las decisiones o laudos que figuraban en el expediente como autoridades legales y los dos laudos adicionales mencionados, tenía conocimiento de varios otros laudos adicionales públicamente disponibles dictados en otros arbitrajes contra el Reino de España relativos a las medidas cuestionadas en este caso. El Tribunal dio a las Partes la oportunidad de presentar comentarios en relación con los laudos que no eran parte

⁷⁰⁹ *RREEF Infrastructure (G.P.) Limited y RREEF Pan-European Infrastructure Two Lux S.à r.l. c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/13/30, Decisión sobre Responsabilidad y sobre los Principios de Cuantificación de Daños, 30 de noviembre de 2018.

⁷¹⁰ Ver *OperaFund Eco-Invest SICAV PLC y Schwab Holding AG c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/15/36, Laudo, 6 de septiembre de 2019; *NextEra Energy Global Holdings B.V. y NextEra Energy Spain Holdings B.V. c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/14/11, Decisión sobre Jurisdicción, Responsabilidad y Principios sobre Quantum, 12 de marzo de 2019, y Laudo, 31 de mayo de 2019; *9REN Holding S.a.r.l c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/15/15, Laudo, 31 de mayo de 2019; *Cube Infrastructure Fund SICAV y Otros c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/15/20, Decisión sobre Jurisdicción, Responsabilidad y Decisión Parcial sobre Quantum, 19 de febrero de 2019; *Cube Infrastructure Fund SICAV y Otros c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/15/20, Laudo, 15 de julio de 2019; *SolEs Badajoz GmbH c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/15/38, Laudo, 31 de julio de 2019.

⁷¹¹ Ver carta de la Demandada al Tribunal del 4 de diciembre de 2019 (llamando la atención del Tribunal a *Stadtwerke Munchen GmbH, RWE Innogy GmbH y otros c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/15/1, Laudo, 2 de diciembre de 2019 (“*Stadtwerke*”) y *BayWa R.E. Renewable Energy GmbH y BayWa R.E. Asset Holding GmbH c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/15/16, Decisión sobre Jurisdicción, Responsabilidad y Directivas sobre Quantum, 2 de diciembre de 2019 (“*BayWa*”).

del expediente⁷¹². Ambas Partes concurren en que no eran necesarios escritos adicionales sobre dichos laudos⁷¹³.

552. De conformidad con el principio *jura novit curia* o más precisamente *jura novit arbiter*⁷¹⁴, el Tribunal ha revisado todas las decisiones o laudos pronunciados en arbitrajes de tratados de inversión relativos a energías renovables españolas. Como recién señalado, las Partes tuvieron una oportunidad de comentar dichos casos. Si bien el Tribunal entiende que podría ser útil considerar todas las determinaciones de dichos tribunales, en particular en cuestiones de derecho aparentemente similares en todos los arbitrajes de energía renovable española, el Tribunal ha llegado a su propia conclusión en base a los hechos, los escritos y las demandas que le han sido presentados. Como se verá a partir del análisis a continuación, al abordar los argumentos presentados por las Partes, el Tribunal a menudo aborda las conclusiones obtenidas por otros tribunales (ya sea para distanciarse de las mismas o en busca de confirmación), incluyendo en particular en relación con la interpretación de los estándares del TCE, el régimen legal español, el contenido de las expectativas de los

⁷¹² Ver Carta del Tribunal a las Partes del 9 de diciembre de 2019 (donde el Tribunal “señal[ó] que, además de las decisiones o laudos que se encuentran en el expediente como autoridades legales y [los dos laudos que la Demandada había traído a la atención del Tribunal en su última comunicación], tiene conocimiento de varias otras decisiones o laudos adicionales públicamente disponibles dictados en otros arbitrajes contra el Reino de España relativos a las medidas cuestionadas en este caso. Según el conocimiento del Tribunal basado en las decisiones publicadas en la página web del CIADI, el IARporter, y/o itlaw, se han dictado decisiones o laudos en los siguientes casos : [...]”. El Tribunal también invitó a “las Partes a indicar al Tribunal si habían otras decisiones o laudos emitidos en arbitrajes relativos a las medidas impugnadas en el presente arbitraje, además de los recién mencionados”. También señaló que “no consideraba que estaría asistido por escritos sobre los laudos enumerados anteriormente y las dos decisiones respecto de las cuales España había llamado su atención. Sin embargo, si una Parte desea presentar un breve escrito limitado a dichos laudos, se le invita a informar al Tribunal dentro del mismo plazo. El Tribunal entonces proporcionaría instrucciones apropiadas”) (traducción del Tribunal).

⁷¹³ Ver correo electrónico de los Demandantes del 11 de diciembre de 2019 (señalando que “a la vista del avanzado estadio del procedimiento, los Demandantes no consideran necesario que las Partes presenten escritos sobre dichas decisiones”) y el correo electrónico de la Demandada del 11 de diciembre de 2019 (señalando que “respecto la posibilidad de presentar un escrito adicional sobre las nuevas decisiones la Demandada está de acuerdo con el Tribunal en que en este estadio del procedimiento probablemente no asistiría al Tribunal recibir escritos adicionales”) (traducción del Tribunal).

⁷¹⁴ Ver *supra* VI.A.2.c.

inversores, y las alegadas garantías de España. Mientras que no considera necesario ni útil abordar en detalle todos y cada uno de los laudos conocidos relativos a ER en España, al abordar los argumentos presentados por las Partes el Tribunal indirectamente explica su desacuerdo con aquellos tribunales que han escogido un enfoque distinto.

553. A modo de resumen general de los resultados de los casos sobre ER en España, este Tribunal nota que los tribunales han adoptado una variedad de posiciones al decidir si España debe ser considerada responsable por su conducta en relación con las reformas de ER. Cierta número de tribunales (por ejemplo en *Eiser*, *Masdar*, y *Novenergia*) han aceptado demandas que en sustancia eran similares a la Demanda Principal del presente arbitraje. En el otro extremo del espectro, tres casos han resultado en un rechazo total de las reclamaciones (*Charanne*, *Isolux*, y *Stadtwerke*). Finalmente, un tercer grupo de tribunales han abordado y, en algunos casos, concedido – con diferencias y posiciones no coincidentes – demandas que parecen similares a la Demanda Alternativa (así por ejemplo *RREEF* y *BayWa*)⁷¹⁵. La imagen no es, por tanto, para nada unánime sino que muestra una diversidad de visiones entre los tribunales arbitrales.
554. Tal como habrán de mostrar las siguientes razones, la evaluación del Tribunal de las expectativas que podrían derivar los inversores dado el marco regulatorio y la razonabilidad de los cambios realizados por España a dicho marco llevan al Tribunal a denegar la Demanda Principal y por ende pasar a evaluar la Demanda Alternativa. Al alcanzar esta conclusión, sigue una ruta similar en términos generales a la escogida por el tercer grupo de tribunales identificado en el párrafo anterior. Por el contrario y como resultado de la posición adoptada, el razonamiento del Tribunal necesariamente difiere tanto del seguido por los tribunales que otorgaron reclamaciones en sustancia

⁷¹⁵ Ver también *Stadtwerke*, párrafos 327 y *et seq.*, en particular 337, 353 y 355 (donde el tribunal, tras concluir que las medidas de España eran razonables y proporcionadas, “sin embargo consider[ó] si el impacto sobre la inversión de los Demandantes específicamente era razonable o proporcionado a través de una evaluación de la tasa de retorno obtenida por la inversión de los Demandantes antes y después de las medidas disputadas”) (traducción del Tribunal); En este contexto se apunta también la existencia de *RWE Innogy GMBH y RWE Innogy Aresa S.A.U. c. el Reino de España*, Caso CIADI N°. ARB/14/34, Decisión sobre Jurisdicción, Responsabilidad y Ciertas Cuestiones sobre Quantum, 30 de diciembre de 2019, pero sin más detalle ya que esta decisión se emitió después de que las Partes tuvieron su última oportunidad de presentar comentarios.

similares a la Demanda Principal como aquel de aquellos que denegaron todas las reclamaciones. La diferencia de enfoque se puede explicar considerando varios factores. En primer lugar, los hechos presentados ante este Tribunal quizás no sean idénticos a los que sirvieron de base para las otras decisiones. Por ejemplo, el arbitraje en *Charanne* se limitó a las Medidas de 2010, excluyendo las Medidas de 2013; *Isolux* se trató de inversiones realizadas en octubre de 2012, es decir, unos años después de la última inversión de los Demandantes, en un momento en que según el punto de vista del tribunal en *Isolux* en cuanto al marco regulatorio de las energías renovables “estaba siendo objeto de varios estudios que hacían su revisión inevitable”⁷¹⁶; en *Masdar*, los inversores habían recibido confirmaciones individuales específicas del Estado con respecto a que sus plantas recibirían los pagos de la FIT durante toda su vida útil⁷¹⁷; de forma similar, en *NextEra*, los Demandantes invocaron garantías específicas otorgadas a ellos⁷¹⁸. Además de los hechos, las reclamaciones planteadas en algunos de estos arbitrajes difirieron de las presentes. En particular, en varios casos que estimaron reclamaciones similares a la Demanda Principal, el tribunal parece no haber sido presentado ninguna demanda equivalente a la Demanda Alternativa (en el sentido de una demanda real, y no meramente una defensa de la Demandada o un cálculo alternativo de daños por los peritos)⁷¹⁹. Así, a pesar de la identidad o fuerte similitud del tema básico de las disputas y de las principales cuestiones de derecho, no todos los elementos que forman la base de la decisión pueden ser idénticos y el

⁷¹⁶ *Isolux Infrastructure Netherlands, B.V. c. el Reino de España*, Arbitraje SCC V2013/153, Laudo, 12 de julio de 2016, **Anexo RLA-202**, párrafo 787.

⁷¹⁷ Ver *Masdar Solar & Wind Cooperatief U.A. c. El Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/14/1, Laudo, 16 de mayo de 2018, **Anexo CLA-243**, párrafos 518-520.

⁷¹⁸ *NextEra Energy Global Holdings B.V. y NextEra Energy Spain Holdings B.V. c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/14/11, Decisión sobre Jurisdicción, Responsabilidad y Principios sobre Quantum, 12 de marzo de 2019, párrafos 592 y *et seq.* Ver también *BayWa*, párrafo 474.

⁷¹⁹ Ver, por ej., *Novenergia II - Energy & Environment (SCA) (Gran Ducado de Luxemburgo), SICAR c. el Reino de España*, Arbitraje SCC 2015/063, Laudo Arbitral Final, 15 de febrero de 2018; *Greentech Energy Systems A/S y otros c. el Reino de España*, Caso SCC N.º V (2015/150), Laudo Final, 14 de noviembre de 2018, **Anexo CLA-245**; *9REN Holding S.a.r.l c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/15/15, Laudo, 31 de mayo de 2019; *Cube Infrastructure Fund SICAV y Otros c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/15/20, Decisión sobre Jurisdicción, Responsabilidad, y Decisión Parcial sobre Quantum, 19 de febrero de 2019; *Cube Infrastructure Fund SICAV y Otros c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/15/20, Laudo, 15 de julio de 2019; *Infrared Environmental Infrastructure GP Limited y otros c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/14/12, Laudo, 2 de agosto de 2019.

Tribunal por tanto ha “considerado debidamente las circunstancias de [este] caso particular” al alcanzar su decisión⁷²⁰.

555. Además de las posibles diferencias en los hechos subyacentes, escritos o demandas, los diferentes enfoques mostrados por los tribunales arbitrales también pueden deberse a una diferente apreciación de las circunstancias que subyacen los casos sobre ER en España, y en particular de las expectativas que los inversores podrían derivar del marco regulatorio y la razonabilidad de las modificaciones de España a dicho marco. Esto no es enteramente sorprendente y de hecho es previsible en cierta medida que en un sistema basado en la adjudicación *ad hoc*, los tribunales arbitrales puedan valorar las circunstancias relevantes de diferente manera.
556. El Tribunal ahora interpretará los estándares de protección según el Artículo 10(1) del TCE (*infra* en VI.B.2). A la luz de los estándares así interpretados, evaluará si las Medidas en Disputa vulneraron el Tratado (*infra* en VI.B.3). Dado que el Tribunal llega a la conclusión de que no es posible sostener la Demanda Principal, procederá a examinar la Demanda Alternativa (*infra* en VI.B.4).

2. Los estándares de protección contenidos en el Artículo 10(1) del TCE

a. Comentarios introductorios

557. El Artículo 10(1) del TCE, que se invoca como la base jurídica de las demandas hechas en este arbitraje, prevé lo siguiente:

De conformidad con las disposiciones del presente Tratado, las Partes Contratantes fomentarán y crearán condiciones estables, equitativas, favorables y transparentes para que los inversores de otras Partes Contratantes realicen inversiones en su territorio. Entre dichas condiciones se contará el compromiso de conceder en todo momento a las inversiones de los inversores de otras Partes Contratantes un trato justo y equitativo. Estas Inversiones gozarán asimismo de una protección y seguridad completas y ninguna Parte Contratante perjudicará en modo alguno, mediante medidas exorbitantes o discriminatorias, la gestión, mantenimiento, uso, disfrute o liquidación de las mismas. En ningún caso podrá concederse a estas inversiones un trato menos favorable que el exigido por el derecho internacional, incluidas las obligaciones en virtud de los tratados. Toda Parte Contratante cumplirá las obligaciones que haya contraído con los inversores o con las inversiones de los inversores de cualquier otra Parte Contratante.

⁷²⁰ Ver también Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, párrafo 53 (donde el Tribunal señaló que “considera que, sujetándose siempre al texto específico del TCE y considerando debidamente las circunstancias de cada caso particular, tiene el deber de contribuir al desarrollo armonioso del derecho internacional de las inversiones [...]” énfasis agregado).

558. Los Demandantes han argumentado que las medidas implementadas por España incumplieron varias obligaciones contenidas en el Artículo 10(1) del TCE. En su último escrito, resumieron su caso de la manera siguiente:

209. Los Demandantes alegan que España incumplió el Artículo 10(1) del TCE de las siguientes formas:

(i) España no “*creó unas condiciones estables, equitativas, favorables y transparentes para los Inversores*”.

(ii) España no dispensó un “*trato justo y equitativo*” (TJE). La Reclamación de los Demandantes sobre el incumplimiento de la disposición sobre el TJE se apoya en tres incumplimientos no acumulables y diferenciados de dicha disposición. Si España ha incumplido alguno de esos tres requisitos, se establece un incumplimiento del TJE. Algunos de dichos incumplimientos de la disposición sobre el [TJE] son los siguientes:

(A) las Medidas en Disputa frustraron las expectativas legítimas de los Demandantes;

(B) España no fue transparente en su conducta; y

(C) España adoptó unas medidas irrazonables, arbitrarias y desproporcionadas.

(iii) España perjudicó las inversiones [de los Demandantes] por medio de “*medidas irrazonables o discriminatorias*”.

(iv) España no garantizó que se dispensase a las inversiones de los Demandantes “*la máxima constancia en la protección y la seguridad*”⁷²¹.

559. Los hechos sobre los que los Demandantes basan sus demandas con respecto a cada uno de los supuestos incumplimientos son básicamente los mismos. Hay también una superposición entre los diferentes subelementos del TJE⁷²², así como entre algunos aspectos que generalmente se consideran parte del TJE y otras obligaciones bajo el Tratado, tal como la obligación de no “perjudicar [...] mediante medidas exorbitantes

⁷²¹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 209 (énfasis en el original, se eliminó la letra en negrita).

⁷²² Ver Escrito de Demanda Modificado, párrafo 428 (“Existe una superposición entre los diferentes aspectos del estándar de Tratamiento Justo y Equitativo mencionados anteriormente. Por ejemplo, la confianza legítima de un inversor está estrechamente relacionada con el deber de un Estado de facilitar un marco legal y comercial estable para las inversiones y de no actuar de forma arbitraria o adoptar medidas desproporcionadas. En última instancia, al aplicarse la norma del trato justo y equitativo, el Tribunal deberá determinar si en todas las circunstancias del caso las acciones de España de cara al inversor han sido justas e igualitarias. En otras palabras, una determinación de qué constituye un incumplimiento de la norma del trato justo y equitativo ‘no puede alcanzarse de forma abstracta; deberá depender de los hechos del caso en cuestión’” (se omitió la nota al pie interna, y se eliminó el énfasis)).

[...] la gestión, mantenimiento, uso, disfrute o liquidación” de las inversiones a las que se refiere la tercera oración de dicha disposición⁷²³.

560. Siendo éste el caso, el Tribunal comienza su análisis en relación con el TJE, que es el estándar más prominente en los alegatos de las Partes.

b. *Trato justo y equitativo*

i. *Contenido*

561. El Artículo 10(1) del TCE prevé el compromiso de las Partes Contratantes de “conceder en todo momento a las inversiones de los inversores de otras Partes Contratantes un trato justo y equitativo”.
562. Según las reglas de la interpretación de tratados, que han sido examinadas en el Laudo Preliminar⁷²⁴, el Artículo 10(1) debe ser interpretado “de buena fe conforme al sentido corriente que haya de atribuirse a los términos del tratado en el contexto de éstos y teniendo en cuenta su objeto y fin” (Artículo 31(1) de la CVDT). Además, según el Artículo 31(2) de la CVDT, “[p]ara los efectos de la interpretación de un tratado, el contexto comprenderá, además del texto, incluido sus preámbulos y anexos: (a) todo acuerdo que se refiera al tratado y haya sido concertado entre todas las partes con motivo de la celebración del tratado; (b) todo instrumento formulado por una o más partes con motivo de la celebración del tratado y aceptado por las demás como instrumento referente al tratado”. En limitadas circunstancias, el Tribunal también puede recurrir a los medios suplementarios de interpretación previstos en el Artículo 32 de la CVDT.
563. Tomando como punto de partida el texto del Tratado, este Tribunal, al igual que otros, señala que el significado de las palabras “justo y equitativo” incluidas en el Artículo 10(1) del TCE – como en muchos otros tratados de inversión – no es de gran ayuda⁷²⁵. El tribunal en *MTD c. Chile*, por ejemplo, observó que “[e]n su sentido corriente, los

⁷²³ Ver Escrito de Demanda Modificado, párrafo 490 (donde los Demandantes señalan que “el incumplimiento de esta obligación da lugar a un incumplimiento simultáneo del estándar del Trato Justo y Equitativo (TJE), ya que ninguna acción del Estado receptor puede ser justa o equitativa si es exorbitante o discriminatoria”).

⁷²⁴ Ver Laudo Preliminar, párrafos 95-96, 176, 252.

⁷²⁵ Ver, por ej., *Ioan Micula y otros c. Rumania*, Caso CIADI N.º ARB/05/20, Laudo, 11 de diciembre 2013, **Anexo RLA-165**, párrafo 504.

términos ‘justo’ y ‘equitativo’ [...] significan ‘justo’, ‘imparcial’, ‘objetivo’, ‘legítimo’⁷²⁶, mientras que el tribunal en *S.D. Myers c. Canadá* sostuvo que un trato injusto y no equitativo es un trato “de tal manera injusta o arbitraria que alcanza un nivel considerado inaceptable desde una perspectiva internacional⁷²⁷”. Según se observa en *Saluka*, “[e]sto es probablemente lo máximo que se puede lograr mirando el ‘sentido corriente’ de los términos del Artículo 3.1 del Tratado⁷²⁸”.

564. En su intento por determinar el sentido corriente de disposiciones sobre TJE redactados de manera similar en los tratados de inversión, los tribunales arbitrales han identificado varios componentes inherentes del estándar⁷²⁹. Por ejemplo, en *Electrabel*, el tribunal dio una descripción que encapsula el consenso que emerge de la jurisprudencia relativa a los componentes centrales del TJE y reza lo siguiente:

[L]a obligación de dispensar un trato justo y equitativo comprende diversos elementos, que incluyen la obligación de actuar de manera transparente y siguiendo el debido proceso; y de abstenerse de tomar medidas arbitrarias o discriminatorias o de frustrar las expectativas razonables del inversor con respecto al marco legal afectando negativamente su inversión⁷³⁰.

565. En la medida que sea relevante para abordar las demandas y peticiones de reparación que le han sido presentadas, el Tribunal asimismo considera que el TJE abarca la protección de expectativas legítimas o razonables, la protección contra una conducta arbitraria, irrazonable y desproporcionada, y el principio de transparencia.

⁷²⁶ *MTD Equity Sdn Bhd and MTD Chile SA c. República de Chile*, Caso CIADI N.º ARB/01/7, Laudo, 25 de mayo de 2004, **Anexo CLA-171**, párrafo 113 (traducción del Tribunal).

⁷²⁷ *S.D. Myers, Inc. c. Gobierno de Canadá*, CNUDMI (TLCAN), Laudo Parcial, 13 de noviembre de 2000, **Anexos CLA-9; RLA-156**, párrafo 263 (traducción del Tribunal).

⁷²⁸ *Saluka Investments BV (Países Bajos) c. la República Checa*, Caso CPA N.º 2001-04, Laudo Parcial, 17 de marzo de 2006, **Anexo CLA-22**, párrafo 297 (traducción del Tribunal). Ver también *Ioan Micula y otros c. Rumania*, Caso CIADI N.º ARB/05/20, Laudo, 11 de diciembre de 2013, **Anexo RLA-165**, párrafo 504 (traducción del Tribunal).

⁷²⁹ Ver, por ej., *Rumeli Telekom A.S. y Telsim Mobil Telekomunikasyon Hizmetleri A.S. c. República de Kazajistán*, Caso CIADI N.º ARB/05/16, Laudo, 29 de julio de 2008, **Anexo CLA-34**, párrafo 609; *Joseph Charles Lemire c. Ucrania*, Caso CIADI N.º ARB/06/18, Decisión sobre Jurisdicción y Responsabilidad, 14 de enero de 2010, **Anexo CLA-156**, párrafo 284.

⁷³⁰ *Electrabel S.A. c. La República de Hungría*, Caso CIADI N.º ARB/07/19, Decisión sobre la Jurisdicción, la Ley Aplicable y la Responsabilidad, 30 de noviembre de 2012, **Anexo CLA-160**, párrafo 7.74 (traducción del Tribunal).

ii. TJE y “estabilidad”

566. Habiendo dicho esto, es verdad que el TCE pareciera poner mayor énfasis en las condiciones “estables” para las inversiones que otros tratados. La primera oración del Artículo 10(1) prevé que las Partes Contratantes “fomentarán y crearán condiciones *estables*, equitativas, favorables y transparentes para que los inversores de otras Partes Contratantes realicen Inversiones” (énfasis agregado). La segunda oración agrega que entre dichas condiciones “se contará el compromiso de conceder en todo momento” un TJE a las inversiones de los inversores. Los Demandantes han argumentado que la referencia a estabilidad debería como mínimo informar el contenido del TJE, si no establece una obligación propia bajo el Tratado.
567. El Tribunal no considera que la estabilidad sea un requerimiento propio o absoluto bajo el TCE⁷³¹; en cambio, la ve como un requisito interrelacionado y estrechamente vinculado con el TJE. Esta visión coincide con las determinaciones de otros tribunales. El tribunal en *Plama c. Bulgaria* observó por ejemplo que las “condiciones estables y de igualdad son claramente parte del trato justo y equitativo conforme al TCE⁷³²”. Del mismo modo, el tribunal en *Electrabel c. Hungría* sostuvo que el “trato justo y equitativo está relacionado con el TCE al fomento para proporcionar condiciones para los inversores estables, equitativas, favorables y transparentes⁷³³”. Recientes decisiones emitidas en arbitrajes de inversión bajo el TCE en los que España está involucrada avalan la misma conclusión⁷³⁴.

⁷³¹ Al respecto, el Tribunal coincide con el tribunal en *Isolux* que sostuvo que “el Tribunal Arbitral no encuentra en este Artículo una obligación autónoma para las Partes Contratantes de fomentar y crear condiciones estables y transparentes para la realización de inversiones en su territorio, cuya violación *per se* generaría derechos a favor de los inversores de otra Parte Contratante” (*Isolux Infrastructure Netherlands, B.V. c. el Reino de España*, Arbitraje SCC V2013/153, Laudo, 12 de julio de 2016, **Anexo RLA-202**, párrafo 764).

⁷³² *Plama Consortium Limited c. República de Bulgaria*, Caso CIADI N.º ARB/03/24, Laudo, 27 de agosto de 2008, **Anexo CLA-152**, párrafo 173.

⁷³³ *Electrabel S.A. c. República de Hungría*, Caso CIADI N.º ARB/07/19, Decisión sobre la Jurisdicción, la Ley Aplicable y la Responsabilidad, 30 de noviembre de 2012, **Anexo CLA-160**, párrafo 7.73.

⁷³⁴ Ver, por ej., *Isolux Infrastructure Netherlands, B.V. c. el Reino de España*, Arbitraje SCC V2013/153, Laudo, 12 de julio de 2016, **Anexo RLA-202**, párrafo 765; *Eiser Infrastructure Limited y Energía Solar Luxembourg S.à r.l. c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/13/36, Laudo, 4 de mayo de 2017, **Anexo CLA-215**, párrafos 381-382. Ver también *Antin Infrastructure Services Luxembourg S.à.r.l. y Antin Energia*

568. Siendo éste el caso, es la opinión del Tribunal que el Tratado prevé la creación y mantenimiento de condiciones estables como parte del TJE dentro de límites bien definidos que derivan del objeto y fin del Tratado. En este contexto, el Artículo 2 del Tratado, que se titula “Objetivo del Tratado”, se refiere expresamente a la Carta Europea de la Energía (o la “Carta”), una declaración política que constituyó la base del TCE:

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

569. Por lo tanto, el objeto y el fin del TCE debe ser evaluado a la luz de la Carta que es parte de su contexto, dado que fue hecha por las Partes en relación a la conclusión del Tratado y aceptada por las mismas como un instrumento relacionado con el Tratado. Los objetivos de la Carta están expresados 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] se proponen fomentar el desarrollo de un mercado eficaz de la energía en toda Europa, y un mejor financiamiento 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.

570. Tal como se observa en estos principios, las Partes del TCE intentaban lograr un equilibrio entre los derechos soberanos de los Estados sobre los recursos energéticos y la creación de un clima favorable para el flujo de inversiones sobre la base de los principios del mercado⁷³⁵. En otras palabras, si bien el fin de “fomentar la cooperación a largo plazo en el campo de la energía” que se estipula en el Artículo 2 del Tratado puede verse facilitado con la estabilidad del marco de inversión, el requisito de estabilidad no es absoluto; debe estar equilibrado con otros principios, incluyendo los que derivan directamente de la “soberanía del Estado”, por ejemplo, el derecho del

Termosolar B.V. c. el Reino de España, Caso CIADI N.º ARB/13/31, Laudo, 15 de junio de 2018, **Anexo CLA-244**, párrafos 529-530.

⁷³⁵ El Tribunal encuentra confirmación de esta conclusión en las declaraciones realizadas en *RREEF Infrastructure (G.P.) Limited y RREEF Pan-European Infrastructure Two Lux S.à r.l. c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/13/30, Decisión sobre Responsabilidad y sobre los Principios de Cuantificación de Daños, 30 de noviembre de 2018, párrafo 239.

Estado a regular y adaptar el marco regulatorio a las circunstancias cambiantes. De manera más general, la protección de las inversiones y el derecho a regular operan de manera equilibrada bajo el TCE al igual que en todos los demás tratados de inversión.

571. Teniendo en cuenta todas estas consideraciones, el Tribunal ahora establecerá su entendimiento de los diversos elementos inherentes en el Artículo 10(1) del TCE, en la medida que sean relevantes a las demandas presentadas ante el mismo.

iii. Expectativas legítimas, razonabilidad y proporcionalidad

572. El eje central del caso de los Demandantes es que las Medidas en Disputa frustraron sus expectativas legítimas⁷³⁶. Como cuestión de principio, las Partes están de acuerdo en que el estándar de TJE protege las expectativas legítimas⁷³⁷. Sin embargo, están en desacuerdo con respecto a los límites precisos de dicha protección y a lo que los inversores podrían legítimamente esperar bajo las circunstancias.

573. De conformidad con ciertas otras decisiones relativas a inversiones, el Tribunal recuerda que el estándar de protección de las expectativas legítimas es objetivo y no subjetivo. Por lo tanto, en palabras de *Charanne*:

La determinación de si ha existido vulneración de las expectativas del inversor debe fundarse en un estándar o análisis objetivo. La mera creencia que pudo haber tenido el inversor al momento de realizar la inversión no es suficiente. Asimismo, la aplicación de este principio depende de si la expectativa haya sido razonable o no en el caso concreto. En este sentido, las representaciones eventualmente realizadas por el Estado receptor para inducir la inversión son relevantes⁷³⁸.

574. O bien, tal como se mantuvo en *Perenco c. Ecuador*, “un aspecto central del análisis de una supuesta violación del estándar de trato justo y equitativo son las expectativas razonables del inversor respecto del trato futuro de su inversión por parte del Estado

⁷³⁶ Ver *supra* V.A.1.d y V.B.1.a.

⁷³⁷ Ver, por ej., Escrito de Contestación, párrafo 646, donde España asevera que “no está en desacuerdo con [la proposición]” realizada por el tribunal en *Saluka* que establece que “[l]a norma de ‘trato justo y equitativo’ está estrechamente ligada a la noción de la expectativa legítima, que es el elemento dominante de la norma” (*Saluka Investments BV c. la República Checa*, Caso CPA N.º 2001-04, Laudo Parcial, 17 de marzo de 2006, **Anexo RLA-151**, párrafo 301).

⁷³⁸ *Charanne B.V. Construction Investments S.A. R.L. c. el Reino de España*, Arbitraje N.º 062/20121, Laudo Final, 21 de enero de 2016, **Anexo RLA-190**, párrafo 495 (traducción del Tribunal).

anfitrión” que requiere “una determinación objetiva de dichas expectativas, considerando todas las circunstancias pertinentes”⁷³⁹.

575. También es comúnmente aceptado que las expectativas de los inversores deben ser evaluadas al momento de realizar la inversión⁷⁴⁰.
576. Además, las expectativas que supuestamente estarían fundadas en la legislación general han sido tratadas con cautela en varias decisiones recientes. Estos casos subrayaron la tensión entre las reclamaciones de “estabilidad” basadas en las supuestas expectativas legítimas y la prerrogativa soberana del Estado para adaptar el marco normativo a las circunstancias cambiantes. En este aspecto, el Tribunal concuerda con la declaración de *Philip Morris c. Uruguay* según la cual:

Es indiscutido en las decisiones de los más recientes tribunales constituidos en casos de inversión que los requisitos para las expectativas legítimas y la estabilidad jurídica como manifestaciones del estándar de TJE no afectan los derechos del Estado a ejercer su poder soberano para legislar y a adaptar su sistema jurídico a circunstancias variables⁷⁴¹.

577. Los casos recientes que abordaron las presuntas expectativas que surgen del marco normativo consideraron diversos factores para confirmar si la expectativa en cuestión era *legítima*. Un primer factor identificado por los tribunales es la existencia de compromisos específicos ofrecidos por el Estado a un inversor. En segundo lugar, los tribunales han señalado que un cambio en el marco normativo que afecta a los inversores debe ser “razonable” para cumplir con el TJE. En tercer lugar, en lo que puede considerarse como un requisito general (en línea con la interacción entre la estabilidad y el TJE señalado anteriormente), las expectativas legítimas de un inversor

⁷³⁹ *Perenco Ecuador Ltd. c. República de Ecuador y Empresa Estatal Petróleos del Ecuador (Petroecuador)*, Caso CIADI N.º ARB/08/6, Decisión sobre las cuestiones pendientes relativas a la jurisdicción y sobre la responsabilidad, 12 de septiembre de 2014, **Anexo RLA-140**, párrafo 560. Ver también *Isolux Infrastructure Netherlands, B.V. c. el Reino de España*, Arbitraje SCC V2013/153, Laudo, 12 de julio de 2016, **Anexo RLA-202**, párrafo 777.

⁷⁴⁰ *National Grid plc c. Argentina*, CNUDMI, Laudo, 3 de noviembre de 2008, **Anexo CLA-35**, párrafo 173; *Bayindir Insaat Turizm Ticaret ve Sayani A.Ş. c. Pakistan*, Caso CIADI N.º ARB/03/29, Laudo, 27 de agosto de 2009, **Anexo RLA-174**, párrafos 190-191; *Joseph Charles Lemire c. Ucrania*, Caso CIADI N.º ARB/06/18, Decisión sobre Jurisdicción y Responsabilidad, 14 de enero de 2010, **Anexo CLA-156**, párrafo 264.

⁷⁴¹ *Philip Morris Brands Sàrl, Philip Morris Products S.A. y Abal Hermanos S.A. c. República Oriental del Uruguay*, Caso CIADI N.º ARB/10/7, Laudo, 8 de julio de 2016, párrafo 422.

deben equilibrarse con el derecho del Estado de regular en el interés público. El Tribunal considera brevemente cada uno de estos factores, en tanto son pertinentes a los fines del presente.

578. En primer lugar, la existencia de una promesa o manifestación específica hecha por el Estado receptor y en la que se basa el inversor puede ser importante para determinar la legitimidad de la expectativa del inversor con respecto a la estabilidad del marco regulatorio. Del mismo modo, para el tribunal en *EDF c. Rumania*, “[e]xcepto cuando el Estado ha hecho promesas o representaciones específicas al inversor, este último no puede depender de un tratado bilateral de inversión como una especie de póliza de seguro contra el riesgo de cualquier cambio en el marco legal y económico del Estado de acogida. Tal expectativa no sería legítima ni razonable⁷⁴²”.

579. El tribunal en *Continental c. Argentina* se explayó sobre estos aspectos en los siguientes términos:

[P]ara apreciar la importancia de dicho concepto [expectativas legítimas] en el marco del principio de Trato Justo y Equitativo cuando se ha producido un incumplimiento, los siguientes elementos resultan pertinentes:

i) la especificidad del compromiso supuestamente invocado, que en este caso no existe, teniendo en cuenta además que las declaraciones políticas tiene el menor valor jurídico, lo cual es lamentable pero notorio;

ii) las disposiciones legales generales generan expectativas más bajas, en particular cuando se trata de inversores internacionales importantes en un contexto en el que el riesgo político es elevado. Por naturaleza, dichas normas pueden ser objeto de modificaciones posteriores o incluso de derogación o revocación, dentro de los límites del respeto a los derechos fundamentales y del *ius cogens*; [...]⁷⁴³

580. En segundo lugar, no es suficiente el hecho de que un cambio en el marco normativo sea perjudicial para los intereses de los inversores para comportar la responsabilidad jurídica del Estado bajo el TCE. El cambio también debe ser “irrazonable”. El Tribunal

⁷⁴² *EDF (Services) Limited c. Rumania*, Caso CIADI N.º ARB/05/13, Laudo, 8 de octubre de 2009, **Anexo RLA-141**, párrafo 217. Ver también *CEF Energia BV c. República de Italia*, Caso del SCC N.º 158/2015, Laudo, 16 de enero de 2019, párrafo 185(10); *Antaris Solar GmbH y Dr. Michael Göde c. la República Checa*, Caso de la CPA N.º 2014-01, Laudo, 2 de mayo de 2018, párrafo 360(10); *Parkerings-Compagniet AS c. la República de Lituania*, Caso CIADI N.º ARB/05/8, Laudo, 11 de septiembre de 2007, **Anexo RLA-158**, párrafo 332.

⁷⁴³ *Continental Casualty Company c. la República Argentina*, Caso CIADI N.º ARB/03/9, Laudo, 5 de septiembre de 2008, **Anexo RLA-143**, párrafo 261 (énfasis agregado y notas internas omitidas).

comparte el enfoque adoptado por el tribunal en *El Paso*, que remarcó que la “evolución es un elemento intrínseco de la vida económica y jurídica”⁷⁴⁴ y que:

[L]as expectativas legítimas de cualquier inversor [...] debían contemplar la posibilidad real de que se instrumentaran 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 ley⁷⁴⁵.

581. *Del mismo modo*, el tribunal en *Impregilo c. Argentina* observó que:

Las expectativas legítimas de los inversores extranjeros no pueden consistir en que el Estado nunca modificará el marco legal, particularmente en tiempos de crisis; no obstante, sin duda los inversores deben gozar de protección en caso de que se lleven a cabo modificaciones irrazonables al marco legal⁷⁴⁶.

582. En tercer lugar, algunos tribunales sometieron la protección de las expectativas legítimas del inversor a un acto de equilibrio que toma en cuenta las expectativas legítimas o razonables de los inversores y el derecho a regular del Estado anfitrión⁷⁴⁷. El requisito de razonabilidad de los cambios y la prueba de equilibrio que involucra los intereses del inversor y el derecho a regular del Estado se encuentran, a su vez, vinculados con el requisito de proporcionalidad de las medidas. Una vez más, el Tribunal está de acuerdo con el tribunal en *Electrabel* que sostuvo que:

[...] la aplicación del estándar de TJE contenido en el TCE permite un ejercicio de equilibrio por parte del Estado receptor en circunstancias adecuadas. No se requiere que el Estado receptor eleve incondicionalmente los intereses del inversor extranjero por encima de cualquier otra

⁷⁴⁴ *El Paso Energy International Company c. la República Argentina*, Caso CIADI N.º ARB/03/15, Laudo, 31 de octubre de 2011, **Anexo RLA-131**, párrafo 352.

⁷⁴⁵ *El Paso Energy International Company c. la República Argentina*, Caso CIADI N.º ARB/03/15, Laudo, 31 de octubre de 2011, **Anexo RLA-131**, párrafo 400 (énfasis agregado). Ver también *Parkerings-Compagniet AS c. la República de Lituania*, Caso CIADI N.º ARB/05/8, Laudo, 11 de septiembre de 2007, **Anexo RLA-158**, párrafo 332 (que sostiene que “cualquier empresario o inversor sabe que las leyes evolucionarán con el tiempo. Lo que sin embargo está prohibido es que un Estado actúe injustamente o de manera inequitativa o poco razonable en el ejercicio de su poder legislativo”).

⁷⁴⁶ *Impregilo S.p.A. c. la República Argentina*, Caso CIADI N.º ARB/07/17, Laudo, 21 de junio de 2011, **Anexo CLA-109**, párrafo 291 (énfasis agregado, traducción del Tribunal).

⁷⁴⁷ Ver, por ej., *Saluka Investments BV (Países Bajos) c. la República Checa*, Caso CPA N.º 2001-04, Laudo Parcial, 17 de marzo de 2006, **Anexo CLA-22**, párrafo 306; *Electrabel S.A. c. La República de Hungría*, Caso CIADI N.º ARB/07/19, Laudo, 25 de noviembre de 2015, **Anexo RLA-166**, párrafo 165; *Rusoro Mining Limited c. Venezuela*, Caso CIADI N.º ARB (AF)/12/5, Laudo, 22 de agosto de 2016, **Anexo RLA-194**, párrafo 525.

consideración en todas las circunstancias. Tal como decidieron los tribunales en *Saluka c. la República Checa* y *Arif c. Moldova*, un estándar de TJE puede implicar legítimamente un ejercicio de equilibrio o ponderación por parte del Estado receptor. [...]

Esto requiere un ejercicio de equilibrio o ponderación con el objetivo de asegurar que los efectos de la medida prevista sean proporcionales con respecto a los derechos e intereses afectados. Siempre que haya una correlación adecuada entre la política que busca el Estado y la medida en cuestión, la decisión por parte de un Estado podrá ser razonable según el estándar de TJE del TCE incluso si otros pueden estar en desacuerdo con dicha decisión. Por ende, un Estado puede estar equivocado sin ser irrazonable⁷⁴⁸.

583. Además, también se reconoce que los Estados, en su calidad de entidades que deben equilibrar intereses a menudo encontrados, gozan de un margen de apreciación en el campo de la regulación económica⁷⁴⁹. Esto implica que si a un tribunal arbitral se le solicita revisar la regulación económica general no cuestionará las elecciones del Estado; no revisará *de novo* si las mismas están correctamente fundadas, ni evaluará si hubieran sido preferibles otras soluciones alternativas. Los gobiernos a menudo deben tomar decisiones controvertidas, que aquellos directamente afectados en particular quizás consideren erróneas, basadas en una teoría económica equivocada, poniendo demasiado énfasis en determinados valores sociales sobre otros⁷⁵⁰. No es

⁷⁴⁸ *Electrabel S.A. c. la República de Hungría*, Caso CIADI N.º ARB/07/19, Laudo, 25 de noviembre de 2015, **Anexo RLA-166**, párrafos 165 y 180. Laudo. (nota interna omitida, traducción del Tribunal).

⁷⁴⁹ El Tribunal halla confirmación para esta conclusión en *RREEF* párrafo 262, señalando que “[p]ara 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” (*RREEF Infrastructure (G.P.) Limited y RREEF Pan-European Infrastructure Two Lux S.à r.l. c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/13/30, Decisión sobre Responsabilidad y sobre los Principios de Cuantificación de Daños, 30 de noviembre de 2018, párrafo 262).

⁷⁵⁰ Ver también, en sentido similar, *SD Myers* (“Al interpretar y aplicar el ‘estándar mínimo’, un tribunal bajo el Capítulo 11 no tiene un mandato abierto para hacer conjeturas sobre la toma de decisiones del gobierno. Los gobiernos tienen que tomar muchas decisiones potencialmente controversiales. De este modo, es posible que parezca que han cometido errores, que han juzgado mal los hechos, que se procedió sobre la base de una teoría económica o sociológica equivocada, que se ha puesto demasiado énfasis en algunos valores sociales sobre los demás y adoptado soluciones que son en última instancia, ineficaces o contraproducentes. El recurso ordinario, si es que

tarea de un tribunal que entiende en materia de tratados de inversión evaluar la determinación de las políticas que a menudo subyacen a las decisiones económicas. Siendo éste el caso, el margen de apreciación dado al Estado no puede ser ilimitado; de lo contrario las protecciones sustantivas de los tratados carecerían de utilidad. Según el punto de vista del Tribunal, los límites del poder del Estado se fijan en base a principios de razonabilidad y proporcionalidad, que deben guiar la valoración del tribunal de los cambios supuestamente perjudiciales en la legislación⁷⁵¹.

584. Finalmente, si bien los tres factores elucidados anteriormente son importantes para determinar si las expectativas de un inversor eran legítimas bajo las circunstancias, también servirán de guía *mutatis mutandis* para el Tribunal en su revisión de los supuestos incumplimientos de otras obligaciones dentro del Tratado ya sean subelementos del TJE (por ejemplo, la prohibición de medidas arbitrarias o irrazonables) o estándares separados de protección (por ejemplo, la obligación de no afectar inversiones con medidas irrazonables) (ver Artículo 10(1), tercera oración).

585. A la luz de los principios mencionados, el Tribunal ahora considerará la Demanda Principal y examinará si las Medidas en Disputa vulneraron el Artículo 10(1) del TCE.

3. Demanda Principal: ¿Las Medidas en Disputa vulneraron el Artículo 10(1) del TCE?

586. El Tribunal primeramente examinará si las medidas de España frustraron las expectativas legítimas de los Demandantes (*infra* en VI.B.3.a). Luego revisará si las Medidas en Disputa violaron los demás subelementos del TJE y las garantías previstas

existe, por errores de los gobiernos modernos es a través de los procesos políticos y legales internos, incluidas las elecciones”) (*SD Myers, Inc. c. Gobierno de Canadá*, Laudo Parcial, 13 de noviembre de 2000, **Anexos CLA-9; RLA-156**, párrafo 261) (traducción de la Demandada).

⁷⁵¹ Ver también *Blusun S.A., Jean-Pierre Lecorcier y Michael Stein c. República de Italia*, Caso CIADI N.º ARB/14/3, Laudo, 27 de diciembre de 2016, **Anexo RLA-203**, párrafo 319(5) donde se observa que “[a]nte la ausencia de un compromiso específico, el estado no tiene la obligación de otorgar subsidios tales como tarifas reguladas [FIT], o de mantenerlas inalterables una vez otorgadas. Sin embargo, si se otorgan legalmente, y si se torna necesario modificarlas, esto debería realizarse de manera tal que no sea desproporcionada a los fines de la enmienda legislativa, y tendiendo debidamente en cuenta los intereses razonables de confianza de los receptores que quizás hayan comprometido recursos sustanciales tomando como base el régimen anterior” (traducción del Tribunal).

en el Artículo 10(1) de TCE (*infra* en VI.B.3.b). Finalmente, sacará sus conclusiones con respecto a la Demanda Principal (*infra* en VI.B.3.c).

a. Expectativas Legítimas

587. En suma, los Demandantes sostienen que las Medidas de 2010 y 2013 (definidas anteriormente colectivamente como las “Medidas en Disputa”) frustraron sus expectativas legítimas con respecto a que gozarían de las tarifas establecidas en el RD 661/2007 durante toda la vida útil de sus plantas⁷⁵².
588. En primer lugar, el Tribunal señala que las Medidas en Disputa son parte del marco regulatorio de España para el sector de la energía y en particular para el sector de la energía renovable. Como tal, el Tribunal considera que no debe revisar las Medidas en Disputa de manera aislada sino en el contexto de este marco general.
589. No se disputa que la energía renovable (incluyendo la tecnología fotovoltaica, térmica, solar, eólica y *ciertas* otras) ofrece beneficios ambientales significativos. Tampoco se discute que, debido a los altos niveles de capital requeridos, las plantas de energía renovable no han podido competir con las formas convencionales de generación de energía utilizando combustibles fósiles. En otras palabras, el precio de mercado de la energía eléctrica no es suficiente para cubrir los costes de instalación y operación de plantas de energía renovable. Por ende, al igual que han hecho muchos otros países, España decidió promover el desarrollo de las energías renovables a través de lo que son, en esencia, subsidios estatales⁷⁵³. Tal como observó el tribunal en *Antin c. España*, “el propósito de los subsidios radica en permitir el desarrollo de las tecnologías con la esperanza de que en el transcurso del tiempo los costos asociados

⁷⁵² Ver *supra* V.A.1.d.

⁷⁵³ Ver también *SolEs Badajoz GmbH c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/15/38, Laudo, 31 de julio de 2019, párrafo 415 (“Las plantas FV no pueden competir con las formas convencionales de producción de energía sin un considerable subsidio público u otro tipo de incentivo. Son intensivas en cuanto al uso del capital, lo que implica que la mayoría de los costes de un inversor se incurren antes del inicio de la operación (un 90%, según el perito de la Demandante). Los mismos enfrentan un largo periodo para la recuperación de su capital. Las inversiones en plantas FV por lo general cuentan con un intenso apalancamiento (en un rango de apalancamiento del orden del 55-80%)”) (Traducción del Tribunal).

con dichas tecnologías sean inferiores, haciendo, así, que las tecnologías del sector de EERR sean más competitivas”⁷⁵⁴.

590. El eje legislativo en la regulación de la electricidad en España es la Ley del Sector Eléctrico de 1997, que pretendía liberar el mercado de la energía. Para alentar la producción de energía proveniente de fuentes renovables, la Ley del Sector Eléctrico de 1997 creó dos regímenes diferentes: un “Régimen Ordinario” aplicable a la producción proveniente de fuentes de energía convencionales (como las plantas alimentadas a carbón) y un “Régimen Especial” aplicable a instalaciones que generan electricidad proveniente de fuentes de energía renovable y registradas en el RAIPRE. Las instalaciones que califican bajo el Régimen Especial tenían derecho a la remuneración general basada en el mercado que se aplica por defecto a todas las instalaciones además de una prima, a ser fijada por el Gobierno por vía normativa. Conforme a la Ley, la prima buscaba permitir que los promotores de energía “consig[an] unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales” (Art. 30(4)). Más precisamente, en su versión en vigor al momento de las inversiones de las Demandantes, el Artículo 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 estipulaba 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, en los siguientes casos:

- a) Las instalaciones a que se refieren la letra a) del apartado 1 del artículo 27.
- b) Las centrales hidroeléctricas de potencia instalada igual o inferior a 10 MW, y el resto de las instalaciones a que se refiere la letra b) del apartado 1 del artículo 27. A los efectos de la presente Ley, no se entenderá como biomasa los residuos sólidos urbanos ni los peligrosos.
- c) Las centrales hidroeléctricas entre 10 y 50 MW, las instalaciones a que se refiere la letra c) del apartado 1 del artículo 27, así como las mencionadas en el párrafo segundo del apartado 1 del artículo 27.

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**

⁷⁵⁴ *Antin Infrastructure Services Luxembourg S.à.r.l. y Antin Energía Termosolar B.C. c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/13/31, Laudo, 15 de junio de 2018, **Anexo CLA-244**, párrafo 540.

rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales⁷⁵⁵.

591. Luego de la Ley del Sector Eléctrico de 1997, España promulgó varias normas que buscaban especificar los parámetros generales fijados en la Ley. Estas normas fueron promulgadas en el contexto de los esfuerzos globales, regionales y nacionales por abordar el cambio climático, con la intención de reducir las emisiones de dióxido de carbono. A la luz de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) de 1992 y el Protocolo de Kioto de 1997 del CMNUCC, la Unión Europea también había adoptado reglas que comprometen a los Estados Miembros, incluyendo España, para que reduzcan las emisiones de gas de invernadero⁷⁵⁶. Estas reglas incluían medidas para alentar el uso de tecnologías renovables y respetuosas con el medio ambiente.
592. El primer instrumento promulgado por el Gobierno para implementar la Ley del Sector Eléctrico de 1997 fue el RD 2818/1998⁷⁵⁷. Algunos años después, este fue seguido por el RD 436/2004 del 12 de marzo de 2004, que por primera vez en España planteó un sistema de remuneración basado en una FIT [tarifa regulada]⁷⁵⁸. En su preámbulo, el RD 436/2004 subrayó el principio de rentabilidad razonable en los siguientes términos:

Cualquiera que sea el mecanismo retributivo por el que se opte, 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 [...]⁷⁵⁹.

593. El RD 436/2004 también estipulaba en su Artículo 40.3 que el nuevo sistema de remuneración no afectaría las instalaciones existentes:

Las tarifas, primas, incentivos y complementos que resulten de cualquiera de las revisiones contempladas en esta sección serán de aplicación únicamente a las instalaciones que entren en funcionamiento con

⁷⁵⁵ Ley del Sector Eléctrico de 1997, **Anexo C-16**, Artículo 30.4 (énfasis agregado).

⁷⁵⁶ Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, **Anexo RLA-123**; Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, **Anexo RLA-125**.

⁷⁵⁷ RD 2818/1998, **Anexo C-314**.

⁷⁵⁸ RD 436/2004, **Anexo R-55**.

⁷⁵⁹ RD 436/2004, **Anexo R- 55**, preámbulo (párrafo siete) (énfasis agregado).

posterioridad a la fecha de entrada en vigor referida en el apartado anterior, sin retroactividad sobre tarifas y primas anteriores⁷⁶⁰.

594. El esquema de incentivos previsto en el RD 436/2004 fue modificado primeramente por el RD 2351/2004 y el RD 1454/2005, y reemplazado más adelante por el RDL 7/2006⁷⁶¹ y posteriormente por el RD 661/2007⁷⁶². Este último afectaba a las instalaciones existentes registradas bajo el RD 436/2004, a pesar de la regla contenida en el Artículo 40.3 del RD 436/2004.

595. El RD 661/2007, que estaba en vigor cuando los Demandantes realizaron sus inversiones preveía, entre otras cosas, una FIT diferente, y modificaba los incentivos en varios aspectos. En su preámbulo, resaltaba el principio de rentabilidad razonable de la siguiente manera:

El marco económico establecido en el presente real decreto desarrolla los principios recogidos en la Ley 54/1997, del 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 [...]⁷⁶³.

596. El Tribunal coincide con España con respecto a que el principio cardinal que emerge del Artículo 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y de los decretos de implementación hasta el RD 661/2007 es la rentabilidad razonable o la garantía de una tasa de retorno razonable para inversores que operan en el Régimen Especial. En otras palabras, la Ley del Sector Eléctrico de 1997 establecía el principio de rentabilidad razonable o la tasa de retorno razonable como regla general dejando que la reglamentación posterior estableciese los medios que aseguraran tal rentabilidad razonable.

597. A partir del año 2010, en condiciones económicas que habían cambiado significativamente (según se explica a continuación), varias normativas modificaron el esquema de incentivos previsto en el RD 661/2007. En 2010, el Gobierno promulgó el RD 1565/2010 del 19 de noviembre de 2010 y el RDL 14/2010 del 23 de diciembre de 2010, imponiendo restricciones y topes a la percepción de la FIT. En 2013, España introdujo el RDL 2/2013 que preveía otro índice para sustituir el mecanismo de actualización de la FIT vinculado al IPC. Posteriormente, se promulgó el RDL 9/2013

⁷⁶⁰ RD 436/2004, **Anexo R- 55**, Art. 40.3.

⁷⁶¹ RDL 7/2006, **Anexo C-564**.

⁷⁶² RD 661/2007, **Anexo C-35**.

⁷⁶³ RD 661/2007, **Anexo C-35**, preámbulo (párrafo siete) (énfasis agregado).

en julio de 2013 y la Ley 24/2013 en diciembre de 2013, que reemplazaron totalmente al RD 661/2007 con un esquema de incentivos basado en diferentes tipos de subsidios.

598. Con respecto al marco regulatorio vigente al momento en que se realizaron sus inversiones, el principal argumento de los Demandantes es que España ofreció “compromisos de estabilización” en el RD 661/2007 y otras representaciones que debía mantener durante toda la vida útil de las plantas involucradas. Los Demandantes se basan especialmente en el Artículo 44.3 del RD 661/2007 para apoyar su argumento de que los cambios futuros no podrían afectar los beneficios que se les prometieron bajo el RD 661/2007 y que su expectativa de una FIT a 25 años por el monto especificado en el RD 661/2007 era legítima.

599. El Artículo 44.3 establece:

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.

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 revisión⁷⁶⁴.

600. El Tribunal no percibe en esta disposición un compromiso de estabilización que pudiera garantizar a los Demandantes una tarifa inmutable durante la vida operativa de sus plantas. Para el Tribunal, una interpretación sistemática de esta disposición en su contexto adecuado no puede conducir a otra conclusión.

601. Inicialmente, es preciso recordar que, como instrumento de normativa general, el RD 661/2007 estaba sujeto a las facultades de los cuerpos legislativos de España para cambiar las reglas aplicables según los procedimientos constitucionales y principios que gobiernan la elaboración de las leyes. Es correcto que el Artículo 44.3 establece que ciertas revisiones que puedan ocurrir en el futuro según dicho decreto no afectarían las instalaciones existentes. Sin embargo, esta simple frase no implica que

⁷⁶⁴ RD 661/2007 del 26 de mayo de 2007, **Anexo C-35**, Artículo 44.3.

el Artículo 44.3 constituya un compromiso de estabilización en base al cual el Estado habría de garantizar que cualquier cambio regulatorio o legislativo futuro no habría de afectar la inversión. Asimismo, el Artículo 44.3 no puede ser interpretado de manera aislada sino en el contexto de la totalidad del marco regulatorio español. Este contexto incluye varios elementos importantes.

602. En primer lugar, según es evidente en los cambios que ocurrieron a partir del inicio del Régimen Especial en 1997, el marco regulatorio estuvo sujeto a cambios continuos con el objetivo de adaptarlo a circunstancias tecnológicas y económicas constantemente en evolución. Esta propensión al cambio debió haber sido clara para cualquier operador razonable que invirtiera en este sector⁷⁶⁵. De hecho, el RD 661/2007 fue precedido de múltiples cambios en la década anterior. Además, y lo que es más importante, uno de los instrumentos que introdujeron cambios, el RD 436/2004, contenía una cláusula análoga al Artículo 44.3, es decir, el Art. 40.3, y esta cláusula no había impedido que Gobierno introdujera otros cambios a través del instrumento mismo (RD 661/2007) bajo el cual los Demandantes decidieron invertir y en el cual basan su Demanda Principal. En un marco regulatorio que está en constante evolución, el Tribunal no considera que podría haber sido razonable una expectativa de recibir una FIT idéntica durante 25 años (solo indexada por la inflación).
603. En segundo lugar, en fallos relativos a los diversos decretos que se sucedieron a través de los años, el Tribunal Supremo español asimismo había sostenido que un inversor razonablemente debería haber previsto la existencia de eventuales cambios en el marco regulatorio. Para un tribunal que opera bajo derecho internacional, las sentencias domésticas son básicamente “hechos”. Como tales, son relevantes para la evaluación de la existencia de expectativas razonables. Tal como sostuvo el tribunal en *Charanne*,

⁷⁶⁵ Ver también *Isolux Infrastructure Netherlands, B.V. c. el Reino de España*, Arbitraje SCC V2013/153, Laudo, 12 de julio de 2016, **Anexo RLA-202**, párrafo 788 (“el marco regulatorio YA había sido modificado varias veces. Los propios RRDD 611/2007 y 1565/2008 no eran más que modificaciones al RD 436/2004. Después, el RD 1565/2010 y el Real Decreto Ley 14/2010 modificaron el régimen económico establecido en el RD 661/2007 para el sector fotovoltaico. Todos esos reglamentos dictados en desarrollo de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre de 1997, sobre el Sector Eléctrico (LSE), demuestran el carácter poco estable de un marco regulatorio que el gobierno tiene el poder y el deber de adaptar [a] las necesidades económicas y técnicas del momento, dentro del marco de la LSE”).

[s]i bien las decisiones de los tribunales españoles no son vinculantes para este Tribunal Arbitral, las mismas son relevantes como elementos fácticos para comprobar que un inversor no podía, en el momento de la inversión en disputa, tener la expectativa razonable de que, en ausencia de un compromiso específico, la regulación no habría de ser modificada a lo largo de la vida de las plantas⁷⁶⁶.

604. Obviamente, solo los fallos emitidos antes de las inversiones de los Demandantes podrían servir para informar sus expectativas legítimas. Por lo tanto, para evaluar la legitimidad o razonabilidad de las expectativas, el Tribunal desconoce las decisiones posteriores a esa fecha. Sin embargo, con miras a la exhaustividad, observa que las decisiones posteriores no contradicen los anteriores pronunciamientos del Tribunal.
605. El primer fallo relevante fue emitido por el Tribunal Supremo el 15 de diciembre de 2005. En el mismo, el Tribunal abordó los cambios que el RD 436/2004 había introducido a la normativa que regía previamente el régimen económico para energías renovables. El Tribunal sostuvo que el Estado tiene la facultad de enmendar un sistema retributivo para modificar el sector eléctrico, siempre que cumpla con el marco general previsto en la Ley del Sector Eléctrico de 1997⁷⁶⁷:

Ningún obstáculo legal existe para que el Gobierno, en ejercicio de la potestad reglamentaria y de las amplias habilitaciones con que cuenta en una materia fuertemente regulada como la eléctrica, modifique un concreto sistema de retribución siempre que se mantenga dentro del marco establecido por la LSE [la Ley del Sector Eléctrico de 1997] (RCL 1997, 2821).

606. Menos de un año después, el 25 de octubre de 2006, el Tribunal Supremo se pronunció sobre una impugnación a la legalidad del RD 2351/2004, que había modificado el RD 436/2004. Insistió que los operadores que ingresan a un mercado regulado que funciona con incentivos económicos deben ser conscientes de que se puede enmendar un esquema de incentivos siempre que permanezca dentro del alcance de la garantía de rentabilidad razonable anclada en la Ley del Sector Eléctrico de 1997. Es útil para nuestros fines citar los párrafos pertinentes en su totalidad:

El recurso, planteado en estos términos, no puede ser estimado. Como bien afirma el Abogado del Estado, los titulares de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial no tienen un “derecho inmodificable” a que se mantenga inalterado el régimen económico que regula la percepción de las primas. Dicho régimen trata, en efecto, de

⁷⁶⁶ *Charanne B.V. Construction Investments S.A. R.L. c. El Reino de España*, Arbitraje N° 062/20121, Laudo Final, 21 de enero de 2016, **Anexo RLA-190**, párrafo 508 (traducción del Tribunal).

⁷⁶⁷ Tribunal Supremo español (STS), Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª, 15 de diciembre de 2005, rec. 73/2004, **Anexo R-182**, pág. 13 (versión en español).

fomentar la utilización de energías renovables mediante un mecanismo incentivador sin modificaciones para el futuro.

Es cierto que en el caso que nos ocupa la fijación de las primas está sujeta a unas determinadas pautas normativas, según ya hemos expuesto, pero también lo es que el Consejo de Ministros puede, respetándolas, introducir variaciones cuantitativas en las fórmulas mediante las que se actualizan periódicamente las primas o en el cálculo de estas. Si la modificación no se ha desviado de estas pautas legales - y, repetimos, no se ha alegado en contra la vulneración del artículo 30 de la Ley del Sector Eléctrico - difícilmente podrá ser considerada contraria a derecho.

No cabe oponer simplemente el valor de la "seguridad jurídica" a una modificación reglamentaria como argumento supuestamente invalidante de ésta. Es verdad que las normas deberían dotar de una cierta estabilidad a los marcos reguladores de las actividades económicas (de hecho en el preámbulo del Real Decreto 436/2004, modificado por el que ahora se impugnan, se afirmaba que "(...) esta nueva metodología para el cálculo de la retribución del régimen especial, por la seguridad y estabilidad que ofrece, debe contribuir a fomentar la inversión en este tipo de instalación"), pero también lo es que la seguridad jurídica no resulta incompatible con los cambios normativos desde la perspectiva de la validez de estos últimos, único factor sobre el que nos corresponde decidir en derecho.

La misma consideración es aplicable al principio de confianza legítima, creciente e indebidamente aducido como argumento descalificador de no pocas modificaciones normativas que algunos agentes económicos reputan más o menos perjudiciales para sus intereses. Aducen las recurrentes que sus inversiones en la actividad de producción de energía eléctrica de régimen especial se hicieron en un determinado momento "confiando en que la Administración no cambiará las condiciones jurídicas que fueron determinantes para que (...) decidieran construir las instalaciones", premisa de la que deducen que la minoración de las primas posteriores al Real Decreto 2351/2004 respecto de las fijadas en el Real Decreto 435/2004 sería contraria a aquel principio.

Tal razonamiento, referido a un mecanismo incentivador como es el de las primas en cuestión, no puede ser compartido. Mientras no sea sustituida por otra, la regulación legal antes reseñada (Artículo 30 de la Ley del Sector Eléctrico) permite a las empresas correspondientes aspirar a que las primas incorporen en su fijación como factor relevante, el de obtener "unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales" o, por decirlo una vez más con palabras del preámbulo del Real Decreto 436/2004, "una retribución razonable para sus inversiones". El régimen retributivo que analizamos no garantiza, por el contrario, a los titulares de instalaciones en régimen especial la intangibilidad de un determinado nivel de beneficios o de ingresos por relación a los obtenidos en ejercicios pasados, ni la permanencia indefinida de las fórmulas utilizables para fijar las primas.

Del mismo modo que en función de factores de política económica de muy diverso signo (relativos al fomento de las energías renovables, pero también a la planificación de las redes de los sectores de electricidad, además de otras consideraciones de ahorro y eficiencia energética), las primas e incentivos para la producción de energía eléctrica en régimen especial pueden aumentar de un año para otro, podrán también disminuir cuando esas mismas consideraciones así lo aconsejen. Siempre que, insistimos, se mantengan las variaciones dentro de los límites legales que disciplinan esta modalidad de fomento, el mero hecho de que la actualización o la

significación económica de la prima ascienda o descienda no constituye de suyo motivo de nulidad ni afecta a la confianza legítima de sus destinatarios.

Las empresas que libremente deciden implantarse en un mercado como el de la generación de electricidad en régimen especial, sabiendo de antemano que es en gran parte dependiente de la fijación de incentivos económicos por las autoridades públicas, son o deben ser conscientes de que éstos pueden ser modificados, dentro de las pautas legales, por dichas autoridades. Uno de los "riesgos regulatorios" a que se someten, con el que necesariamente han de contar, es precisamente el de la variación de los parámetros de las primas o incentivos, que la Ley del Sector Eléctrico atempera - en el sentido antes dicho - pero no excluye⁷⁶⁸.

607. En dos sentencias posteriores, fechadas el 20 de marzo y el 9 de octubre de 2007, el Tribunal Supremo adoptó fallos similares⁷⁶⁹.
608. Por lo tanto, al momento en que los Demandantes realizaron sus inversiones, el Tribunal Supremo español había rechazado impugnaciones a las diversas modificaciones de los mecanismos de incentivos regulatorios y había negado que los inversores tuvieran un derecho establecido a recibir subsidios específicos. Es cierto que estas decisiones se relacionaban con la normativa que precedía al RD 661/2007, y no al RD 661/2007, y podrían estar referidas a diferentes tipos de instalaciones. Aun así, las razones del Tribunal abordan la facultad del Estado de modificar los incentivos regulatorios de manera general que parece válida independientemente de los detalles específicos de cada caso en particular. Por ende, un inversor razonablemente informado debería haber previsto que podrían producirse cambios en el marco regulatorio. En otras palabras, estos fallos enviaron un mensaje claro con respecto a que la remuneración ofrecida a *cualquier* tipo de instalaciones bajo el Régimen Especial podía ser enmendada.
609. Al respecto, el Tribunal concuerda con *Charanne* en relación con que:

[la] jurisprudencia de las máximas autoridades judiciales españolas [...] estableció claramente, con anterioridad a la inversión, el principio de que el derecho interno permite la implementación de cambios a la normativa. [...] en el momento en que realizaron su inversión en 2009, los Demandantes hubiesen podido realizar un análisis del marco jurídico de su inversión en derecho español y entender que existía la posibilidad de que las

⁷⁶⁸ Sentencia de la Sala Tercera del Tribunal Supremo de 25 de octubre de 2006, RCA 12/2005, referencia El Derecho EDJ 2006/282164, fundamento de derecho núm. 3, **Anexo R-67**, pág. 3 (énfasis agregado) (versión en español).

⁷⁶⁹ Tribunal Supremo español (STS), Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª, 20 de marzo de 2007, rec. 11/2005, **Anexo R-174**; Tribunal Supremo español (STS), Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª, 9 de octubre de 2007, rec. 13/2006, **Anexo R-164**.

regulaciones adoptadas en 2007 y 2008 pudieran ser objeto de modificaciones⁷⁷⁰.

610. Las decisiones del Tribunal Supremo mencionadas anteriormente luego fueron confirmadas en varios fallos emitidos en diciembre de 2009 referidos a reclamos que surgieron del reemplazo del RD 436/2004 por el RD 661/2007⁷⁷¹. Si bien estas sentencias no son relevantes para discernir las expectativas de los Demandantes, ya que se emitieron en un momento en que las inversiones estaban finalizando o ya estaban completas⁷⁷², son significativas porque confirman los principios establecidos en fallos anteriores y por lo tanto indican una jurisprudencia consistente.
611. En resumen, antes de la inversión de los Demandantes y de allí en adelante, los tribunales españoles sostuvieron consistentemente que las tarifas y los incentivos relacionados no eran “inmutables” y que los inversores no tenían un derecho establecido a recibir un subsidio específico a futuro; que el RD 436/2004 no congelaba el sistema de remuneración a pesar del Artículo 40.3; que el Estado tenía la facultad de cambiar el sistema normativo, y que la ley garantizaba a los operadores que obtendrían una tasa retributiva razonable sobre sus inversiones.
612. Teniendo en mente dichos antecedentes y a la luz de todas las circunstancias mencionadas, el Tribunal no considera que sea razonable que los inversores esperaran – desde un punto de vista objetivo e independientemente de lo que pudiera haber sido su creencia subjetiva– que nunca se producirían cambios regulatorios al RD 661/2007 que afectarían a sus inversiones.
613. Es en este contexto que deben ser considerados los argumentos y escritos con respecto a la diligencia debida de los inversores. Es la opinión del Tribunal que este debate no tiene relevancia a los fines del presente. De hecho, si los Demandantes realizaron la diligencia o no y si dicha diligencia era “debida” o no, no puede alterar el hecho de que, en base a la ley y la jurisprudencia, los Demandantes sabían o deberían

⁷⁷⁰ *Charanne B.V. Construction Investments S.A. R.L. c. el Reino de España*, Arbitraje N° 062/20121, Laudo Final, 21 de enero de 2016, **Anexo RLA-190**, párrafos 504, 507 (traducción del Tribunal).

⁷⁷¹ Tribunal Supremo español (STS), Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª, 3 de diciembre de 2009, rec. 151/2007, **Anexo R-183**; Tribunal Supremo español (STS), Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 3ª, 9 de diciembre de 2009, rec. 152/2007, **Anexo R-180**; Tribunal Supremo Español (STS), Sala de lo Contencioso-Administrativo, de 9 de diciembre de 2009, rec. 149/2007, **Anexo R-235**.

⁷⁷² Ver Demostrativo de los Demandantes, Cuadro A “Las Plantas de los Inversores PV” (detallando las fechas relevantes de las inversiones de los Demandantes).

haber sabido que podrían producirse cambios en el marco regulatorio. En consecuencia, las expectativas de que no habrían de ocurrir, no pueden ser consideradas legítimas.

614. Hasta ahora, el análisis indica que el marco regulatorio, incluyendo el RD 661/2007, no preveía una garantía de estabilización según la cual los inversores gozarían de una tarifa inmutable durante toda la vida de sus plantas. Queda aún por ver si podría surgir una conclusión diferente de otras supuestas “manifestaciones” o “garantías” por parte de España, sus órganos, e instituciones vinculadas al Gobierno. Si bien es verdad que España lanzó una campaña para promover la normativa y atraer inversiones “verdes”, el Tribunal considera que ninguna de las representaciones invocadas por los Demandantes constituyen promesas de no cambiar los incentivos contenidos en el RD 661/2007.
615. Estas representaciones, también, deben situarse en su propio contexto, esto es, el de un marco regulatorio constantemente en evolución para el que no había sugerencia alguna de que el Estado hubiera renunciado de algún modo a sus prerrogativas soberanas de cambiar las leyes o normativas. Ninguno de los documentos, presentaciones o comunicados de prensa en cuestión son lo suficientemente específicos como para “llevar a nadie a deducir razonablemente que la tarifa regulada permanecería sin modificación durante toda la vida útil de las plantas⁷⁷³”. Por ejemplo, el comunicado de prensa publicado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo del 25 de mayo de 2007⁷⁷⁴ no hace más que reiterar el contenido del RD 661/2007. Además, los documentos, en particular las presentaciones en PowerPoint, preparadas por IDAE, InvestInSpain y la CNE⁷⁷⁵ son demasiado generales como para engendrar

⁷⁷³ *Charanne B.V. Construction Investments S.A. R.L. c. el Reino de España*, Arbitraje N° 062/20121, Laudo Final, 21 de enero de 2016, **Anexo RLA-190**, párrafo 497 (traducción del Tribunal).

⁷⁷⁴ Comunicado de prensa del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio anunciando el RD 661/2007, “El Gobierno da prioridad a la rentabilidad y la estabilidad en el nuevo Real Decreto sobre energías renovables y cogeneración”, 25 de mayo de 2007, **Anexo C-565**.

⁷⁷⁵ Ver IDAE, “El Sol puede ser suyo”, junio de 2007, **Anexo R-170**; Manuel García, *Opportunities in Renewable Energy in Spain* (Oportunidades en energía renovable en España), noviembre de 2008, Presentación en Power Point publicada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España, **Anexo C-91**; *Legal Framework for Renewable Energies in Spain* (Marco legislativo de las energías renovables en España), noviembre de 2009, Presentación en PowerPoint publicada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España, **Anexo C-92**.

expectativas legítimas de que el marco regulatorio no pudiera ser modificado. También dejan claro que los incentivos otorgados por España son herramientas políticas para lograr los objetivos fijados por España y la normativa de la UE suficientes para ofrecer a los inversores una “rentabilidad razonable”⁷⁷⁶. También debería tenerse en cuenta que estas entidades no tenían facultades para sancionar normas ni reglamentos sobre cuestiones relativas a energía en España⁷⁷⁷. Por lo tanto, ninguna de las “garantías” adicionales es susceptible de cambiar la posición clara que emerge del RD 661/2007 leído sistemáticamente en el contexto de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y de la interpretación del marco regulatorio emitida por el más alto tribunal español.

616. Habiendo establecido que los inversores razonables no podían esperar una tarifa inmutable durante la vida operativa de sus plantas, surge la pregunta con respecto a qué podrían haber esperado, si es que podían esperar algo. Como ya señaló el Tribunal, los inversores podían legítimamente esperar recibir un retorno razonable sobre sus inversiones. Este derecho se consagra primero y principalmente en la Ley del Sector Eléctrico de 1997, que es la piedra fundamental del sistema de electricidad español. Se repite en el preámbulo del RD 436/2004 y luego, y más importante, en el del RD 661/2007. En otras palabras, la rentabilidad razonable o la “garantía” de tasas de retorno razonable, para usar los términos del preámbulo del RD 661/2007, era el *leitmotiv* del marco regulatorio, la característica esencial subyacente de todos los instrumentos que fueron promulgados a través de los años. El requisito de rentabilidad razonable restringía el poder del Estado de enmendar el marco y por lo tanto garantizaba un nivel de estabilidad en las condiciones bajo las que operaban los inversores. Dicho de otro modo, este requisito asegura la existencia de “condiciones estables” conforme a lo previsto en el Artículo 10(1) del TCE⁷⁷⁸.

⁷⁷⁶ Ver, por ej., Presentación de la CNE, “La regulación de la energía renovable en España”, febrero de 2010, diapositivas 20-21, **Anexo C-578** (explicando que el “criterio” para la “regulación económica” incluye el objetivo “[l]o lograr los objetivos establecidos en la planificación indicativa”, en el cual los “Incentivos económicos -> Herramienta de Política Ambiental y Energía (suficiente para obtener una rentabilidad razonable)” (traducción del Tribunal).

⁷⁷⁷ Ver también *Stadtwerke*, párrafos 285-287; *RWE*, párrafo 402 (señalando, con respecto a la CNE, que “sus poderes en los momentos relevantes eran, en lo relevante, generalmente de naturaleza consultiva”) (traducción del Tribunal).

⁷⁷⁸ El Tribunal encuentra confirmación de su conclusión con respecto a cualquier expectativa que los inversores legítimamente podían haber tenido era obtener una tasa de retorno razonable sobre su inversión en la decisión del tribunal en *RREEF* que sostuvo que “[l]os Demandantes no pueden privilegiarse de una tasa de rentabilidad

617. Más específicamente, el Artículo 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 contempla el logro de “tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste de dinero en el mercado de capitales”. Por tanto, un inversor tiene derecho a una rentabilidad, es decir, tiene derecho a obtener un rédito luego de haber pagado sus gastos de capital y operativos. Además, la razonabilidad del rédito o retribución debe medirse con referencia al coste del dinero en asuntos financieros.
618. Se debe agregar que, en todos los instrumentos regulatorios y legislativos pertinentes, el principio de retribución o rentabilidad razonable siempre está entrelazado con otras consideraciones, en particular la preocupación del Estado con respecto al coste de la energía eléctrica y la competitividad con otros medios de producción de energía⁷⁷⁹.
619. Adicionalmente, según el punto de vista del Tribunal, la garantía de obtener un retorno razonable no implica que actúe como un “tope”. Cuando el RD 661/2007 estaba vigente (y las condiciones económicas lo permitían), no se puede dudar de que las instalaciones eficientes pudieran exceder el objetivo de retorno razonable y que tenían derecho a retener las retribuciones que el sistema le permitía alcanzar. En este sentido, el Tribunal no está de acuerdo con la caracterización de España que describe esas retribuciones como utilidades “extraordinarias” o “lujosas”. Sin embargo, el principio de retorno razonable aplica un límite a los cambios regulatorios en el futuro, en el sentido de que, cuando las condiciones económicas cambiantes llevaron a

fija para su inversión. Sin embargo, el Tribunal de Arbitraje considera que, cualquiera sea el medio elegido por el Demandado, los Demandantes podían esperar 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 objetivos”. Ver *RREEF Infrastructure (G.P.) Limited y RREEF Pan-European Infrastructure Two Lux S.à r.l. c. El Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/13/30, Decisión sobre Responsabilidad y sobre los Principios de Cuantificación de Daños, 30 de noviembre de 2018, párrafo 387. Ver también *BayWa*, párrafo 498 (señalando que “este Tribunal está de acuerdo con el tribunal en *RREEF* en que la única expectativa legítima que los Demandantes podrían haber tenido era la de un ‘retorno razonable’ en los términos de la Ley 54/1997”) (traducción del Tribunal).

⁷⁷⁹ Ver RD 436/2004, **Anexo R- 55**, preámbulo; RD 661/2007, **Anexo C-35**, preámbulo. Ver también *RREEF Infrastructure (G.P.) Limited y RREEF Pan-European Infrastructure Two Lux S.à r.l. c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/13/30, Decisión sobre Responsabilidad y sobre los Principios de Cuantificación de Daños, 30 de noviembre de 2018, párrafo 385.

España a modificar el RD 661/2007, estas modificaciones no podían afectar las tasas de retribución razonable prometidas bajo la Ley del Sector Eléctrico de 1997.

620. En base a lo anterior, la Demanda Principal debe ser desestimada en la medida en que se relaciona con sus supuestas expectativas de obtener una tarifa fija bajo el RD 661/2007. Por ende, el Tribunal examinará la Demanda Alternativa y determinará si las Medidas en Disputa frustraron las expectativas legítimas de los Demandantes de obtener un retorno razonable (*infra* en VI.B.4). Sin embargo, antes de hacerlo, deberá revisar los demás elementos contenidos en la Demanda Principal.

b. Otros supuestos incumplimientos del Artículo 10(1) del TCE

621. Antes de avanzar con la Demanda Alternativa, el Tribunal pone el foco en los demás elementos de la Demanda Principal, básicamente, las alegaciones de que independientemente de las expectativas razonables, los cambios regulatorios eran irrazonables, arbitrarios, desproporcionados, no transparentes, o bien vulneraban el estándar de plena protección y seguridad.
622. Los Demandantes sostienen que los “cambios abruptos y drásticos”⁷⁸⁰ del marco regulatorio implementados por España fueron irrazonables, arbitrarios y desproporcionados, porque “las garantías del régimen económico del RD 661/2007 que habían seducido a muchos inversores, como los Demandantes, fueron desmanteladas y repudiadas”⁷⁸¹. Más específicamente, para los Demandantes “resultaba abusivo despojar a los Demandantes de las garantías clave en las que habían basado sus inversiones”⁷⁸². También argumentan que los cambios regulatorios fueron “arbitrarios” en el sentido dado por la CIJ en el caso *ELSI* porque “España se comprometió a proporcionar la FIT a un nivel fijo por 25 años y luego, a un nivel inferior, en años posteriores. Proporcionó una ‘garantía’ expresa de que esta FIT no cambiaría para las plantas existentes. Una vez que esto indujo de forma exitosa la inversión deseada en España, España simplemente eliminó el régimen. No cabe duda de que tal comportamiento agita, o al menos sorprende, el sentido de decoro judicial⁷⁸³”. Finalmente, los Demandantes sostienen que las Medidas en Disputa fueron “desproporcionadas” ya que “no hay ninguna relación razonable entre la carga impuesta a las inversiones de los Demandantes y el objetivo declarado de resolver el

⁷⁸⁰ Réplica, párrafo 602.

⁷⁸¹ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 56.

⁷⁸² Escrito de Demanda Modificado, párrafo 478.

⁷⁸³ Réplica, párrafo 617.

Déficit tarifario. Las medidas de España tuvieron un impacto desproporcionado en las inversiones de los Demandantes y se introdujeron a pesar de las opciones alternativas de España a adoptar medidas menos perjudiciales para las inversiones protegidas por el TCE⁷⁸⁴. En particular, los Demandantes sostienen que el déficit tarifario era en gran medida el resultado del incumplimiento de España en el acatamiento de sus propias leyes y en todo caso había soluciones menos perjudiciales para abordar el problema⁷⁸⁵.

623. Surge de este resumen de los argumentos de los Demandantes que, al igual que con las expectativas legítimas, las supuestas violaciones de otros estándares consagrados en el Artículo 10(1) se erigen sobre el derecho a la tarifa establecida según el RD 661/2007. En sintonía con su anterior conclusión con respecto a que los Demandantes no podrían esperar legítimamente la inmutabilidad de dicha tarifa, el Tribunal considera que tampoco puede aceptar que la eliminación del RD 661/2007 y los beneficios relacionados constituyó en sí misma una conducta irrazonable, desproporcionada, arbitraria, o bien que no era “justa y equitativa”. De hecho, aceptar que se produce una violación del Tratado sobre esta base sería equivalente a avalar la inmutabilidad de la tarifa del RD 661/2007, lo que iría en contra de la conclusión anterior con respecto a las expectativas legítimas. La posición sería diferente si se demostrase que los cambios privaran a los Demandantes de un retorno razonable, en comparación con un esquema de remuneración fija. Sin embargo, este es el tema de la Demanda Alternativa; no es la base de la presente reclamación.
624. Incluso si el mero hecho de cambiar la tarifa del RD 661/2007 no fuera una violación en sí misma, se podría argumentar que los cambios igualmente podrían ser irrazonables, desproporcionados o arbitrarios. En este sentido, el Tribunal no está de acuerdo con el enfoque de otros tribunales que han sostenido que “los Demandantes están en una peor posición bajo el Nuevo Régimen Regulatorio de lo que hubieran estado si la Demandada no hubiera derogado el régimen del RD 661/2007 [y] por lo tanto tienen derecho a compensación por el incumplimiento de la Demandada del Artículo 10(1) del TCE⁷⁸⁶”. Según el punto de vista de este Tribunal, para establecer la responsabilidad como resultado de cambios regulatorios, no es suficiente que el

⁷⁸⁴ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 57(v).

⁷⁸⁵ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 493.

⁷⁸⁶ *Greentech Energy Systems A/S y otros c. el Reino de España*, SCC Caso N.º V (2015/150), Laudo Final, 14 de noviembre de 2018, **Anexo CLA-245**, párrafo 533 (traducción del Tribunal).

inversor esté en una “peor posición” de la que hubiera estado según el RD 661/2007. En cambio, el Tratado requiere que los cambios sean irrazonables, arbitrarios o desproporcionados⁷⁸⁷.

625. En este sentido, el Tribunal considera que los Demandantes no han logrado establecer que las Medidas en Disputa fueran irrazonables, arbitrarias o desproporcionadas porque el nuevo régimen no garantiza la misma tarifa, ni los mismos tipos de incentivos, ni retornos comparables a los que se hicieron al momento de la inversión. La Demandada, por su parte, ofreció suficientes justificaciones para la promulgación de las Medidas en Disputa que excluyen una vulneración del TCE sobre la base abordada aquí.
626. Al analizar las justificaciones presentadas por la Demandada en apoyo a las Medidas en Disputa, según lo mencionado anteriormente⁷⁸⁸, el Tribunal debe estar convencido de que “existe una correlación adecuada entre la política buscada por el Estado y la medida⁷⁸⁹”. Además, al evaluar las medidas normativas de un Estado que conllevan un impacto económico general, el Tribunal le debe una medida de deferencia a la Demandada⁷⁹⁰.

⁷⁸⁷ Ver también *Electrabel S.A. c. la República de Hungría*, Caso CIADI N.º ARB/07/19, Decisión sobre la Jurisdicción, la Ley Aplicable y la Responsabilidad, 30 de noviembre de 2012, **Anexo CLA-160**, párrafo 7.77 (“Aunque se le promete protección al inversionista contra cambios injustos, se reconoce que el Estado receptor tiene derecho a mantener un grado razonable de flexibilidad reguladora para responder a las cambiantes circunstancias a favor del interés público. Por consiguiente, el requisito de justicia no debe entenderse como la inmutabilidad del marco legal, sino como que sugiere que los cambios sucesivos deben realizarse de manera justa, consistente y predecible, teniendo en cuenta las circunstancias de la inversión”).

⁷⁸⁸ Ver *supra* párrafo 582.

⁷⁸⁹ *Electrabel S.A. c. La República de Hungría*, Caso CIADI N.º ARB/07/19, Laudo, 25 de noviembre de 2015, **Anexo RLA-166**, párrafo 180, citado *supra* en el párrafo 582 (traducción del Tribunal).

⁷⁹⁰ El Tribunal encuentra confirmación en *RREEF Infrastructure (G.P.) Limited y RREEF Pan-European Infrastructure Two Lux S.à r.l. c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/13/30, Decisión sobre Responsabilidad y sobre los Principios de Cuantificación de Daños, 30 de noviembre de 2018, párrafo 468 (señalando que “el Demandado goza de un margen de apreciación en el desarrollo de su política económica; por consiguiente, no impondrá sus propias opiniones 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

627. Siendo este el caso, el Tribunal señala que los cambios normativos fueron producto de una serie de factores. Si bien en 2007 la economía de España estaba creciendo a un ritmo de 3,7%, en 2009 luego de la crisis económica global, el crecimiento de su PBI se había vuelto negativo a -3,6%⁷⁹¹. Aumentó el desempleo del 8% en 2007 al 25% en 2012.⁷⁹² La evolución negativa de la economía española como resultado de la crisis financiera produjo una reducción significativa en la demanda de energía eléctrica durante el periodo 2009-2013⁷⁹³ y el déficit tarifario aumentó de EUR 2 mil millones en 2005 a EUR 28,5 mil millones a fines de 2013, representando casi 3% de su PBI⁷⁹⁴. Este crecimiento no se puede atribuir al hecho de que el Estado no hubiera aumentado los precios de la energía eléctrica en el año anterior a las Medidas en Disputa. De hecho, España ha demostrado que procedió a aplicar incrementos en los precios⁷⁹⁵.
628. Frente a estos problemas, España tenía una variedad de opciones. En términos sencillos, podría haber impuesto la carga a los promotores, o bien a los consumidores, o bien al presupuesto del estado. En lugar de seleccionar una opción por sobre otra, optó por aplicar un término medio, es decir, redujo la tasa de retorno de los promotores mientras garantizaba una rentabilidad razonable. La tasa retributiva modificada fue aprobada por la Comisión Europea⁷⁹⁶ y está en línea con las que fueron otorgadas por

existencia de otras medidas posibles o más convenientes para hacer frente a esta situación”).

⁷⁹¹ Ver datos suministrados por el Banco Mundial en <https://data.worldbank.org/indicator/ny.gdp.mktp.kd.zg>.

⁷⁹² Ver datos suministrados por el Banco Mundial en <https://data.worldbank.org/indicator/sl.uem.totl.zs>.

⁷⁹³ Ver Informe de MG&A, párrafo 220. Ver también *SolEs Badajoz GmbH c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/15/38, Laudo, 31 de julio de 2019, párrafo 434 (“El Tribunal acepta la aseveración de la Demandada con respecto a que la crisis económica llevó a una reducción en la demanda de energía eléctrica, con el consiguiente aumento del déficit tarifario”) (traducción del Tribunal).

⁷⁹⁴ Ver Comisión Europea, “*Macroeconomic imbalances: Country Report – Spain 2015*” (“Desequilibrios macroeconómicos: Informe de País – España 2015”), Documentos ocasionales de economía europea 216 (junio de 2015), **Anexo C-632**, p. 62 (versión en inglés).

⁷⁹⁵ Informe de MG&A, párrafo 250; Informe sobre el Sector Energético Español de la CNE, 7 de marzo de 2012, **Anexo R-176**, Parte I, pág. 6 (versión en español) (“En términos nominales, los peajes han aumentado acumuladamente desde 2003 a enero de 2012 un 70,7% (con importantes diferencias entre grupos tarifarios).”).

⁷⁹⁶ Ver Decisión de la Comisión Europea sobre Ayuda del Estado SA.40348 (2015/NN) en relación al Apoyo de España a la producción de electricidad a partir de de fuentes de

otros Estados Miembros de la Unión Europea, tales como Francia, Italia, Estonia, Letonia⁷⁹⁷, y la República Checa⁷⁹⁸. Por ende, existía una correlación adecuada entre los objetivos de política perseguidos por España y las Medidas en Disputa que disminuía la cantidad requerida para subsidios en el sector de energía renovable.

629. España también buscó evitar que el precio de la energía eléctrica a los consumidores sufriera aumentos adicionales. El Tribunal no encuentra elementos que puedan describirse como irrazonables ni arbitrarios en la aseveración de España con respecto a que “en una economía fuertemente lastrada por la crisis económica, era impensable seguir aumentando la tarifa a pagar por los consumidores, ya que los consumidores tenían menos capacidad de pago debido al nivel de desempleo y a la renta per cápita; así, una medida de este tipo sólo podría haber contribuido a empeorar la situación económica⁷⁹⁹”.
630. Por lo tanto, sujeto a la consideración de si las Medidas en Disputa siguen otorgando a los Demandantes una tasa de retorno razonable (una cuestión que forma parte de la Demanda Alternativa), el Tribunal considera que las Medidas en Disputa no fueron irrazonables, arbitrarias ni desproporcionadas. Por lo tanto, desestima la Demanda Principal en tanto la misma se basa en estos fundamentos legales adicionales, ya sean radicados en el estándar del TJE o en una obligación separada de no afectar las inversiones con medidas irrazonables.
631. Asimismo, los Demandantes reclaman que la promulgación de las Medidas en Disputa vulneró la obligación de España de tratar a los inversores de manera transparente. El Tribunal considera que el expediente no apoya esta reclamación. No queda claro que España no quisiera dar información con respecto a los cambios previstos en la normativa. Al contrario, el Tribunal señala que España inició un diálogo con los inversores antes de realizar los cambios y sometió las modificaciones a consultas

energía renovables, cogeneración y residuos, 10 de noviembre de 2017, **Anexo RLA-201**.

⁷⁹⁷ Ver Decisión de la Comisión Europea sobre Ayuda del Estado SA.40348 (2015/NN) en relación al Apoyo de España a la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, 10 de noviembre de 2017, **Anexo RLA-201**, párrafo 120, nota al pie 57 (versión en inglés), citado *infra* en el siguiente párrafo.

⁷⁹⁸ *Jürgen Wirtgen, Stefan Wirtgen, Gisela Wirtgen y JSW Solar (zwei) GmbH & Co. KG c. la República Checa*, Caso CPA N.º 2014-03, Laudo, 11 de octubre de 2017, **Anexo RLA-213**, párrafos 406, 420, 451 (versión en inglés).

⁷⁹⁹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 18.

públicas⁸⁰⁰ en cuyo contexto numerosas asociaciones de la industria y empresas presentaron comentarios⁸⁰¹.

632. El expediente tampoco indica que los Demandantes “carecían de toda visibilidad” durante once meses entre el RDL 9/2013 y el momento en que se emitió la Orden de Parámetros. El Tribunal no considera que el tiempo transcurrido entre estos dos instrumentos implicara una violación del Tratado. Los procesos legislativos a menudo incluyen pasos de consulta que implican a una variedad de partes interesadas – lo que más que impedir la transparencia la *alienta* – y estas consultas por lo general pueden provocar demoras en la publicación de la legislación final. En cualquier caso, los Demandantes reconocen que el “RDL 9/2013 dispuso que durante este período el régimen anterior continuaría vigente” y que “los productores continuarían vendiendo electricidad bajo el régimen anterior⁸⁰²”. Por ende, incluso si la demora hubiera violado la obligación de transparencia (*quod non*), dicha violación no habría ocasionado daños. Finalmente, los Demandantes también se basan en el hecho de que no se hubiera publicado la llamada *Memoria Económica*. Si bien la *Memoria* no fue publicada en el

⁸⁰⁰ Ver, por ej. Informe de la CNE sobre la propuesta de Real Decreto por el que se Regulan y modifican Determinados aspectos Relativos al régimen especial, 14 de septiembre de 2010, **Anexo R-197**; Programa Nacional de Reformas 2012, Gobierno de España 2012, **Anexo R-177**, pp. 205-215 (versión en español); “Las Reformas del Gobierno de España: Determinación frente a la crisis”, Ministerio de la Presidencia del Gobierno de España, septiembre de 2012, **Anexo R-178**, pág. 18 (versión en español); CNE, Informe 18/2013 sobre la propuesta de un Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, 4 de septiembre de 2013, **Anexo C-339**; CNMC, “Informe sobre una propuesta de Real Decreto que regule la generación de electricidad a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos”, 17 de diciembre de 2013, **Anexo C-613**; Informe de la Secretaría General Técnica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo de fecha 9 de enero de 2014 al proyecto del Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración, y residuos (Real Decreto 413/2014), 6 de febrero de 2014, **Anexo R-156**; Memoria del Análisis de Impacto Normativo al proyecto de orden 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 energías renovables, cogeneración y residuos (Orden IET/1045/2014), 12 de junio de 2014, **Anexo R-162**.

⁸⁰¹ Ver, por ej., Información sobre la consulta pública medidas de ajuste regulatorio en el sector energético del 2 de febrero de 2012 y 9 de marzo de 2012 publicado en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía, **Anexo R-32**.

⁸⁰² Réplica, párrafo 264.

Boletín Oficial del Estado, España ha ofrecido pruebas suficientes de que estaba “públicamente disponible” a solicitud ya que formaba parte del “dossier normativo” del proyecto de RD 661/2007⁸⁰³, que según la opinión del Tribunal descarta que existiera una vulneración de la transparencia.

633. Finalmente, los Demandantes presentan un reclamo por violación del estándar de plena protección y seguridad (PPS). Fundan este reclamo en los mismos hechos que subyacen a las demandas de TJE, y alegan que “por las razones consideradas en el anterior apartado 7 [del Escrito de Demanda Modificado], diversas acciones de las autoridades españolas han destruido el marco legal de las inversiones. Por tanto, constituyen una violación del estándar de Protección y Seguridad Completa”⁸⁰⁴. Los Demandantes también argumentan que “el Nuevo Régimen representa una revisión completa del régimen regulatorio (RD 661/2007) socavando los cimientos sobre los que los Demandantes hicieron sus inversiones”. De acuerdo con ellos dicho régimen “ya no proporciona los flujos de ingresos estables y predecibles a niveles suficientes para mantener los medios de financiación necesarios, ni tampoco el Nuevo Régimen proporciona los rendimientos que justificó la inversión en el sector fotovoltaico español en 2007 y 2008”⁸⁰⁵. Fue violada la obligación de plena protección y seguridad, continúan los Demandantes, “porque las Medidas en Disputa han provocado que los Demandantes pierdan su derecho a la Tarifa Regulada”⁸⁰⁶.
634. Asumiendo, a efectos de la discusión, que el estándar de PPS incluye protección legal en lugar de física, lo cierto es que la demanda con respecto a la PPS se basa en la pérdida de las garantías establecidas en el RD 661/2007. Por ende, por las mismas razones consideradas en relación con esta pérdida en el contexto de los fundamentos del TJE, esta demanda tampoco puede prosperar.
635. Como último punto, el Tribunal regresa a la decisión de la Comisión Europea sobre Ayuda Estatal con fecha 10 de octubre de 2017, la cual ha revisado cuidadosamente junto con los escritos relacionados de las Partes y las observaciones de la Comisión Europea de 19 de junio de 2018. En este sentido, el Tribunal señala que la decisión

⁸⁰³ Ver, por ej., Dictamen del Consejo de Estado de 26 de abril de 2007 sobre Proyecto Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y de determinados instalaciones de tecnologías asimilables del régimen ordinario, ref. 683/2007, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España, **Anexo R-167**, págs. 4, 6-7 (versión en español).

⁸⁰⁴ Escrito de Demanda Modificado, párrafo 497.

⁸⁰⁵ Réplica, párrafo 651.

⁸⁰⁶ Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 256.

principalmente se refiere a la legalidad del nuevo régimen regulatorio según el derecho de la UE de ayudas estatales y no dictamina con respecto a la compatibilidad del RD 661/2007 con las reglas de la UE sobre ayuda estatal. Siendo éste el caso, el Tribunal no considera que sus conclusiones sean incompatibles con los hallazgos de la Comisión Europea acerca de las Medidas en Disputa. El Tribunal señala en particular que en el párrafo 120 la Comisión indicó lo siguiente:

España ha presentado cálculos de flujo de caja en relación a 21 instalaciones estándar que son representativas de las distintas tecnologías y tipos de instalación mantenidas por el programa. Los datos indican los ingresos anteriores por ventas (incluyendo los derivados del programa económico de primas para instalaciones existentes), los ingresos previstos por ventas futuras, los costes iniciales de inversión, los costes operativos y la indemnización a ser otorgada a cada instalación por operaciones y por inversiones. En todos los ejemplos proporcionados, la Comisión ha verificado que la ayuda no excede lo requerido para recuperar los costes de inversión iniciales y los costes operativos correspondientes, más una tasa retributiva razonable, basada en costes pasados y estimados y precios de mercado (7,503% antes de impuestos para instalaciones nuevas y 7,398 % para instalaciones existentes). Estas tasas parecen coincidir con las tasas retributivas de proyectos de energía renovable y de cogeneración de alta eficiencia recientemente aprobados por la Comisión y no llevan a una retribución excesiva. [FN 57]

[FN 57] Ver, por ejemplo, las decisiones en los SA.47205 *Complément de rémunération pour l'éolien terrestre à partir de 2017* (Francia), SA.43756 *Support to electricity for renewable sources* (Italia), SA.36023 *Support scheme for electricity produced from renewable sources and efficient cogeneration* (Estonia), SA.43140 *Support to renewable energy and CHP* (Letonia), SA.43719 *Système d'aides aux cogénérations au gaz naturel à haute efficacité énergétique* (Francia)⁸⁰⁷.

636. El Tribunal tiene conocimiento de la siguiente declaración por parte de la Comisión con respecto a que un laudo sobre indemnización que fuera emitido sobre la base de que España ha modificado el RD 661/2007 a través de las Medidas en Disputa constituiría una ayuda estatal:

La Comisión recuerda que cualquier compensación que un Tribunal de Arbitraje pudiera reconocer a un inversor como consecuencia de que España hubiera modificado el programa económico de primas mediante el programa notificado constituiría una ayuda de Estado. No obstante, los Tribunales de Arbitraje no son competentes para autorizar el otorgamiento de una ayuda de Estado. Se trata esta de una competencia exclusiva de la Comisión. Si reconocen una compensación, como ya hicieron en *Eiser c. España*, o fueran a hacerlo en el futuro, esta compensación constituiría una

⁸⁰⁷ Decisión de la Comisión Europea sobre Ayuda de Estado 40348 (2015/NN) en relación con el Apoyo de España a la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, 10 de noviembre de 2017, **Anexo RLA-201**, párrafo 120, nota al pie 57 (traducción del Tribunal).

ayuda de Estado notificable según el artículo 108(3) del TFUE y estaría sujeta a la obligación desuspensión⁸⁰⁸.

637. El Tribunal también ha tomado en cuenta el punto de vista de los Demandantes con respecto a que estas explicaciones son “incorrectas según el derecho [de la UE]⁸⁰⁹”. Esta pregunta puede quedar abierta, en particular porque el Tribunal debe fallar sobre la base del TCE y no sobre proyecciones de hipotéticas consecuencias del laudo. El Tribunal también observa que las conclusiones de la Comisión y de España sobre ese punto parecen estar basadas en la posibilidad de que un tribunal arbitral pudiera otorgar indemnización conforme a la Demanda Principal (ver la referencia de la Comisión al laudo en *Eiser*), reclamo éste que no es estimado por el Tribunal. En contraste, parece no haber ninguna sugerencia ni de la Comisión ni de España de que un laudo constituiría ayuda de Estado si se realiza sobre la base de la Demanda Alternativa (que toma como punto de partida la defensa de *España* con respecto a que los Demandantes legítimamente podrían esperar una rentabilidad razonable).

c. Conclusiones sobre la Demanda Principal

638. Por todas estas razones, la Demanda Principal no puede ser estimada. En resumen, el Tribunal llega a la conclusión de que, desde el inicio del Régimen Especial para las Energías Renovables con la Ley del Sector Eléctrico de 1997, la legislatura española otorgó a los inversores el derecho a una “rentabilidad razonable” sobre sus inversiones. El retorno razonable sobre las inversiones también fue un elemento clave del régimen establecido por el RD 661/2007. Es el punto de vista del Tribunal que el principio de retribución razonable sirve de límite para los cambios de normativa que cumplen con el TCE. Si los cambios van más allá de la línea de la “rentabilidad razonable”, o sea si privan a los inversores de un retorno razonable, la conducta del Estado transgrede los estándares contenidos en el Artículo 10(1) del TCE.
639. En otras palabras, los Demandantes solo tienen derecho a compensación bajo el Artículo 10(1) del TCE si demuestran que el nuevo régimen vulnera la garantía de una

⁸⁰⁸ Decisión de la Comisión Europea sobre Ayuda de Estado 40348 (2015/NN) en relación con el Apoyo de España a la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, 10 de noviembre de 2017, **Anexo RLA-201**, párrafo 165 (versión en español).

⁸⁰⁹ Escrito de los Demandantes sobre la Decisión de la Comisión Europea SA.40348 (2015/NN), párrafos 17 *et seq* (traducción del Tribunal).

tasa de retorno razonable⁸¹⁰. Este enfoque consigue el equilibrio correcto entre, por un lado, la protección de los inversores que han comprometido recursos sustanciales en un sector que sigue otorgando a España beneficios ambientales de energía solar, y, por otro lado, el derecho de España a regular y a adaptar su marco a las circunstancias cambiantes, siempre que dicho derecho sea ejercido de manera proporcional, razonable y no arbitraria.

640. El Tribunal ahora debe examinar si el régimen que sustituye al RD 661/2007 privó a las Demandantes de un retorno razonable. Esto lleva al análisis de la Demanda Alternativa.

4. La Demanda Alternativa

641. En esta sección, el Tribunal analiza si España vulneró el TCE al no proporcionar a los Demandantes la “tasa de retribución razonable” que prometió bajo el marco regulatorio cuando los Demandantes realizaron sus inversiones. Si España cumplió con su promesa, no hay violación del Tratado. Si España no cumplió, entonces el resultado de la cuestión con respecto a la responsabilidad jurídica cuantificará al mismo tiempo la pérdida causada por la violación.
642. Luego de algunos comentarios introductorios sobre la concurrencia de las determinaciones de responsabilidad y daños (*infra* en VI.B.4.a) y sobre el procedimiento y la evidencia pericial involucrada en la resolución de la Demanda Alternativa (*infra* en VI.B.4.b), el Tribunal revisará los parámetros de cuantificación sobre los que discrepan las Partes y sus peritos (*infra* en VI.B.4.c). Sobre esta base, el Tribunal llegará a las consecuencias de su análisis en cuanto a responsabilidad jurídica y quantum (*infra* en VI.B.4.c.xii).

⁸¹⁰ El Tribunal observa que el tribunal en RREEF ha llegado a una conclusión similar. Ver *RREEF Infrastructure (G.P.) Limited y RREEF Pan-European Infrastructure Two Lux S.à r.l. c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/13/30, Decisión sobre Responsabilidad y sobre los Principios de Cuantificación de Daños, 30 de noviembre de 2018, párrafo 523: “[...] 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 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”.

643. Antes de profundizar en el análisis, el Tribunal recuerda que, por definición, el cálculo de daños inevitablemente implica presunciones con respecto a eventos que no ocurrieron y “dado el alcance y la complejidad del caso, los daños no pueden determinarse con precisión mecánica”⁸¹¹. El Tribunal ha hecho sus mejores esfuerzos por realizar una valoración precisa de los aspectos relacionados con daños en este caso, a pesar de las significativas divergencias entre las Partes y sus peritos con respecto a varios temas claves y la multiplicidad de Demandantes involucrados en este arbitraje.

a. Concurrencia de Responsabilidad y Quantum

644. En resumen⁸¹², los Demandantes presentaron su Demanda Alternativa en su Réplica⁸¹³ en respuesta al argumento de la Demandada con respecto a que España “no prometió ninguna tarifa regulada conforme al RD 661/2007 [y] [...] el sistema español solo permitía que los inversores aspiraran a una rentabilidad razonable según se prevé en la [Ley del Sector Eléctrico de 1997]”⁸¹⁴.

645. Más específicamente, aunque siguieron manteniendo su Demanda Principal, los Demandantes argumentaron que “[e]n caso de que el Tribunal fallara que las expectativas legítimas de los Demandantes estuvieran limitadas por el concepto de una ‘rentabilidad razonable’ de España [...] España sigue teniendo responsabilidad internacional conforme al TCE”⁸¹⁵, “al reducir considerablemente la ‘rentabilidad razonable’⁸¹⁶”. En su Réplica, los Demandantes sostuvieron que, incluso en la

⁸¹¹ *Eiser Infrastructure Limited y Energía Solar Luxembourg S.à r.l. c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/13/36, Laudo Final, 4 de mayo de 2017, **Anexo CLA-215**, párrafo 473.

⁸¹² Ver también *supra* V.B.

⁸¹³ Ver Réplica, párrafos 583-591. Ver también Tercer Informe Pericial de Brattle, párrafo 201.

⁸¹⁴ Réplica, párrafo 585, citando el Escrito de Contestación, párrafo 744.

⁸¹⁵ Réplica, párrafo 585.

⁸¹⁶ Ídem, párrafo 591.

Demanda Alternativa, sufrieron daños significativos⁸¹⁷, que proponían cuantificar en la siguiente fase del arbitraje⁸¹⁸.

646. En respuesta a la Demanda Alternativa, España mantuvo que los Demandantes continúan siendo muy redituables y que obtienen la rentabilidad razonable que podrían haber esperado al momento de su inversión⁸¹⁹. Cabe apuntar que España no presentó ninguna objeción cuando los Demandantes presentaron la Demanda Alternativa en la Réplica en línea con el Artículo 22 del Reglamento CNUDMI (que permite a un parte enmendar o suplementar sus reclamos durante el curso del procedimiento sujeto a ciertas condiciones), a diferencia de su oposición a la intención de los Demandantes de enmendar su Escrito de Demanda (ver Orden Procesal N.º 18). Por el contrario, decidió contestar la Demanda Alternativa en cuanto al fondo⁸²⁰.
647. La garantía proporcionada por España en la Ley del Sector Eléctrico de 1997 (la “rentabilidad razonable” o “rendimiento razonable”) es de naturaleza económica. Por ende, el Tribunal no puede verificar si se cumplió dicha garantía sin considerar el impacto económico de las Medidas en Disputa con respecto a la inversión de los Demandantes. Solo una vez que el Tribunal haya determinado tal impacto podrá determinar si existió o no la violación del Tratado⁸²¹.

⁸¹⁷ Ídem, párrafo 591 (“Incluso en la demanda alternativa, Brattle explica que los Demandantes han sufrido daños que son ‘incluso mayor al comparar sencillamente la retribución de las plantas existentes’ con la tarifa ofrecida por el antiguo régimen (esto es, la demanda principal de los Demandantes); o, de lo contrario, ‘serían menores que los asociados con la demanda principal de los Inversores en PV, pero seguirían siendo sustanciales’”. (notas al pie internas omitidas, énfasis omitido, con referencia al Tercer Informe Pericial de Brattle, párrafos 208-209)).

⁸¹⁸ Ídem, 591 (“De conformidad con el procedimiento acordado, la cuantificación de las pérdidas de los Demandantes [según la Demanda Alternativa] se proporcionará en la siguiente fase de este arbitraje”).

⁸¹⁹ Dúplica, párrafos 10, 260-291; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 120-232.

⁸²⁰ Ver, por ej., Dúplica, párrafos 963 y *et seq.*

⁸²¹ Según explicó el Tribunal al finalizar la Audiencia de la OP12, “pero entiende usted que estamos intentando evaluar las expectativas legítimas y si se han vulnerado o no esas expectativas legítimas. Las expectativas legítimas se han formulado en términos económicos. Entonces, creo que tenemos que entender, en primer -- para poder entender en qué consistían y luego si se vulneraron o no, necesitamos insumos económicos. Y por eso elaboramos esa OP 12 y estamos haciendo todo este ejercicio”. Tr. Audiencia de la OP12 [versión en español (interpretación del inglés)] (Presidenta del Tribunal), 19 de enero de 2018, en 1113:2-12.

648. Dicho de otro modo, en este caso en particular la cuantificación del daño, si es que lo hubiera, constituye la base para la determinación de la responsabilidad jurídica. A diferencia de otros casos en los que la responsabilidad (por ejemplo, el retiro supuestamente ilícito de un permiso) está claramente separada del quantum, aquí los dos elementos del análisis están íntimamente interconectados. En otras palabras, la valoración del daño sufrido por los Demandantes está necesariamente vinculada a la razonabilidad, no arbitrariedad, proporcionalidad, etc., de la conducta de la Demandada. Solo si la alteración del marco regulatorio cuestionara la garantía de una rentabilidad razonable estarían habilitados los Demandantes a recibir compensación según las reglas generales de la responsabilidad del Estado⁸²².

b. Procedimiento y evidencia pericial

649. Según el punto de vista del Tribunal, para verificar si la Demanda Alternativa está bien fundamentada es necesario evaluar la diferencia (si la hay) entre los retornos que los Demandantes están obteniendo bajo el Nuevo Régimen (escenario con las Medidas) y las que estarían obteniendo si España se hubiera asegurado de que las plantas recibieran las tasas de retorno ofrecidas en el momento en que los Demandantes realizaron sus inversiones (escenario sin las Medidas).

650. Por lo tanto, en la OP12 el Tribunal solicitó que las Partes cuantificaran “[e]l daño supuestamente sufrido por los Demandantes” en referencia a “la diferencia, de existir, entre (i) el retorno razonable bajo el Artículo 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 durante la vida útil de una planta [...] y (ii) la retribución que los Demandantes obtendrían bajo las Medidas en Disputa durante el mismo período”⁸²³. Con este fin, el Tribunal pidió a las Partes que asumieran que “los inversores tenían legítimas

⁸²² El Tribunal encuentra confirmación de su enfoque en la decisión emitida en *RREEF Infrastructure (G.P.) Limited y RREEF Pan-European Infrastructure Two Lux S.à r.l. c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/13/30, Decisión sobre Responsabilidad y sobre Principios de Cuantificación de los Daños, 30 de noviembre de 2018, párrafo 472 (“Tal evaluación empírica no 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”).

⁸²³ OP12, párrafo 3(a).

expectativas de lograr una rentabilidad razonable dentro de los términos del Artículo 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 (como se encontraba al momento en que las inversiones fueron hechas por los Demandantes)⁸²⁴, lo que es coherente con la conclusión a la que ha llegado el Tribunal con respecto al contenido de las expectativas legítimas de los Demandantes. Se invitó a las Partes a asumir que una rentabilidad razonable sería “primero, del 7 % después de impuestos en promedio, y segundo, del 8% después de impuestos en promedio”⁸²⁵.

651. Al calcular la rentabilidad en los escenarios con las Medidas y sin ellas, el Tribunal también pidió a las Partes que asumieran que la vida operativa de una planta FV era de 30 años⁸²⁶. Si bien los diversos documentos a los que se refieren las Partes muestran períodos de vida útil regulatoria de las plantas FV que oscilan entre 25 y 40 años⁸²⁷, el Tribunal considera que, en un balance del expediente documental completo, lo más razonable pareciera ser una vida útil de una planta de 30 años. Nota que el Nuevo Régimen prevé una “vida regulatoria” de 30 años.
652. Además de los parámetros mencionados, la OP12 también establece variables alternativas, sobre las que las Partes presentaron alegatos escritos y orales, y presentaron diferentes cálculos de daños⁸²⁸.

⁸²⁴ OP12, párrafo 2.

⁸²⁵ OP12, párrafo 3(b).

⁸²⁶ OP12, párrafo 3(d).

⁸²⁷ Ver, por ej., EC DG Environment, (2011), *Estudio sobre los Paneles Fotovoltaicos que Complementa la Valoración del Impacto de la Refundición de la Directiva RAEE – Informe Final*, 14 de abril de 2011, **Anexo C-263**, pág. 2 (versión en español) (donde los autores observan que “[u]no de los retos del reciclaje de paneles fotovoltaicos es su larga vida útil, que se estima en 25 años. Sin embargo, la vida útil técnica podría ser de hasta 30 o 40 años”); Greenpeace y la Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica, *Generación Solar 6: Electricidad solar fotovoltaica que empodera al mundo*, 2011, **Anexo C-157**, pág. 4 (versión en español) (“Se considera que la vida típica de los módulos es de 25 años, aunque puede llegar a superar fácilmente los 30 años”).

⁸²⁸ Escrito sobre *Quantum*, párrafos 51-136; Contestación sobre *Quantum*, párrafos 41-79; Réplica sobre *Quantum*, párrafos 69-262; Dúplica sobre *Quantum*, párrafos 92-318; OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 44-194; OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 2-220; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 35-206; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 137-232; BQR I; BQR II; EOQR I; EOQR II; Memorándum Conjunto.

653. Luego de estos alegatos sobre *quantum* de la Demanda Alternativa, el Tribunal solicitó a los peritos que proporcionaran un modelo conjunto, el MCE, que le permitiera calcular la TIR de los Demandantes y sus posibles pérdidas. En la audiencia celebrada entre el 16 y el 19 de enero de 2018, los peritos habían acordado, de hecho, asistir al Tribunal en esta tarea⁸²⁹.
654. En base a los alegatos de las Partes y a la evidencia pericial⁸³⁰, el Tribunal estableció directrices a ser consideradas en la preparación del MCE. Estas directrices fueron incorporadas a la OP18, que fue resultado de un proceso consultivo⁸³¹. Esta consulta en particular permitió que el Tribunal pudiera reducir la cantidad de presunciones a considerar, disminuyendo así la complejidad del ejercicio del MCE. Este esfuerzo se realizó especialmente en respuesta a una solicitud de parte de los Demandantes⁸³².
655. La OP18 contenía las siguientes directrices generales:

⁸²⁹ Ver Tr. Audiencia de la OP12 [versión en español (interpretado del inglés)] (Lapuerta), 19 de enero de 2018, en 1072:21-1073:1, 1076:4-8; Tr. Audiencia de la OP12 [versión en español (interpretado del inglés)] (Flores; Caldwell), 19 de enero de 2018, en 1073:2-1076:3.

⁸³⁰ Ver también Orden Procesal N.º 17, 25 de enero de 2018 (“OP17”), esp. sección III.

⁸³¹ El 30 de abril de 2018, un borrador de la orden fue circulada a las Partes para obtener sus comentarios; el 14 y 22 de mayo de 2018, cada Parte proporcionó dos rondas de comentarios con respecto al borrador; el 4 de julio de 2018, a propuesta de los Demandantes, las Partes y el Tribunal celebraron una conferencia telefónica para que el Tribunal pudiera escuchar la opinión de las Partes con respecto al borrador de la orden y hacerles preguntas sobre sus comentarios y las modificaciones propuestas; y el 18 de julio de 2018, se emitió la OP18 final.

⁸³² Ver carta de las Demandantes, 14 de mayo de 2018, págs. 1 y 4 (“los Demandantes tienen serias inquietudes en relación con el amplio alcance del borrador de la OP18 y su potencial de conducir a una extensa fase de arbitraje. A la luz de estas inquietudes, y con el objetivo de determinar la mejor forma de avanzar, los Demandantes proponen que el Tribunal programe una conferencia telefónica para tratar el caso a la mayor brevedad posible e, idealmente, a más tardar el lunes 21 de mayo de 2018. En el ínterin, los Demandantes presentan a continuación sus comentarios al borrador de la OP18. Los Demandantes proponen varias modificaciones al actual borrador de la OP18 en el Anexo 1 que están diseñados para limitar los temas a ser abordados por los peritos en el MCE con el objetivo de presentar al Tribunal un MCE viable [...] Los Demandantes creen que por lo tanto es deseable intentar reducir la cantidad de permutaciones a incluir en el MCE para que sea de ayuda al Tribunal y pueda producirse sin coste y demora adicional significativo. Los Demandantes proponen los siguientes cambios en la OP18 para reducir la cantidad de permutaciones: [...]”) (traducción del Tribunal).

7. En seguimiento de las directrices del Tribunal consignadas en la Orden Procesal No. 12, la interrogación de los expertos en la Audiencia, incluyendo sus respuestas a las preguntas del Tribunal, y la Orden Procesal No. 17, el Tribunal invita a los expertos Brattle (presentados por los Demandantes) y a los expertos EconOne (presentados por la Demandada) a consultarse y presentar un MCE sobre el *quantum* de la denominada “Reclamación Alternativa”. De conformidad con la OP 12, dicho quantum deberá ser equivalente a la diferencia entre (i) el retorno razonable bajo el artículo 30.4 de la Ley de Electricidad de 1997 por el tiempo de vida reglamentario de una planta (según se especifica en la OP 12) y (ii) el retorno que los Demandantes obtendrían bajo las Medidas en Disputa para el mismo periodo. Además, el MCE se basará en los parámetros, incluyendo alternativas y sub-alternativas, previstos en el párrafo 12 abajo.
8. En la preparación del MCE, los expertos no se apoyarán en documentos o datos que no se encuentran ya en el expediente, sujeto a que el Tribunal lo autorice en caso de que la introducción de nuevos documentos o datos surja de la necesidad de cumplir con su mandato bajo la OP18.
9. Si los expertos no logran ponerse de acuerdo acerca de la información a introducir en el MCE respecto de uno de los parámetros, alternativa o sub-alternativa (ver párrafo 12 abajo), cada experto proporcionará su propuesta separada e identificada como tal en el MCE.
10. Junto con el MCE, los expertos podrán entregar un memorando conjunto con comentarios explicativos en caso de que lo consideren útil. Si los expertos no están de acuerdo sobre algunos asuntos relacionados con la implementación de los parámetros indicados en el párrafo 12 abajo, podrán realizar comentarios separados identificados como tales en el memorando.
11. El propósito del MCE es permitir al Tribunal calcular el daño que los Demandantes alegan haber sufrido de acuerdo con su “Reclamación Alternativa”. Con dicho fin, el MCE permitirá al Tribunal escoger entre las alternativas y sub-alternativas establecidas abajo. El Tribunal confía en que los expertos harán sus mejores esfuerzos para facilitar su tarea y que producirán un modelo que sirva al propósito que acaba de identificarse.

656. En la OP18, el Tribunal también enfatizó que “[a]unque Brattle y EconOne han sido contratados por las Partes, el Tribunal espera que actúen como expertos *independientes* para asistir al Tribunal”⁸³³.

657. El 5 de octubre de 2018, de conformidad con la OP18, los expertos presentaron el MCE con un Memorándum Conjunto explicando las áreas en las que coincidían y en

⁸³³ OP18, párrafo 14.

las que no (definido *supra* en el párrafo 153 como el “Memorándum Conjunto”)⁸³⁴. Presentaron una versión modificada el 23 de noviembre de 2018, donde corrigieron un error de implementación. Las Partes comentaron el MCE y el Memorándum Conjunto en escritos posteriores a la audiencia el 29 de noviembre de 2018 y el 12 de febrero de 2019, respectivamente⁸³⁵. El Tribunal señala que, si bien el ejercicio del MCE fue más largo de lo previsto, en particular debido a la complejidad involucrada en el cálculo de daños, finalmente cumplió su objetivo y ninguna de las Partes solicitó que el Tribunal nombrara su propio perito en materia de daños⁸³⁶.

658. El MCE contiene un panel de control que comprende los siguientes seis parámetros, con variables que representan la información con respecto a la cual los peritos no coincidieron. Se debe seleccionar una variable para cada parámetro para computar la pérdida y la TIR correspondiente:

1. Escudo fiscal para los intereses
2. Base de costes
3. Rédito anterior
4. Revisión de la Tasa Razonable de Retorno (“TRR”)
5. Inversión inicial para el Cálculo de la TIR
6. Intereses

659. Como ya hemos mencionado (ver *supra* en el párrafo 641), el resultado de la investigación sobre responsabilidad realizada por el Tribunal le permitirá cuantificar la pérdida en caso de incumplimiento. En otras palabras, si el Tribunal determina que algunos o todos los Demandantes han sufrido daños según su Demanda Alternativa, el Tribunal estará en posición de emitir un laudo sobre la responsabilidad y los daños en base a la Demanda Alternativa. Como aclaró el Tribunal en varias ocasiones, la OP12 inició una fase híbrida de responsabilidad y quantum.

660. Por ejemplo, al final de la Audiencia de la OP12, el Tribunal explicó que:

⁸³⁴ Ver Memorándum Conjunto presentado por el Sr. Carlos Lapuerta, Sr. Richard Caldwell, y Sr. Jack Stirzaker del Grupo Brattle y por el Dr. Daniel Flores y el Sr. Jordan Heim de Econ One, 5 de octubre de 2018 (“Memorándum Conjunto”).

⁸³⁵ Ver OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 35-206; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 135-232.

⁸³⁶ En este contexto, se observa que los Demandantes han criticado la credibilidad de Econ One (OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 21-22). Si bien el Tribunal ha tomado nota de esta crítica, no observa ningún elemento en el expediente que podría llevarlo a desestimar la evidencia de este perito.

[El primer escrito posterior a la audiencia] también abordaría cuestiones de responsabilidad jurídica. Y para dejarlo claro, también sería sobre quantum. No es el quantum del reclamo primario sino -- o el primer reclamo, sino del reclamo alternativo, subsidiario. Para nosotros poder llegar a ese -- al quantum del reclamo alternativo, necesitamos tomar ciertas decisiones en relación con la responsabilidad jurídica. Y lo que hemos escuchado aquí esta semana se refiere tanto a la responsabilidad jurídica como al quantum de un posible reclamo alternativo⁸³⁷.

[OP12] es de 29 de septiembre de 2016. A partir de ese momento sí que -- sí que hemos puesto en marcha este otro procedimiento con la presentación de escritos, de memoriales, de pruebas, todo ello de acuerdo con la OP 12, que trataba de abrir una fase de quantum, junto con las cuestiones de responsabilidad jurídica, porque nos parecía importante que antes de determinar esa responsabilidad jurídica entendiéramos bien al menos algunas cuestiones del quantum⁸³⁸.

661. En respuesta a las solicitudes de las Partes de aclaraciones a la OP12, el Tribunal también explicó que “las directrices dadas en la OP12 expanden la fase actual tal como se circunscribe en la Orden. Si, más adelante, el Tribunal requiriera información y evidencia adicional para resolver la disputa, dará las indicaciones adicionales apropiadas”⁸³⁹. Así, el Tribunal aclaró que la fase de la OP12 expandió la fase de responsabilidad jurídica para incluir lo establecido en la OP12 y que deseaba “oír a las Partes sobre ciertos aspectos en materia de *quantum*. En particular, el Tribunal se vería asistido si cada uno de los Demandantes cuantifica su llamada Demanda alternativa...”⁸⁴⁰.
662. Como ya hemos expuesto anteriormente, luego de la OP12, el Tribunal recibió escritos adicionales acompañados de una vasta cantidad de evidencia documental y pericial. El Tribunal ahora está en posición de resolver la disputa en su totalidad y de emitir un laudo sobre responsabilidad jurídica y *quantum*. Tal como indicó durante la audiencia telefónica del 4 de julio de 2018, “el laudo que tendremos que emitir tendrá que versar no solo sobre la cuantificación, sino también sobre la responsabilidad jurídica”⁸⁴¹.

⁸³⁷ Tr. Audiencia de la OP12 [versión en español (interpretado del inglés)] (Presidenta del Tribunal), 19 de enero de 2018, en 1114:3-13.

⁸³⁸ Tr. Audiencia de la OP12 [versión en español (interpretado del inglés)] (Presidenta del Tribunal), 19 de enero de 2018, en 1121:16-1122:4 (énfasis agregado).

⁸³⁹ Carta del Tribunal, 15 de noviembre de 2016, pág. 3 (énfasis agregado) (traducción del Tribunal).

⁸⁴⁰ OP12, párrafo 1.

⁸⁴¹ Ver Conferencia telefónica con el Tribunal sobre la OP18, de fecha 4 de julio de 2018, 1:28:34-1:33:30 (traducción del Tribunal). La grabación de la conferencia telefónica fue enviada a las Partes el 5 de julio de 2018.

663. De hecho, la conducta de ambas Partes confirma su entendimiento de que la fase que comenzó con la OP12 no solo abordaba la cuestión de la responsabilidad, sino también el *quantum*. Esto se confirma con el título mismo de los principales escritos de las Partes⁸⁴² así como sus escritos durante la fase de exhibición de documentos⁸⁴³. Los peritos también lo reconocieron durante la Audiencia de la OP12⁸⁴⁴. Finalmente, la inclusión del *quantum* en la fase iniciada mediante la OP12 fue confirmada por el Tribunal al cerrar este procedimiento, cuando notó que “disponía de todos los elementos necesarios en términos de responsabilidad y, de ser necesario, *quantum* para emitir un Laudo Final”⁸⁴⁵. En respuesta, la Demandada “acusó recibo de la carta del Tribunal del lunes declarando cerrado el procedimiento a partir del 2 de diciembre

⁸⁴² Ver los escritos de la Demandada con relación a esta fase: (i) "MEMORIAL DE RESPUESTA DEL DEMANDADO SOBRE QUANTUM "; (ii) "DÚPLICA SOBRE QUANTUM DEL DEMANDADO"; (iii) "ESCRITO DEL DEMANDADO SOBRE QUANTUM POSTERIOR A LA AUDIENCIA"; (iv) "SEGUNDO ESCRITO POSTERIOR A LA AUDIENCIA SOBRE QUANTUM DEL DEMANDADO" (letras mayúsculas en los originales, énfasis agregados). Asimismo, ver los escritos de los Demandantes sobre esta fase titulados: (i) "ESCRITO DE QUANTUM DE LOS DEMANDANTES"; (ii) "ALEGACIÓN DE RÉPLICA SOBRE DAÑOS DE LOS DEMANDANTES" (letras mayúsculas en los originales, énfasis agregado). Ver también Dúplica sobre Quantum, párrafo 137, que explicaba que “el motivo por el que [España] se opuso a que MG&A se sometiera a un conainterrogatorio fue que MG&A ya había sido conainterrogada en lo referente a sus informes periciales sobre asuntos regulatorios presentados en la fase de responsabilidad de estos procedimientos y MG&A no había presentado ningún informe nuevo (o, de hecho, informe alguno) en relación con esta etapa de quantum, para la que se designó un perito diferente -EO-” (énfasis agregado).

⁸⁴³ Ver, por ej., OP15, Anexo A, Objeciones de España a la solicitud N.º 4: "los documentos solicitados, una vez más, no son relevantes para esta fase de quantum del arbitraje, pero podrían haber sido solo hipotéticamente relevantes a la fase de responsabilidad " (énfasis agregado, traducción del Tribunal); PO 15, Anexo A, Solicitudes N.º 2; 3; 5; 6; y 7: "Por lo tanto, es evidente que esta solicitud se relaciona a argumentos realizados durante la fase de responsabilidad, para los cuales la fase de exhibición de documentos está largamente vencida. Hacer lugar a esta solicitud reabrirla de manera injusta el análisis de la fase de responsabilidad, lo que pondría en desventaja a la Demandada sin derecho a dar respuesta. Por ende, las solicitudes de esta índole deberían ser rechazadas de inmediato" (traducción del Tribunal).

⁸⁴⁴ Tr. Audiencia para la OP12 [versión en español (interpretado del inglés)] (Flores), 19 de enero de 2018, en 1002:13-17 “Bueno, están interrelacionados. Aquí hay cuestiones de responsabilidad y de daños. Yo no sé si alguien puede separar totalmente, calcular totalmente por separado ambas cosas.”

⁸⁴⁵ Ver Carta del Tribunal, 2 de diciembre de 2019 (traducción del Tribunal).

de 2019”⁸⁴⁶. Siendo este el caso, la sugerencia de la Demandada en su último memorial post-audiencia de que “el propósito de la OP12 y la OP18 es ayudar al Tribunal a determinar la responsabilidad, no los daños y perjuicios”⁸⁴⁷ está mal concebida.

664. Por ende, las cuestiones de responsabilidad y *quantum* con respecto a la Demanda Alternativa han sido íntegramente planteadas y se han oído a ambas Partes y las mismas han tenido amplias oportunidades de presentar sus respectivos casos. Por lo tanto, no cabe duda de que el Tribunal está ahora en posición de emitir un laudo tanto sobre responsabilidad como sobre daños y perjuicios.
665. Finalmente, el Tribunal nota que los Demandantes han formulado su petitorio sin referencia a la Demanda Principal/Alternativa, sino que más generalmente solicitan compensación como resultado de las supuestas violaciones de España (ver *supra* párrafo 220). En este sentido, el Tribunal también nota que la principal diferencia entre el petitorio inicial de los Demandantes en la Réplica (ver *supra* párrafo 219) y el final tras la fase de *quantum* (OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, citado *supra* en 220) es que los Demandantes ya no solicitan que España provea restitución plena mediante la reinstauración del marco legal. Por tanto, el Tribunal entiende que la solicitud de restitución ha sido abandonada. Aun en caso que dicho entendimiento fuera incorrecto, el Tribunal en cualquier caso no hubiera otorgado dicha solicitud a la luz de su conclusión de que la Demanda Principal, que se predica de la expectativa de los Demandantes de recibir la FIT fijada bajo el RD 661/2007 durante la vida regulatoria de sus plantas, está mal fundada.

c. Cuantificación de las Pérdidas y de la TIR

666. Tal como fue señalado anteriormente, habiendo deliberado sobre el caso de las Partes tal como se ha desarrollado a través de sus presentaciones escritas sobre responsabilidad, sus presentaciones orales en la audiencia sobre responsabilidad, y sus memoriales posteriores a la audiencia, el Tribunal emitió la OP12, estableciendo sus “directrices a las Partes”⁸⁴⁸. Es útil reproducir las porciones relevantes de la OP12:

1. Sin perjuicio de sus futuras determinaciones sobre las pretensiones ante sí, y sin perjuicio de su decisión sobre responsabilidad, el Tribunal es de la opinión que se vería materialmente asistido al oír

⁸⁴⁶ Ver correo electrónico de la Demandada, 4 de diciembre de 2019 (traducción del Tribunal).

⁸⁴⁷ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 217.

⁸⁴⁸ Ver *supra* Sección II.D.

a las Partes sobre ciertos aspectos en materia de *quantum*. En particular, el Tribunal se vería asistido si cada uno de los Demandantes cuantifica su llamada demanda alternativa (Réplica de los Demandantes, párrafo 583 ss.) como se pasa a especificar en los siguientes párrafos.

2. Para dicho propósito, las Partes deberán asumir que, al momento en que las inversiones fueron realizadas, los inversores tenían legítimas expectativas de lograr una rentabilidad razonable dentro de los términos del Artículo 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 (como se encontraba al momento en que las inversiones fueron hechas por los Demandantes).
3. Dentro de los anteriores parámetros, los Demandantes podrán presentar sus casos sobre *quantum* como lo consideren apropiado. Sin embargo, el Tribunal estaría particularmente interesado en alegaciones basadas en los siguientes supuestos:
 - (a) Asumir que el daño supuestamente sufrido por los Demandantes es igual a la diferencia, de existir, entre (i) el retorno razonable bajo el Artículo 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 durante la vida útil de una planta (como se especifica posteriormente) y (ii) el retorno que los Demandantes obtendrían bajo las Medidas en Disputa durante el mismo período. En relación al punto (ii), las Partes deberán trabajar bajo dos supuestos distintos. Primero, deberán asumir que el Nuevo Régimen sufre una revisión razonable de las tasas cada seis años. Segundo, deberán asumir que no habrá dicha revisión;
 - (b) Asumir que la rentabilidad razonable bajo los términos de la de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 es, primero, del 7% después de impuestos en promedio, y segundo, del 8% después de impuestos en promedio;
 - (c) En cuanto a la rentabilidad razonable, las Partes deberán trabajar bajo dos supuestos distintos (siempre y cuando éstos supuestos de alguna manera afecten sus cálculos). Primero, deberán asumir que la inversión consiste en una inversión *Greenfield*. Segundo, deberán asumir que la inversión consiste en una inversión *Brownfield*;
 - (d) Asumir que la vida útil de una planta PV es de 30 años;
 - (e) Asumir que la rentabilidad razonable en exceso de un 7% o de un 8% (como planteado en el párrafo (b) *supra*) y obtenida antes de la adopción de las Medidas en Disputa, es (i) tomada en cuenta o (ii) no tomada en cuenta, para efectos de calcular el promedio agregado de la rentabilidad razonable durante los 30 años de vida útil de una planta.
 - (f) Asumir que la fecha de valoración es bien, (i) la fecha de valoración como sustituto de la fecha del laudo, o (ii) la fecha de las Medidas en Disputa.

[...]

667. En su posterior OP18, el Tribunal solicitó la asistencia de los peritos para computar una posible pérdida según la Demanda Alternativa. Con tal propósito, los invitó a preparar el MCE y establecer ciertos parámetros y variables, a saber:

12. El MCE se basará en los siguientes parámetros:

- a. El daño que los Demandantes alegan haber sufrido será calculado por *Demandante*;
- b. El daño será calculado aplicando la metodología utilizada por Brattle en su cálculo DCF. Así, la metodología DCF se basará en el cálculo de una Tarifa Alternativa designada para proveer un 7% de retorno posterior a los impuestos (según se describe abajo). El daño deberá ser calculado descontando los flujos de caja para llegar al valor actual neto de los activos de los Demandantes en los escenarios sin Medidas y con Medidas.
- c. Los expertos deberán utilizar una TIR de retención en lugar de una TIR de salida en ambos escenarios (con Medidas y sin Medidas);
- d. Como fecha de valuación, el MCE deberá usar la fecha del incumplimiento alegado tal como fue establecido por acuerdo de las Partes, i.e. 30 de Junio de 2014;
- e. Para el retorno de los Demandantes en el escenario sin Medidas, el MCE utilizará una tasa de retorno del 7% posterior a los impuestos. Posterior a los impuestos significará el retorno que considere el impacto de todos los impuestos vigentes en la fecha de valuación.
- f. Como base de costos, el MCE utilizará
 - i. Alternativa 1: La aproximación “planta marginal”, con lo siguiente
 - a) Sub-alternativa 1: “Tamaño reclasificado de la sensibilidad de la planta marginal” (siguiendo la aproximación descrita en el Reporte Brattle de Dúplica de Quantum, párrafos 227 et seq.);
 - b) Sub-alternativa 2: “Sensibilidad del código de TI” (siguiendo la aproximación descrita en el Reporte Brattle de Dúplica de Quantum, párrafos 227 et seq.);
 - ii. Alternativa 2: La aproximación de los “costes greenfields”, con lo siguiente
 - a) Sub-alternativa 1: Incluyendo “primas a promotores”;
 - b) Sub-alternativa 2: Excluyendo “primas a promotores”;
- g. El MCE computará el daño en el escenario sin Medidas asumiendo que el regulador
 - i. Alternativa 1: Tuvo en cuenta el escudo fiscal;
 - ii. Alternativa 2: No tuvo en cuenta el escudo fiscal;

- h. El MCE computará el daño
 - i. Alternativa 1: Asumiendo que las revisiones de los retornos ocurren bajo el Nuevo Régimen cada seis años en el escenario con Medidas;
 - ii. Alternativa 2: Asumiendo que las revisiones de los retornos no ocurren bajo el Nuevo Régimen cada seis años en el escenario con Medidas;
- i. El MCE computará la Tarifa Alternativa aplicada en el escenario sin Medidas
 - i. Alternativa 1: Teniendo en cuenta ganancias pasadas;
 - ii. Alternativa 2: Sin tener en cuenta ganancias pasadas.

668. En los siguientes párrafos, el Tribunal por consiguiente considera los elementos del cómputo de las pérdidas, si las hubiera, y las TIRs resultantes según lo establecido en la OP12 y la OP18, en la evidencia pericial, incluyendo en particular el MCE y el Memorándum Conjunto, y en los escritos de las Partes.

669. Antes de hacerlo, como punto preliminar, el Tribunal señala que no existe desacuerdo sustancial entre las Partes en cuanto a los principios generales que rigen la reparación de hechos ilícitos en el derecho internacional. En particular, la Demandada no cuestiona el principio de que, si se establece la responsabilidad, tiene la obligación de realizar una reparación total del daño ocasionado por el hecho internacionalmente ilícito⁸⁴⁹.

i. Metodología para calcular el daño

(a) Posición de las Partes

(i) Posición de los Demandantes

670. Los Demandantes sostienen que su perito, Brattle, cuantificó el cambio en el valor de su inversión usando un análisis de flujo de caja descontado (“DCF”, por sus siglas en inglés) y que las directrices del Tribunal en la OP12 guiaron este ejercicio de cuantificación. Señalan que la OP12 les indicó que computaran sus daños comparando dos escenarios: (a) lo que denominan el “Escenario Real”, que mide los flujos de caja (y por ende, la TIR) que los Demandantes esperan ahora luego de las Medidas en Disputa, y (b) lo que llaman el escenario “Contrafáctico”, que mide los flujos de caja (y por ende, la TIR) que los inversores PV podrían razonablemente haber previsto de no

⁸⁴⁹ Ver, por ej., OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 191-194.

existir las Medidas en Disputa⁸⁵⁰. Para los Demandantes, si la TIR en el escenario Contrafáctico es mayor que la TIR en el escenario Real, implica que España vulneró sus expectativas legítimas al no ofrecer la tasa de retorno objetivo bajo el Nuevo Régimen. Además, la misma cuantificación también serviría de base para calcular sus daños⁸⁵¹.

671. Los Demandantes sostienen que, como primer paso, Brattle midió los flujos de caja de los Demandantes en el escenario Contrafáctico implementando los supuestos establecidos en la OP12. En ese sentido, Brattle señala que la OP12 requiere que asuman que la tasa de retorno razonable que España consideró como objetivo al diseñar el Régimen Original es de 7% o de 8% después de impuestos. En otras palabras, en lugar de la FIT establecida en el RD 661/2007, los Demandantes tendrían derecho a alguna otra remuneración (a ser calculada) que les permitiría obtener el retorno mencionado como objetivo. Para los Demandantes y Brattle, es axiomático que dicha remuneración “deben calcularse de forma equiparable con respecto a la tasa de rentabilidad razonable que ofrecía España en el momento de las inversiones de los Demandantes”⁸⁵². Esto se debe a que, en primer lugar, adoptar las mismas suposiciones refleja las expectativas legítimas que los Demandantes hubieran tenido al momento de realizar sus inversiones. En segundo lugar, también es adecuado desde una perspectiva económica, ya que permite colocar las dos medidas de retorno (Real y Contrafáctica) en un nivel comparable⁸⁵³.
672. Con ello en mente, Brattle observa que, bajo el Régimen Original, España diseñó un esquema de incentivo basado en una FIT por MWh para todas las instalaciones correspondientes, para toda la producción durante toda la vida operativa de las instalaciones. En consecuencia, Brattle considera que una “tarifa por MWh” de producción es consistente con la expectativa de los Demandantes al momento en que realizaron su inversión. Por lo tanto, para determinar los flujos de caja en el escenario

⁸⁵⁰ OP12, párrafo 3(a). La OP12 asumía que el *quantum* del daño / perjuicio sufrido por los Demandantes es igual a “la diferencia [...] entre (i) el retorno razonable bajo el Artículo 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 durante la vida útil de una planta [...], y (ii) el retorno que los Demandantes obtendrían bajo las Medidas en Disputa durante el mismo periodo”.

⁸⁵¹ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 36.

⁸⁵² OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 37 (énfasis omitido); OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 58-59.

⁸⁵³ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 60, 63.

Contrafáctico, Brattle construyó una “Tarifa Alternativa” por MWh de producción que permitiría que una planta FV eficiente recupere los costes y obtenga un retorno después de impuestos del 7% u 8%, sobre una base comparativa homogénea con la de las FITs del RD 661/2007. Luego aplicó la Tarifa Alternativa a las estimaciones de producción para cada una de las plantas de los Demandantes para determinar los flujos de caja en el escenario Contrafáctico⁸⁵⁴.

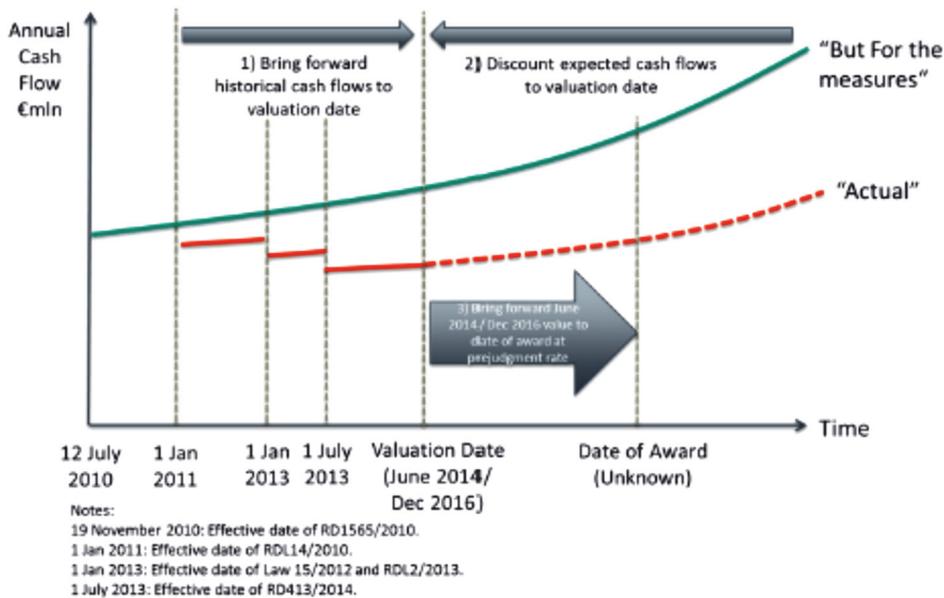
673. Al igual que con el escenario Contrafáctico, Brattle estimó los flujos de caja en el escenario Real (para el período posterior a las Medidas en Disputa) implementando la asunción de la OP12 en cuanto a las actualizaciones periódicas de la remuneración bajo el Nuevo Régimen⁸⁵⁵.
674. Habiendo determinado los flujos de caja para el escenario Contrafáctico y el Real, Brattle procedió a medir los daños de los Demandantes aplicando un análisis DCF. Con este propósito, la OP12 requería que los Demandantes midieran los daños sobre una base *ex ante* así como sobre una base *ex post*. Los Demandantes adoptan junio de 2014 para la fecha de valoración *ex ante* ya que ésta era la fecha en la que España finalmente definió los parámetros bajo el Nuevo Régimen⁸⁵⁶. Para el cálculo *ex post*, los Demandantes explican que Brattle adopta diciembre de 2016 como indicador de la fecha del laudo, y posteriormente actualiza la fecha de valoración para reflejar el paso del tiempo y la disponibilidad de información adicional *ex post*⁸⁵⁷.
675. Brattle explica que, tomando cualquiera de los dos enfoques, midió los daños usando tres pasos, que ilustra y explica a continuación:

⁸⁵⁴ BQR I, párrafos 48-50.

⁸⁵⁵ BQR I, párrafos 33, 100.

⁸⁵⁶ Escrito sobre *Quantum*, párrafo 53.

⁸⁵⁷ Escrito sobre *Quantum*, párrafo 54.



676. El primer paso de la metodología de valoración de Brattle se retrotrae hasta antes de la fecha de valoración y considera la diferencia entre los flujos de caja en el escenario Contrafáctico y el Real desde el inicio de las Medidas en Disputa en noviembre de 2010, y su efecto acumulativo hasta la fecha de valoración. Independientemente de cuál de las fechas de valoración se use en última instancia, Brattle explica que la diferencia entre el escenario Contrafáctico y el Real se calcula sobre la base de los datos financieros y operativos históricos reales de cada Demandante⁸⁵⁸.
677. El segundo paso considera la fecha de valoración y estima el valor actual neto (“VAN”) de la inversión de los Demandadas bajo ambos escenarios, el Contrafáctico y el Real, realizando un análisis de flujo de caja descontados (DCF). En otras palabras, Brattle deriva el VAN de las inversiones de los Demandantes descontando sus futuros flujos de caja (en ambos escenarios) a la fecha de valoración para tomar en cuenta el riesgo del mercado y el valor del dinero en el tiempo⁸⁵⁹.
678. En el tercer y último paso, Brattle “considera que los Inversores PV no recibirán el pago en concepto de daños hasta en cierto momento futuro. El análisis justifica el retraso en la indemnización añadiendo intereses previos al laudo a nuestras estimaciones de daños de junio de 2014 y diciembre de 2016, utilizando datos publicados relativos a los rendimientos de los bonos del Gobierno de España”⁸⁶⁰.

⁸⁵⁸ Escrito sobre *Quantum*, párrafo 76 y ss; BQR I, párrafos 35, 103.

⁸⁵⁹ Escrito sobre *Quantum*, párrafo 79 y ss; BQR I, paras. 36-41, 111.

⁸⁶⁰ BQR I, párrafo 42.

(ii) Posición de la Demandada

679. La Demandada señala que, según la OP12, las Partes fueron invitadas a presentar una cuantificación de los daños supuestamente sufridos por los Demandantes como consecuencia de las Medidas en Disputa, bajo la presunción de que el daño fuera igual a la diferencia entre la tasa de retorno según el Artículo 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y el retorno que obtendrían los Demandados bajo las Medidas en Disputa. En otras palabras, según España, la OP12 requería que las Partes comparen la tasa de retorno “real” obtenida por las plantas de los Demandantes con la tasa de retorno del 7% u 8% después de impuestos⁸⁶¹.
680. Para España, la metodología correcta para calcular los daños fue establecida por el Tribunal en la OP12 que indicaba que las Partes debían calcular los “retornos”. Según la Demandada el cálculo de DCF de los Demandantes “no calcula los rendimientos, y por consiguiente, no aplica la metodología ordenada por el Tribunal”⁸⁶². Para España, el enfoque correcto es realizar un análisis de las TIR de las plantas FV de los Demandantes, que es “el método más común y ampliamente aceptado para medir la rentabilidad económica de los proyectos”⁸⁶³. Además, “[e]l cálculo de los retornos establecidos por el Tribunal constituye la metodología correcta para evaluar los daños y perjuicios en este caso en particular, dado que es indiscutible que la única expectativa razonable que el régimen regulatorio español podría haber generado en los inversores era que sus plantas obtuviesen rendimientos razonables, y no una cantidad particular de flujos de caja”⁸⁶⁴.
681. Por lo tanto, según explica España, Econ One calculó la TIR “real” de cada una de las plantas FV de los Demandantes usando el modelo DCF de Brattle para el escenario Real, tomando en cuenta “(i) los costes asociados con el desarrollo, operación y mantenimiento de las Plantas FV; (ii) los flujos de caja generados por las Plantas FV hasta la Fecha de Valoración relevante; y (iii) el valor de las Plantas FV en dicha Fecha de Valoración (basada en los flujos de caja que se puede esperar que las Plantas FV generen en el futuro, teniendo en cuenta las Medidas en Disputa)”⁸⁶⁵. Luego realizó “una comparación de ‘manzanas con manzanas’, contrastando la expectativa de una

⁸⁶¹ Contestación sobre *Quantum*, párrafo 41; OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 68-69.

⁸⁶² Dúplica sobre *Quantum*, párrafo 82.

⁸⁶³ Dúplica sobre *Quantum*, párrafo 98.

⁸⁶⁴ Dúplica sobre *Quantum*, párrafo 102.

⁸⁶⁵ Contestación sobre *Quantum*, párrafo 43.

TRR del 7 u 8% a nivel del proyecto, tal como se define en el reglamento y como se asume en la OP12, con un escenario fáctico con las Medidas que refleja la realidad de cada una de las Plantas de los Demandantes, y se centra en las rentabilidades a nivel de proyecto, considerando solo sus costes de nueva construcción”⁸⁶⁶.

682. España señala que para el escenario Contrafáctico, la OP12 indicó que las Partes debían asumir que “al tiempo en que se realizaron las inversiones, los inversores tenían expectativas legítimas de alcanzar la rentabilidad razonable contemplada en los términos del Artículo 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997” y luego estipuló que el retorno razonable esperable era de 7% o de 8% después de impuestos⁸⁶⁷. En consecuencia, España explica que Econ One no realizó ningún cálculo para el escenario Contrafáctico, “sino que se ha limitado a asumir que dicho escenario permitiría a los Demandantes obtener un retorno del 7/8% después de impuestos”. Para la Demandada, este enfoque del escenario Contrafáctico sigue las directrices anteriormente mencionadas en la misma OP12⁸⁶⁸.
683. En cambio, España sostiene que el cálculo de los Demandantes de su escenario Contrafáctico “no tiene ningún sentido”⁸⁶⁹.
684. España sostiene que el escenario Contrafáctico debería reflejar la expectativa legítima de los Demandantes de una rentabilidad razonable de conformidad con el Artículo 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997. En ese sentido España enfatiza que el Artículo 30.4 solo especifica los parámetros que serán considerados al fijar las primas para el sector de ER, esto es, los costes de inversión y que “el objetivo último de la retribución [...] es cubrir el coste de las inversiones, de los costes operativos y la obtención de una tasa de retorno razonable acorde con el coste de dinero en los mercados de capital”. La Ley del Sector Eléctrico de 1997 “nunca ha establecido una fórmula

⁸⁶⁶ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 156.

⁸⁶⁷ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 53, 68, en relación con la OP12, párrafo 2.

⁸⁶⁸ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 69-70, en relación con la OP12, párrafo 2.

⁸⁶⁹ Contestación sobre *Quantum*, párrafo 82. Si bien España se opone a varios aspectos del cálculo de los Demandantes, en esta etapa y teniendo en mente las directivas por él emitidas en la OP18, el Tribunal considera suficiente y apropiado solo resaltar los argumentos de España en base al uso por parte de los Demandantes de una Tarifa Alternativa y la base de costes la planta marginal.

concreta de retribución” para calcular dichas primas⁸⁷⁰. En otras palabras, si bien el Artículo 30.4 confirma que los promotores legítimamente pueden esperar un retorno razonable, no explica la manera en que se calculará dicho retorno, y mucho menos la forma que tendrá.

685. Sin embargo, ignorando esta faceta de la disposición, España señala que los Demandantes construyen su escenario Contrafáctico en base a una “Tarifa Alternativa” que ofrecería un retorno de 7/8% después de impuestos a una “Planta Marginal ‘inventada’”, con la premisa de que esta metodología supuestamente refleja la manera en que España calculó la FIT bajo el RD 661/2007⁸⁷¹. España sostiene que la metodología de los Demandantes es incorrecta porque implica que esperaban recibir una tarifa basada en EUR por MW de electricidad producida, cuando, como se explicó más arriba, el Artículo 30.4 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 nunca garantizó las fórmulas para fijar la remuneración⁸⁷². Por lo tanto, España sostiene que la fórmula remunerativa específica según el RD 661/2007 (o sea, una tarifa en EUR por MW) no tenía nada que ver con el principio de rentabilidad razonable según la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y no podría haber constituido una expectativa legítima según el Artículo 30.4⁸⁷³. En otras palabras, los Demandantes no podrían haber esperado legítimamente recibir una “Tarifa Alternativa”.
686. España sostiene, además, que la crítica de los Demandantes con respecto a la metodología de valoración de Econ One carece de mérito. En particular, se refiere a la crítica de los Demandantes con relación a que el cálculo de Econ One no realiza una comparación homogénea al comparar las TIR reales de los Demandantes con la Tarifa Alternativa hipotética. España responde que la metodología de valoración de los Demandantes es errónea, por las siguientes razones:

⁸⁷⁰ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 53-58; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 124-128, 130.

⁸⁷¹ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 80; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 129.

⁸⁷² OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 81; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 130-131.

⁸⁷³ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 81; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 131.

- En primer lugar, tal como se comenta más arriba, no existe una base probatoria para la aplicación de una Tarifa Alternativa⁸⁷⁴.
- En segundo lugar, España sostiene que la situación actual no es un caso en el que el regulador esté fijando la tarifa, y donde debiera considerar los costes “estándar” o “típicos” de una planta puesto que sería imposible considerar los costes efectivamente incurridos por cada planta. En cambio, en la situación actual, la tarea del Tribunal es resolver la disputa entre las Partes. Para España, “la única forma de hacer esto es calcular los retornos de dichas Plantas [...] considerar el valor tanto del negocio de las Plantas de los Demandantes como el de los costes greenfield” y no la Tarifa Alternativa “ficticia” o “imaginaria” creada por Brattle⁸⁷⁵.
- En tercer lugar, contrario a la acusación de los Demandantes, el cálculo de Econ One del escenario Contrafáctico no convierte a la tasa de retorno objetivo en un límite sobre el monto de los daños. Según España, el retorno del 7% u 8% “se emplea a modo de referente a los fines de la comparación con los retornos reales que las Plantas de los Demandantes están obteniendo con las Medidas”. España explica que, si una planta gana más que la tasa de retorno objetivo en el escenario con Medidas, incluso si dicha tasa de retorno es menor que la TRR que se ganaba bajo el Régimen Original, dicha Planta no tendría derecho a recibir daños ya que resultaría en una sobre remuneración⁸⁷⁶.

⁸⁷⁴ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 81; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 130-131.

⁸⁷⁵ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 8-10. España sostiene que “[a]unque el regulador necesita inevitablemente suponer escenarios estandarizados al efecto de calcular la remuneración para las Plantas FV, los inversores, por su parte, consideran los rendimientos reales que sus Plantas FV obtendrían con base en dicha remuneración. Claramente, la expectativa legítima de las Plantas FV de los Demandantes era recibir una rentabilidad en torno a la TRR objetivo establecida por el regulador sobre su inversión inicial (es decir, basada en los costes *greenfield* reales)” (Dúplica sobre *Quantum*, párrafos 70-72. Ver también ídem, párrafos 135-146).

⁸⁷⁶ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 74-77, en relación con el testimonio de Brattle en la Audiencia de la OP12 (Tr. Audiencia de la OP12 [versión en español (interpretado del inglés)] (Caldwell), 17 de enero de 2018, en 398:8-16).

687. Por ende, España solicita que el Tribunal desestime el escenario Contrafáctico propuesto por Brattle.

(b) Discusión

688. El Tribunal señala que, con respecto a la metodología utilizada para cuantificación del daño, pareciera haber dos puntos centrales en disputa entre las Partes, a saber, si es adecuado el uso por parte de Brattle de (i) la llamada “Tarifa Alternativa” y de (ii) el método DCF.

689. Habiendo considerado las posiciones de las Partes, el Tribunal ha llegado a la conclusión de que el enfoque de Brattle basado en la Tarifa Alternativa ofrece una metodología adecuada para calcular la “tasa de retorno razonable” equivalente a 7% u 8% después de impuestos, puesto que la Tarifa Alternativa representa la corriente de ingresos que otorga a una planta eficiente la tasa de retorno asumida (7% u 8 % después de impuestos) en el escenario sin Medidas.

690. En la opinión del Tribunal, la crítica de España con respecto a que no hay evidencia de que los Demandantes esperaban recibir la Tarifa Alternativa y que la Tarifa Alternativa sea “ficticia” es descabellada. Por supuesto, la Tarifa Alternativa como tal nunca existió, ya que la única tarifa relevante al momento de la inversión de los Demandantes era la FIT del RD 661/2007. Sin embargo, o bien España debe aceptar que los Demandantes podrían legítimamente esperar recibir la FIT fija bajo el RD 661/2007 durante toda la vida útil de las plantas (en cuyo caso la Demanda Principal estaría bien fundada, cosa que el Tribunal ha determinado que no es el caso) o bien España debe reconocer que los Demandantes tenían derecho a recibir el retorno razonable ofrecido al momento de las inversiones de los Demandantes. Para calcular este último, el Tribunal acepta que la Tarifa Alternativa representa adecuadamente la corriente de ingresos que otorga el retorno razonable que España sostiene que tenían derecho a recibir las instalaciones de los Demandantes.

691. En segundo lugar, el Tribunal también acepta el uso por parte de Brattle del DCF como una metodología de valoración apropiada en este caso. El método DCF es un método de valoración aceptado tanto en la teoría financiera como en la práctica, incluyendo por los tribunales arbitrales. Si bien el uso del DCF quizás no pueda adaptarse a todos los casos, especialmente cuando el negocio a ser evaluado no es una “empresa en marcha” y carece de antecedentes claros de rentabilidad, no hay razón para descartar un DCF en este caso por dos razones centrales. Primeramente, las instalaciones de los Demandantes han estado operativas desde 2008 o antes, lo que es un registro

confiable y suficiente del desempeño financiero *pasado*⁸⁷⁷. Luego, no hay una mayor incertidumbre en cuanto a los flujos de caja *futuros* de las plantas, puesto que, según el caso de España, las Medidas en Disputa siguen proporcionando a los inversores una tasa de retorno razonable durante toda la vida útil operativa de la planta.

877

El Tribunal señala que otros tribunales también han recurrido al método DCF a los fines de los cálculos de daños en otros casos de energía renovable en España. Ver, por ej., *Eiser Infrastructure Limited y Energía Solar Luxembourg S.à r.l. c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/13/36, Laudo Final, 4 de mayo de 2017, **Anexo CLA-215**, párrafo 465 (“El DCF se ha aplicado con frecuencia como un método apropiado y eficaz para obtener la valoración de un negocio que opera como empresa en funcionamiento antes de la adopción de acciones gubernamentales adversas. ‘[L]as técnicas del FCD han sido usadas universalmente, incluso por numerosos tribunales arbitrales, como un método apropiado para la valoración de los activos de las empresas [...]’ Si bien en este caso el Tribunal no llega hasta el reclamo por expropiación, el cálculo de daños implica una evaluación comparable de posibles ingresos futuros de una empresa en funcionamiento con un capital, costes operativos y flujos de caja predecibles” (se omitieron las notas al pie internas)); *Masdar Solar & Wind Cooperatief U.A. c. El Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/14/1, Laudo, 16 de mayo de 2018, **Anexo CLA-243**, párrafo 582 (“[...] las plantas eléctricas, como las empresas de la Demandante, se basan en un modelo de negocio relativamente sencillo – limitado solo a la producción de electricidad, de acuerdo con parámetros generalmente estables. Tanto los ingresos generados como los costos incurridos son relativamente predecibles en el sector de la energía renovable” (se omitieron las notas al pie internas)); *Antin Infrastructure Services Luxembourg S.à.r.l. and Antin Energia Termosolar B.C. c. El Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/13/31, Laudo, 15 de junio de 2018, **Anexo CLA-244**, párrafo 689 (“[...] es cierto que el método DCF puede resultar inadecuado para la valoración de empresas que no están en funcionamiento o aquellas que se encuentran en las primeras etapas de funcionamiento y, por lo tanto, carecen de un historial suficiente de su desempeño. También podría resultar inapropiado para empresas con poca trayectoria, sujetas a numerosas variables difíciles de prever. Sin embargo, no es lo que ocurre en este caso [...] ‘[I]a actividad comercial de las centrales eléctricas, tanto las convencionales como las de energías renovables, es relativamente simple, ya que se trata de la producción de energía, cuya demanda y valor a largo plazo se pueden analizar y reflejar en modelos detallados en base a los datos disponibles”); *Greentech Energy Systems A/S and others c. El Reino de España*, SCC Case No. V (2015/150), Laudo Final, 14 de noviembre de 2018, **Anexo CLA-245**, párrafo 480 (“[...] la Mayoría del Tribunal coincide con las Demandantes en cuanto a que el método DCF es apropiado en este caso, dado que: ‘el desempeño futuro de las plantas solares FV que están en operación es relativamente predecible (es decir, que ellas pueden vender toda la energía eléctrica que producen a precios y costes que son conocidos o que se pueden prever con un alto nivel de confianza durante un periodo de tiempo significativo)’.”(traducción del Tribunal).

692. Por lo tanto, en términos de metodología de valoración general, el Tribunal considera razonable la metodología DCF de Brattle dadas las circunstancias, ya que intenta cuantificar los flujos de caja de los Demandantes en el escenario sin Medidas y en el escenario con Medidas y luego descuenta estos flujos de caja para determinar el valor actual de las plantas de los Demandantes.
693. Además, el Tribunal señala que el perito presentado por España, Econ One, se basó en el modelo DCF de Brattle al realizar su cálculo en el escenario con Medidas sin realizar su propio análisis. Econ One en particular usó el modelo DCF de Brattle para descontar los flujos de caja futuros para derivar el valor del negocio de las instalaciones:

DR. FLORES: ¿Y cuál es el valor de estos retornos futuros que vendrán? Como modelo de ello, hemos tomado el valor empresarial que ha sido calculado por Brattle.

[...]

PRESIDENTA: Una pregunta acerca del valor empresarial, el valor de la empresa. Usted dijo que usted tomó el valor de empresa calculado por Brattle.

DR FLORES: Sí.

PRESIDENTE: ¿Y eso quiere decir que flujos de caja futuros netos descontados al valor actual? ¿Eso es lo que es?

DR FLORES: Sí⁸⁷⁸.

694. En cambio, en el escenario sin Medidas, el análisis de Econ One “no descuenta los flujos de caja futuros”⁸⁷⁹.
695. Con respecto a los insumos del modelo DCF de Brattle, el Tribunal observa que no estaban en disputa hasta la Audiencia de la OP12. En particular, en sus dos informes sobre *quantum*, Econ One no objetó las tasas de descuento, las estimaciones de producción, los precios de mercado y las tasas de interés usadas en el modelo de

⁸⁷⁸ Tr. Audiencia da la OP12 [versión en español (interpretado del inglés)] (Flores; Presidenta), 18 de enero de 2018, en 653:20-654:1 y 654:7-11.

⁸⁷⁹ Tr. Audiencia da la OP12 [versión en español (interpretado del inglés)] (Flores), 19 de enero de 2018, en 990:7-991:9. Ver también la carta de la Demandada del 18 de abril de 2018, que confirma que el “Contrafáctico de Econ One no es un modelo de DCF” (traducción del Tribunal).

Brattle. Según lo señalado más arriba, justamente lo contrario, Econ One se basó en esos mismos datos en su valoración para el escenario con Medidas⁸⁸⁰.

696. El último día de la Audiencia da la OP12, sin embargo, Econ One sugirió por primera vez que no estaba de acuerdo con uno de los datos del modelo de DCF de Brattle, a saber, la tasa de descuento (y más específicamente, la prima de riesgo regulatorio) en el escenario sin Medidas⁸⁸¹. El Tribunal considera que, puesto que la tasa de descuento y el riesgo regulatorio que incluye son factores de importancia en un análisis de DCF, Econ One debió haber planteado cualquier inquietud al respecto en los informes preparados en respuesta al cálculo de daños de Brattle.
697. Por estas razones, el Tribunal acepta el uso del DCF de Brattle como metodología de valoración apropiada. Del mismo modo, en la OP18, el Tribunal instruyó a los peritos a calcular el supuesto daño sufrido de la siguiente forma:

“[U]sando la metodología utilizada por Brattle en su cálculo DCF. Así, la metodología DCF se basará en el cálculo de una Tarifa Alternativa designada para proveer un 7% de retorno posterior a los impuestos (según se describe debajo). El daño deberá ser calculado descontando los flujos de caja para llegar al valor neto presente de los activos de los Demandantes en los escenarios sin Medidas y con Medidas”⁸⁸².

698. A continuación, se considera la tasa asumida a ser usada en el escenario sin Medidas (7% u 8%).

ii. **La Tasa de Retorno en el escenario sin Medidas**

(a) Posición de las Partes

699. Los Demandantes sostienen que, para el escenario sin Medidas, una tasa de retorno objetivo de 8% es adecuada. Sostienen que tanto la CNE como el Ministerio de Industria contemplaban una tasa del 8%⁸⁸³. Además, el perito de España, MG&A, confirmó durante la Audiencia Sobre Responsabilidad que “la CNE había aprobado la propuesta de RD 661/2007 sobre la base de que las instalaciones FV recibirían entre

⁸⁸⁰ Ver Tr. Audiencia de la OP12 [versión en español (interpretado del inglés)] (Flores; Presidenta), 18 de enero de 2018 en 653:20-654:1 y 654:7-11.

⁸⁸¹ Ver Tr. Audiencia da la OP12 (Flores), 19 de enero de 2018, at 1011:12 *et seq.*

⁸⁸² OP18, párrafo 12(b).

⁸⁸³ Réplica sobre *Quantum*, párrafo 168, con referencia al Informe de la CNE 3/2007, **Anexo C-311**.

el 7,6% y 8% después de impuestos”. Los Demandantes también sostienen que los esfuerzos de España por desacreditar el informe de la CNE carecen de mérito⁸⁸⁴.

700. España, por su parte, sostiene que, en el escenario sin Medidas, el Tribunal debe adoptar una tasa objetivo de 7%. Sostiene que al momento de la inversión de los Demandantes el objetivo para la tasa de retorno era 7% después de impuestos, posición esta que es respaldada por la evidencia de ambos peritos de España⁸⁸⁵. En cambio, no hay evidencia que apoye la posición de los Demandantes con respecto a que el objetivo para la tasa de retorno era 8%. España sostiene que es errónea la confianza que depositan los Demandantes y Brattle en el Informe de la CNE 3/2007⁸⁸⁶ que recomienda un retorno después de impuestos del 8%, puesto que este informe se refiere a un retorno del 8 % para instalaciones que han estado operando desde 2004 y con una capacidad de 5kW. Estos parámetros no corresponden a las plantas FV de los Demandantes, la mayoría de las cuales fueron construidas en 2008 y tienen una capacidad instalada de 100kW⁸⁸⁷.

(b) Discusión

701. Los documentos contemporáneos en el expediente contienen referencias a tasas de retorno que rondan entre el 7% y el 8%.
702. En primer lugar, según la *Memoria Económica* del Proyecto de Real Decreto que habría de convertirse en el RD 661/2007, preparado por el Ministerio de Industria, Turismo y Energía, las plantas FV de hasta 10 MW recibirían una remuneración de “aproximadamente 7%”, y las plantas por encima de 10 MW tendrían un retorno menor a 7%:

3.2.1 Sector Solar Fotovoltaico

Se redacta una nueva definición de potencia en el artículo 3, en cuanto al régimen económico aplicable, con objeto de evitar configuraciones ineficientes por la multiplicidad de transformadores.

⁸⁸⁴ Réplica sobre *Quantum*, párrafos 170-176.

⁸⁸⁵ Contestación sobre *Quantum*, párrafo 57, con referencia al Informe MG&A, Sección 4.1 y EOQR I, párrs. 23-29, que, a su vez, ambos refieren al PER 2005-2010, **Anexo R-26**.

⁸⁸⁶ Informe de la CNE 3/2007, **Anexo C-311**.

⁸⁸⁷ Contestación sobre *Quantum*, párrafos 58-60; OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 66.

Se incrementa en el tramo de 100 kW hasta 10 MW la retribución por tarifa regulada y se mantiene en el resto, con el fin de reflejar de forma adecuada los costes de estas instalaciones.

No se considera la opción de mercado para estas instalaciones.

La retribución correspondiente al sector solar fotovoltaico se encuentra en la tabla 3, subgrupo b.1.1.

Para instalaciones hasta 10 MW, estos valores de la tarifa regulada proporcionan una TIR a 25 años razonable de aproximadamente el 7%.

Dentro el rango de potencia superior a 10 MW, se considera una TIR inferior al 7%. No es habitual instalaciones fotovoltaicas de este tamaño, y en caso de realizarse no responderían exclusivamente a criterios de rentabilidad.

Se amplían los objetivos de potencia contemplados hasta el momento, estableciéndose como objetivo de potencia instalada de referencia, con derecho a retribución, para las instalaciones fotovoltaicas, 371 MW⁸⁸⁸.

703. El PER 2005-2010 también se refiere a una cifra de 7%:

Rentabilidad de los proyectos tipo: calculada sobre la base de mantener un 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 impuestos⁸⁸⁹.

704. Se puede encontrar un lenguaje similar referido a una TIR de 7% en el PER 2000-2010⁸⁹⁰.

705. Además, el comunicado de prensa emitido por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo en mayo de 2007 asimismo se refiere a una tasa de 7% en los siguientes términos:

La nueva normativa garantiza una rentabilidad del 7% a las instalaciones eólicas e hidráulicas que opten por ceder su producción a las distribuidoras, y entre el 5% y el 9% si participan en el mercado de producción de energía eléctrica. Las instalaciones fotovoltaicas de mayor potencia prácticamente

⁸⁸⁸ Memoria del Proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial y de determinadas instalaciones de tecnologías asimilables, del régimen ordinario, Memoria RD 661/2007, 21 de marzo de 2007, **Anexo R-24**, Sección 3.2.1 (énfasis agregado).

⁸⁸⁹ PER 2005-2010, Gobierno de España, Ministerio de Industria, Comercio e Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), agosto de 2005, **Anexo R-26**, pág. 274 [pág. 276 del PDF] (versión en español).

⁸⁹⁰ PER 2000-2010, 30 de diciembre de 1999, **Anexo R-60** (versión completa), pág. 182 (versión en español).

duplican su retribución, manteniéndose para las de menor tamaño, y la garantía de obtención de una rentabilidad del 7%⁸⁹¹.

706. Finalmente, el Informe de la CNE 3/2007 se refiere a la tasa de 7% “propuesta[] por el Ministerio”⁸⁹². Sin embargo, es verdad que el Informe de la CNE 3/2007 también se refiere a otras TIR, que oscilan entre 6,5%, 6,7%, 7,6%, 7,9%, y 8,2%⁸⁹³. En particular, el Tribunal señala que para las instalaciones FV de hasta 100 kw (que según ambas Partes constituían “muchas” o la “mayoría” de las plantas de las Demandantes)⁸⁹⁴, la CNE se refiere a un TIR de 7,6% y de 8%⁸⁹⁵:

⁸⁹¹ Comunicado de prensa anunciando el RD 661/2007, “El Gobierno da prioridad a la rentabilidad y la estabilidad en el nuevo Real Decreto de energías renovables y cogeneración”, 25 de mayo de 2007, **Anexo C-565**, pág. 1 (versión en español).

⁸⁹² Informe de la CNE 3/2007, **Anexo R-62**, pág. 21 [pág. 24 del PDF] (versión en español).

⁸⁹³ Ver Informe de la CNE 3/2007, **Anexo R-62**, págs. 22 y 53 [págs. 25 y 56 del PDF]. Ver también el Anexo III del Informe de la CNE 3/2007, págs. 46-47-48 [págs. 111-112-113 del PDF] (versión en español).

⁸⁹⁴ Ver, por ej., Escrito de Demanda Modificado, párrafos 62, 222 (“muchas de las instalaciones fotovoltaicas individuales de los Demandantes tenían una capacidad instalada de generación inferior a 100 kilovatios (kW) para ampliar el acceso a la Tarifa Regulada más alta del RD 66/2007, disponible únicamente para las instalaciones por debajo de este umbral” [...] “Como las Tarifas Reguladas más elevadas solo estaban disponibles para instalaciones con una capacidad instalada inferior a 100 kW, muchos de los Demandantes (o los desarrolladores a quienes les compraron sus activos) estructuraron sus activos de modo que una SV tendría varias instalaciones hasta el límite de 100 kW [...]”, énfasis agregado); Contestación sobre *Quantum*, párrafo 117 (“[la] mayoría [de las plantas de los Demandantes] se construyeron en 2008 y son instalaciones de 100 kW”). Ver también BQR II, párrafo 213, que señala que “60 de los proyectos de los Inversores [P]V, de hecho, fueron asignados y recibieron las FITs de la categoría de tamaño de menos de 100 kW del RD 661/2007. Los otros 8 proyectos fueron asignados y recibieron la FIT de la categoría de 100 kW a 10 MW del RD 661/2007” (nota al pie interna omitida).

⁸⁹⁵ Informe de la CNE 3/2007, **Anexo C-311**, pág. 22 [pág. 25 del PDF] (versión en español).

ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE LA OPCIÓN DE VENTA A TARIFA REGULADA:

TECNOLOGÍA	RETRIBUCIÓN SIN COMPLEMENTOS	PROPUESTA DE RD	
		c€/kWh	TIR
Fotovoltaica fija < 100 kW (32 instalaciones)	Tarifa (1-25 años)	44,04	7,6%
Fotovoltaica con seguimiento < 100 kW (53 instalaciones)	Tarifa (1-25 años)	44,04	8,0%

707. Al mismo tiempo, en el Anexo III del mismo documento, la CNE presenta otros cálculos para instalaciones de la misma capacidad con un TIR de 6,5% a 6,7%⁸⁹⁶.

RENTABILIDAD ENERGÍA FOTOVOLTAICA Proyecto Tipo Fija	100 kW			100kW <P < 10 MW			P> 10 MW		
AÑO 2007	Retribución 1-25 años cent€/kWh	Retribución resto años cent€/kWh	TIR	Retribución 1-25 años cent€/kWh	Retribución resto años cent€/kWh	TIR 2 / 5 MW	Retribución 1-25 años cent€/kWh	Retribución resto años cent€/kWh	TIR
REGULACIÓN VIGENTE RD 436/04									
Tarifa Regulada	44,92	35,94	6,7%	23,44	18,75	1,5% / 2,0%	23,44	18,75	2,6%
PROPUESTA DE RD									
Tarifa Regulada	44,04	35,23	6,5%	41,75	33,40	7,1% / 7,7%	22,98	18,38	2,5%
PROPUESTA CNE									
Tarifa Regulada	44,92	35,94	6,7%	41,75	33,40	7,1% / 7,7%	22,98	18,38	2,5%
Mercado= tarifa Regulada+ Incentivo				42,53	34,18	7,8%			
Prima= Tarifa RD-PM				36,18	27,83				
Incentivo= 10% TMR equiv.				0,78	0,78				

708. En base a lo anterior, surge de la información disponible para los operadores al momento en que los Demandantes realizaron su inversión que la TIR habría de variar, dependiendo de la capacidad y tipo de planta. Dicho esto, el énfasis en el PER 2005-2010 y el PER 2000-2010, así como en la *Memoria Económica* y el comunicado de prensa del Ministerio indica una intención de garantizar “aproximadamente” o “alrededor” de 7%. No se disputa que los dos PERs y el comunicado de prensa del Ministerio eran públicos (los Demandantes de hecho se basan en ellos para sustanciar

⁸⁹⁶ Informe de la CNE 3/2007, **Anexo C-311**, Anexo III, pág. 48 [pág. 113 del PDF] (versión en español).

sus expectativas) y que, como concluyó el Tribunal previamente⁸⁹⁷, la *Memoria Económica* estaba disponible al público a solicitud.

709. Por lo tanto, en conjunto, el Tribunal considera que la “tasa de retorno razonable” que podrían haber esperado los Demandantes al momento de su inversión estaba en el rango de 7%⁸⁹⁸. Esta es la tasa de retorno que los expertos usaron en el MCE de conformidad con la OP18⁸⁹⁹.
710. El Tribunal finalmente señala que la tasa de 7% está alineada con las tasas otorgadas por otros Estados Miembros de la Unión Europea, tales como Francia, Italia, Estonia, Letonia⁹⁰⁰, y la República Checa⁹⁰¹.

iii. *TIR de Salida y TIR de Tenencia*

(a) Posición de las Partes

711. Los Demandantes sostienen que Brattle calcula la TIR que habría de recibir un inversor “a lo largo de toda la vida útil regulatoria de su inversión” (la llamada “TIR de tenencia a largo plazo” o TIR de tenencia)⁹⁰². Los Demandantes sostienen que solo las TIR de tenencia (en contraposición a las TIR de salida de Econ One) son compatibles con las instrucciones del Tribunal en la OP12 que “implícitamente instó a las partes a calcular una [TIR] de posesión ‘a lo largo de la vida regulatoria de una central’”⁹⁰³. Según Brattle, “las [TIR] de posesión y de salida pueden diferir significativamente debido a las

⁸⁹⁷ Ver párrafo 632.

⁸⁹⁸ Ver también *Stadtwerke*, párrafo 337 (donde, al considerar “si el impacto sobre las inversiones de los Demandantes era razonable o proporcionado a través de una evaluación de la tasa de retorno obtenida por las inversiones de los Demandantes antes y después de las medidas en disputa”, el tribunal decidió que la “tasa de retorno razonable” en el momento en que los Demandantes realizaron su inversión era de “alrededor 7% después de impuestos”) (traducción del Tribunal).

⁸⁹⁹ Ver OP18, párrafo 12(b) y (e).

⁹⁰⁰ Ver Decisión de la CE sobre Ayuda Estatal, **Anexo RLA-201**, párrafo 120 y nota al pie 57.

⁹⁰¹ *Jürgen Wirtgen, Stefan Wirtgen, Gisela Wirtgen y JSW Solar (zwei) GmbH & Co. KG c. la República Checa*, Caso CPA N.º 2014-03, Laudo, 11 de octubre de 2017, **Anexo RLA-213** párrafos 406, 420, 451.

⁹⁰² Réplica sobre *Quantum*, párrafos 163.

⁹⁰³ Réplica sobre *Quantum*, párrafo 165. Ver también OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 121-132.

fluctuaciones de los tipos de interés puesto que los tipos de interés afectan los valores de salida, pero no los flujos de efectivo subyacentes”⁹⁰⁴.

712. La Demandada, por su parte, sostiene que el Tribunal debería usar la TIR de salida de Econ One para el cómputo del Escenario Real. Las TIR de salida de Econ One se calculan usando el coste de inversión inicial, los flujos de caja históricos y el valor empresarial en las fechas de valoración *ex ante* y *ex post* establecidas en la OP12. El valor empresarial es el valor de mercado de la vida restante de las Plantas FV de los Demandantes expresado a la fecha de valoración usando una tasa de descuento⁹⁰⁵. De este modo, Econ One calcula la TIR que recibiría un inversor asumiendo que vende su inversión en algún punto, efectivamente obteniendo el valor justo de mercado estimado de los activos a través de la venta. En cualquier caso, para Econ One, la diferencia entre las TIR de salida y las de tenencia “no es particularmente relevante en este caso ya que existe una pequeña diferencia entre los dos cálculos”⁹⁰⁶.

(b) Discusión

713. El Tribunal considera que, a los fines del cómputo de las TIRS, una TIR de tenencia es preferible a una TIR de salida. Esto es así porque España calculó la tasa de retorno razonable en base a la vida útil de una instalación (o sea, una TIR de tenencia) y no en base a la venta de una planta en algún momento en el futuro. Según las palabras del perito de España, MG&A:

El modelo retributivo de las energías renovables ha estado siempre basado en el objetivo de otorgar una Tasa de Rentabilidad Razonable calculada durante toda la vida útil de las instalaciones, esto es, desde que la planta es conectada y comienza su producción eléctrica hasta la finalización de su vida útil⁹⁰⁷.

714. En otras palabras, a los fines de la evaluación del supuesto daño a las inversiones de los Demandantes, es lógico considerar la TIR que un inversor hubiera recibido durante toda la vida útil de la planta. En cambio, el Tribunal ve poca justificación en asumir que un inversor vende su inversión en algún punto, obteniendo en efecto el valor justo de mercado estimado de los activos a través de la venta.

⁹⁰⁴ Réplica sobre *Quantum*, párrafo 166 (énfasis omitido).

⁹⁰⁵ EOQR II, párrafo 278.

⁹⁰⁶ EOQR II, párrafo 22.

⁹⁰⁷ Informe Pericial de Duplica de MG&A, párrafo 152.

715. Del mismo modo, en la OP18, el Tribunal instruyó a los expertos a “utilizar una TIR de retención en lugar de una TIR de salida en ambos escenarios (con Medidas y sin Medidas)”⁹⁰⁸.

iv. **La Fecha de Valoración**

(a) Posición de las Partes

716. Los Demandantes postulan que el Tribunal debería adoptar una fecha de valoración *ex post* o “fecha del laudo”. Sostienen que, según la jurisprudencia del arbitraje de inversión, una valoración *ex post* es apropiada porque permite que el tribunal pueda (a) asegurar la reparación total y eliminar por completo las consecuencias de un hecho ilícito; y/o (b) incluir datos más recientes y amplios, reforzando así la precisión de la valoración. Los Demandantes sostienen que ambos criterios se satisfacen en el presente caso puesto que, en primer lugar, una valoración *ex post* asegura el uso de cifras reales de producción, información de mercado y datos macroeconómicos, haciendo que la valoración sea más precisa. En segundo lugar, toma en consideración los cambios potenciales a la tasa de retorno a lo largo del tiempo, capturando así el daño adicional que habrán de sufrir los Demandantes⁹⁰⁹.

717. Si se usara una fecha de valoración *ex ante*, los Demandantes consideran que la fecha adecuada sería el 30 de junio de 2014, esto es, la fecha “cuando se implementó la Orden de junio de 2014, que fija los parámetros económicos precisos para calcular el Pago Especial bajo en Nuevo Régimen”⁹¹⁰.

718. En cambio, España sostiene que el Tribunal debería adoptar una fecha de valoración *ex ante* por las siguientes razones:

- El Artículo 13(1) del TCE expresamente se refiere a la fecha de valoración como la “como la fecha del acto ilícito a los efectos del cálculo de los presuntos daños de un inversor en caso de expropiación”. La misma fecha de valoración debería

⁹⁰⁸ OP18, párrafo 12(c)

⁹⁰⁹ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 187-190.

⁹¹⁰ Réplica sobre *Quantum*, párrafo 181. Ver también OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 187 (“En consonancia con las instrucciones del Tribunal en la PO12, Brattle desarrolló una valoración tanto *ex ante* como *ex post*. La primera utiliza junio de 2014 [...]).

corresponder por analogía a otros incumplimientos del TCE, a falta de un precepto específico en contrario⁹¹¹.

- Según el derecho internacional consuetudinario, una regla fundamental de daños es la causalidad, es decir, una parte lesionada debe recibir reparación total por el daño “causado por” el hecho internacionalmente ilícito. Por lo tanto, de allí se desprende que la fecha del hecho internacionalmente ilícito, en este caso, de las Medidas en Disputa, es la única que tiene un vínculo causal con los daños supuestamente sufridos⁹¹².
- Una abrumadora mayoría de tribunales arbitrales ha adoptado un enfoque de valoración *ex ante* al aplicar el estándar de reparación íntegra, y no hay un fundamento que sugiera que una fecha de valoración *ex ante* no asegura una reparación íntegra⁹¹³.
- Una fecha de valoración *ex post* sería arbitraria e ilegal⁹¹⁴.

719. Si el Tribunal concuerda con España, España accede a usar la propuesta de los Demandantes de utilizar el 30 de junio de 2014 como fecha de valoración⁹¹⁵.

(b) Discusión

720. Si bien en sus escritos posteriores los Demandantes expresaron una clara preferencia por una valoración a la fecha del laudo, en su primer Escrito sobre *Quantum* los Demandantes aceptaron que los tribunales admiten ambas valoraciones, tanto *ex ante* como *ex post*, dependiendo de las circunstancias específicas del caso⁹¹⁶. De hecho, los Demandantes refirieron al Tribunal a decisiones arbitrales anteriores donde los

⁹¹¹ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 188-190.

⁹¹² OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 191-196, con referencia al Caso relativo a la Fábrica en Chorzow (*Alemania c. Polonia*), Demanda de Indemnización, Fundamentos, CPJI, Serie A, N°17, 1928, 13 de septiembre de 1928 (“Caso de la *Fábrica en Chorzów*”), **Anexo CLA-3** y el Artículo 31 del Proyecto de artículos sobre la responsabilidad del Estado por hechos internacionalmente ilícitos, Anexo de la Resolución 56/83 de la Asamblea General del 12 de diciembre de 2001, y corregido por el documento A/56/49 (Vol. I) Corr.4, 12 de diciembre de 2001 (“*Artículos de la CDI*”), **Anexo CLA-13**.

⁹¹³ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 197.

⁹¹⁴ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 199-208.

⁹¹⁵ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 220.

⁹¹⁶ Escrito sobre *Quantum*, sección 4.2.

tribunales adoptaron un enfoque *ex ante* tanto para casos de expropiación como para otros incumplimientos de tratados tomando la fecha en que la(s) medida(s) en disputa ocasionaron una “privación irreversible”⁹¹⁷. Con este fundamento, los Demandantes sugirieron que se tomara junio de 2014 como fecha adecuada para una valoración *ex ante*, para reflejar la fecha de la Orden de Parámetros que, según su escrito, fue el acto final en la serie de Medidas en Disputa⁹¹⁸.

721. En la opinión del Tribunal, según las especificidades de la disputa, una valoración *ex post* a veces puede ser preferible pues la reparación idealmente debería reemplazar a la restitución y una valoración *ex post* permite que se tome en cuenta la información más reciente. Dicho esto, una valoración al momento del incumplimiento, esto es, *ex ante*, parece particularmente adecuada cuando las consecuencias de una posterior evolución de precios, tasas de interés, u otros datos no están relacionados con las medidas impugnadas y no se puede considerar que el (mayor) daño derive de las medidas.
722. En este caso, como explicó Brattle, pareciera haber dos impulsores principales para la diferencia entre las cifras *ex post* y *ex ante*, precisamente las menores tasas de interés y la posibilidad (relacionada) de revisión de los retornos⁹¹⁹. Es claro que el descenso

⁹¹⁷ Ver Escrito sobre *Quantum*, párrafo 52, que señaló que los tribunales “[mantenían] que la fecha de valoración debe ser aquella ‘en la que la interferencia se convierta en una privación más o menos irreversible de la propiedad en lugar de en la fecha de inicio de los acontecimientos”, agregando que se recurrió a la “privación irreversible” no solamente en casos de expropiación sino también para “infracciones distintas de la expropiación”, con referencia a *International Technical Products Corporation y ITP Export Corporation c. el Gobierno de la República Islámica de Irán*, 9 Reclamaciones de Irán-Estados Unidos Tribunal 206, Laudo Final, 28 de octubre de 1986, **Anexo CLA-198**, pág. 240; *Compañía del Desarrollo de Santa Elena c. Costa Rica*, Caso CIADI N.º ARB/96/1, Laudo Final, 17 de febrero de 2000, **Anexo CLA-199**, párrafos 77–78 (versión en inglés); *Frederica Lincoln Riahi c. el Gobierno de la República Islámica de Irán*, Reclamaciones de Irán-Estados Unidos Tribunal 485, Laudo Final, 27 de febrero de 2003, **Anexo CLA-200**, párrafo 345; *Azurix Corp. c. la República Argentina*, Caso CIADI N.º ARB/01/12, Laudo, 14 de julio de 2006, **Anexo CLA-23**, párrafo 417. Ver también, *Enron Creditors Recovery Corporation (anteriormente Enron Corporation) y Ponderosa Assets, L.P. c. la República Argentina*, Caso CIADI N.º ARB/01/3, Laudo, 22 de mayo de 2007, **Anexo CLA-29**, párrafo 405 (versión en inglés).

⁹¹⁸ Escrito sobre *Quantum*, párrafo 53.

⁹¹⁹ Ver Tr. Audiencia de la OP12 [versión en español (interpretado del inglés)] (Caldwell), 17 de enero de 2018, en 464:3-17.

de las tasas de interés no fue ocasionado por las Medidas en Disputa, sino que se debió principalmente a la evolución de los mercados financieros y a las condiciones macroeconómicas. En cuanto a las revisiones periódicas, están vinculadas a la evolución de las tasas de interés. En la medida que el cálculo de las TIR y la correspondiente pérdida, de existir, intenta rastrear la rentabilidad razonable, debería medirse en base a las condiciones que prevalecen en los mercados dependiendo de los entornos económicos y financieros.

723. Dadas las circunstancias, el Tribunal considera que no estaría justificado tomar una fecha de valoración vinculada al laudo. Por lo tanto, opta por una valoración *ex ante*, que es el enfoque reflejado en la OP18. Dicha orden de hecho estableció que “[c]omo fecha de valoración, el MCE deberá usar la fecha del incumplimiento alegado tal como fue establecido por acuerdo de las Partes, i.e. 30 de Junio de 2014”⁹²⁰.

v. Daño Calculado por cada Demandante

724. En la Audiencia de la OP12, los expertos acordaron que el MCE calcularía el daño “por inversor” o por Demandante (en lugar de hacerlo por cada planta):

SR CALDWELL [Brattle]: [...] en realidad tenemos nosotros modelos por inversor básicamente.

PRESIDENTA: Sí, por inversor y algunos inversores tienen varias plantas. [...]

DR FLORES: Sí.

PRESIDENTE: Entonces, yo creo que podríamos ponernos de acuerdo en tratarlo por inversor, si entendí bien.

DR FLORES: Sí⁹²¹.

725. Del mismo modo, en la OP18, el Tribunal instruyó a los expertos que “[e]l daño que los Demandantes alegan haber sufrido será calculado por *Demandante*”⁹²².

726. El Memorándum Conjunto establece las siguientes explicaciones acordadas:

El daño supuestamente sufrido se calcula por entidad Demandante, y no por grupo inversor. Hay 26 Demandantes en total, pero algunas Demandantes son subsidiarias 100% de propiedad de otras Demandantes, por lo que no hay necesidad de distinguir entre ellas a los fines del MCE.

⁹²⁰ OP18, párrafo 12(d).

⁹²¹ Tr. Audiencia da la OP12 [versión en inglés], 19 de enero de 2018, en 65:19-66:2 (traducción del Tribunal).

⁹²² OP18, párrafo 12(a) (énfasis en el original).

Dentro de los 14 grupos inversores distinguimos entre 19 entidades Demandantes. Por ejemplo, el grupo inversor HgCapital incluye dos entidades Demandantes: Mercurio Solar S.à.r.l y Tyche Solar S.à.r.l.

Las entidades Demandantes incluidas en el MCE están enumeradas en el MCE⁹²³.

727. Por lo tanto, a la luz del acuerdo de los peritos y puesto que no hay objeción de las Partes, el Tribunal establecerá el daño supuestamente sufrido por Demandante, o sea por cada una de las 19 entidades Demandantes, según se enumeran en el MCE.

vi. **Base de Costes**

(a) Posición de las Partes

(i) Posición de los Demandantes

728. Los Demandantes sostienen que las TIRs en el escenario sin Medidas deberían calcularse sobre la base de punto de referencia de eficiencia, la llamada “planta marginal”, y no sobre la base de los costes *greenfield* efectivamente incurridos para cada una de las plantas de los Demandantes.

729. Según los Demandantes, las TIRs en el escenario sin Medidas deben ser determinadas aplicando los mismos supuestos que usó España cuando diseñó el régimen del RD 661/2007. Los Demandantes explican que España nunca publicó la base de costes (los parámetros de costes y producción) que empleó para determinar las FITs aplicables bajo el RD 661/2007. Sin embargo, en su opinión, hay evidencia de que las FITs ofrecidas bajo el RD 661/2007 (y, por ende, las TIR) fueron calculadas sobre la base de una “planta marginal” o de “objetivo de coste nivelado”⁹²⁴, es decir, una instalación estándar hipotética cuyos parámetros han sido los más eficientes en cuanto a producción y costes⁹²⁵.

⁹²³ Memorándum Conjunto, párrafos 6-7 (traducción del Tribunal).

⁹²⁴ El coste nivelado de una planta FV equivale a “[e]l precio al que la central eléctrica tendría que vender toda su energía, aumentando cada año con la inflación a lo largo de toda la vida útil de la central, para recuperar todos los costes operativos y de mantenimiento, compensar a los inversores por todos sus desembolsos de capital y concederles un rendimiento razonable sobre su inversión”. Ver, Escrito sobre *Quantum*, párrafo 37 citando el Segundo Informe Pericial de Brattle, párrafo 26.

⁹²⁵ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 130; OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 49.

730. En cambio, los Demandantes sostienen que es infundada la sugerencia de la Demandada con respecto a que se debe adoptar la base de costes *greenfield*⁹²⁶. En particular, los Demandantes señalan que la opción de “costes *greenfield*” (esto es, la Alternativa 2 en la OP18, párrafo 12(f)(ii)) defendida por España, que adopta los costes *greenfield* efectivamente incurridos por las plantas como base de costes, daría lugar a que “se eliminen” la totalidad de las ganancias de eficiencia de los Demandantes⁹²⁷. Además, adoptar esta opción de costes no solo penalizaría a los inversores eficientes, sino que, en realidad, recompensaría a los inversores que construyeron o compraron plantas ineficientes. Según los Demandantes, las plantas ineficientes que no lograron alcanzar el coste objetivo deberían ganar menos del 7% después de impuestos. Sin embargo, si se adoptara el enfoque de costes *greenfield*, esas plantas FV ineficientes recibirían indemnización por daños y perjuicios que les permitiría alcanzar retornos del 7% después de impuestos⁹²⁸.
731. Los Demandantes luego explican la base de coste de planta marginal que adoptaron para el escenario Contra-fáctico o sin Medidas. Puesto que España nunca publicó los datos de costes y producción sobre los que calculó las FITs ofrecidas en el RD 661/2007, Brattle tuvo que identificar las plantas marginales usadas para cada una de las tres categorías de tamaños previstas bajo el RD 661/2007. Con este propósito, Brattle tomó las 42 instalaciones estándar definidas por España en función del Nuevo Régimen (correspondientes a las plantas de los Demandantes) y las agrupó según las tres categorías de tamaños de planta que existían en el Régimen Original, o sea, (i) 100kW y menos; (ii) entre 100kW y 10MW; y (iii) por encima de 10MW⁹²⁹. Una vez reagrupadas, para cada una de las tres categorías de tamaño, Brattle identificó la planta estándar que representaba la planta marginal según el Régimen Original. Esto llevó a la llamada opción de planta marginal “pura”, según los Demandantes⁹³⁰. La Tarifa Alternativa para cada una de las plantas de los Demandantes fue determinada en base la categoría de tamaño de cada planta. Los Demandantes sostienen que el

⁹²⁶ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 135-137.

⁹²⁷ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 159.

⁹²⁸ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 160.

⁹²⁹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 140-141; OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 78.

⁹³⁰ La denominación de “pura” para esta opción de planta marginal es utilizada por el Tribunal para una mejor comprensión, para poder distinguirla de las otras dos opciones de planta marginal propuestas por Brattle, esto es, el “tamaño reclasificado de la sensibilidad de la planta marginal” y la planta marginal de “sensibilidad de Código IT”, reflejados en la OP18 (ver OP18, párrafo 12(f)(i)).

Tribunal debería adoptar la planta marginal “pura” como base de costes puesto que es la más se asemeja a la planta marginal real del RD 661/2007.

732. Sin embargo, en caso de que el Tribunal no aceptara usar la planta marginal “pura”, Brattle propuso dos estándares de eficiencia alternativos para calcular los daños. La primera alternativa se basó en la llamada “planta marginal reclasificada por tamaño” y la segunda, en el uso del “Código de IT” efectivamente aplicado por España a cada una de las instalaciones FV de los Demandantes bajo el Nuevo Régimen.
733. Bajo la opción de planta marginal reclasificada por tamaño, Brattle reagrupó las 42 instalaciones estándar en cinco categorías de tamaño introducidas en el Nuevo Régimen (en oposición a las tres categorías de tamaño establecidas en el RD 661/2007 que había hecho para la planta marginal “pura”): estas cinco categorías son las siguientes: (i) menos o igual a 5kW; (ii) entre 5kW y 100kW; (iii) entre 100 kW y 2MW; (iv) entre 2MW y 10MW; y (v) por encima de 10 MW. Este análisis “asigna a cada proyecto una central marginal en función de la nueva categoría de tamaño que se le ha asignado bajo el Nuevo Régimen Regulatorio, en vez de una central marginal en función de la categoría de tamaño original que se le ha asignado bajo RD 661/2007”⁹³¹.
734. El cálculo de la segunda alternativa se basa en usar los “Códigos IT” efectivamente aplicados por España a cada una de las instalaciones FV de los Demandantes bajo el Nuevo Régimen⁹³². En otras palabras, la base de coste del “Código propio IT” adoptó las referencias de eficiencia que España misma había establecido bajo el Nuevo Régimen.
735. Los Demandantes sostienen que, comparado con la opción de planta marginal “pura”, la base de coste de “planta marginal reclasificada por tamaño”, “permite a España (i) crear nuevos estándares de eficiencia *ex post*” ya que contempla cinco categorías por tamaño y, por ende, cinco plantas marginales (comparadas con las tres categorías

⁹³¹ BQR II, párrafo 227.

⁹³² Tal como lo explica Brattle, “[l]a Orden Ministerial de junio [de 2014] define 42 instalaciones estándar distintas (códigos IT) para los proyectos de fotovoltaicas que antes recibían las FIT según el RD 661/2007. Para cada uno de estos 42 códigos IT distintos, la Orden Ministerial de junio define costes de construcción, costes operativos y niveles de producción durante la vida regulatoria esperada de 30 años de la instalación estándar”. Ver BQR II, párrafo 116 (nota al pie interna omitida).

originales según el RD 661/2007)⁹³³. Además, permite que España pueda “reclasificar las plantas de los Demandantes [...] *ex post*”, desde las categorías más pequeñas según el RD 661/2007 hasta las categorías más grandes definidas según el Nuevo Régimen, reduciendo así los parámetros de coste y producción a los que están sujetos. En general, permite que España se apropie de algunas de las ganancias por eficiencia obtenidas por los Demandantes bajo el RD 661/2007. Sin embargo, es preferible a la opción de los “Códigos IT”, según los Demandantes, puesto que permite que los Demandantes mantengan al menos parte de sus ganancias por eficiencia⁹³⁴.

736. En cambio, los Demandantes sostienen que al optar por la base de coste de “Código propio de IT” en el MCE permitiría que España se apropie de una parte sustancial de sus ganancias por eficiencia, contradiciendo la evidencia irrefutable de los expertos de ambas Partes de que los Demandantes tenían derecho a retener sus ganancias por eficiencia⁹³⁵. Para los Demandantes, aplicar la base de coste de Códigos propios de IT permitiría a España cambiar retroactivamente las características fundamentales del régimen regulatorio aplicable a las inversiones existentes, ya que esta opción no solo recategoriza a las plantas dependiendo de su tamaño, sino también dependiendo del año de puesta en servicio y la tecnología usada. Por lo tanto, introduce muchos niveles de remuneración para diferentes tipos de plantas, donde solo existían tres bajo el Régimen Original⁹³⁶. Dadas las circunstancias, los Demandantes sostienen que no hay ninguna razón para alejarse de la planta marginal “Reclasificada por Tamaño” y elegir en su lugar la opción de “Código propio de IT”.
737. Los Demandantes sostienen que si, a pesar de la evidencia en contrario, el Tribunal adopta los costes *greenfield* reales de las plantas como la base de costes (según lo que propone España), entonces es preferible la cuantificación propuesta por Brattle.

⁹³³ El Tribunal señala que estas categorías de tamaño son (i) capacidad instalada menor que o igual a 5kW; (ii) capacidad instalada de más de 5kW pero menor que o igual a 100kW; (iii) capacidad instalada de más de 100 kW pero menor que o igual a 2MW; (iv) capacidad instalada de más de 2MW pero menor que o igual a 10MW; y (v) capacidad instalada mayor que 10 MW. De estas cinco categorías de tamaño, las 68 plantas FV de los Demandantes se encuentran dentro de las categorías (ii) a (v), y están asignadas a una planta marginal en base a la categoría de tamaño en la que se incluyen.

⁹³⁴ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 144; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 88-89.

⁹³⁵ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 151-158.

⁹³⁶ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 149-150; OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 85-89.

En ese sentido, la disputa entre los peritos se refiere a la inclusión de las primas del promotor en el cálculo de los costes *greenfield*.

738. Brattle señala que, en el caso de que el Tribunal decida incluir las primas de promotores en los costes *greenfield*, ambas Partes están de acuerdo con respecto a la cuantificación de estos costes⁹³⁷. Así, para Brattle, la disputa entre los peritos solo se refiere a la situación donde se excluyen las primas de los promotores. Si el Tribunal decide excluir las primas de los promotores, entonces el Tribunal debería optar por los cálculos de Brattle.
739. La cuantificación de los costes *greenfield* por parte de los peritos en una situación que excluya las primas de los promotores difiere debido a sus diferentes interpretaciones de los componentes de las “primas del promotor”. Para Brattle, no es apropiado excluir de los costes *greenfield* los elementos del precio pagado por un inversor para adquirir un proyecto antes de la construcción (como hace Econ One), porque parte de dicho precio habrá compensado al promotor original por los costes que incurrió para diseñar el proyecto y obtener los permisos necesarios. Así, estos montos deben ser incluidos en el cálculo de costes *greenfield*⁹³⁸.

(ii) Posición de la Demandada

740. España sostiene que el esquema de remuneración para las instalaciones FV, incluyendo la FIT del RD 661/2007, siempre se ha basado en el “coste de las instalaciones estándar, que viene a reflejar los costes eficientes de mercado incurridos a raíz de la inversión *greenfield* para la construcción de cierto tipo de instalación en un año determinado”⁹³⁹. Además, España sostiene que “los costes tipo de las

⁹³⁷ Memorándum Conjunto, párrafo 21.

⁹³⁸ Réplica sobre *Quantum*, párrafos 129-130.

⁹³⁹ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 96. España también insistió en que su marco regulatorio siempre estableció que el retorno razonable se obtendrá al nivel de planta o, en otras palabras, que los costes de inversión considerados y la rentabilidad obtenida se calculan con referencia a los inversores *greenfield* (esto es, los promotores dedicados al desarrollo, construcción y puesta a punto de la instalación). Tal remuneración no cubre los costes adicionales incurridos por inversores “secundarios”, “financieros” o “*brownfield*”, como lo son los Demandantes, quienes pagaron una prima por adquirir el bien. España sostiene que el cálculo de la remuneración bajo el régimen actual también considera la rentabilidad del proyecto al nivel de la planta (es decir, para inversores *greenfield*), como lo demuestra el RDL 9/2013 y la Orden de Parámetros, que se refieren al retorno

instalaciones estándar recogido en los Códigos IT de la Orden de Parámetros son [...] representativos de los costes reales de mercado en el momento de la construcción de las Plantas FV⁹⁴⁰.

741. En cambio, España sostiene que la “planta marginal” usada por Brattle no es representativa de los costes y producción típica de las plantas de los Demandantes. Esto se debe a que la planta marginal de Brattle aplica los costes de la planta más costosa (pero eficiente) de 5kW construida en 2007 para calcular la “Tarifa Alternativa” y aplica la misma tarifa a todas las plantas de los Demandantes “que cuentan con una media de potencia de 3,8 MW” en tamaño y fueron construidas en 2008, cuando los costes de construcción eran inferiores⁹⁴¹.
742. Según España, el hecho de que la planta marginal no es representativa de los costes típicos se ve reforzado por las bases de costes alternativas propuestas por Brattle. Las mismas indican que “(i) utilizar una planta de 100 kW en lugar de una de 5 kW, reduce los daños presuntamente sufridos en un 30% aproximadamente, y que (ii) el utilizar los códigos IT, que son representativos del coste tipo de las Plantas de los Demandantes reduce, de nuevo, los daños que se reclaman en un 40% aproximadamente”⁹⁴².
743. Así, concluye la Demandada, la teoría de la “Planta Marginal de Brattle” carece de lógica económica, y no existe absolutamente ninguna evidencia en el expediente que apoye que ésta fuera la expectativa de los Demandantes⁹⁴³.
744. Más específicamente, España sostiene que las TIRs deben ser calculados usando los costes *greenfield* de los Demandantes excluyendo las primas de los promotores, como fue calculado por Econ One⁹⁴⁴. España recuerda que los costes de inversión *greenfield* son los costes incurridos al inicio del ciclo de vida del proyecto que son necesarios para empezar la operación de una instalación⁹⁴⁵. Sostiene que la única forma adecuada de calcular los costes *greenfield* es excluir las primas de los promotores,

razonable para las “instalaciones”. Ver Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 338-343.

⁹⁴⁰ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 24.

⁹⁴¹ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 98-101, 103-104.

⁹⁴² OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 102 (nota al pie interna omitida).

⁹⁴³ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 93.

⁹⁴⁴ OP12, Segundo Memorial-Post Audiencia de la Demandada, párrafos 203-214.

⁹⁴⁵ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 204.

puesto que no son “costes greenfield” (es decir, costes necesarios para poner la planta en operación) y su inclusión llevaría a resultados irracionales⁹⁴⁶.

745. Para España, el argumento de Brattle con respecto a que se deberían incluir las primas de los promotores en los costes *greenfield* es especulativo y no se ve sustentado por la evidencia, ya que “[a]l menos una parte de estos precios de adquisición habrá compensado al promotor original por los costes que haya incurrido al diseñar un proyecto y compilar los permisos necesarios”⁹⁴⁷.
746. Si el Tribunal está de acuerdo con España, esta última también sostiene que el Tribunal debería optar por los cálculos de Econ One con respecto a los costes *greenfield* excluyendo las primas de los promotores, dado que los cálculos de Brattle “siguen estando completamente sobrevalorados”⁹⁴⁸.
747. Finalmente, si el Tribunal adoptara el enfoque basado en la Tarifa Alternativa, la Demandada está de acuerdo con los Demandantes con respecto a que sus costes *greenfield* no deben ser considerados como la base de costes para las Tarifas Alternativas según el MCE. Si bien la posición de España es que la única expectativa legítima era que los Demandantes obtuvieran una remuneración que les proporcionara una tasa de retorno *sobre sus costes greenfield eficientes y razonables* (en contraposición con una tarifa por MWh), si el escenario sin Medidas “[fuera a] calcularse con la expectativa de recibir una remuneración basada en tarifas alternativas de € por MWh, el enfoque coherente sería utilizar los costes estándar eficientes del mercado en el momento de la inversión para calcular dicha tarifa, que está representada por los Códigos IT”⁹⁴⁹.

(b) Discusión

748. La primera cuestión a decidir con respecto a la base de coste es si la Tarifa Alternativa debería ser calculada usando un referente de eficiencia tal como la “planta marginal”, esto es, esencialmente una planta estándar (OP18, párrafo 12(f)(i), Alternativa 1), o los costes *greenfield* reales de cada una de las plantas de los Demandantes (OP18, párrafo 12(f)(ii), Alternativa 2). Sobre la base del expediente y la evidencia pericial, el

⁹⁴⁶ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 207.

⁹⁴⁷ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 208-211.

⁹⁴⁸ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 212-214.

⁹⁴⁹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 150.

Tribunal llega a la conclusión de que la opción adecuada es la planta marginal en lugar de los costes *greenfield* reales de una instalación individual, por las siguientes razones.

749. En primer lugar, no existe una disputa seria entre las Partes con respecto a que el retorno razonable calculado por España al momento en que las plantas de los Demandantes fueron construidas se basó en una planta marginal.
750. En su Contestación sobre *Quantum*, España confirma que el régimen regulatorio en el momento de las inversiones de los Demandantes era un sistema de planta marginal:

España ha afirmado siempre:

- a) Que las tarifas ofrecidas por el RD 661/2007 se calcularon al objeto de otorgar a las instalaciones una TRR implícita;
- b) Que dicha TRR se basaba en costes implícitos nivelados a una planta marginal eficiente; [...] ⁹⁵⁰

751. Asimismo, MG&A, el perito de España en la fase de responsabilidad, opinó que el régimen regulatorio se basaba en una planta marginal o estándar:

Según se puede verificar atendiendo a los Informes CNE 4/2004 y CNE 3/2007 la CNE ha seguido exactamente los mismos pasos para calcular la retribución a la fotovoltaica en el 2004 (para la elaboración del RD 436/2004), en 2007 (para la elaboración del RD 661/2007) y después en 2008 (para la elaboración del RD 1578/2008). Ese procedimiento consiste en analizar los costes de inversión y explotación de una infraestructura fotovoltaica tipo y determinar unos ingresos capaces de generar una Tasa Interna de Retorno después de impuestos superior a la Tasa de Retorno Objetivo (TRO) ⁹⁵¹.

752. MG&A también explicó que el retorno razonable según la Ley del Sector Eléctrico de 1997 fue calculado usando “una metodología basada en tipos de instalación con variables técnicas y económicas estándares” y que uno de los “dos principios fundamentales” de la Ley del Sector Eléctrico de 1997 era que se definía al retorno razonable con referencia a “los parámetros económicos y técnicos estándares para los tipos de instalación de cada tecnología” ⁹⁵². Esto también es consistente con los documentos contemporáneos que describen la tasa de retorno razonable según el marco de la ER. Por ejemplo, el PER 2005-2010 define a la tasa de retorno razonable de la siguiente manera:

⁹⁵⁰ Contestación sobre *Quantum*, párrafo 125 (se omiten las notas al pie internas).

⁹⁵¹ Informe de MG&A, párrafo 301 (se omitió la negrita del original, se agregó el subrayado).

⁹⁵² Informe Pericial de Duplica de MG&A, párrafos 118, 131.

Rentabilidad de los proyectos tipo: calculada sobre la base de mantener un 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 impuestos⁹⁵³.

753. Es natural que el regulador español se refiera a una planta tipo, en lugar de a los costes reales, al fijar las primas según la Ley del Sector Eléctrico de 1997, ya que sería casi imposible ver los costes reales de todas las instalaciones *ex ante*. De hecho, el uso de un sistema de planta marginal pareciera ser una práctica regulatoria estándar en otros países también⁹⁵⁴.
754. Si bien la tarea del Tribunal en este caso es calcular el supuesto daño a los Demandantes, en contraste con la fijación de tarifas o de otras primas (lo que es tarea del regulador), esta diferencia de perspectiva no justifica abandonar el enfoque de la planta marginal que está implícito en el marco de incentivos de energía de España. Así, el Tribunal concluye en este punto en que el marco regulatorio al momento de la inversión de los Demandantes fue diseñado para ofrecer una rentabilidad del 7% después de impuestos para la planta marginal, señalando que la rentabilidad efectiva para una instalación FV en particular podría variar según las propias características de la planta.
755. Finalmente, el Tribunal señala que las Partes están de acuerdo en que, si se aplica una Tarifa Alternativa para calcular la rentabilidad en el escenario sin Medidas (que fue la determinación del Tribunal, ver *supra* en VI.B.4.c.i(b)), el único enfoque consistente es considerar los costes de una planta estándar como la base de coste apropiada. En particular, en su último escrito, la Demandada ha expresado lo siguiente:

[L]os Demandantes afirman que sus costes greenfield no deben considerarse como la base de costes de las tarifas alternativas. España está de acuerdo. Como se ha explicado anteriormente, la posición de España es que la única expectativa legítima era que los Demandantes obtuvieran una retribución que les proporcionara una TRR sobre sus costes de nueva instalación razonables y eficientes, y no una tarifa basada en € por MWh. Sin embargo, como el Tribunal ha decidido en la OP18 que el escenario de “equivalencia de condiciones” debe calcularse con la expectativa de recibir una remuneración basada en tarifas alternativas de € por MWh, el enfoque coherente sería utilizar los costes estándar eficientes del mercado en el

⁹⁵³ PER 2005-2010, Gobierno de España, Ministerio de Industria, Comercio e Instituto de Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), agosto de 2005, **Anexo R-26**, pág. 274 [pág. 276 del PDF] (versión en español) (énfasis agregado).

⁹⁵⁴ Ver BQR II, párrafo 208.

momento de la inversión para calcular dicha tarifa, que está representada por los Códigos IT⁹⁵⁵

756. Por estas razones, el Tribunal decide que la base de coste apropiada es la planta marginal. Siendo así, la siguiente pregunta es cuál de las tres opciones de planta marginal propuestas por Brattle es la más apropiada para cuantificar la Demanda Alternativa.
757. La primera opción de planta marginal, que los Demandantes a veces denominan opción de “Planta Marginal” en mayúscula y que el Tribunal denomina la opción de planta marginal “pura” para diferenciarla de las otras dos alternativas, esencialmente toma a las 42 instalaciones tipo definidas por España según el Nuevo Régimen (que corresponde a las plantas FV de los Demandantes construidas en 2007 y 2008) y las reagrupa según las tres categorías de tamaño que existían bajo el régimen en vigencia al momento de las inversiones de los Demandantes. Con respecto a esta opción, el Tribunal considera que la Demandada ha establecido de manera convincente que la planta marginal “pura” de Brattle es una instalación FV de 5kW, mientras que las instalaciones de los Demandantes tienen capacidades superiores. Debido a los defectos de esta opción vinculados al tamaño de las plantas, en la OP18, el Tribunal instruyó a los peritos a tener en cuenta solo las dos opciones restantes, a saber, la planta marginal reclasificada por tamaño y la planta marginal de Códigos IT, que incorpora sensibilidades en respuesta a la crítica de España⁹⁵⁶.
758. Entre las dos opciones, el Tribunal considera que la recategorización por tamaño realizada por Brattle en la opción de planta marginal reclasificada por tamaño correctamente remedia la deficiencia de su planta marginal “pura”. En cambio, la opción de “Códigos IT” es menos apropiada, puesto que eliminaría todas las utilidades por eficiencia que obtuvieron los inversores comparado con la planta marginal según el régimen regulatorio vigente al momento de las inversiones de los Demandantes. Como ya señaló el Tribunal (ver *supra* en el párrafo 619), la garantía de obtener un retorno razonable no implicaba que esto funcionara como un “límite”.
759. Por estas razones, el Tribunal llega a la conclusión de que la base de costes debe aplicar el enfoque de planta marginal, con la sensibilidad de la planta marginal reclasificada por tamaño (OP18, párrafo 12(f)(i)(a)). En este sentido, el Tribunal señala

⁹⁵⁵ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 150 (énfasis agregado, pie de página interno omitido).

⁹⁵⁶ Ver OP18, párrafo 12(f)(i).

que los peritos de las Partes concuerdan con respecto a los datos para la base de costes⁹⁵⁷. Así, el Tribunal seleccionará la opción “instalación tipo – reclasificada por tamaño” en el parámetro 2 del MCE.

vii. Escudo Fiscal

(a) Posición de los Demandantes

760. En el MCE, los peritos coinciden en que “[d]ado que la Tarifa Alternativa se calcula antes de impuestos, debe incluir un aumento de la cuenta para los impuestos societarios”⁹⁵⁸. Es por esta razón, sostienen los Demandantes, que Brattle utilizó una tasa impositiva del 17% para elevar a bruto la rentabilidad del 7% u 8% después de impuestos, convirtiéndola en una TIR antes de impuestos para calcular la línea de ingresos en su escenario Contrafáctico⁹⁵⁹.
761. Sin embargo, los Demandantes sostienen que los expertos no coinciden en tres temas relativos al cálculo de la tasa impositiva efectiva:
- i. Están en desacuerdo con respecto a si el cálculo de la tasa impositiva efectiva debería tomar en cuenta el “escudo fiscal de intereses”. Los Demandantes explican que el escudo fiscal es la reducción en impuestos pagaderos como resultado de los pagos de intereses a realizar en financiamiento de préstamos, que, según el código fiscal español, puede reducir el monto total de impuestos pagados por una empresa⁹⁶⁰. Los Demandantes sostienen que el Tribunal no debe tener en cuenta el escudo fiscal (Alternativa 2 in OP18, párrafo 12(g));
 - ii. Tampoco coinciden con respecto al cálculo del escudo fiscal de intereses en caso de que el Tribunal decida incluir el escudo fiscal (contrario a la posición de los Demandantes);

⁹⁵⁷ Ver el Memorándum Conjunto, párrafo 13, donde señala que “Brattle y Econ One concuerdan con respecto a los costes estándar relevantes en cada uno de los dos escenarios marginales de costes. La base de costes incluye tanto el coste inicial de inversión como, en la evaluación de utilidades obtenidas en el pasado, la consideración de la rentabilidad histórica durante el periodo 2006-2013” (traducción del Tribunal).

⁹⁵⁸ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 88, con referencia al Memorándum Conjunto, párrafo 37.

⁹⁵⁹ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 93.

⁹⁶⁰ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 89(i), 90-108.

- iii. También proponen diferentes metodologías para calcular la tasa impositiva efectiva.

(i) Escudo fiscal de intereses

762. Los Demandantes sostienen que el Tribunal no debería tener en cuenta el escudo fiscal de intereses en el cálculo de la tasa impositiva efectiva, puesto que España no consideró los beneficios del escudo fiscal al fijar las tarifas según el Régimen Original. Los Demandantes subrayan que las utilidades previstas para las plantas FV según el Régimen Original se calculaban sobre una base anterior a los impuestos. Sin embargo, el retorno razonable se calculó sobre una base posterior a los impuestos. En consecuencia, según afirman los Demandantes, hubiera sido imposible que España garantizara un retorno después de impuestos del 7% sin considerar una tasa impositiva específica para el cálculo de la FIT.
763. En verdad, hay amplia evidencia, según argumentan los Demandantes, para apoyar su posición con respecto a que España no consideró ningún escudo fiscal. Primero, señalan los Demandantes que la posición actual de España (y de Econ One) sobre la inclusión del escudo fiscal de intereses se contradice directamente con la posición adoptada por el anterior perito de España, MG&A. Este perito confirmó repetidamente que la tasa de retorno razonable ofrecida según el RD 661/2007 no tomó en cuenta los efectos de la deuda⁹⁶¹. Así, hasta la OP12, era indiscutido que España no consideró el escudo fiscal al fijar la FIT bajo el RD 661/2007.
764. En segundo lugar, los Demandantes se refieren al PER 2000-2010 y al PER 2005-2010, que especifican ambos que la tasa de rentabilidad razonable de un proyecto estándar se calcula en función de preservar una cierta tasa interna de retorno, *antes de la financiación*⁹⁶². Para los Demandantes y Brattle, la frase “antes de la financiación”

⁹⁶¹ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 109-111.

⁹⁶² OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 105(a)-(b) (énfasis agregado), con referencia al PER 2000-2010, 30 de diciembre de 1999, **Anexo R-60** (versión completa), pág.182 y PER 2005-2010, Gobierno Español, Ministerio de Industria, Comercio y el Instituto de Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), agosto de 2005, **Anexo R-26**, pág. 274 [pág. 276 del PDF] (versión en español). Ver también, Réplica sobre *Quantum*, párrafos 147-152.

corroborar que España no consideró el escudo fiscal de intereses al determinar la tasa de rentabilidad razonable⁹⁶³.

765. Finalmente, los Demandantes sostienen que su posición se confirma con la Documentación de *Greentech*⁹⁶⁴. Según los Demandantes, la Documentación de *Greentech* contiene los cálculos que subyacen a los *Casos Tipos* en el PER 2005-2010, sobre la base de los cuales España determinó las FITs conforme al RD 661/2007. Estos cálculos muestran que los pagos de intereses sobre préstamos no fueron considerados⁹⁶⁵. Los Demandantes comentan el análisis de DCF contenido en la Documentación de *Greentech* y argumentan que, si el modelo de DCF en el PER hubiera considerado la deducibilidad fiscal de los intereses sobre préstamos (ya sean préstamos de terceros o préstamos de accionistas), el modelo deduciría los pagos de intereses del “Margen Bruto” al calcular el “Ingreso Gravable”⁹⁶⁶. La ausencia de tales deducciones por intereses confirma que España no tuvo en cuenta los beneficios de financiación al calcular la tasa de rentabilidad del 7% después de impuestos fijada en el PER 2005-2010⁹⁶⁷.
766. Los Demandantes buscan refutar los intentos de España por desacreditar la Documentación de *Greentech*, sobre la base de que, por referencia a sus metadatos, estos documentos fueron creados en 2017 (como argumentó inicialmente España) o en 2009 (como argumentó posteriormente España) y por lo tanto no podrían haber servido para fijar las FIT para el RD 661/2007. Los Demandantes sostienen primero que España exhibió estos documentos en el arbitraje de *Greentech* en respuesta a la solicitud de exhibición de documentos relevantes para determinar las FITs bajo el RD 661/2007. Así, la misma España manifestó que estos documentos eran anteriores al RD 661/2007. Segundo, el contenido de estos documentos en sí mismo evidencia que fueron producidos en 2005 durante la preparación del PER 2005-2010, y no en 2017 o 2009. Tercero, los cálculos de DCF en estos documentos coinciden con los cálculos para los *Casos Tipos* en el PER 2005-2010⁹⁶⁸. Cuarto, la Documentación de *Greentech*

⁹⁶³ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 106-108; Tr. Audiencia da la OP12 [versión en español (interpretado del inglés)] (Lapuerta), 19 de enero de 2018, en 1068:5-1069:2.

⁹⁶⁴ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 95-108.

⁹⁶⁵ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 102-104.

⁹⁶⁶ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 107.

⁹⁶⁷ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 107.

⁹⁶⁸ Ver en particular carta de las Demandantes, 10 de mayo de 2019.

confirma que el escudo fiscal *no* se tomó en cuenta al calcular la tasa de rentabilidad objetivo⁹⁶⁹.

767. Dadas las circunstancias, los Demandantes sostienen que “todas las pruebas obrantes en la causa, incluyendo el testimonio de AME [MG&A], muestran que España ha definido constantemente tasas de rentabilidad objetivo para proyectos renovables en la modalidad *antes de financiación*, es decir, sin tener en cuenta el beneficio fiscal”⁹⁷⁰.

(ii) De computarse, el escudo fiscal debería ser computado de conformidad con el enfoque de Brattle

768. En la alternativa, si el Tribunal determinara que es necesario considerar el escudo fiscal de intereses, los peritos de las Partes no coinciden con respecto al modo en que se debe incluir el escudo en la tasa impositiva efectiva. Según sostienen los Demandantes, esto requiere hacer ciertas presunciones sobre el tipo de financiamiento en cuestión. En particular, es necesario hacer presunciones en cuanto a (i) la proporción de la financiación de deuda en la estructura de capital; (ii) el plazo de la deuda; y (iii) los intereses de esa deuda⁹⁷¹.

769. Los Demandantes señalan que el PER 2005-2010 (sobre el cual se determinaron las FITs del RD 661/2007), solo proporciona orientación con respecto a la primera de estas presunciones, estipulando que las instalaciones de ER se financiarían con una deuda del 77%. En consecuencia, dicen los Demandantes, Brattle adoptó esta cifra para sus cálculos⁹⁷².

770. Dada la ausencia de orientación para los otros dos parámetros, los Demandantes explican que Brattle utiliza la mejor prueba disponible: los préstamos de terceros otorgados a las compañías de proyectos. Sobre esta base, Brattle asume préstamos por un plazo de 15 años y una tasa de interés del 5%, los que reflejan en general los términos de los acuerdos de préstamos efectivamente realizados. Para Brattle, estos parámetros son razonables, dada la expectativa inicial de una vida regulatoria de 25 años según el RD 661/2007 y dado que la tasa de interés de préstamo promedio

⁹⁶⁹ Ver carta de las Demandantes, 10 de mayo de 2019, pág. 3.

⁹⁷⁰ OP12, Primer Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 112 (énfasis en el original).

⁹⁷¹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 120.

⁹⁷² OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 121, con referencia al Memorándum Conjunto, párrafo 69.

necesitaría estar por debajo de la rentabilidad global del proyecto (es decir, debajo de 7%)⁹⁷³.

771. Los Demandantes señalan que Econ One no coincide con los parámetros elegidos por Brattle. De hecho, utiliza una financiación del 85%, un plazo de 20 años y un tipo de interés del 7% sobre la base de una distinción entre préstamos de terceros y de accionistas. Según los Demandantes, esta distinción es arbitraria. Es una distinción que “parece no ser más que una invención *a posteriori* de Econ One”⁹⁷⁴ y “nunca se menciona en el PER 2005-2010, la *Memoria Económica* o cualquiera de las pruebas regulatorias contemporáneas a las que hace referencia Econ One”, tampoco fue considerado por MG&A.
772. Además, los Demandantes consideran que las presunciones adoptadas por Econ One son inapropiadas por otras razones también. Esto se debe a que “el perfil de deuda asumido por Econ One dejaría una instalación estándar representativa según el Nuevo Régimen sin poder cumplir con sus obligaciones de deuda” e incumpliendo los acuerdos financieros encontrados en la documentación de préstamos típicos⁹⁷⁵.
773. En resumen, los Demandantes sostienen que el Tribunal no debería considerar el escudo fiscal de intereses al determinar la tasa impositiva efectiva. Alternativamente, si el Tribunal tomara en cuenta el escudo fiscal de intereses, los Demandantes sostienen que debería adoptar el perfil de deuda propuesto por Brattle, que resulta en una tasa impositiva efectiva del 10,8%⁹⁷⁶.

(iii) Metodología para calcular la tasa fiscal efectiva

774. Según los Demandantes, Brattle y Econ One también difieren con respecto a la manera de calcular la tasa fiscal efectiva. Esta divergencia, dicen los Demandantes, se reduce a dos cuestiones: “(i) qué periodo de depreciación se debe tener en cuenta; y (ii) si se debe calcular una tasa fiscal efectiva única para la vida útil de una planta o si se debe calcular una tasa diferente para cada año de esa vida”⁹⁷⁷.

⁹⁷³ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 121.

⁹⁷⁴ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 122, con referencia al Memorándum Conjunto, párrafo 74.

⁹⁷⁵ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 123-125.

⁹⁷⁶ Memorándum Conjunto, párrafo 38.

⁹⁷⁷ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 109.

775. En cuanto al primer punto, Brattle elige un periodo de depreciación de 25 años, que es el que efectivamente usó España en el PER 2005-2010 y que se confirmó posteriormente en la Documentación de *Greentech*. Según los Demandantes, no hay razón para alejarse de este enfoque⁹⁷⁸.
776. En relación al segundo punto, los Demandantes sostienen que se debe calcular una única tasa fiscal efectiva para toda la vida útil de una planta contrario al enfoque de Econ One de aplicar una serie de tasas fiscales anuales. Los Demandantes argumentan en primer lugar que la posición actual de Econ One, que solo fue expresada en el MCE, se aleja de su posición anterior según la OP12, “donde [Econ One] observó el perfil de tiempo de los pagos impositivos, pero, sin embargo, utilizó una única tasa fiscal efectiva”⁹⁷⁹. Para los Demandantes, esto es “otro intento oportunista de reducir daños y perjuicios [a último momento]”⁹⁸⁰. En segundo lugar, los Demandantes alegan que el enfoque de Econ One “resulta en una recuperación insuficiente sistemática debido a las inconsistencias entre el perfil de flujo de efectivo utilizado por Econ One para obtener las tasas de impuestos anuales efectivas en primer lugar y su última serie perfilada nuevamente de Tarifas Alternativas”⁹⁸¹. El enfoque de Econ One no proporcionaría nunca el 7% de retorno después de impuestos. Finalmente, los Demandantes sostienen que el enfoque sugerido por Econ One no es el adoptado por España al establecer la tarifa del RD 661/2007⁹⁸².
777. Por estas razones, los Demandantes sostienen que se debe rechazar el enfoque de Econ One y se debería calcular una única tasa fiscal efectiva durante la vida útil de la planta.

(b) Posición de la Demandada

778. La posición de España sobre la tasa fiscal efectiva y el escudo fiscal es la siguiente:

⁹⁷⁸ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 111-112.

⁹⁷⁹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 113, citando el MCE, párrafo 50 (Brattle).

⁹⁸⁰ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 114.

⁹⁸¹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 115, citando el MCE, párrafo 53 (Brattle).

⁹⁸² OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 113-116.

- La tasa fiscal efectiva debería reflejar los impuestos reales pagados por las instalaciones FV y por lo tanto incluir el escudo fiscal del que gozan esas instalaciones según el régimen fiscal español;
- El escudo fiscal se debe calcular siguiendo la metodología de Econ One; y
- El cálculo correcto de la tasa fiscal efectiva es el que proporciona Econ One⁹⁸³.

(i) Escudo fiscal de intereses

779. España sostiene que se debe tener en cuenta el escudo fiscal al calcular la tasa fiscal efectiva⁹⁸⁴. Explica que las instalaciones de FV, al igual que cualquier sociedad española, tienen derecho a deducir pagos de intereses y a la depreciación de sus bases imponibles, así como a aplicar créditos fiscales a la inversión reduciendo con ello el impuesto a las ganancias a pagar. Además, según la ley tributaria española, “los proyectos pueden deducirse los pagos de intereses de los préstamos participativos” lo que reduce sustancialmente los impuestos a pagar⁹⁸⁵. Además, puesto que las instalaciones FV son intensivas en capital, y, por lo tanto, disfrutan de la posibilidad de aplicar una amortización fiscal sustancial, su tipo impositivo debería ser inferior a la media. Como consecuencia de estas deducciones fiscales, las Plantas FV de los Demandantes pagaron pocos o ningún impuesto⁹⁸⁶.
780. En respuesta al argumento de los Demandantes con respecto a que España no consideró el escudo fiscal de intereses al fijar la FIT del RD 661/2007 FIT, España sostiene que:
- El PER 2005-2010 no tenía en cuenta la tasa fiscal efectiva aplicable a las plantas FV, ya que aquella depende de las características de cada planta individual;⁹⁸⁷
 - La referencia en el PER 2005-2010 a una inversión con un 100% de recursos propios se refiere a la rentabilidad de los proyectos y no tiene nada que ver con la tasa fiscal efectiva aplicable⁹⁸⁸; y

⁹⁸³ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 151-184.

⁹⁸⁴ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 153-164.

⁹⁸⁵ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 153.

⁹⁸⁶ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 153.

⁹⁸⁷ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 155(a).

⁹⁸⁸ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 155(b)

- No hay absolutamente ninguna prueba de que la inversión de los Demandantes se base en el hecho de que el PER 2005-2010 calculaba la remuneración de las plantas FV considerando un tipo impositivo del 17% y no se puede formar una expectativa legítima sobre esta base⁹⁸⁹.

781. Con respecto a la Documentación de *Greentech*, España sostiene que es irrelevante para la resolución de esta disputa⁹⁹⁰. Inicialmente sostuvo que los metadatos de los documentos indican que se crearon en 2017, lo que significaría que no se utilizaron para calcular la tarifa del 661/2007 puesto que serían posteriores en 10 años al RD 661/2007⁹⁹¹. Posteriormente, al divulgar las planillas de Excel subyacentes a la Documentación de *Greentech*, la Demandada sostuvo que los documentos fueron creados en 2009, y, por ende, en cualquier caso, eran posteriores a la fecha del RD 661/2007⁹⁹². Además, España argumenta que los Demandantes no pueden alegar que tuviesen expectativas legítimas a la hora de invertir en España sobre la base de la Documentación de *Greentech*, ya que admiten no haber visto dichos documentos antes de su divulgación por España durante este arbitraje en 2018⁹⁹³.

782. En cambio, la Demandada sostiene que los Demandantes deberían haber tenido conocimiento del Informe 3/2007 de la CNE, que menciona un impuesto del 0% en sus cálculos⁹⁹⁴.

(ii) El escudo fiscal debe ser calculado según la metodología de Econ One

783. La Demandada sostiene que para el cálculo de la tasa fiscal efectiva y del escudo fiscal, el Tribunal debe seguir el enfoque de Econ One. Esto significa que:

El cálculo del escudo fiscal debería considerar un nivel de deuda del 85% (comparado con la cifra de Brattle del 77%). Para la Demandada, la financiación de la deuda de 85% es una presunción muy conservadora, ya que “algunas de las

⁹⁸⁹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 155(c).

⁹⁹⁰ Ver OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 157-159; Carta de la Demandada, 3 de mayo de 2019.

⁹⁹¹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 158.

⁹⁹² Ver Carta de la Demandada, 3 de mayo de 2019.

⁹⁹³ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 157-159; Carta de la Demandada, 3 de mayo de 2019.

⁹⁹⁴ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 160-161, con referencia al Informe de la CNE 3/2007, **Anexo C-311**; Réplica, párrafos 69, 195, 493, 538.

plantas de los Demandantes en realidad tenían préstamos participativos de más del 100% de su coste greenfield⁹⁹⁵.

El cálculo del escudo fiscal debería considerar una deuda a 20 años con una tasa de interés del 7%, lo que de nuevo es probado por la propia documentación de préstamo de los Demandantes (que cubre préstamos externos, así como préstamos participativos)⁹⁹⁶.

(iii) La tasa fiscal efectiva debe ser calculada según la metodología de Econ One

784. La Demandada argumenta que el Tribunal debe adoptar el cálculo de Econ One para la tasa fiscal efectiva. Específicamente debería usar las siguientes especificaciones:

El periodo de depreciación apropiado para el cálculo de la tasa fiscal efectiva debe ser de 20 años (y no 25 años, según argumentaron los Demandantes). Para la Demandada, los propios documentos de los Demandantes apoyan un período de depreciación de 20 años, mientras que la referencia a 25 años en el PER 2005-2010 (sobre el que se basan los Demandantes) no guarda relación con el plazo de amortización a efectos fiscales, sino con la vida útil técnica⁹⁹⁷;

La tasa fiscal efectiva debería considerar el perfil temporal de los pagos de impuestos, que significa aplicar la tasa fiscal efectiva sobre una base anual de manera que no hay compensación por impuestos en los primeros años, (cuando no se esperan impuestos) y una compensación del 25% en los años posteriores⁹⁹⁸. Para la Demandada, asumir que los proyectos pagan el mismo 10,8% de tasa fiscal efectiva cada año, como hace Brattle, es incorrecto⁹⁹⁹.

(c) Discusión

785. La rentabilidad razonable garantizada por la Ley del Sector Eléctrico de 1997 considera retornos después de impuestos, mientras que la Tarifa Alternativa se computa sobre una base antes de impuestos. Por lo tanto, es necesario elevar al íntegro fiscal (aplicarle un “gross up”) la Tarifa Alternativa para llegar a un retorno que sea posterior al impuesto.

⁹⁹⁵ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 180.

⁹⁹⁶ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 183-184.

⁹⁹⁷ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 168-171.

⁹⁹⁸ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 173.

⁹⁹⁹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 174.

786. A la luz de la evidencia de los peritos y los alegatos de las Partes, el tema principal que surge en relación con la recaudación fiscal parece ser si ésta última debería tomar en consideración el escudo fiscal de intereses disponible para inversiones con financiación de deuda. Por consiguiente, el Tribunal solicitó que los peritos computaran la pérdida en el escenario sin Medidas de la siguiente forma :

g. El MCE computará el daño en el escenario sin Medidas asumiendo que el regulador

i. Alternativa 1: Tuvo en cuenta el escudo fiscal;

ii. Alternativa 2: No tuvo en cuenta el escudo fiscal¹⁰⁰⁰[.]

787. Al abordar el escudo fiscal de intereses, los peritos no se pusieron de acuerdo esencialmente en dos temas, a saber (i) la metodología para estimar la tasa fiscal efectiva, una estimación que ambos consideran necesaria¹⁰⁰¹, y (ii) la inclusión del escudo fiscal en dicha estimación y, si se incluyera, las modalidades relevantes.

788. Como resultado de estas divergencias, los peritos incorporaron cuatro opciones de tasa fiscal en el MCE, a saber: 16,9% (sin tomar en cuenta el escudo fiscal de intereses según la metodología de Brattle), 15,5% (lo mismo según la metodología de Econ One), 10,8% (tomando en cuenta el escudo fiscal de intereses según la metodología de Brattle), y 4,7% (lo mismo según la metodología de Econ One).

789. El Tribunal señala que el expediente no es totalmente concluyente en cuanto a si el regulador tomó en cuenta o no el escudo fiscal al fijar las primas. Por un lado, cierta evidencia documental parece sugerir que al diseñar la prima del RD 661/2007, el regulador pronosticó un retorno del 7% después de impuestos sin tener en cuenta la financiación, y, por lo tanto, sin tener en cuenta una posible ventaja impositiva (PER-

¹⁰⁰⁰ OP18, párrafo 12(g).

¹⁰⁰¹ Memorándum Conjunto, párrafos 37-38.

2000-2010 y PER 2005-2010)¹⁰⁰². Por otra parte, el Informe 3/2007 de la CNE menciona “fiscalidad 0%” en su cálculo¹⁰⁰³.

790. De cualquier modo, algunos de los documentos mencionados anteriormente, tales como los dos PERs forman la base de los cálculos de las tarifas del RD 661/2007. Como tal, no pueden ser determinantes para los fines actuales. De hecho, en su análisis de la Demanda Principal, el Tribunal sostuvo que los Demandantes no podían tener expectativas legítimas de una tarifa inmutable a partir del RD 661/2007 y la metodología subyacente, sino solo un retorno razonable del 7% después de impuestos. Es verdad que, al implementar la garantía del 7%, el Tribunal fue guiado en algunos temas por las elecciones que el regulador hizo para el RD 661/2007. El Tribunal usó dicha guía porque estas elecciones parecían económicamente bien fundadas a la luz del tema bajo revisión o porque estaban en línea con las prácticas estándar. Esto no implica que el Tribunal deba seguir sistemáticamente la metodología del RD 661/2007.
791. En esta instancia en particular, la evidencia en el expediente indica que los Demandantes esperaban pagar poco o ningún impuesto sobre sus ingresos, principalmente debido a que esperaban poder deducir intereses sobre préstamos. En otras palabras, esperaban beneficiarse con el escudo fiscal. Por ejemplo, en su propuesta de inversión, NIBC pronosticó que su planta Aldesa no pagaría ningún impuesto sobre sus ingresos hasta 2029¹⁰⁰⁴. Del mismo modo, en un documento de 2009 relativo a la adquisición por parte de Ampere de una participación en la planta

¹⁰⁰² Ver en particular PER 2000-2010, 30 de diciembre de 1999, **Anexo R-60** (versión completa), pág. 182 (que especifica que la tasa de rentabilidad razonable de un proyecto tipo era “calculada sobre la base de mantener una Tasa Interna de Retorno (TIR) mínima de 7%, con recursos propios (antes de financiación) y después de impuestos”) and PER 2005-2010, Gobierno de España, Ministerio de Industria, Comercio e Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), agosto de 2005, **Anexo R-26**, pág. 274 [pág. 276 del PDF] (versión en español) (haciendo referencia a una tasa de retorno sobre un proyecto tipo “calculada sobre la base de mantener una Tasa Interna de Retorno (TIR)... (antes de financiación) y después de impuestos”).

¹⁰⁰³ Informe de la CNE 3/2007, **Anexo C-311**, Anexo III, pág. 47 [pág. 112 del PDF] (versión en español).

¹⁰⁰⁴ Ver Propuesta de inversión final al Comité de inversiones para el proyecto Aldesa de fecha 25 de septiembre de 2009, **Anexo C-127**, pág. 34 (versión en inglés).

Aznalcollar, se pronosticó que la planta no pagaría ningún impuesto hasta 2027¹⁰⁰⁵. Se pueden encontrar proyecciones comparables para otros inversores, incluyendo AES, MEIF (para la planta de Cadiz) y Whiteowl Capital¹⁰⁰⁶. Para el Tribunal, no puede haber mejor evidencia de las expectativas de los Demandantes que sus propias proyecciones.

792. Hay otra consideración que también juega a favor de tomar en cuenta el escudo fiscal. Como cuestión legal, compensar a los Demandantes por impuestos que no han pagado sería contrario al principio de que la reparación no puede exceder el daño efectivamente sufrido. En otras palabras, a uno no le puede ir mejor en un litigio que en la vida real.
793. Finalmente, el Tribunal ha revisado cuidadosamente la llamada Documentación de *Greentech* y los múltiples alegatos de las Partes al respecto¹⁰⁰⁷. El Tribunal considera que estos documentos no son de ayuda para resolver el tema actual, ya que – según los Demandantes – supuestamente informaron los cálculos contenidos en el PER 2005-2010 y “corresponden [] al análisis administrativo de España con respecto a la manera en que España determinó la retribución bajo el RD 661/2007”¹⁰⁰⁸). Como se explicó anteriormente, puesto que los Demandantes no tienen derecho a la FIT según el RD 661/2007 y su metodología, esto último carece de relevancia en un contexto tal como el presente, donde otros elementos del expediente llevan a un resultado diferente.

¹⁰⁰⁵ Ver Ampere Equity Fund, borrador de propuesta de inversión para el proyecto fotovoltaico de Aznalcollar, marzo de 2009, **Anexo C-404**, pág. 10 (versión en inglés).

¹⁰⁰⁶ Ver BQR-AES-8.5, 2015 Modelo Financiero, solapa “Estados Financieros Totalizados,” Fila “39”; BQR-MEIF-5.1, solapa “IRR,” Fila 68; BQR-WOC-5.1, solapa “Resumen_nuevo,” Fila 26.

¹⁰⁰⁷ El Tribunal considera que la solicitud de los Demandantes de que el Tribunal realice inferencias negativas de la falta de exhibición de la Documentación de *Greentech* por la Demandada ha quedado sin objeto dado que la Demandada eventualmente exhibió la Documentación de *Greentech*. En cualquier caso, el Tribunal considera que, tomando en consideración la amplia evidencia documental presentada por ambas Partes, cualquier omisión que pudiera haber ocurrido en el proceso de exhibición de documentos (lo que no ha sido establecido) de ningún modo afecta a sus conclusiones sobre hecho y derecho.

¹⁰⁰⁸ Ver la carta de las Demandantes, 10 de mayo de 2019; Solicitud de los Demandantes de Orden en Relación con la Exhibición de Documentos, 15 de octubre de 2018, párrafo 13 (traducción del Tribunal).

794. Además de su diferencia con relación al escudo fiscal, los peritos también están divididos con respecto al método para establecer la tasa fiscal efectiva, específicamente en cuanto a (i) qué periodo de depreciación se debe tener en cuenta; (ii) el efecto de la financiación; y (iii) si se debe calcular una única tasa fiscal para la vida útil de una planta o si se debe calcular una tasa diferente para cada año de dicha vida útil.
795. Habiendo revisado la evidencia de los peritos, el Tribunal llega a la conclusión de que debe calcular la tasa fiscal efectiva en línea con los principios que guiaron su análisis sobre el escudo fiscal. Siendo así, observa que en la mayoría de los puntos, Brattle se basa en el PER 2005-2010, mientras que Econ One usa datos tomados de los documentos de los Demandantes. En particular, Brattle considera que es adecuado usar un periodo de depreciación de 25 años porque es “el que efectivamente utilizó España en el PER 2005-2010”¹⁰⁰⁹. También se basa en el PER 2005-2010 con respecto al posible efecto de financiamiento y su conclusión de que “el PER [...] indicó una presunción de que las instalaciones renovables se financiarían con una deuda de aprox. 77%”¹⁰¹⁰. Además, considera que “[u]n plazo de préstamo de 15 años [...] tiene sentido dadas las expectativas iniciales de una vida regulatoria de 25 años según RD 661”¹⁰¹¹.
796. Como se mencionó anteriormente, el Tribunal no está vinculado por la metodología del RD 661/2007 al calcular el retorno razonable del 7% en el escenario sin Medidas y no debería otorgar a los Demandantes más que el daño efectivamente ocasionado (ver *supra* en ...). Por tanto, las presunciones y cálculos de Econ One parecen más apropiadas. En este sentido, el Tribunal acepta que la vida amortizable de 20 años usada por Econ One es la típica ventaja fiscal utilizada por las instalaciones fotovoltaicas¹⁰¹². También considera que el supuesto de Econ One de una tasa de

¹⁰⁰⁹ Memorándum Conjunto, párrafo 40. Ver también ídem párrafo 71 (“Consideramos la presunción de amortización más arriba, explicando que nos fundamentamos en el PER 2005-2010”) (traducción del Tribunal).

¹⁰¹⁰ Memorándum Conjunto, párrafo 69 (traducción del Tribunal).

¹⁰¹¹ Memorándum Conjunto, párrafo 70 (traducción del Tribunal).

¹⁰¹² Ver, por ej., EO-EOX-5, Cantillana PV – Estado Financiero (Consolidado) – Anemoi Cantillana, S.L., Estados Financieros Consolidados para el año finalizado el 31 de diciembre de 2011, pág. 13; EO-IMP-29, LSY El Calaverón PV – Estado Financiero (Individual) – Langsyne Spain, S.L., Cuentas Anuales para el año finalizado el 31 de diciembre de 2009 (BQR-IMP-1.1), pág. 10. Ver también Memorándum Conjunto, párrafos 59, 80.

interés del 7% en los préstamos de accionistas refleja mejor las condiciones reales de lo que lo hace la tasa de Brattle del 5%, ya que, de hecho, ciertas plantas tenían tasas de interés superiores al 10%¹⁰¹³. Además, considera razonable la presunción de Econ One de un 85% de financiación, porque, de fecho, las plantas FV de los Demandantes se beneficiaban de un balance principal superior al 90%¹⁰¹⁴.

797. Finalmente, con respecto a la cuestión de la aplicación de una única tasa fiscal efectiva durante la vida de una planta o de diferentes tasas por cada año de dicha vida útil, el Tribunal está convencido de que es más apropiado aplicar la tasa fiscal efectiva anualmente, de modo que no se compensan impuestos en los primeros años cuando no se esperaban impuestos, y una compensación del 25% en los últimos años. Este enfoque es consistente con los antecedentes de las plantas FV, que no pagaron impuestos en el periodo previo a las Medidas en Disputa¹⁰¹⁵.
798. Por estas razones, el Tribunal llega a la conclusión de que el año en el escenario sin Medidas debe ser computado asumiendo que el regulador tomó en cuenta el escudo fiscal e implementando la estimación de Econ One con respecto a la tasa fiscal efectiva. Así, el Tribunal seleccionará la opción “Incluir el Escudo Fiscal (Econ One)” en el parámetro 1 del MCE.

¹⁰¹³ Ver, por ej., BQR-MEIF-8.4, Acuerdo de Préstamo Subordinado entre MEIF Luxembourg Renewables S.a.r.l. y Avrondale, S.L., enmendado y reformulado el 15 de agosto de 2008. Avrondale, S.L. forma parte del grupo de consolidación impositiva de Asset Energía Solar, S.A.U. BQR-MEIF-12, Marcus PV – Estado Financiero (Individual) – Asset Energía Solar, S.A.U, Cuentas Anuales para el año finalizado el 31 de marzo de 2009, pág. 10; BQR-HGC-6.4.1, Acuerdo de Préstamo entre Tyche Solar S.à r.l. y SIRRUSH AB, 8 de enero de 2010, artículo 3.1 en la pág. 1; BQR-HGC-6.3.1, Acuerdo de Préstamo entre Wind Acquisition, S.à r.l. y 360I Infrastructure V AB, mayo de 2009, artículo 3.1 en la pág. 2 del PDF.

¹⁰¹⁴ Ver, por e j., BQR-MEIF-8.3, Préstamo Participativo entre MEIF Luxembourg Renewables S.a.r.l. y Avrondale, S.L., enmendado y reformulado el 15 de agosto de 2008 (por un monto de 8.001.000 euros); BQR-MEIF-8.4, Acuerdo de Préstamo Subordinado entre MEIF Luxembourg Renewables S.a.r.l. y Avrondale, S.L., enmendado y reformulado el 15 de agosto de 2008 (por un monto de 32.750.866,95 euros); MCE, Tabla S, solapa “O1 MEIF”; EO-MEIF.6, Cádiz PV – Estado Financiero (Individual) – Solpex Energía, S.L.U., Cuentas Anuales para el año finalizado el 31 de marzo de 2008; BQR-WER-6.1, Dexia Sabadell 2007 Modelo Financiero Caso Base – Laxtron, solapa “INPUTS-OUTPUTS”, celdas O11:R16.

¹⁰¹⁵ Ver Memorándum Conjunto, párrafo 86, y EOQR II, párrafos 261, 266.

viii. *Revisiones a la Tasa de Retorno*

(a) Posición de las Partes

799. Los Demandantes sostienen que el Tribunal debe asumir que, en el escenario con Medidas, las revisiones de retornos ocurren según el Nuevo Régimen cada seis años ya que es indiscutible que según el Nuevo Régimen “España está preparada para revisar la rentabilidad razonable antes de impuestos a principios de 2020 y luego cada seis años a partir de entonces”¹⁰¹⁶.
800. Los Demandantes explican que seleccionar su alternativa preferida para el MCE en realidad reduce la indemnización por daños y perjuicios, porque, en función de los datos disponibles en junio de 2014, que es la fecha de valoración, los peritos “pronosticaron que la rentabilidad antes de impuestos evolucionará a: 7,2% para 2020-2025, 8,4% para 2026-2031, 8,5% para 2032-2037, y 8,1% para 2038 en adelante”¹⁰¹⁷.
801. Por otra parte, los Demandantes también observan que de acuerdo con la normativa del Nuevo Régimen actualmente en vigor y los datos ahora disponibles (que podrían haberse considerado con una fecha de valoración *a posteriori*), las rentabilidades se reducirán, porque las rentabilidades en el período 2020-2025 estarán por debajo de lo que era previsto en 2014. Para los Demandantes, “[e]sto refleja la naturaleza impredecible del Nuevo Régimen y, por lo tanto, el alto riesgo regulatorio según el Nuevo Régimen”¹⁰¹⁸.
802. España está de acuerdo con los Demandantes en que el DCF debería considerar las revisiones programadas de la tasa de retorno y afirma que siempre ha sido su posición que la rentabilidad razonable es un concepto flexible que debe revisarse periódicamente para reflejar el coste del dinero en los mercados de capitales¹⁰¹⁹.

(b) *Discusión*

803. A la luz del acuerdo entre las Partes y del hecho de que esta parece la solución correcta, el Tribunal asumirá que las revisiones de los retornos ocurrirán según el Nuevo Régimen cada seis años en el escenario con Medidas. De hecho, como también

¹⁰¹⁶ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 164, referido al Memorándum Conjunto, párrafo 87.

¹⁰¹⁷ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 165, referido al Memorándum Conjunto, párrafo 88.

¹⁰¹⁸ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 166-168.

¹⁰¹⁹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 201-202.

fue expuesto por los expertos en el Memorándum Conjunto, con las Medidas en Disputa, la tasa de retorno antes de impuestos aplicable a partir de la fecha de valoración es de 7,398% y España revisará dicho impuesto al inicio de 2020 y, a partir de allí, cada seis años. Las revisiones se basarán en la evolución del bono español a 10 años¹⁰²⁰. El Tribunal señala además que los peritos coinciden con respecto a la evolución estimada de las tasas de retorno¹⁰²¹.

804. Por ende, el Tribunal selecciona el dato de “Asumir que la Revisión de Retornos Ocurre” en el parámetro 4 del MCE.

ix. *Retribución Pasada*

(a) *Posición de las Partes*

805. Los Demandantes sostienen que los ingresos recibidos antes de junio de 2014 cuando se implementó el Nuevo Régimen no deben ser considerados al construir la Tarifa Alternativa (Alternativa 2, párrafo 12(i)(ii), OP18). Para los Demandantes, esta opción es la elección correcta dado que, de lo contrario, el Tribunal avalaría “uno de los aspectos más severos del Nuevo Régimen”, o sea, la recuperación retroactiva de los beneficios pasados¹⁰²².
806. En el caso de que el Tribunal decida no tener en cuenta los beneficios pasados, los Demandantes sostienen que el Tribunal debe adoptar la implementación de Brattle de esa opción. De acuerdo con los Demandantes, la implementación de Econ One no es adecuada. Los Demandantes esencialmente sostienen que no corresponde la depreciación lineal asumida por Econ One puesto que las tarifas del RD 661/2007 aumentaban anualmente de manera no lineal siguiendo la inflación. Como resultado, la recuperación de capital tendió a ser baja en los primeros años del proyecto y más altos en los últimos años gracias a la indexación de la inflación. En consecuencia, la recuperación fue menos de lo que implica la depreciación lineal¹⁰²³.
807. En cambio, España sostiene que la única forma de calcular la rentabilidad es considerar la vida útil total de un proyecto. Así sostiene que el Tribunal debe considerar los “beneficios pasados”, o sea, los ingresos obtenidos en el período entre el día en

¹⁰²⁰ Memorándum Conjunto, párrafo 87.

¹⁰²¹ Ver Memorándum Conjunto, párrafo 88.

¹⁰²² OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 170-173.

¹⁰²³ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 175.

que la planta FV comenzó operaciones y junio de 2014, cuando se emitió la Orden sobre Parámetros¹⁰²⁴.

808. España explica que, desde un punto de vista económico, la única manera posible de medir una tasa de rentabilidad es considerar toda la vida de un proyecto, lo que implica que toda la rentabilidad pasada debe tenerse en cuenta en los cálculos¹⁰²⁵. Esto también fue confirmado por la Decisión de la CE sobre Ayuda Estatal¹⁰²⁶.
809. Contrariamente a lo que alegan los Demandantes, España considera que las Medidas en Disputa no son retroactivas y que solo se proyectan hacia el futuro. Así, España argumenta que la llamada “recuperación retroactiva de los beneficios pasados” mencionada por los Demandantes no es más que el regulador considerando los datos históricos para establecer el marco futuro¹⁰²⁷.
810. Sin embargo, si el Tribunal hubiera de decidir que la solución correcta es ignorar los beneficios pasados, sostiene España que entonces se deberían seguir los cálculos de Econ One en lugar de los de Brattle¹⁰²⁸. Desde el punto de vista de España, Econ One acierta al ignorar soo la *rentabilidad que supera el objetivo* (esto es, superior al 7% neto) y al asumir que en los primeros 6-8 años las plantas FV de los Demandantes recuperaron una parte de su coste de inversión inicial basado en la rentabilidad normal necesaria para recuperar la inversión a lo largo de los 30 años de vida útil¹⁰²⁹.

(b) *Discusión*

811. Las Partes no concuerdan con respecto a si el cómputo de la pérdida, si la hubiera, en el escenario sin Medidas debe tener en cuenta o no los beneficios pasados obtenidos por las plantas de los Demandantes antes de las Medidas en Disputa. Por tanto, en la OP18, el Tribunal ofreció dos permutaciones alternativas, a saber:

El MCE computará la Tarifa Alternativa aplicada al escenario sin Medidas

- i. Alternativa 1: Teniendo en cuenta ganancias pasadas;

¹⁰²⁴ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 186-187.

¹⁰²⁵ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 189.

¹⁰²⁶ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 189, referido a la Decisión de la CE sobre la Ayuda Estatal, **Anexo RLA-201**, párrafo 156.

¹⁰²⁷ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 193-194.

¹⁰²⁸ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 197-200.

¹⁰²⁹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 200.

ii. Alternativa 2: Sin tener en cuenta ganancias pasadas¹⁰³⁰.

812. El Nuevo Régimen esencialmente contempla que la rentabilidad del 7,398% se calcula para la vida útil de las plantas teniendo en cuenta los beneficios pasados que superan ese objetivo. El Tribunal considera que la inclusión de beneficios pasados en el cómputo sería equiparable a revocar o recuperar utilidades legítimamente obtenidas según el régimen anterior. Así, considera que, para los fines de cuantificar la Demanda Alternativa, no sería admisible deducir los beneficios pasados al calcular la remuneración del inversor a futuro.
813. Esta conclusión es coherente con la determinación anterior del Tribunal en relación con la Demanda Principal de que mientras estaba vigente el RD 661/2007 (y las condiciones económicas lo permitían), las instalaciones eficientes podrían superar el objetivo de retorno razonable y tenían derecho a mantener las ganancias que el sistema les permitía obtener¹⁰³¹. La solución contraria implicaría que el Estado puede cambiar la legislación con efecto retroactivo, lo que sería contrario al principio de no retroactividad. En este sentido, el Tribunal no puede acordar con España cuando sostiene que las Medidas en Disputa no son retroactivas, puesto que “no pretenden recuperar subvenciones recibidas antes de la fecha de entrada en vigor. Al contrario, simplemente tratan de cambiar el régimen de cara al futuro”¹⁰³². Si bien es verdad que los pagos ya recibidos no deben ser devueltos bajo el Nuevo Régimen, en la práctica, este aspecto en particular del Nuevo Régimen implica que los pagos bajo el RD 661/2007 se deducen de la remuneración futura y se tratan como compensación del monto total que los inversores podrán ganar a futuro. El Tribunal por lo tanto no tiene duda en determinar que es correcto no tener en cuenta los beneficios pasados al calcular la futura retribución de un inversor¹⁰³³.

¹⁰³⁰ OP18, párrafo 12(i).

¹⁰³¹ Ver *supra* párrafo 619.

¹⁰³² Dúplica, párrafo 1044.

¹⁰³³ El Tribunal halla confirmación en las decisiones en *RREEF*, conforme a la cual la recuperación privaría a los inversores de derechos adquiridos vulnerando el principio de no retroactividad. (ver *RREEF Infrastructure (G.P.) Limited y RREEF Pan-European Infrastructure Two Lux S.à r.l. c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/13/30, Decisión sobre Responsabilidad y sobre los Principios de Cuantificación de Daños, 30 de noviembre de 2018, párrafo 328) y *BayWa*, párrafos 495-496 (donde el tribunal estuvo de acuerdo con el análisis en *RREEF* y señaló que “recuperar dichas ganancias en base a una decisión posterior de que eran ‘excesivas’ era inconsistente con el principio de estabilidad del Artículo 10.1 del TCE y no se ha demostrado que fuera

814. Los expertos coinciden en que el cálculo de la Tarifa Alternativa debe tener en cuenta los beneficios pasados (opción esta que el Tribunal, sin embargo, ahora ha descartado), pero no coinciden en el cálculo de la Tarifa Alternativa que ignora los beneficios pasados.
815. En este último aspecto, el Tribunal prefiere el método de Econ One, puesto que correctamente ignora solo la rentabilidad que supera el objetivo (o sea, rentabilidad sobre el 7% neto). En cambio, Brattle descarta todo beneficio pasado. Según el punto de vista del Tribunal, el último enfoque es incorrecto, puesto que, bajo un régimen que garantizaba un retorno del 7% (que es lo que los Demandantes deberían haber esperado legítimamente y, por ende, se debe asumir en el escenario sin Medidas), los Demandantes hubieran obtenido dicho retorno y no hay una buena razón para no tomar en cuenta este retorno del 7% para establecer el TIR sobre la vida útil de la planta. Solo los ingresos que superen el 7%, que representan los ingresos adicionales de las plantas y operadores eficientes, no deben ser considerados para computar la TIR en la vida operativa de la planta. Lo contrario sería equivalente a quitarles esas ganancias de eficiencia a los Demandantes, una recuperación que el Tribunal ha considerado inadmisibles por las razones ya explicadas.
816. El Tribunal está convencido, además, de que el enfoque de Econ One también es más razonable en varios otros aspectos. Primero, tal como hace el perito de España, es sensato asumir que en los primeros años de operación las plantas recuperaron una parte de su inversión inicial. En otras palabras, es razonable asumir que una instalación del año 2008 que inició su operación en 2009 debió haber recuperado 5/30 del monto de inversión inicial al momento de la entrada en vigor del Nuevo Régimen y, por consiguiente, el resto de la inversión a recuperar a partir de 2014 alcanza el 83,3% de la base de costes de la inversión inicial. En cambio, el Tribunal no ve razón alguna para asumir que una planta nueva tenga más del 100% de la base de coste de inversión inicial aún por recuperar a partir de 2014, como hace Brattle. Asimismo, Econ One no agrega inflación a la base de datos, cosa que sí hace Brattle inflando indebidamente el daño¹⁰³⁴.

necesario para resolver el problema del déficit tarifario, que podría haber sido resuelto, en cualquier caso, por las Medidas en Disputa sin demasiada demora adicional y sin el elemento de recuperación de pagos que habían sido realizados de manera legal anteriormente”) (traducción del Tribunal).

¹⁰³⁴ Ver también el debate en la Audiencia: Tr. Audiencia de la OP12 [versión en español (interpretado del inglés)] (Caldwell), 17 de enero de 2018, en 571:20-572:4.

817. Por estas razones, el Tribunal selecciona “Ignorar Beneficios Pasados (Econ One)” en el parámetro 3 del MCE.

x. **Costes Iniciales de Inversión**

818. El tema de los costes *greenfield* que ya fue evocado en el contexto de la base de costes, también cumple un rol para establecer la inversión inicial de los Demandantes a los fines del cálculo de la TIR por los peritos. En este aspecto, el Memorándum Conjunto ofrece la siguiente explicación, dejando asentado que estos párrafos se consensuan entre los peritos:

X. Cómo interpretar las TIRs

113. Tal como se indicó anteriormente, el archivo de resultados incluye las TIRs de los Demandantes para cada combinación de insumos, asumiendo que están implementadas las Medidas. De los seis insumos posibles en la OP18, párrafos 12 (f)-12 (i), solo tres afectan el cálculo de la TIR:

- Monto de la Inversión Inicial
- Revisión de la TRR
- Escudo fiscal de intereses

114. **Monto Inicial de la Inversión:** Hay cuatro opciones para el monto inicial de la inversión para los cálculos de la TIR. Las cuatro opciones de insumo se resumen [...] por grupo inversor en la **Tabla 2**, que luego se subdividen en entidades Demandantes. Tal como se indica en esa tabla, los costes serán los mismos para los cuatro insumos para varias entidades Demandantes. Las entidades Demandantes que tienen diferencias se explican en detalle en la Sección V.B anterior¹⁰³⁵.

819. El Tribunal considera que los costes de inversión *greenfield* son los costes afrontados en el inicio del ciclo de vida del proyecto que son necesarios para poner en operación una planta. Esto incluye los costes de ingeniería, adquisición, y construcción asociados a los módulos fotovoltaicos y los trabajos civiles requeridos para instalarlos, el coste de conectar la instalación a la red eléctrica, el inventario inicial requerido para la operación normal, y aranceles de permisos y licencias. El Tribunal está de acuerdo con España en que otros costes que puedan ser pagados por los inversores, no son estrictamente necesarios para la operación de la planta. Estos incluyen costes asociados a la financiación de la deuda, primas de adquisición pagadas a promotores o activos *brownfield* (inversiones que están casi o completamente desarrolladas y operativas).

¹⁰³⁵ Memorándum Conjunto, párrafos 113-114 (énfasis en el original) (traducción del Tribunal).

820. Las primas de los promotores entran en la segunda categoría. No son estrictamente costes *greenfield* en el sentido de que no se requieren para poner en operación una planta. El Tribunal observa que Brattle no disputa que los costes *brownfield* no deben ser incluidos en el cálculo de las TIRs de los Demandantes a los fines de considerar si obtienen retornos de conformidad con el principio de rentabilidad razonable según la Ley del Sector Eléctrico de 1997¹⁰³⁶.

821. Sin embargo, Brattle argumenta que:

Eliminar el precio total de adquisición es inapropiado [...]. Al menos una parte de estos precios de adquisición habrá compensado al promotor original por los costes en que haya incurrido al diseñar un proyecto y compilar los permisos necesarios. Los datos contables disponibles no distinguen qué parte del precio se refiere a la recuperación directa de los costes, y qué parte representa una “prima” en el sentido de un beneficio para el promotor original. Seguimos incluyendo los precios de adquisición de base en nuestras estimaciones de costes de base¹⁰³⁷.

822. El Tribunal no está convencido de que, a falta de evidencia clara sobre la composición de los precios de adquisición, sea apropiado incluir las primas de los promotores en los costes. Así, considera que en balance debe excluir las primas de los promotores del cálculo de la TIR.

823. Por ende, los expertos no están de acuerdo con respecto a las cifras de los costes *greenfield* en la opción “Exclusión de las primas de los promotores”. Tal como se resume en la Tabla 2 del MCE, Brattle valúa los costes totales excluyendo las primas de los promotores en EUR 1.802,8 millones, mientras que la cifra de Econ One es de EUR1.772,2 millones¹⁰³⁸. Por lo tanto, hay una diferencia entre las cifras de los peritos de EUR 30,6 millones, que se debe al hecho de que Brattle caracteriza los aportes de costes incluidos en esta cifra como costes que no constituyen primas de promotores mientras que Econ One los considera primas de los promotores. El desacuerdo entre

¹⁰³⁶ BQR II, párrafo 99 (“Se destaca una cuestión de medición final por la exclusión de Econ One de las ‘primas de desarrollo’ de sus estimaciones de los costes *greenfield*. Estamos de acuerdo con Econ One en que el objetivo de rentabilidad del Régimen Regulatorio Original se relaciona con la inversión *greenfield*, a diferencia de la inversión *brownfield*, que implica la compra de plantas que ya están en funcionamiento o cerca del final de la construcción. Por lo tanto, ignoramos las primas de adquisición *brownfield* pagadas por muchos de los inversores [P]V de nuestras propias estimaciones de costos *greenfield*”, pies de página internas omitidas).

¹⁰³⁷ BQR II, párrafo 180 (énfasis agregado, pies de página internas omitidas); ver también Memorándum Conjunto, párrafo 26.

¹⁰³⁸ Memorándum Conjunto, párrafo 18.

los peritos se refiere a siete Demandantes, siendo el desacuerdo relativamente menor para cinco de ellos¹⁰³⁹.

824. El Tribunal ha revisado los cálculos de los peritos y en particular las secciones IV.B.3 (“Excluir ‘Primas de Promotores’ (Brattle)”) y IV.B.4 (“Excluir ‘Primas de Promotores’ (Econ One)”) contenidas en el Memorándum Conjunto, así como los pasajes de los informes periciales a los que se hace referencia en los mismos. Llega a la conclusión de que los cálculos de Econ One con respecto a los costes *greenfield* excluyendo las primas de promotores encaja mejor con la noción de costes *greenfield* que el Tribunal ha retenido, o sea, aquellos costes necesarios para poner la planta en operación (ver *supra* en 819). También se alinea más con la posición tomada anteriormente según la cual, a falta de evidencia clara de que un ítem forma parte de los costes *greenfield* según se definieron anteriormente, ese ítem no debería estar incluido en dichos costes y por eso debe ser deducido como prima de promotor. Por estas razones el Tribunal selecciona el ítem “Excluir ‘Primas de Promotores’ (Econ One)” en el parámetro 5 del MCE.

xi. Intereses

(a) Posiciones de las Partes

825. Los Demandantes señalan que el tratamiento de los intereses no era un parámetro identificado en la OP18 como algo que debiera ser el objeto de diferentes parámetros en el MCE. Los Demandantes explican que durante el transcurso de la preparación del MCE, Econ One tomó la posición de que, si bien estaba de acuerdo con que los intereses deben ser calculados sobre los flujos de caja perdidos históricos, no estaba de acuerdo en que el MCE debería permitir que el Tribunal hiciera el cálculo. Por ende, el Tribunal tendrá que determinar si desea aprovechar el MCE a los fines de calcular los intereses en los flujos de caja perdidos históricos, cosa que los Demandantes creen que debe hacer¹⁰⁴⁰.
826. Con respecto a los intereses previos al laudo, los Demandantes sostienen que tales intereses deben ser aplicados a los flujos de caja perdidos “históricos” (durante el período entre 2011 y junio de 2014) y los flujos de caja perdidos “futuros” (a partir de

¹⁰³⁹ Ver Memorándum Conjunto, párrafo 29.

¹⁰⁴⁰ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 177.

junio de 2014)¹⁰⁴¹. Brattle es de la opinión que la tasa del bono español a 10 años es la tasa adecuada para los intereses previos al laudo.

827. Con respecto a los intereses posteriores al laudo, los Demandantes sostienen que la tasa debe ser mayor que la tasa de interés previa al laudo, para reflejar los mayores riesgos asociados a una deuda vencida y para alentar el pago del laudo por parte de España de manera prioritaria sobre otras deudas¹⁰⁴².
828. Con respecto al MCE, los Demandantes explican que el modelo no computa intereses más allá de la fecha de valoración de junio de 2014. El desacuerdo entre Brattle y Econ One en cuanto a la implementación de los intereses en el MCE, se limita, por ende, a la computación de los intereses sobre los flujos de caja perdidos “históricos”, en el período entre 2011 y junio de 2014¹⁰⁴³. Los Demandantes sostienen que la opción de “Incluir Intereses sobre los Daños Pasados” (que apoya Brattle) en el MCE, aplicando intereses a la tasa de los bonos españoles a 10 años para todo daño sufrido por los Demandantes, debería preferirse a la opción de Econ One de “Excluir Intereses de Daños Pasados”, que no calcula intereses sobre los flujos de caja perdidos “históricos” en el MCE¹⁰⁴⁴.
829. La Demandada argumenta que la OP18 no instruyó a los expertos a que incluyeran los cálculos de intereses en el MCE, y esta es la razón por la cual Econ One no incluyó los intereses en el MCE¹⁰⁴⁵. Para España, este enfoque coincide con “el propósito de la OP12 y la OP18 [que] es ayudar al Tribunal a determinar la responsabilidad, no los daños y perjuicios”¹⁰⁴⁶. Por otro lado, España sostiene que el cálculo de los intereses hasta junio de 2014 no es de ayuda en esta etapa puesto que no se conoce la fecha del Laudo¹⁰⁴⁷.
830. En base al argumento expuesto en el párrafo anterior, España y Econ One sostienen que la tasa de intereses previos al laudo apropiada es el EURIBOR a seis meses

¹⁰⁴¹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 179.

¹⁰⁴² OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 181-182.

¹⁰⁴³ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 183.

¹⁰⁴⁴ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 184-185.

¹⁰⁴⁵ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 215-216.

¹⁰⁴⁶ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 217.

¹⁰⁴⁷ Escrito de la Demandada sobre Intereses de fecha 17 de mayo de 2019, párrafo 6, con referencia al Memorándum Conjunto, párrafos 108-109.

puesto que una tasa a corto plazo sin riesgo sin diferencial¹⁰⁴⁸. España objeta la elección de las tasas de intereses propuesta por Brattle y los Demandantes. Sostiene que la tasa del bono español a 10 años propuesta por Brattle es inapropiada puesto que es más alta que la tasa libre de riesgo y en lugar de “compensar a los Demandantes por el paso del tiempo”, en efecto serviría para “disciplinar o de otro modo incentivar a los Estados hacia un enfoque de política u otro”. Además, no hay razón lógica que justifique el margen del 2% por encima del LIBOR que proponen los Demandantes puesto que dicha diferencia solo sería aplicable para proteger a un prestamista contra el riesgo de mora del tomador del préstamo¹⁰⁴⁹.

831. Finalmente, España se opone al reclamo de los Demandantes con respecto a una tasa más alta de interés. Para España, una tasa de interés posterior al laudo más alta tendría naturaleza punitiva, lo que es incompatible con la naturaleza compensatoria que suponen los daños y perjuicios bajo el derecho internacional. Además, una tasa más alta también asume, sin una base legítima, que España no cumplirá con su obligación de pronto pago de daños otorgado por el Tribunal. En cambio, España sostiene que el Tribunal debería aplicar una tasa libre de riesgo para los intereses posteriores al laudo al igual que para los intereses previos al laudo, que es lo que otros tribunales internacionales han considerado apropiado¹⁰⁵⁰.

(b) *Discusión*

832. La determinación de intereses tiene dos aspectos en este caso. En primer lugar, es necesario determinar los intereses sobre los denominados flujos de caja “históricos” perdidos, es decir que los flujos de caja desde 2011 a junio de 2014 deben trasladarse desde la fecha en que fueron obtenidos hasta la fecha de valoración. Esta cuestión se relaciona con uno de los insumos del MCE (parámetro 6). En segundo lugar, a partir de la fecha de valoración, cualquier monto adeudado debe devengar intereses hasta la fecha de pago total.
833. En esta sección, el Tribunal considera la primera cuestión, esto es, el cálculo de los intereses sobre los flujos de caja históricos perdidos. La segunda cuestión es abordada

¹⁰⁴⁸ Escrito de la Demandada sobre Intereses de fecha 17 de mayo de 2019, párrafo 8.

¹⁰⁴⁹ Escrito de la Demandada sobre Intereses de fecha 17 de mayo de 2019, párrafos 9-10 (traducción del Tribunal).

¹⁰⁵⁰ Escrito de la Demandada sobre Intereses de fecha 17 de mayo de 2019, párrafos 14-20.

en la sección VI.B.4.c.xiii a continuación, que considera los intereses sobre los montos otorgados.

834. Como se explica en el Memorándum Conjunto, “[a]mbos peritos están de acuerdo en que los flujos de caja históricos se deben actualizar con intereses para lograr una compensación total”¹⁰⁵¹. Sin embargo, Brattle y Econ One están en desacuerdo con respecto a la tasa de interés “previa al laudo”¹⁰⁵². Habiendo revisado las posiciones de los peritos, el Tribunal considera que está justificado aplicar las tasas de préstamos españoles a 10 años para trasladar los flujos de caja históricos perdidos hasta la fecha de valoración. Llega a esta conclusión porque, al no permitir que los Demandantes obtengan el retorno garantizado durante una cantidad de años, España expuso a los Demandantes a riesgos que son idénticos a los asumidos por los inversores que han prestado dinero a España, y la tasa de los bonos del gobierno refleja la remuneración pagada a los participantes del mercado por asumir esos riesgos. Asimismo, España ahora basa la remuneración bajo el Nuevo Régimen en los bonos españoles a 10 años.
835. Por ende, el Tribunal recurrirá a la implementación que hace Brattle de los insumos de intereses, esto es, a la opción de “Incluir los Intereses sobre los Daños Pasados” en el parámetro 6 del MCE, dejando así que se devenguen los intereses a la tasa de los bonos españoles a 10 años para actualizar los flujos de caja perdidos pasados hasta junio de 2014.

xii. Resultados generales del cómputo de pérdidas

(a) Posición de los Demandantes

836. Los Demandantes realizan los siguientes comentarios de cierre con respecto a las TIRs que resultan de la implementación del MCE de conformidad con los parámetros fijados en la OP18. Sostienen que, en cumplimiento de las instrucciones del Tribunal en la OP18 y su carta del 24 de septiembre de 2018, el MCE contiene el cálculo de la TIR para las plantas FV de los Demandantes (pero no para las entidades Demandantes en sí mismas) en el escenario con Medidas¹⁰⁵³.
837. Señalan que el cálculo de la TIR (ante el escenario Contrafáctico y el Real) en el MCE se ve afectado por tres de los seis insumos de la OP18: (a) la base de costes; (b) si el cálculo considera futuras revisiones de la tasa de retorno razonable; y (c) si se toma

¹⁰⁵¹ Memorándum Conjunto, párrafo 105 (Brattle).

¹⁰⁵² Ídem

¹⁰⁵³ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 186.

en cuenta el escudo fiscal de intereses en el cómputo de la tasa impositiva efectiva. Dados los múltiples desacuerdos entre los peritos de las Partes en relación con estos parámetros, hay “32 conjuntos posibles de TIR del Demandante con las Medidas vigentes”¹⁰⁵⁴. Los Demandantes sostienen que dada la multitud de potenciales TIR por cada Demandante, los resultados de la TIR establecidos en el MCE “serán de poco valor para el Tribunal, a menos que se interpreten en el contexto de los supuestos que los sustentan”¹⁰⁵⁵.

838. En ese sentido, los Demandantes subrayan que España ha admitido que el Nuevo Régimen ofrecía una tasa de retorno más baja que la del Régimen Original. Esto implica que el cálculo de la TIR para las instalaciones tipo bajo el Nuevo Régimen en el escenario Real que resulta en retornos por encima del 7% después de impuestos por definición no puede estar usando las mismas suposiciones que las usadas por España al fijar las tarifas del RD 661/2007.
839. Teniendo esto en mente, los Demandantes invitan al Tribunal a comparar los resultados de la TIR según la metodología preferida por Brattle (sin incluir el escudo fiscal en el cálculo de la tasa fiscal efectiva), que se muestran en la Tabla 5 del Memorándum Conjunto, con los resultados de la metodología preferida de Econ One (incluyendo el escudo fiscal en el cálculo de la tasa impositiva efectiva), que se encuentran en la Tabla 6 del Memorándum Conjunto¹⁰⁵⁶. Los Demandantes señalan que los resultados de Brattle indican que bajo el Nuevo Régimen todas las instalaciones reciben retornos del 6,1% al 6,2% después de impuestos, que es significativamente menor al retorno del 7% después de impuestos que el Tribunal determinó y que España argumentó que se garantizaba bajo el Régimen Original¹⁰⁵⁷. En comparación, al usar el enfoque de Econ One, las instalaciones tipo lograrían una TIR de alrededor del 7% después de impuestos, que es lo mismo que el retorno objetivo que supuestamente ofrecía el RD 661/2007. Según los Demandantes, esto es inconsistente con el hecho de que el Nuevo Régimen redujo los retornos¹⁰⁵⁸.

¹⁰⁵⁴ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 187, con referencia al Memorándum Conjunto, párrafo 118.

¹⁰⁵⁵ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 187.

¹⁰⁵⁶ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafos 190, 194.

¹⁰⁵⁷ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 191.

¹⁰⁵⁸ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 196.

840. Finalmente, los Demandantes argumentan que el foco de España en las TIRs es consistente con la posición de Econ One con respecto a que aquellos inversores cuyas plantas exceden el 7% no tienen derecho a percibir daños y perjuicios. Este enfoque, según los Demandantes, es erróneo, porque elimina los daños y perjuicios sufridos por inversores cuyas plantas eran más eficientes que la planta estándar (marginal) y recompensa a los inversores cuyas plantas sufrían ineficiencias¹⁰⁵⁹.
841. En conclusión, al aplicar las permutaciones a los daños y perjuicios preferidos por Brattle según el MCE, los Demandantes sostienen que los 14 conjuntos de Demandantes tienen derecho a un monto total de EUR 520 millones, como se indica en el siguiente cuadro¹⁰⁶⁰:

¹⁰⁵⁹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 197, con referencia al siguiente pasaje de la Tr. Audiencia da la OP12 [versión en inglés], 19 de enero de 2018, en 84:3-18 (traducción de los Demandantes de la versión en inglés de la transcripción):

PRESIDENT[A]: Entonces, es importante que lo entendamos. El coste estándar, el coste típico de 50, la planta está construida por 48 porque es un operador muy eficiente. ¿Correcto? Entonces él ahorra 2. El resultado de eso es que logra 7,7 ITR porque sus costes iniciales de inversión son más bajos. Entonces las medidas en disputa reducen su TIR a 7,2. Simplemente, dice que está por encima de 7, que está bien. Ya no tratamos con él. Usted no considera que tenga derecho a daños y perjuicios por la diferencia entre 7,7 y 7,2.

DR FLORES: Eso es correcto. No calculamos daños y perjuicios para eso.

PRESIDENT[A]: Y la situación es diferente para Brattle, ya que Brattle considera que esta caída de 7,7 a 7,2 da derecho al demandante a una indemnización daños y perjuicios. ¿Es correcto?

SR LAPUERTA: Sí.

¹⁰⁶⁰ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 198.

	Claimant Entity	Investor Group	Impact (€ Millions)
1.	AES Solar Energy Cooperatif U.A	AES	-59.2
2.	REI Renewable Energy International S.à r.l.	Arisol	-3.0
3.	Roland Schumann	Arisol	-1.3
4.	Ceconat Energy GmbH	Ceconat	-11.2
5.	Ampere Equity Fund B.V.	DIF/Ampere	-36.7
6.	Element Power Holdings B.V	Element Power	-24.8
7.	Eoxis Holding B.V.	EOXIS	-37.2
8.	Mercurio Solar S.a.r.l	HG Capital	-59.6
9.	Tyche Solar S.a.r.l	HG Capital	-33.2
10.	Impax Solar Investment S.a.r.l	Impax	-70.7
11.	Impax New Energy Investors S.C.A	Impax	-17.7
12.	ESPF Beteiligungs GmbH	KGAL	-12.6
13.	Infraclass Energie 4 GmbH & Co KG	KGAL	-21.4
14.	MEIF Luxembourg Renewables S.a.r.l	MEIF	-53.0
15.	MPC Solarpark GmbH & Co KG	MPC Capital	-16.8
16.	NIBC European Infrastructure Fund I C.V.	NIBC	-28.1
17.	Alesund, Christiansund S.à r.l. & Cie S.C.A	WEREC	-13.4
18.	Shulaya, Trier SG S.à r.l. & Cie S.C.A.	WEREC	-13.4
19.	WOC Photovoltaik Portfolio GmbH & Co KG	White Owl Capital	-7.5
20.	Total Negative Impact		-520.6
21.	Total Impact		-520.6

(b) *Posición de la Demandada*

842. España sostiene que, siempre que se apliquen los parámetros correctos, los resultados del MCE demuestran que los Demandantes siguen obteniendo un retorno razonable sobre sus inversiones¹⁰⁶¹. Sostiene que *en promedio* los Demandantes siguen recibiendo un retorno del 7,15%¹⁰⁶².

¹⁰⁶¹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 218-232.

¹⁰⁶² OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 218-225, con referencia al MCE.

	Claimant Entity	Investor Group	Impact (€ Millions)	IRR with the Measures in Place (Percent)	Effective Capacity (MW)	Impact (€ Millions / MW)
1.	AES Solar Energy Cooperatif U.A	AES	-2.0	6.9%	27.1	-0.1
2.	REI Renewable Energy International S.à r.l.	Arisol	-0.9	8.1%	0.8	-1.0
3.	Roland Schumann	Arisol	-0.4	8.1%	0.4	-1.0
4.	Ceconat Energy GmbH	Ceconat	-2.8	5.0%	2.9	-1.0
5.	Ampere Equity Fund B.V.	DIF/Ampere	-2.3	6.0%	16.3	-0.1
6.	Element Power Holdings B.V	Element Power	4.5	6.9%	12.8	0.4
7.	Eoxis Holding B.V.	EOXIS	1.4	6.5%	19.7	0.1
8.	Mercurio Solar S.a.r.l	HG Capital	6.3	8.0%	33.4	0.2
9.	Tyche Solar S.a.r.l	HG Capital	-1.2	8.9%	9.5	-0.1
10.	Impax Solar Investment S.a.r.l	Impax	-1.8	6.1%	25.1	-0.1
11.	Impax New Energy Investors S.C.A	Impax	-0.4	6.1%	6.3	-0.1
12.	ESPF Beteiligungs GmbH	KGAL	5.0	9.5%	9.9	0.5
13.	Infraclass Energie 4 GmbH & Co KG	KGAL	-0.7	5.0%	10.0	-0.1
14.	MEIF Luxembourg Renewables S.a.r.l	MEIF	-3.0	8.1%	17.0	-0.2
15.	MPC Solarpark GmbH & Co KG	MPC Capital	-0.1	8.2%	8.7	-0.0
16.	NIBC European Infrastructure Fund I C.V.	NIBC	-4.6	5.9%	9.4	-0.5
17.	Alesund, Christiansund S.à r.l. & Cie S.C.A	WEREC	-2.0	7.9%	4.3	-0.5
18.	Shulaya, Trier SG S.à r.l. & Cie S.C.A.	WEREC	-2.0	7.9%	4.3	-0.5
19.	WOC Photovoltaik Portfolio GmbH & Co KG	White Owl Capital	1.5	6.8%	4.5	0.3
20.	Total Negative Impact		-24.1	n/a	n/a	-0.1
21.	Total Impact		-5.3	n/a	n/a	-0.0

843. Donde ciertas entidades Demandadas no obtienen al menos 7%, España sostiene que este bajo desempeño no fue el resultado de las Medidas en Disputa, sino que se atribuye a “decisiones privadas tomadas por los Demandantes”¹⁰⁶³.

844. La Demandada destaca el intento de los Demandantes por restarle importancia a sus TIR ya que son fatales para su caso¹⁰⁶⁴. También sostiene que las TIR de Brattle “no son las TIR de los Demandantes”¹⁰⁶⁵. Esto se debe a que, como ya ha explicado España, las TIR de Brattle (i) asumen que las plantas de los Demandantes pagaron en el pasado y pagarán en el futuro un tipo impositivo del 17%, lo que es incorrecto¹⁰⁶⁶, y (ii) se basan en “el cálculo de Brattle de los costes de nueva instalación de los Demandantes, que no está respaldado por las pruebas que obran en el expediente e incluye incorrectamente las primas de los promotores”¹⁰⁶⁷.

¹⁰⁶³ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 220-225, referido a las TIR de Ceconat, DIF/Ampere, NIBC, Impax, y KGAL.

¹⁰⁶⁴ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 226-232.

¹⁰⁶⁵ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 227 (énfasis en el original).

¹⁰⁶⁶ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 228.

¹⁰⁶⁷ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 229.

(c) *Discusión*

845. En resumen, el Tribunal opta por los siguientes parámetros del MCE para determinar las TIRs en el escenario con Medidas y el daño resultante de la diferencia entre los dos escenarios (con Medidas y sin las mismas):

Parámetro 1 (Escudo Fiscal de Intereses): “Incluir Escudo Fiscal de Intereses (Econ One)”

Parámetro 2 (Base de costes): “Instalación Tipo – Reclasificada por tamaño” [Brattle]

Parámetro 3 (Ganancias Pasadas): Ignorar las Ganancias Pasadas [Brattle], sin embargo, utilizando la metodología/cálculo de: “Ignorar Ganancias Pasadas (Econ One)”

Parámetro 4 (Modificación de TRR): “Asumir que se produce una modificación del Retorno” [acordado]

Parámetro 5 (Inversión Inicial para el Cálculo de la TIR): “Excluir ‘Primas de los Promotores’ (Econ One)”

Parámetro 6 (Intereses): “Incluir Intereses sobre los Daños Pasados” [Brattle]

846. La selección de estos parámetros, a su vez, produce los siguientes resultados:

Results						
Claimant Entity	Investor Group	Impact (€ Millions)	IRR with the Measures in Place (Percent)	Effective Capacity (MW)	Impact (€ Millions / MW)	
1. AES Solar Energy Cooperatif U.A	AES	-15.4	6.9%	27.1	-0.6	
2. REI Renewable Energy International S.à r.l.	Arisol	-1.1	8.1%	0.8	-1.4	
3. Roland Schumann	Arisol	-0.5	8.1%	0.4	-1.3	
4. Ceconat Energy GmbH	Ceconat	-5.4	5.0%	2.9	-1.9	
5. Ampere Equity Fund B.V.	DIF/Ampere	-11.1	6.0%	16.3	-0.7	
6. Element Power Holdings B.V	Element Power	-2.2	6.9%	12.8	-0.2	
7. Eoxis Holding B.V.	EOXIS	-6.1	6.5%	19.7	-0.3	
8. Mercurio Solar S.a.r.l	HG Capital	-6.9	8.0%	33.4	-0.2	
9. Tyche Solar S.a.r.l	HG Capital	-14.1	8.9%	9.5	-1.5	
10. Impax Solar Investment S.a.r.l	Impax	-29.3	6.1%	25.1	-1.2	
11. Impax New Energy Investors S.C.A	Impax	-7.3	6.1%	6.3	-1.2	
12. ESPF Beteiligungs GmbH	KGAL	3.3	9.5%	9.9	0.3	
13. Infraclass Energie 4 GmbH & Co KG	KGAL	-4.0	5.0%	10.0	-0.4	
14. MEIF Luxembourg Renewables S.a.r.l	MEIF	-18.2	8.1%	17.0	-1.1	
15. MPC Solarpark GmbH & Co KG	MPC Capital	-3.8	8.2%	8.7	-0.4	
16. NIBC European Infrastructure Fund I C.V.	NIBC	-10.2	5.9%	9.4	-1.1	
17. Alesund, Christiansund S.à r.l. & Cie S.C.A	WEREC	-6.5	7.9%	4.3	-1.5	
18. Shulaya, Trier SG S.à r.l. & Cie S.C.A.	WEREC	-6.5	7.9%	4.3	-1.5	
19. WOC Photovoltaik Portfolio GmbH & Co KG	White Owl Capital	0.1	6.8%	4.5	0.0	
20. Total Negative Impact		-148.7	n/a	n/a	-0.7	
21. Total Impact		-145.3	n/a	n/a	-0.7	

847. Como se puede observar en el cuadro, para 10 de 19 entidades Demandantes dentro de la lista acordada entre los peritos (ver *supra* en VI.B.4.c.v), la TIR con la implementación de las Medidas en Disputa se encuentra por debajo del 7%. En cambio, para las restantes 9 entidades Demandantes la TIR con la implementación de las Medidas en Disputa supera el 7%. Por las razones explicadas *supra* en 648, al reducir la tasa de retribución razonable por debajo del 7%, España actuó de manera irracional y desproporcionada, violando así el estándar de TJE. Por lo tanto, las entidades Demandantes cuya TIR con las Medidas en Disputa se encuentra por debajo del 7% tienen derecho a compensación y el daño calculado por los peritos en el MCE representa la medida de compensación para cada entidad Demandante.
848. Más específicamente, las siguientes entidades Demandantes tienen derecho a recibir los siguientes montos como resultado de la vulneración por parte de la Demandada del estándar TJE:

Entidad Demandante¹⁰⁶⁸	Monto de Daños (millones de EUR)
AES Solar Energy Coöperatief U.A	15,4
Ceconat Energy GmbH	5,4
Ampere Equity Fund B.V.	11,1
Element Power Holdings B.V.	2,2
Eoxis Holding S.A.	6,1
Impax Solar Investment S.à.r.l.	29,3
Impax New Energy Investors S.C.A.	7,3
InfraClass Energie 4 GmbH & Co. KG	4,0
NIBC European Infrastructure Fund I C.V.	10,2
WOC Photovoltaik Portfolio GmbH & Co. KG	0,1

849. Con respecto a algunos de estos inversores (Ceconat, DIF/Ampere, NIBC y KGAL), la Demandada argumentó que “esta baja rentabilidad no ha sido el resultado de las

¹⁰⁶⁸ Los nombres de las entidades Demandantes han sido actualizados de conformidad con la lista circulada por los Demandantes el 3 de febrero de 2020.

Medidas en Disputas, sino que se atribuye directamente a decisiones privadas tomadas por los Demandantes”¹⁰⁶⁹. El Tribunal no está convencido por los argumentos de la Demandada y considera que no están lo suficientemente sustanciados. En particular, señala que la Demandada se basa en ciertas críticas expresadas por Econ One en relación con los TIRs de estos inversores¹⁰⁷⁰. Es verdad que en sus informes y presentaciones Econ One considera la posibilidad de que los altos costes deprimieran estas TIRs, debido a la ineficiencia o a operaciones entre partes relacionadas. Sin embargo, Econ One no se basa en evidencia directa, y menos aún concluyente, que demuestre que los costes estaban inflados. Simplemente sugiere que la inflación “podría haber” o “quizás haya” ocurrido a raíz de la participación de partes relacionadas en la construcción u operación y mantenimiento de las plantas.

850. Además de la falta de evidencia, el Tribunal considera que los costes ya están correctamente incluidos en el MCE, y no está convencido que deban tener relevancia nuevamente aquí de la forma planteada por España y Econ One. Finalmente, el hecho de que dos entidades Demandantes pertenecientes al grupo KGAL estén obteniendo “en promedio” una TIR de más de 7%¹⁰⁷¹ es irrelevante a los fines presentes, puesto que el Tribunal debe considerar el daño “por entidad Demandante” y no en promedio tomando varias entidades Demandantes. Por ende, la entidad perteneciente al grupo KGAL (Infraclass Energie 4 GmbH & Co KG), cuya TIR se encuentra por debajo del 7% (en este caso, 5%) tiene derecho a compensación.

xiii. Intereses sobre los montos adeudados¹⁰⁷²

851. Habiendo concluido que las entidades Demandantes enumeradas anteriormente tienen derecho a recuperar daños como consecuencia de la vulneración por parte de España del TCE, el Tribunal ahora considera los intereses sobre los montos adeudados.
852. El Artículo 26(8) del TCE prevé que “los laudos arbitrales [...] pueden incluir laudos de intereses [...]”. Es reconocido que los intereses constituyen una parte integral de

¹⁰⁶⁹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 220.

¹⁰⁷⁰ Ver OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafos 220-225, refiriéndose en particular a EOQR II, párrafos 110, 112-120, 132-136, 183-196, 207, 233; y la Presentación de EO, págs. 38-39, 42.

¹⁰⁷¹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 225.

¹⁰⁷² Las posiciones de las Partes con respecto a los intereses sobre los montos adeudados están resumidas *supra* en VI.B.4.c.xi.

cualquier laudo de indemnización, cuyo propósito es lograr la reparación íntegra y restablecer la situación que hubiera existido si los hechos ilícitos no se hubieran cometido. Como se mencionó anteriormente, el principio de reparación íntegra no está disputado entre las Partes. Los Tribunales han sostenido en repetidas ocasiones que, para lograr la reparación íntegra, es necesario que un laudo de daños incluya intereses¹⁰⁷³.

853. Con respecto a los intereses incurridos desde la fecha de valoración hasta la realización del pago total, el Tribunal considera que deben devengarse a la misma tasa y bajo los mismos términos tanto antes como después del laudo. Esto es consecuencia de que la obligación de la Demandada de pagar daños no surge en la fecha del laudo sino en el momento en que el hecho internacionalmente ilícito ocasionó el daño¹⁰⁷⁴. Además, como se señala en *Micula*, no hay razón para distinguir entre los intereses previos y posteriores al laudo puesto que el propósito de ambos es compensar la privación de fondos¹⁰⁷⁵.
854. Según el punto de vista del Tribunal, el interés debe ser compuesto en línea con las prácticas financieras generalmente aceptadas. Si los Demandantes no se hubieran visto privadas de los fondos que les correspondían, podrían haberlos invertido y hubieran obtenido intereses compuestos. Asimismo, si como resultado de la privación,

¹⁰⁷³ Tratado sobre la Carta de Energía, Lisboa, 17 de diciembre de 1994, 2080 UNTS 95, **Anexo CLA-18 / RLA-31**; *Middle East Cement Shipping y Handling Co. S.A. c. la República Árabe de Egipto*, Caso CIADI N.º ARB/99/6, Laudo, 12 de abril de 2002, **Anexo CLA-131**, párrafos 174-175; *Continental Casualty Company c. la República Argentina*, Caso CIADI N.º ARB/03/9, Laudo, 5 de septiembre de 2008, **Anexo CLA-202**, párrafo 308.

¹⁰⁷⁴ Ver también *Vestey Group Ltd c. la República Bolivariana de Venezuela*, Caso CIADI N.º ARB/06/4, Laudo, 15 de abril de 2016, **Anexo RLA-197**, párrafos 436-438 (versión en inglés).

¹⁰⁷⁵ “Como asunto preliminar, el Tribunal no comprende por qué el coste de la privación de dinero (que se compensa con los intereses) debiera diferir antes y después del Laudo, y ninguna de las Partes ha logrado convencerlo de lo contrario. Ambos se otorgan para indemnizar a una parte por la privación del uso de sus fondos. El Tribunal por ende otorgará intereses previos y posteriores al laudo a la misma tasa” (Ver *Ioan Micula, Viorel Micula y otros c. la República de Rumania*, Caso CIADI N.º ARB/05/20, Laudo, 11 de diciembre de 2013, **Anexo CLA-161**, párrafo 1269 (traducción del Tribunal)).

tuvieron que tomar prestado dinero, también hubieran pagado intereses compuestos. La jurisprudencia confirma esta elección¹⁰⁷⁶.

855. En conclusión, los intereses sobre el monto al que se haga lugar se devengarán a la tasa de los bonos españoles a 10 años, compuesto semestralmente a partir de la fecha de valoración hasta el pago total.

VII. REINTEGRO DE IMPUESTOS

1. La posición de los Demandantes

856. Los Demandantes presentan un reclamo de reintegro de impuestos conforme al principio de reparación plena bajo el derecho internacional. Los Demandantes argumentan que cualquier cantidad otorgada en un laudo estaría sujeta a impuestos societarios en sus jurisdicciones locales (Países Bajos, Luxemburgo, y Alemania), mientras que las distribuciones de dividendos efectuadas en el transcurso ordinario de la actividad no habrían estado sujetas a tributación¹⁰⁷⁷. Los Demandantes han presentado informes de abogados especializados en materia tributaria que confirman el régimen fiscal de un laudo monetario en cada una de esas jurisdicciones¹⁰⁷⁸.

¹⁰⁷⁶ *Ioan Micula, Viorel Micula y otros c. la República de Rumania*, Caso CIADI N.º ARB/05/20, Laudo, 11 de diciembre de 2013, **Anexo CLA-161**, párrafos 1266-1267; *Compañía del Desarrollo de Santa Elena c. Costa Rica*, Caso CIADI N.º ARB/96/1, Laudo Final, 17 de febrero de 2000, **Anexo CLA-199**, párrafos 105-106 (versión en inglés); *Renta 4 S.V.S.A, Ahorro Corporacionemergentes F.I., Quasar de Valores SICAV S.A., Orgor de Valores SICAV S.A., GBI 9000 SICAV S.A., ALOS 34 S.L. c. la Federación Rusa*, SCC N.º 24/2007, Laudo, 20 de julio de 2012, **Anexo CLA-209**, párrafo 226 (versión en inglés); *Emilio Agustín Maffezini c. el Reino de España*, Caso CIADI N.º ARB/97/7, Laudo, 13 de noviembre de 2000, **Anexo CLA-210**, párrafo 96 (versión en inglés); *Wena Hotels c. la República Árabe de Egipto*, Caso CIADI N.º ARB/98/4, Laudo, 8 de diciembre de 2000, **Anexo CLA-211**, párrafos 128-129; *El Paso International Company c. la República Argentina*, Caso CIADI N.º ARB/03/15, Laudo, 31 de octubre de 2011, **Anexo CLA-213**, párrafo 746; *Joseph Charles Lemire c. la República de Ucrania*, Caso CIADI N.º ARB/06/18, Laudo, 28 de marzo de 2011, **Anexo CLA-214**, párrafos 359-361 (versión en inglés).

¹⁰⁷⁷ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 200.

¹⁰⁷⁸ Ver Flick Gocke Schaumburg, Informe sobre la imposición al Laudo en Alemania, 9 de noviembre de 2017, **Anexo C-702**; Informe fiscal de Houthoff, Buruma sobre la tributación del Laudo en los Países Bajos, 9 de noviembre de 2017, **Anexo C-703**; Informe Fiscal de Baker y McKenzie, sobre la tributación al Laudo en Luxemburgo, 7 de noviembre de 2017, **Anexo C-704**.

857. Los Demandantes explican, además, que el MCE no incluye su reclamo por reintegro de impuestos dado que el importe exacto del reintegro de impuestos solo podrá determinarse después de que el Tribunal haya determinado el monto adeudado a los Demandantes en su laudo. Dadas las circunstancias, los Demandantes proponen que “[l]a suma elevada a bruto puede ser calculada y acordada por los peritos de las Partes con arreglo a la decisión del Tribunal sobre otros aspectos de la cuantificación de daños”¹⁰⁷⁹. Argumentan que, “[p]osteriormente, existirían diversas posibles opciones para que el Tribunal abordase la elevación a bruto”, incluyendo:

(a) Conceder la elevación a bruto por el montante calculado por los peritos, con la condición de que la entidad en cuestión se comprometa por escrito a que cualquier cantidad que no se pague a la agencia tributaria pertinente se devuelva a España (es decir, un compromiso contra la doble recuperación);

(b) Ordenar que la cantidad total de la elevación a bruto se deposite en una cuenta de depósito en garantía a la espera de la determinación definitiva de la autoridad tributaria pertinente, después de la cual se pagaría la cuantía correspondiente y se devolvería a España cualquier fondo remanente; y

(c) Ordenar que España exima de responsabilidad a los Demandantes frente a cualquier montante de impuestos que se adeude, en cuyo caso no se transmitirían fondos hasta que las autoridades españolas alcanzasen una decisión¹⁰⁸⁰.

2. La posición de la Demandada

858. La Demandada aduce que la solicitud de los Demandantes de un reintegro de impuestos debe ser denegada por los motivos que se exponen a continuación¹⁰⁸¹:

- a. En primer lugar, el Tribunal carece de jurisdicción para considerar una petición de reintegro de impuestos en virtud del Artículo 21 del TCE, que contiene una excepción relativa a asuntos fiscales;
- b. En segundo lugar, España no puede responder por impuestos aplicados por otros Estados;
- c. En tercer lugar, cualquier laudo estaría exento de tributación en los Estados de cada una de las nacionalidades de los Demandantes por considerarse un pago de dividendos; y

¹⁰⁷⁹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 205.

¹⁰⁸⁰ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 205.

¹⁰⁸¹ OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 426; Contestación sobre Quantum, Sección 8.

- d. En cuarto lugar, el reclamo es poco claro y especulativo y ha sido previamente rechazado por numerosos tribunales con este fundamento. En todo caso, los Demandantes no han demostrado su reclamo de reintegro de impuestos, ya que el Tribunal ha decidido tratar los diversos informes de asesores fiscales presentados por los Demandantes como escritos de parte y no como prueba¹⁰⁸².

3. Discusión

859. El Tribunal ha considerado los escritos de las Partes con respecto a la reclamación de reintegro de impuestos, incluyendo los informes sobre derecho fiscal (Anexos C-702 a C-704) que, conforme a la carta del Tribunal del 6 de diciembre de 2017, ha decidido tratar como escritos de parte referidos a derecho.
860. Como asunto inicial, está en desacuerdo con la Demandada en cuanto a que el Tribunal carece de jurisdicción para considerar el reclamo de reintegro de impuestos en virtud del Artículo 21 del TCE, que excluye asuntos referidos a tributación. Según el punto de vista del Tribunal, el Artículo 21 se refiere a la jurisdicción o falta de jurisdicción del Tribunal sobre una disputa cuando las medidas impugnadas se refieren a tributación. En cambio, puesto que una reclamación de reintegro de impuestos pagados sobre laudos monetarios se refiere al cálculo de daños, no tiene relación con la naturaleza de las medidas objeto de la disputa.
861. Aunque tiene jurisdicción sobre el reclamo de reintegro de impuestos de los Demandantes, el Tribunal no considera que éste esté debidamente fundamentado. En línea con otros tribunales arbitrales que han rechazado reclamos similares, el Tribunal considera que el mencionado reintegro de impuestos sería especulativo y poco claro¹⁰⁸³. Por ejemplo, la naturaleza especulativa del reclamo fue enfatizada en *Servier c. Polonia*,

¹⁰⁸² OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de la Demandada, párrafo 426(d), con referencia a la Carta del Tribunal a las Partes de fecha 6 de diciembre de 2017.

¹⁰⁸³ Ver por ej., *Venezuela Holdings et al c. Venezuela*, Caso CIADI N.º ARB/07/27, Laudo, 9 de octubre de 2014, párrafos 386-388, **Anexo CL-188** (“esta reclamación es especulativa e incierta”); *Saint-Gobain Performance Plastics Europe c. Venezuela*, Decisión sobre Responsabilidad y los Principios en materia de Quantum, 30 de diciembre de 2016, párrafos 904-905, **Anexo RL-199** (“[dicha pretensión] tiene un carácter especulativo e infundado; el Tribunal, por tanto, no ve razón para ordenar el pago de una indemnización por responsabilidad derivada de gravamen extranjero, tal y como pretende el Demandante. Por ello, la pretensión del Demandante, según la

Si bien el Tribunal ha considerado las posibles ramificaciones fiscales derivadas del presente Laudo, no hay motivo para hacer especulaciones acerca de la idoneidad, del tipo que sea, de que cualquier "gross-up" tenga en cuenta la potencial responsabilidad fiscal, sea en Polonia o en Francia. El tratamiento fiscal definitivo de un laudo que represente el "valor real" de una inversión ha de recaer en las autoridades fiscales de la jurisdicción correspondiente al inversor y del país anfitrión¹⁰⁸⁴.

862. Además, el Tribunal encuentra confirmación para su conclusión de que dicho reintegro de impuestos sería especulativo en la enumeración realizada por los Demandantes en el párrafo 205 del OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes de las "posibles opciones para que el Tribunal abordase la elevación a bruto" (citado arriba en párr. 857). El Tribunal observa que al menos dos de estas opciones están sujetas a una posible determinación por las autoridades fiscales competentes¹⁰⁸⁵. Según el punto de vista del Tribunal, esto corrobora la incertidumbre que rodea el reclamo de reintegro de impuestos de los Demandantes.
863. Además, el Tribunal no está convencido de que un reintegro de impuestos cumpliría con el requisito de relación causal de la pérdida. Según sostuvo el tribunal en *Rusoro c. Venezuela*, "[c]ualquier obligación fiscal que surgiera bajo las leyes impositivas [del Estado local] (o de cualquier otro régimen fiscal, que no fuera del [Estado demandado]), no califica como pérdida consecuencial a raíz del incumplimiento del Tratado [por parte de la demandada] y no genera responsabilidad [de la demandada]"¹⁰⁸⁶.

cual el Demandando habría de ser condenado a indemnizar al Demandante por las responsabilidades derivadas de la doble imposición acaecida en Francia o en cualquier otro lugar, que no se habrían producido de no ser por las medidas perjudiciales adoptadas por Venezuela, ha de ser desestimada.")

¹⁰⁸⁴ *Les Laboratoires Servier, S.A.S., Biofarma, S.A.S. y Arts et Techniques du Progres S.A.S. c. República de Polonia*, CNUDMI, Laudo (Redactado), Caso CPA N.º 2010-12, 14 de febrero 2012, párrafo 666, **Anexo RL-211**.

¹⁰⁸⁵ Ver OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes, párrafo 205 (b) ("Ordenar que la cantidad total de la elevación a bruto se deposite en una cuenta de depósito en garantía, a la espera de la determinación definitiva de la autoridad tributaria pertinente, después de la cual se pagaría la cuantía correspondiente y se devolvería a España cualquier fondo remanente", énfasis agregado) y (c) ("Ordenar que España exima de responsabilidad a los Demandantes frente a cualquier montante de impuestos que se adeude, en cuyo caso no se transmitirían fondos hasta que las autoridades españolas alcanzasen una decisión", énfasis agregado).

¹⁰⁸⁶ *Rusoro Mining Limited c. Venezuela*, Caso CIADI N.º ARB(AF)/12/5, Laudo, 22 de agosto de 2016, párrafo 854, **Anexo RL-194** (traducción del Tribunal).

864. Finalmente, según el punto de vista del Tribunal, resulta significativo que ningún tribunal de inversiones, incluyendo los tribunales del CIADI que han afirmado la responsabilidad de España en relación con las medidas objeto del presente procedimiento (ver, por ejemplo: *Eiser*¹⁰⁸⁷, *Masdar*¹⁰⁸⁸, y *Antin*¹⁰⁸⁹), parecen haber sostenido reclamos similares.
865. Por estos motivos, el Tribunal desestima el reclamo de reintegro de impuestos.

VIII. COSTAS

A. POSICIÓN DE LOS DEMANDANTES

866. Los Demandantes solicitan que las costas que han incurrido en la fase de responsabilidad y quantum sean asumidas enteramente por la Demandada¹⁰⁹⁰. Las costas totales incurridas por los Demandantes (al 14 de junio de 2019) alcanzan las Libras Esterlinas 11.387.747,75¹⁰⁹¹.
867. Según los Demandantes, en caso de que el Tribunal decida a su favor y rechace las varias defensas presentadas por España, los Demandantes deberían tener derecho a recuperar sus costas totales en base a una indemnización plena conforme al principio de imposición de costas a la parte vencida plasmado en el Artículo 42(1) del Reglamento CNUDMI¹⁰⁹². Los Demandantes afirman un laudo sobre costas en este sentido es necesario para restaurarlos a la posición que habrían estado de no ser por las violaciones del TCE por parte de España.
868. Los Demandantes además argumentan que España debería asumir todas las costas por haber demorado innecesariamente el arbitraje e incrementado los costes del procedimiento al plantear peticiones, reclamos y objeciones sin mérito. En particular, España agravó la disputa al introducir las Nuevas Medidas después de que los Demandantes hubieran presentado su Escrito de Demanda original. Esto requirió “una revisión total de la demanda [de los Demandantes]”, tal como admitió España, para

¹⁰⁸⁷ *Eiser*, párrafo 456.

¹⁰⁸⁸ *Masdar*, párrafo 660.

¹⁰⁸⁹ *Antin*, párrafo 673.

¹⁰⁹⁰ Escrito sobre Costas de los Demandantes, párrafo 1; OP12 Escrito sobre Costas de los Demandantes, párrafo 1.

¹⁰⁹¹ OP12 Escrito sobre Costas de los Demandantes, Apéndice 1.

¹⁰⁹² Escrito sobre Costas de los Demandantes, párrafos 4-6, 8; OP12 Escrito sobre Costas de los Demandantes, párrafos 5-7, 9.

incluir presentaciones y prueba sobre las Nuevas Medidas, lo que incrementó significativamente la complejidad del caso y, por extensión, las costas de los Demandantes¹⁰⁹³. Adicionalmente, los Demandantes argumentan que España ha adoptado múltiples posiciones incongruentes a lo largo de este procedimiento. Por ejemplo, durante la fase OP12, España “llevó a cabo un cambio total de postura [y] abandonó su aseveración previa de que [...] el beneficio razonable calculado por España en el momento en el que se construyeron las plantas de los Demandantes estaba basado en una planta marginal [...]. Estas posturas incoherentes han incrementado innecesariamente las costas, ya que los Demandantes han tenido que litigar asuntos que ya habían sido previamente acordados entre las partes”¹⁰⁹⁴.

869. Además, la conducta de España en relación con la exhibición de documentos también incrementó significativamente las costas de este procedimiento. Los Demandantes observan que, a pesar de ellos exhibieron más de varios miles de documentos en este procedimiento, España formuló quejas repetidas e infundadas contra la exhibición de documentos de los Demandantes, cuya resolución generó múltiples rondas de correspondencia e incluso requirió una audiencia telefónica, a insistencia de España. Asimismo, aun cuando el Tribunal rechazó las quejas de España, ésta persistió en presentar argumentos infundados una vez más en su Contestación sobre Quantum. Además, España no ha exhibido un solo documento desde la OP12. Los únicos documentos que España “se vio obligada a divulgar después de años de tergiversación y tácticas dilatorias” fueron los Documentos de *Greentech*. Los Demandantes sostienen que España se encontraba bajo la obligación de divulgar estos documentos desde octubre de 2017, en particular después de que los Demandantes identificaran el incumplimiento por la presentación de los mismos y el Tribunal ordenara su exhibición el 29 de octubre de 2018. No obstante, España no exhibió los documentos hasta el 3 de mayo de 2019, tras una nueva orden del Tribunal¹⁰⁹⁵.
870. Por último, España ha intentado en repetidas ocasiones volver a litigar su objeción intra UE, lo cual debe tener consecuencias en cuanto a costas¹⁰⁹⁶.

¹⁰⁹³ Escrito sobre Costas de los Demandantes, párrafos 10-13.

¹⁰⁹⁴ OP12 Escrito sobre Costas de los Demandantes, párr. 11; ver también Escrito sobre Costas de los Demandantes, párrafos 14-15.

¹⁰⁹⁵ OP12 Escrito sobre Costas de los Demandantes, párrafos 12-15.

¹⁰⁹⁶ OP12 Escrito sobre Costas de los Demandantes, párrafo 16.

871. Los Demandantes objetan además los alegatos formulados por la Demandada en apoyo de su solicitud de que los Demandantes deben asumir la totalidad de las costas del procedimiento. También objetan ciertas categorías de costas reclamadas por España sobre la base de que que las mismas no se encuentran entre las costas recuperables identificadas en el Artículo 40(2)(f) del Reglamento CNUDMI porque las mismas no han sido de hecho “incurridas”, tales como: (i) EUR 577.460,57 en relación con honorario de Econ One aún no facturados¹⁰⁹⁷; y (ii) EUR 325.993,80 por honorarios legales y EUR 61.189,70 por honorarios periciales que se alega permanecen impagados¹⁰⁹⁸.
872. Dadas las circunstancias, los Demandantes solicitan “que el Tribunal dicte laudo de conformidad con lo dispuesto en los apartados (1) y (2) del Artículo 40 del Reglamento de arbitraje de CNUDMI: [...] por el que se ordene a España que asuma la totalidad de los costes de los Demandantes [...] [e] [...] intereses sobre tales costes a tipos comerciales razonables, calculados mensualmente, que el Tribunal considere oportunos”¹⁰⁹⁹. Los Demandantes solicitan además que las costas “sean asignadas por grupo de Demandantes según [los] porcentajes” presentados en la Sección 4.4 del OP12 Escrito sobre Costas de los Demandantes de fecha 14 de junio de 2019 “[e]n caso de que el Tribunal acceda la solicitud de los Demandantes de que España corra con todas las costas de arbitraje”¹¹⁰⁰.

¹⁰⁹⁷ OP 12 Réplica de los Demandantes sobre Costas, párrafos 7-9.

¹⁰⁹⁸ Réplica sobre Costas de los Demandantes, párrafos 9-10. En relación con estos montos, en el OP12 Escrito sobre Costas de la Demandada, párrafo 8(a) y (d), la Demandada explicó que “[s]e incluyó un total de 325.993,80 euros en concepto de honorarios en los que se había incurrido desde la factura anterior, pero que no se facturaron posteriormente a España debido a limitaciones presupuestarias contractuales y que, por lo tanto, deberían eliminarse de los cálculos” y que “[s]e registró un importe total de 574.181,30 euros como pagado relativo a los honorarios de los peritos de MacGroup & Altran y se incluyó un importe adicional de 61.189,70 euros con respecto a honorarios incurridos pero que no se habían facturado a España. Dicha cifra debería sustituirse por el importe total de 629.161,00 euros para reflejar las cantidades que fueron finalmente facturadas por MacGroup & Altran a España durante la Fase sobre el Fondo”.

¹⁰⁹⁹ Escrito sobre Costas de los Demandantes, párrafo 27; OP 12 Escrito sobre Costas de los Demandantes, párrafo 27.

¹¹⁰⁰ OP12 Escrito sobre Costas de los Demandantes, párrafo 26. Los Demandantes presentaron sus costas en el Apéndice 1 del OP12 Escrito sobre Costas de los Demandantes de fecha 14 de junio de 2019, fijando las distintas categorías de costas incurridas por ellos desde el inicio del procedimiento arbitral, pero excluyendo las

B. POSICIÓN DE LA DEMANDADA

873. La Demandada solicita una decisión sobre costas conforme al Artículo 42(1) del Reglamento CNUDMI, con base en que los reclamos de los Demandantes carecen de mérito y deben ser rechazados en su totalidad¹¹⁰¹. Reclama costas por un monto de EUR 6.075.665,52¹¹⁰².
874. España sostiene que introdujo normas en el ejercicio de su legítimo derecho de regular el sector eléctrico, que estas normas eran previsibles y cumplían con los principios legales de sustentabilidad y rentabilidad razonable. Por lo tanto, según afirma la Demandada, los Demandantes iniciaron el presente arbitraje “en base a una solicitud totalmente especulativa y sin sustento legal alguno”¹¹⁰³. Un ejemplo concreto de que la conducta de los Demandantes incrementó las costas incurridas por España es su aseveración de que España incumplió su obligación de proveer plena protección y seguridad para sus inversiones. Los Demandantes han dedicado a este reclamo tan solo cuatro párrafos en el Escrito de Demanda Modificado y cinco párrafos en la Réplica, y no lo abordaron de manera sustancial durante la Audiencia sobre Responsabilidad. Sin embargo, España tuvo que dedicar considerable tiempo y recursos para defenderse de un reclamo infundado¹¹⁰⁴.
875. Asimismo, la Demandada apela al Tribunal a considerar la conducta de las Partes en su asignación de costas. La Demandada afirma que la conducta procesal de los Demandantes ha generado demoras y costes significativos. Por ejemplo, la mala conducta de los Demandantes fue evidente durante la fase de exhibición de documentos, en la que los Demandantes emprendieron una búsqueda especulativa, solicitando 79 categorías de documentos, todos mayormente irrelevantes. Además, los Demandantes “han tendido una emboscada en el procedimiento en el último momento, presentando una injustificada solicitud” de incluir numerosos documentos nuevos en el expediente. Dado que los Demandantes introdujeron estos documentos en el expediente a tan solo días de la Audiencia sobre Responsabilidad, la Demandada no

costas asociadas a la Fase de Jurisdicción, en el Apéndice 1 de su OP12 Escrito sobre Costas de los Demandantes.

¹¹⁰¹ Escrito sobre Costas de la Demandada, párrafos 9-11; OP12 Escrito sobre Costas de la Demandada, párrafos 14-16.

¹¹⁰² OP12 Escrito sobre Costas de la Demandada, Anexo I.

¹¹⁰³ Escrito sobre Costas de la Demandada, párrafos 12-14; OP12 Escrito sobre Costas de la Demandada, párrafos 17-19.

¹¹⁰⁴ Escrito sobre Costas de la Demandada, párrafo 15.

tuvo oportunidad de “considerarlos o analizarlos debidamente o rebatirlos con pruebas suficientes”¹¹⁰⁵. La Demandada también critica la decisión de los Demandantes de agregar un gran número de reclamos en el mismo arbitraje. Considera que esta concentración llevó a un aumento significativo de las costas de la fase de *quantum*, dada la necesidad de analizar las pérdidas que cada uno de los 26 Demandantes alegan que surgen de las Medidas Disputadas, lo que incrementó los honorarios legales y periciales¹¹⁰⁶.

876. Además, la Demandada sostiene que los Demandantes “de forma irrazonable e innecesaria, [intentaron] obligar en repetidas ocasiones a España a que les revelase los denominados Documentos Greentech”, aun cuando estos documentos eran “totalmente irrelevantes para la resolución de esta disputa”. La negativa de los Demandantes de aceptar este hecho ocasionó muchos pasos procesales innecesarios y costas adicionales que deberían ser pagados por los Demandantes¹¹⁰⁷.
877. Por tanto, España concluye que, mientras ha actuado de buena fe a lo largo de este arbitraje, sigue enfrentando emboscadas, distracciones inapropiadas y costosas, y una sucesión de abusos de procedimiento por parte de los Demandantes. España también se opone a los argumentos que respaldan la solicitud de los Demandantes de que España deba asumir la totalidad de las costas del procedimiento.
878. Adicionalmente, España objeta el monto de las costas solicitadas por los Demandantes por ser irrazonables y, en ciertos casos, carentes de descripción suficiente. Por ejemplo, los honorarios legales reclamados por los Demandantes duplican los de la Demandada¹¹⁰⁸, mientras que los abogados de ambos lados trabajaron de manera muy similar¹¹⁰⁹. De modo similar, la Demandada objeta los honorarios periciales percibidos por Brattle Group en la fase de *quantum* por ser irrazonables y por duplicar los costes y honorarios periciales reclamados por España durante el mismo período.
879. Dadas las circunstancias, la Demandada solicita que el Tribunal ordene que los Demandantes asuman las costas de todas las fases del arbitraje que permanecen

¹¹⁰⁵ Escrito sobre Costas de la Demandada, párrafos 18-20; OP12 Escrito sobre Costas de la Demandada, párrafos 20-21.

¹¹⁰⁶ OP12 Escrito sobre Costas de la Demandada, párrafo 23(iii).

¹¹⁰⁷ OP12 Escrito sobre Costas de la Demandada, párrafo 23(iv).

¹¹⁰⁸ OP12 Réplica de la Demandada sobre Costas, párrafos 21 *et seq.*

¹¹⁰⁹ Réplica sobre Costas de la Demandada, párrafos 19-30; OP 12 Réplica de la Demandada sobre Costas, párrafos 21 *et seq.*

sujetas a la determinación del Tribunal, junto con el interés asociado a la tasa comercial razonable que el Tribunal considere apropiada, capitalizado mensualmente¹¹¹⁰.

C. DISCUSIÓN

1. Las costas del arbitraje conforme al Artículo 40 del Reglamento CNUDMI

880. El Artículo 40(1) del Reglamento CNUDMI dispone que:

El tribunal arbitral fijará las costas del arbitraje en el laudo final y, si lo considera adecuado, en cualquier otra decisión.

881. El Artículo 40(2) del Reglamento CNUDMI especifica las categorías de gastos que califican como “costas de arbitraje” en los siguientes términos:

El término “costas” comprende únicamente lo siguiente:

- a) Los honorarios del tribunal arbitral, que se indicarán por separado para cada árbitro y que fijará el propio tribunal de conformidad con el artículo 41;
- b) Los gastos de viaje y otras expensas razonables realizadas por los árbitros;
- c) El costo razonable del asesoramiento pericial o de cualquier otra asistencia requerida por el tribunal arbitral;
- d) Los gastos de viaje y otras expensas razonables realizadas por los testigos, en la medida en que dichos gastos y expensas sean aprobados por el tribunal arbitral;
- e) Los costos jurídicos y de otro tipo ocasionados a las partes por el procedimiento arbitral y solo en la medida en que el tribunal arbitral decida que el monto de esos costos es razonable;
- f) Cualesquiera honorarios y gastos de la autoridad nominadora, así como los honorarios y gastos del Secretario General de la CPA.

882. De esta manera, el Artículo 40(2) reconoce ampliamente tres categorías de costas y gastos: (i) “Costas del Tribunal”, que comprenden los honorarios y gastos del Tribunal Arbitral y Secretario; (ii) “Costas de las Partes”, que comprenden costes legales y costes relacionados con testigos incurridos por las Partes; y (iii) “Costes Administrativos”, que aquí comprenden los honorarios y gastos de la CPA, incluyendo en relación con audiencias y otros gastos.

¹¹¹⁰ OP12 Escrito sobre Costas de la Demandada, párrafo 25 y Anexo I; OP12 Réplica de la Demandada sobre Costas, párrafo 36; Escrito sobre Costas de la Demandada, párrafo 24 y Anexo I.

2. Adelantos de Costas

883. A la fecha de emisión del Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, del total de anticipos depositados por las Partes, un importe de EUR 74,42 permanecía en depósito después de descontar los montos incurridos por honorarios y gastos del Tribunal, el Secretario y la CPA. Este monto fue acreditado a la siguiente fase del arbitraje¹¹¹¹.
884. Posteriormente, las Partes adelantaron los siguientes montos adicionales a la CPA:
- a. El 14 de noviembre de 2014, la CPA acusó recibo de EUR 200.000 de cada Parte a cuenta de sus participaciones respectivas en el anticipo de costas;
 - b. El 18 y 31 de diciembre de 2015, la CPA acusó recibo de EUR 250.000 de cada Parte a cuenta de sus participaciones respectivas en el anticipo de costas;
 - c. El 15 de diciembre de 2016, la CPA acusó recibo de EUR 200.000 de cada Parte a cuenta de sus participaciones respectivas en el anticipo de costas;
 - d. El 15 y el 21 de diciembre de 2017, la CPA acusó recibo de EUR 205.000 de cada Parte a cuenta de sus participaciones respectivas en el anticipo de costas;
 - e. El 1 y 13 de diciembre de 2018, la CPA acusó recibo de EUR 150.000 de cada Parte a cuenta de sus participaciones respectivas en el anticipo de costas; y
 - f. El 13 de diciembre de 2019 y 13 de enero de 2020, la CPA acusó recibo de EUR 150.000 de cada Parte a cuenta de sus participaciones respectivas en el anticipo final de costas.
885. Por consiguiente, el anticipo total pagado por las Partes, luego del Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, asciende a EUR 1.155.000 cada una (EUR 2.310.000 en total).

3. Costas del Tribunal y costes administrativos

886. En el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, el Tribunal determinó las costas totales del procedimiento y la asignación de dichas costas para la Fase Jurisdiccional (desde el 11 de enero 2013 hasta la compleción de la fase jurisdiccional)¹¹¹². Sin embargo, el Tribunal reservó su determinación sobre la asignación de costas incurridas en la “Fase

¹¹¹¹ Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, párrafo 373.

¹¹¹² Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, párrafo 370.

Pre-Jurisdiccional” (es decir, desde el inicio del arbitraje hasta la fecha de la objeción jurisdiccional de España el 11 de enero de 2013) para decisión posterior¹¹¹³.

887. Por consiguiente, la presente decisión concierne las costas incurridas por las Partes para:

a. La Fase Pre-Jurisdiccional (desde el comienzo del arbitraje hasta el 11 de enero de 2013);

b. La fase de responsabilidad y *quantum* (desde el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción hasta este Laudo Final).

a. Para la Fase Pre-Jurisdiccional

888. Tal como se fijó en los párrafos 350-355 del Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, las costas incurridas por honorarios y gastos del Tribunal, el Secretario, y la CPA en la Fase Pre-Jurisdiccional ascienden a EUR 157.773,36, con el siguiente desglose:

Honorarios del Tribunal y Secretario	EUR	142.606,00
Gastos del Tribunal y Secretario	EUR	7.706,17
Costes Administrativos	EUR	7.461,19
<hr/>		
Costas Totales hasta el 11 de enero de 2013	EUR	157.773,36

b. Para la fase de responsabilidad y quantum

889. En la fase de responsabilidad y quantum, los miembros del Tribunal invirtieron colectivamente un total de 2.548,6 horas, según el siguiente detalle: El Hon. Charles N. Brower, 853,6horas; el Juez Bernardo Sepúlveda-Amor, 569 horas; y la Prof. Kaufmann-Kohler, 1.126 horas. En el Acta de Constitución, se acordó que el tiempo del Tribunal sería remunerado según una tarifa horaria de EUR 500 excluyendo IVA, si correspondiese.

890. Durante el mismo período de tiempo, el Secretario del Tribunal invirtió un total de 966,1horas. En el Acta de Constitución, se acordó que el Secretario sería remunerado según una tarifa horaria de EUR 280 excluyendo IVA, si correspondiese.

¹¹¹³ Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, párrafo 372.

891. Por consiguiente, mientras que los honorarios totales del Tribunal y el Secretario (excluyendo IVA) hubieran ascendido a EUR 1.544.808, a los efectos de evitar solicitar fondos adicionales, el Tribunal decidió reducir sus honorarios a EUR 1.473.150,8.
892. El Tribunal y el Secretario han incurrido en gastos por un monto de EUR 74.729.
893. Si bien los honorarios de la CPA para esta fase del arbitraje hubieran ascendido a la suma de EUR 86.845, en línea con la decisión del Tribunal de reducir sus honorarios conforme se explicó *supra*, la CPA ha cobrado honorarios por un monto de EUR 83.149,93 por la administración del caso y sus servicios de registro.
894. Otros costes, relacionados en particular con costes relativos a las audiencias, costes de TI (incluyendo servicios de Opus 2), servicios de comida, servicios de transcripción, interpretación, así como la traducción del Laudo, ascienden a EUR 679.044,69.
895. Por consiguiente, las costas totales del procedimiento en relación con la fase de responsabilidad y *quantum* ascienden a EUR 2.310.074,42, con el siguiente desglose:

Honorarios del Tribunal y Secretario	EUR	1.473.150,8
Gastos del Tribunal y Secretario	EUR	74.729
Costes Administrativos	EUR	762.194,62
<hr/>		
Costas Totales	EUR	2.310.074,42

c. Costas Totales del Tribunal y costes administrativos

896. Por tanto, las costas totales del procedimiento para la Fase Pre-Jurisdiccional y la fase de responsabilidad y quantum ascienden a EUR 2.467.847,78. Considerando que resultó necesario que el Tribunal reduzca sus honorarios, no queda remanente de fondos en el depósito a ser devuelto a las Partes de conformidad con el Art. 43(5) del Reglamento CNUDMI. La CPA proveerá a las Partes un estado de cuentas del caso, una vez haya transcurrido el período de 30 días previsto bajo los Artículos 37 a 39.

4. Asignación de costas del arbitraje

897. El Artículo 42 del Reglamento CNUDMI establece el estándar en base al cual el Tribunal debe determinar la asignación de las categorías de costas detallados anteriormente:

1. Las costas del arbitraje serán a cargo de la parte vencida o las partes vencidas. Sin embargo, el tribunal arbitral podrá prorratear cada uno de

los elementos de estas costas entre las partes si decide que el prorratio es razonable, teniendo en cuenta las circunstancias del caso.

2. El tribunal fijará en el laudo final o, si lo estima oportuno, en otro laudo, la suma que una parte pueda tener que pagar a otra a raíz de la decisión sobre la asignación de las costas.

898. De este modo, la primera oración del Artículo 42(1) del Reglamento CNUDMI dispone que, “en principio”¹¹¹⁴, las costas del arbitraje serán a cargo de la parte vencida. Ambas Partes aceptan este principio de imposición de costas a la parte vencida, y han planteado sus solicitudes de costas de manera acorde¹¹¹⁵. La segunda oración del Artículo 42(1) otorga autoridad al Tribunal para prorratar costas entre las Partes si, teniendo en cuenta las “circunstancias del caso”, decide que tal prorratio es “razonable”.
899. El Tribunal comienza con el resultado del arbitraje y observa que el resultado de la fase de responsabilidad y *quantum* no es claro. Los Demandantes presentaron dos reclamos, la Demanda Principal y la Demanda Alternativa. El Tribunal falló que la Demanda Principal no estaba debidamente fundamentada, lo que implica que España es la Parte vencedora sobre ese reclamo.
900. En relación con la Demanda Alternativa, aproximadamente la mitad de las entidades Demandantes incluidas en la lista acordada por los peritos pudo demostrar que la TIR con las Medidas en Disputa implementadas era inferior al 7% y, por consiguiente, se consideró que tienen derecho a compensación. De este modo, esta porción de los Demandantes ha prevalecido en la Demanda Alternativa, aunque se le otorgó menos de lo reclamado. Al evaluar el resultado, cabe notar que estos Demandantes no habrían resultado satisfechos plenamente de no haber recurrido al arbitraje, lo que irremediamente implicaba incurrir costas independientemente de los montos reclamados y otorgados.

¹¹¹⁴ Ver la versión en inglés de la primera oración del Artículo 42(1) del Reglamento CNUDMI, que prevé que: “[t]he costs of the arbitration shall *in principle* be borne by the unsuccessful party or parties” (énfasis agregado), mientras que la versión en español dice: “[l]as costas del arbitraje serán a cargo de la parte vencida o las partes vencidas”, sin incluir el equivalente de las palabras “en principio”.

¹¹¹⁵ Ver Escrito sobre Costas de los Demandantes, párrafo 5; OP12 Escrito sobre Costas de los Demandantes, párrafo 6; OP12 Escrito sobre Costas de la Demandada, párrafo 16; Escrito sobre Costas de la Demandada, párrafo 11.

901. Finalmente, los restantes Demandantes no resultaron exitosos en relación con la Demanda Principal ni la Demanda Alternativa. A pesar de ello, el Tribunal no acepta la afirmación de España de que los Demandantes iniciaron un “infundado proceso arbitral”, basado en “una solicitud totalmente especulativa y sin sustento legal alguno”¹¹¹⁶. Como se mencionó anteriormente, la Demanda Alternativa resultó exitosa en parte. En cuanto a la Demanda Principal, aunque el Tribunal ha concluido que no estaba bien fundamentada, ciertamente no era frívola.
902. Por ende, ponderando el peso relativo del resultado de los reclamos y las diversas consideraciones efectuadas anteriormente, el Tribunal considera que la asignación de costas que refleja más apropiadamente el resultado del procedimiento es que los Demandantes, por un lado, y la Demandada, por el otro, asuman las costas del procedimiento por partes iguales, y que cada parte asuma los honorarios legales y otros gastos en que haya incurrido.
903. Conforme a la segunda oración del Artículo 42(1), el Tribunal ha revisado ulteriormente las demás circunstancias que, según las Partes, han agravado la carga de sus costas y considera que ninguna de esas circunstancias cambia la asignación arriba fijada. En particular, con respecto a la exhibición de documentos, no considera que los Demandantes hayan presentado solicitudes excesivas de exhibición de documentos. En lo concerniente a la Demandada, es verdad que ésta no colaboró en la exhibición de la Documentación *Greentech*. Sin embargo, este incidente no es suficientemente material como para comportar una diferencia sustancial en la asignación global de costas. Asimismo, en relación con la objeción intra UE, aunque el Tribunal ha rechazado la solicitud de España de reabrir la cuestión jurisdiccional, tal solicitud no fue frívola, teniendo en cuenta acontecimientos como el fallo *Achmea* y las Declaraciones de los Estados Miembros. Por último, el Tribunal no considera errónea la decisión de los Demandantes de presentar los reclamos en forma agregada. Es cierto que llevar adelante un arbitraje por cuenta de 14 grupos de inversores inevitablemente incrementa los costes en comparación con procedimientos que involucran a un único demandante. Sin embargo, no es verdad que realizar un único arbitraje con 14 grupos demandantes sea más costoso que los costes totales de 14 arbitrajes con un demandante (o grupo demandante).

¹¹¹⁶ Escrito sobre Costas de la Demandada, párrafos 12-13; OP 12 Escrito sobre Costas de la Demandada, párrafo 17.

904. Además, el Tribunal ha revisado los montos de las costas reclamadas por cada Parte. Ambos lados han incurrido en costas ciertamente considerables. Sin embargo, según ambos aceptan, este procedimiento ha sido sumamente complejo¹¹¹⁷. A la luz de esa complejidad y de lo mucho que está en juego, las costas incurridas por las Partes no son irrazonables. Es verdad que los costes legales de los Demandantes son considerablemente superiores a los de la Demandada. Esa disparidad puede deberse a varios factores. En primer lugar, según explica la Demandada, “los honorarios pagados a Herbert Smith Freehills se fijaron de conformidad con un concurso público de fecha 14 de septiembre de 2011 y son significativamente inferiores a lo que se consideran como valor de mercado”¹¹¹⁸. Además, los Demandantes presentaron diecisiete testigos de hecho, y España solo presentó dos. Por ende, la diferencia entre los honorarios legales incurridos por las Partes no es injustificablemente desproporcionada.
905. Adicionalmente, el Tribunal ha revisado las objeciones de los Demandantes en relación con partidas de costes específicos presentadas por España. El Tribunal podría prescindir de decidir sobre estas objeciones, considerando su decisión de que cada Parte se haga cargo de las costas relacionados con su propia representación. Sin embargo, con miras a la exhaustividad, aborda brevemente las principales objeciones presentadas por los Demandantes sobre las partidas de costes que se detallan a continuación.
906. En primer lugar, en relación con las costas reclamadas por España por la *Abogacía del Estado*, el Tribunal está satisfecho con la explicación por parte de España de que

¹¹¹⁷ OP12 Escrito sobre Costas de los Demandantes, párrafo 19 (“se trata de un arbitraje completo del TCE en el que ambas partes aportaron una gran cantidad de informes y un gran volumen de hechos y pruebas por parte de expertos. Además, y a diferencia de la mayoría de los arbitrajes de tratados de inversión, este caso implica 14 grupos de Demandantes separados e independientes, cada uno con un registro documental separado y unos testigos de los hechos separados”); OP12 Escrito sobre Costas de la Demandada, párrafo 12 (“Las costas reclamadas reflejan correctamente la naturaleza del litigio y las pretensiones que España se vio obligada a adoptar, en vista de los escritos de alegaciones modificados de los Demandantes y el volumen de las pruebas. En concreto, el Tribunal recordará que España tuvo que responder a un asunto promovido inicialmente por 88 Demandantes y, después de la Fase de Jurisdicción, por 26 Demandantes, lo que conllevó la revisión individual de la documentación proporcionada por cada Demandante”).

¹¹¹⁸ Escrito sobre Costas de la Demandada, párrafo 8; OP12 Escrito sobre Costas de la Demandada, párrafo 5.

“[d]ado que la Abogacía del Estado no cuenta con un Sistema retributivo basado en tarifas por hora, sus honorarios legales han sido calculados considerándolos como un tercio de los honorarios de Herbert Smith Freehills, en proporción a la cantidad de tiempo y recursos empleados por la Abogacía del Estado en estos procedimientos”¹¹¹⁹. En segundo lugar, el Tribunal ha tomado nota de la objeción de los Demandantes de que ciertos costes reclamados por los servicios de Econ One no han sido “incurridos” por España, dado que no han sido facturados aún y “tampoco se ha presentado ninguna garantía que confirme que España incurrirá en esos gastos”¹¹²⁰. Al mismo tiempo, también ha observado la declaración de la Demandada de que esos montos “se adeudan en virtud del contrato suscrito entre España y Econ One, pero aún no han sido facturados por ésta última”¹¹²¹. El Tribunal no tiene motivo para dudar de esta declaración y considera que la afirmación de que este monto “se adeuda” es sustancialmente equivalente a una declaración de que “será incurrido”¹¹²².

907. Finalmente, con relación a la asignación de las costas de los Demandantes *entre ellos*, el Tribunal entiende, en base a la tabla incluida en la Sección 4.4 del OP12 Escrito sobre Costas de los Demandantes con fecha 14 de junio de 2019, que los Demandantes podrían tener implementados arreglos internos para la distribución de las costas de arbitraje. En este sentido, los Demandantes han solicitado que “[e]n caso de que el Tribunal acceda a la solicitud de los Demandantes de que España corra con todas las costas del arbitraje, los Demandantes solicitan que estas costas sean asignadas por grupo de Demandantes según estos porcentajes” (énfasis agregado). A la luz de la decisión del Tribunal (que *no* es que “España corra con todas las costas del arbitraje”]), el Tribunal no tiene necesidad de considerar la solicitud de los Demandantes con respecto a que las costas sean asignadas según los porcentajes establecidos en la tabla. Asimismo, el Tribunal desconoce las particularidades de los arreglos internos de los Demandantes en caso de que *solo algunos* de ellos resultaran vencedoras en (parte de) los reclamos. Siendo este el caso, puesto que los Demandantes han presentado sus reclamos en forma agregada y considerando la determinación de que cada lado debe hacerse cargo de sus propias costas, el Tribunal considera que es apropiado dejar en manos de los Demandantes el realizar cualquier

¹¹¹⁹ Escrito sobre Costas de la Demandada, párrafo 6(iii).

¹¹²⁰ OP12 Réplica de los Demandantes sobre Costas, párrafo 8.

¹¹²¹ OP12 Escrito sobre Costas de la Demandada, párrafo 11.

¹¹²² El Tribunal también está satisfecho con las explicaciones de España respecto a ciertas cifras que habían sido incluidas en sus escritos sobre costas anteriormente presentados y que fueron corregidas en sus escritos posteriores. Ver OP12 Escrito sobre Costas de la Demandada, párrafo 8.

determinación relevante sobre el prorrateo de costas entre ellos de conformidad con sus arreglos internos o de cualquier otro modo.

IX. IDIOMA DEL LAUDO

908. Tal como el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, este Laudo se dicta en idioma inglés y español. No existe un acuerdo entre las Partes en cuanto a qué versión de idioma debe prevalecer. De conformidad con la OP2, el Tribunal decide que predominará la versión de este Laudo en inglés¹¹²³.

X. PARTE OPERATIVA

909. Por las razones anteriormente expuestas, el Tribunal emite la siguiente decisión:

- a. El Reino de España ha vulnerado el Artículo 10(1) del TCE en la medida expuesta en el cuerpo del Laudo;
- b. El Reino de España deberá pagar los siguientes montos a las siguientes entidades Demandantes:
 - i. AES Solar Energy Coöperatief U.A: **15,4 millones de euros**;
 - ii. Ceconat Energy GmbH: **5,4 millones de euros**;
 - iii. Ampere Equity Fund B.V.: **11,1 millones de euros**;
 - iv. Element Power Holdings B.V.: **2,2 millones de euros**;
 - v. Eoxis Holding S.A.: **6,1 millones de euros**;
 - vi. Impax Solar Investment S.à.r.l: **29,3 millones de euros**;
 - vii. Impax New Energy Investors: S.C.A.: **7,3 millones de euros**;
 - viii. InfraClass Energie 4 GmbH & Co. KG: **4,0 millones de euros**;
 - ix. NIBC European Infrastructure Fund I C.V.: **10,2 millones de euros**;

¹¹²³ Ver también Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, párrafo 374.

- x. WOC Photovoltaik Portfolio GmbH & Co. KG: **0,1 millones de euros**;

- c. El Reino de España deberá efectuar los pagos ordenados en el párrafo anterior con intereses a la tasa del bono español a diez años, compuesto semi-anualmente, desde el 30 de junio de 2014 hasta la fecha de pago total;

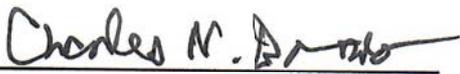
- d. Las costas del arbitraje relativas a la Fase Pre-Jurisdiccional (desde el inicio del arbitraje hasta el 11 de enero de 2013) y la fase de responsabilidad y *quantum* (desde el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción hasta este Laudo Final), en un monto total de EUR 2.467.847,78, deberán ser asumidas en partes iguales por los Demandantes, por una lado, y por el Reino de España, por otro lado;

- e. Cada Parte deberá asumir las costas de representación legal y otros gastos en que haya incurrido en relación con la Fase Pre-Jurisdiccional (desde el inicio del arbitraje hasta el 11 de enero de 2013) y la fase de responsabilidad y *quantum* (desde el Laudo Preliminar sobre Jurisdicción hasta este Laudo Final) de este arbitraje;

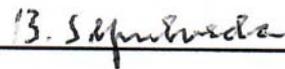
- f. Todas las demás reclamaciones y solicitudes son desestimadas.

Fecha: 28 de febrero de 2020

Lugar del arbitraje: Ginebra, Suiza

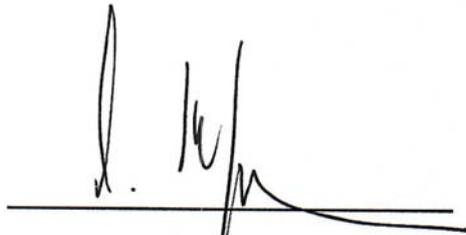


El Hon. Charles N. Brower
Árbitro



Juez Bernardo Sepúlveda-Amor
Árbitro

Sujeto a la Opinión Concurrente y Disidente adjunta



Prof. Gabrielle Kaufmann-Kohler
Presidenta

Opinión Concurrente y Disidente de Charles N. Brower

1. Coincido con mis estimados colegas con respecto a que la Demandada vulneró el Tratado sobre la Carta de la Energía (el "TCE"). No puedo acompañarles, sin embargo, en su aceptación de la Demanda Alternativa de los Demandantes basándose en la expectativa de una Tasa Razonable de Retribución ("TRR"), mientras que no veo razón alguna para privar a los Demandantes de su Demanda Principal, evaluando sus daños conforme al RD 661/2007, tal como han hecho cada uno de los once laudos relativos a energía renovable emitidos contra España por otros tribunales arbitrales hasta la fecha, surgiendo de la misma controversia y hechos no creíblemente diferenciables del caso actual. La diferencia en el caso actual, como se indicará más adelante, parecería ascender a tanto como aproximadamente €540,9 millones.
2. Es mi opinión que ningún tribunal debiera aceptar una Demanda Alternativa por sobre una Demanda Principal sin que existan razones justificables para desestimar la Demanda Principal, y en el caso que nos ocupa no logro discernir razón justificable alguna para desviarse de la aceptación de la Demanda Principal por parte de los otros once tribunales en circunstancias similares. De hecho, la interpretación que mis colegas dan al lenguaje del Antiguo Régimen Regulatorio ("ARR"), que supuestamente proporciona dichas razones, es inconsistente con la línea jurisprudencial establecida por los tribunales que han considerado estas mismas cuestiones frente a nosotros. A diferencia de la posición asumida por mis colegas en los párrafos 638-639 del Laudo, ningún otro Tribunal ha decidido que la TRR fuera *"un elemento clave del régimen establecido por el RD 661/2007"*, o que sirviera *"de límite para los cambios de normativa que cumplen con el TCE"*, menos aún que *"los Demandantes solo tienen derecho a compensación bajo el Artículo 10(1) del TCE si demuestran que el nuevo régimen vulnera la garantía de una tasa de retorno razonable"*. Al respecto, recuerdo claramente la siguiente afirmación en nuestro Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, también citada en el párrafo 521 del Laudo:

El Tribunal considera que las decisiones previas no son vinculantes para éste. Al mismo tiempo, al decidir, debe tomar debidamente en cuenta las decisiones anteriores de los tribunales internacionales. El Tribunal *estima en particular que, sujeto a motivos imperiosos en contrario, tiene el deber de adoptar los principios establecidos en una serie de casos congruentes*. Además, considera que, sujetándose siempre al texto específico del TCE y considerando debidamente las circunstancias de cada caso particular, tiene el deber de contribuir al desarrollo armonioso del derecho internacional de las inversiones, con miras a satisfacer las expectativas legítimas de la comunidad de Estados e inversores en lo que respecta a la seguridad jurídica¹. (énfasis agregado).

3. De los dieciocho laudos actualmente conocidos² relacionados al mismo tratado, al mismo Estado Demandado y a las mismas medidas en cuestión en el presente arbitraje, quince

¹ Laudo Preliminar sobre Jurisdicción, párr. 53.

² *Charanne y Construction Investments c. España*, Caso SCC N° V 062/2012, Laudo Final, 21 de enero de 2016 (“*Charanne*”); *Isolux Netherlands, BV c. el Reino de España*, Caso SCC N° V2013/153, Laudo Final, 17 de julio de 2016 (“*Isolux*”); *Eiser Infrastructure Limited y Energía Solar Luxembourg S.à.r.l. c. el Reino de España*, Caso CIADI N° ARB/13/36, Laudo Final, 4 de mayo de 2017 (“*Eiser*”); *Novenergia II - Energy & Environment (SCA) (Gran Ducado de Luxemburgo), SICAR c. el Reino de España*, Caso SCC N° 2015/063, Laudo Final, 15 de febrero de 2018 (“*Novenergia*”); *Masdar Solar & Wind Cooperatief U.A. c. el Reino de España*, Caso CIADI N° ARB/14/1, Laudo, 16 de mayo de 2018 (“*Masdar*”); *Infrastructure Services Luxembourg S.à.r.l. y Energía Termosolar B.V. (anteriormente Antin Infrastructure Services Luxembourg S.à.r.l. y Antin Energía Termosolar B.V.) c. el Reino de España*, Caso CIADI N° ARB/13/31, Laudo, 15 de junio de 2018 (“*Antin*”); *Foresight Luxembourg Solar 1 S. Á.R.L., et al. c. el Reino de España*, Caso SCC N° 2015/150, Laudo Final, 14 de noviembre de 2018, (“*Greentech*”); *RREEF Infrastructure (G.P.) Limited y RREEF Pan-European Infrastructure Two Lux S.à.r.l. c. el Reino de España*, Caso CIADI N° ARB/13/30, Decisión sobre Responsabilidad y sobre los Principios de Cuantificación de Daños, 30 de noviembre de 2018 (“*RREEF*”); *NextEra Energy Global Holdings B.V. y NextEra Energy Spain Holdings B.V. c. el Reino de España*, Caso CIADI N° ARB/14/11, Decisión sobre Jurisdicción, Responsabilidad y Principios de Quantum, 12 de marzo de 2019 (“*NextEra*”); *9REN Holding S.a.r.l. c. el Reino de España*, Caso CIADI N° ARB/15/15, Laudo, 31 de mayo de 2019 (“*9REN*”); *Cube Infrastructure Fund SICAV y otros c. el Reino de España*, Caso CIADI N° ARB/15/20, Decisión sobre Jurisdicción, Responsabilidad y Decisión Parcial sobre Quantum, 19 de febrero de 2019 (“*Cube*”); *SolEs Badajoz GmbH c. el Reino de España*, Caso CIADI N° ARB/15/38, Laudo, 31 de julio de 2019 (“*SolEs*”); *InfraRed Environmental Infrastructure GP Limited y otros c. el Reino de España*, Caso CIADI N° ARB/14/12, 2 de agosto de 2019 (“*InfraRed*”); *OperaFund Eco-Invest SICAV PLC y Schwab Holding AG c. el Reino de España*, Caso CIADI N° ARB/15/36, Laudo, 6 de septiembre de 2019 (“*OperaFund*”); *BayWa re renewable energy y BayWa re Asset Holding c. España*, Caso CIADI N° ARB/15/16, Decisión sobre Jurisdicción, Responsabilidad e Instrucciones sobre Quantum, 2 de diciembre de 2019 (“*BayWa*”); *Stadtwerke München GmbH, RWE Innogy GmbH, y otros c. el Reino de España*, Caso CIADI N° ARB/15/1, Laudo, 2 de diciembre de 2019 (“*Stadtwerke*”); *RWE Innogy GMBH y RWE Innogy Aresa S.A.U. c. el Reino de España*, Caso CIADI N° ARB/14/34, Decisión sobre Jurisdicción, Responsabilidad, y Ciertas Cuestiones de Quantum, 30 de diciembre de 2019 (“*Innogy*”); *Watkins Holding S.A.R.L. Watkins (NED) B.V., Watkins Spain S.L., Redpier S.L., Northsea Spain S.L., Parque Eólico Marmellar S.L., y Parque Eólico La Boga S.L. c. el Reino de España*, Caso CIADI N° ARB/15/44, Laudo, 21 de enero de 2020 (“*Watkins*”).

se pronunciaron a favor de los Demandantes³. En todos menos cuatro de esos quince casos (siendo estos cuatro factualmente distinguibles del actual⁴) los tribunales han determinado que a los Demandantes les correspondía total resarcimiento por el daño ocasionado por el hecho internacionalmente ilícito representado por la derogación del ARR por el RDL 2/2013, RDL 9/2013, Ley 24/2013, RD 413/2014 y la Orden de junio de 2014 (el “Nuevo Régimen Regulatorio” o “NRR”). Así, entonces, los once tribunales pronunciaron laudos que efectivamente hicieron lugar a la actual Demanda Principal de los Demandantes. La desestimación más bien superficial de estos casos en el Laudo es factualmente engañosa. En el párrafo 554 del Laudo, por ejemplo, luego de reconocer en el párrafo 553 que “[c]ierto número de tribunales. . . han aceptado demandas que en sustancia era similares a la Demanda Principal”, el Laudo asegura que “[e]n particular, en varios [de esos] casos... el tribunal parece no haber sido presentado ninguna demanda equivalente a la Demanda Alternativa”, citando *Novenergia* y otros casos. Sin embargo, tal como se demuestra a continuación, y de hecho se admite en el propio párrafo 554 del Laudo, en cada uno de los once casos en los cuales se apoya mi análisis, la Demanda Alternativa fue o bien (1) alegada por los Demandantes (en cinco casos), (2) alegada por la Demandada como defensa (en cuatro casos, incluyendo el citado *Novenergia*), o (3) presentada ante el tribunal por el perito de los Demandantes experto en daños (en dos casos). Por lo tanto, cada uno de los once Tribunales involucrados consideraron y rechazaron la Demanda Alternativa, ya fuera presentada inicialmente por los Demandantes, por sus peritos, o por la Demandada. A pesar de los valientes esfuerzos de mis colegas, su posición es claramente incongruente con las estadísticas, dado que en siete de los once casos en que la Demanda Principal ha prevalecido, los Demandantes de hecho habían puesto ante el Tribunal un cálculo alternativo de daños basado en una TRR, y en los cuatro casos restantes la Demandada innegablemente había abordado la Demanda Alternativa como defensa. La distinción en el párrafo 554 del Laudo entre una Demanda Alternativa “real” presentada por los propios Demandantes (grupo (1)), la

³ *Eiser; Novenergia; Masdar; Antin; Greentech; SolEs; 9REN; Cube; OperaFund; Infrared; Watkins; RREEF; NextEra; BayWa and RWE Innogy.*

⁴ *RREEF, NextEra, BayWa y RWE Innogy.*

Demanda Alternativa presentada “*meramente [como] una defensa de la Demandada*” (grupo (2)), y una en la forma de “*un cálculo alternativo de daños por los peritos [de los Demandantes]*” (grupo (3)) es una clásica “distinción sin diferencia”. La realidad es que todos y cada uno de los tribunales en cuyos laudos me apoyo, y en los cuales debería haberse apoyado el Laudo en conformidad con el punto de vista del Tribunal registrado en el párrafo 2 arriba, confrontaron y abordaron la Demanda Alternativa. Además, es con cierta consternación que noto que mis colegas no parecen haber decidido si el caso de los *Inversores PV* pertenece al grupo (1) o (3), dado que el párrafo 665 del Laudo “[f]inalmente, el Tribunal nota que los Demandantes han formulado su petitorio sin referencia a la Demanda Principal/Alternativa, sino que más generalmente solicitan compensación como resultado de las supuestas violaciones de España”, antes de aventurarse a “*ent[ender] que la solicitud de restitución ha sido abandonada*”, luego decidiendo que su “*entendimiento*” no tiene absolutamente ninguna consecuencia ya que “*el Tribunal en cualquier caso no hubiera otorgado dicha solicitud a la luz de su conclusión de que la Demanda Principal ... está mal fundada*”.

4. A continuación, considero cada uno de los dieciocho laudos. En primer lugar, abordo en el párrafo 5., *infra*, los once laudos que reconocieron el derecho de los inversores a los retornos sobre su inversión proyectados en base al régimen existente al momento de la inversión (Demanda Principal), a saber: (i) *Eiser*, (ii) *Novenergia*, (iii) *Masdar*, (iv) *Antin*, (v) *Greentech*, (vi) *SoLES*, (vii) *9REN*, (viii) *Cube*, (ix) *OperaFund*, (x) *Infrared* y (xi) *Watkins*. En segundo lugar, en el párrafo 6., *infra*, considero los cuatro casos que concedieron daños en base a la teoría de la TRR (Demanda Alternativa): (xii) *RREEF*, (xiii) *NextEra*, (xiv) *BayWa* y (xv) *RWE Innogy*. En tercer lugar, en el párrafo 7., *infra*, discuto los tres casos que desestimaron por completo los reclamos de los Demandantes: (xvi) *Charanne*, (xvii) *Isolux* y (xviii) *Statdwerke*. Por último, en el párrafo 8., *infra*, analizo los laudos a la luz de este caso, y concluyo que, puesto que los casos similares deben recibir un trato similar, la Demanda Principal de los Demandantes debería prevalecer.

5. Casos en los que ha prevalecido la Demanda Principal:

(i) En *Eiser*, las Demandantes invirtieron en tres plantas solares concentradas (“CSP”) comenzando en octubre de 2007. Las tres plantas fueron inscriptas en el Registro Administrativo (“RAIPRE”) el 8 de junio de 2012. Las Demandantes solicitaron la restitución del régimen legal y regulatorio (RD 661/2007)⁵, o, en caso de que no fuera posible la restitución, daños que, según el estándar establecido en la *Fábrica Chorzów*⁶, deberían calcularse sobre la base de la reducción del valor justo de mercado de su inversión medida por el (entonces) valor presente de los flujos de caja pasados y futuros calculados según la tarifa regulada (feed-in-tariff “FiT”) que les correspondía bajo el RD 661/2007⁷. Las Demandantes también prepararon una Demanda Alternativa basada en la teoría de una TRR de la Demandada⁸. Sin embargo, el Tribunal determinó que la teoría de la TRR era “*poco persuasiva*” dado que “[e]l Artículo 10(1) del TCE no otorga derecho a las Demandantes a percibir una ‘rentabilidad razonable’ en ningún nivel dado, sino a un trato justo y equitativo⁹”. Si bien el Tribunal en *Eiser* efectivamente señaló que “[e]n ausencia de compromisos explícitos directamente extendidos a los inversores y que garanticen que los Estados no modificarán sus leyes y reglamentos, los tratados en materia de inversiones no eliminan el derecho de los Estados a modificar sus regímenes regulatorios para adaptarse a circunstancias y necesidades públicas cambiantes¹⁰”, concluyó que, dadas las circunstancias, que no difieren creíblemente de las de los *Inversores PV*, el NRR “*fue profundamente injusto e inequitativo en el modo en que se aplicó a la inversión existente de las Demandantes, despojando a las Demandantes prácticamente de todo el valor de su inversión*¹¹”. Por ende, luego de rechazar la Demanda Alternativa de la TRR, el Tribunal acordó “*que el enfoque de las Demandantes para cuantificar sus daños – determinar la reducción del valor justo de mercado de su inversión mediante el cálculo del valor presente de los flujos de caja que se alega se perdieron como consecuencia de*

⁵ *Eiser*, párr. 425.

⁶ *Caso relativo a la Fábrica en Chorzów* (Reclamo por Indemnización), Jurisdicción, 26 de julio de 1927, PCIJ Rep Serie A, N°9, pág. 209.

⁷ *Eiser*, párr. 426.

⁸ *Ibid.*, párr. 433.

⁹ *Ibid.*, párr. 434.

¹⁰ *Ibid.*, párr. 362.

¹¹ *Ibid.*, párr. 365.

las medidas controvertidas – ofrece un medio apropiado para calcular el monto de reparación adeudado en las circunstancias de este caso¹²”, y luego otorgó daños en consecuencia.

(ii) En *Novenergia*, el Demandante alegó varios incumplimientos del Artículo 10(1) del TCE (TJE y condiciones de inversión estables/equitativas/favorables/transparentes), así como el Artículo 13 del TCE (expropiación). En relación a los daños, el Demandante sostuvo que el Reino de España debía colocar al Demandante en la situación en la que habría estado de no haber incumplido la Demandada con sus obligaciones internacionales aboliendo el ARR, cuantificado como la diferencia entre el valor justo de mercado de su inversión inmediatamente antes de producirse la expropiación, usando el método DCF, y su valor justo de mercado una vez que el NRR había destruido el ARR¹³. El Demandante invirtió el 13 de septiembre de 2007 y registró sus plantas FV con el RAIPRE en septiembre de 2008¹⁴. Esta cronología describe también la Demanda Principal de los *Inversores PV*. La Demandada afirmó que el lenguaje del RD 54/1997 proveía que los inversores solo podrían esperar recibir una TRR (efectivamente idéntico a la Demanda Alternativa presentada por *Inversores PV* y otros), y el Tribunal consideró que esa afirmación “*no era convincente, dado que estos principios aún eran generalmente vagos e insuficientemente definidos en el momento de la inversión del Demandante*” y que por ende “*no pueden considerarse apropiados para la evaluación de la razonabilidad de las expectativas del Demandante en el momento de la inversión¹⁵”*. El Tribunal luego aclaró que ni las leyes previas al 2013 ni las decisiones del Tribunal Supremo “*podrían haberle dado al Demandante la expectativa de que una tasa razonable de retribución se limitaría al 7%¹⁶”* concluyendo en definitiva que:

[...] el Demandante ha establecido de manera convincente que sus expectativas iniciales eran legítimas puesto que no había nada que contradijera la FiT garantizada en el RD 661/2007, y las declaraciones

¹² Ibid., párr. 441.

¹³ *Novenergia*, párrs. 767-768.

¹⁴ Ibid., párr. 154.

¹⁵ Ibid., párr. 673 [Traducción libre].

¹⁶ Ibid., párr. 674 (énfasis omitido) [Traducción libre].

adicionales realizadas por el Reino de España, por ejemplo, en "El sol puede ser suyo". [...]17.

Por lo tanto, *Novenergia* es extremadamente comparable al caso que nos compete, particularmente con respecto a los tiempos y el tipo de inversión, las medidas impugnadas, las disposiciones del tratado invocadas, y el rechazo por parte del Tribunal de la defensa de la Demandada, que es idéntica a la Demanda Alternativa presentada por los *Inversores PV*.

(iii) En *Masdar*, la Demandante, citando el Artículo 35 de los Artículos de la CDI18, solicitó al Tribunal que ordenase que la Demandada restaure el régimen establecido en el RD 661/200719 o, alternativamente, que haga lugar a daños y perjuicios tomando como base la FiT prevista bajo ese régimen. La Demandante también presentó una Demanda Alternativa basada en una TRR. El Tribunal señaló que el Artículo 10(1) del TCE protegía las expectativas legítimas de los inversores en cuanto a que *"el marco jurídico no será objeto de modificación de manera contraria a los compromisos específicos asumidos frente al inversor"*20. En particular, el Tribunal señaló que España realizó *"una oferta unilateral muy específica"*21 a los inversores, concretizada en las inscripciones en el RAIPRE con respecto a que las instalaciones que calificaran habrían de recibir la FiT establecida en el RD 661/2007, puesto que el Artículo 44.3 del RD 661/2007 constituía un compromiso de estabilización22. La implicación en el párrafo 554 de este Laudo en cuanto a que el resultado arriba mencionado se debía a que *"los inversores habían recibido confirmaciones individuales específicas del Estado con respecto a que sus plantas recibirían los pagos de la FIT durante toda su vida útil"* es errónea. Tal como se señala en otros dos laudos recientes, las cartas obtenidas por los inversores de

¹⁷ Ibid, párr. 681 [Traducción libre].

¹⁸ Artículos de la CDI, Artículo 35: *"El Estado responsable de un hecho internacionalmente ilícito está obligado a la restitución, es decir, a restablecer la situación que existía antes de la comisión del hecho ilícito, siempre que y en la medida en que esa restitución:*
(a) *No sea materialmente imposible;*
(b) *No entrañe una carga totalmente desproporcionada con relación al beneficio que derivaría de la restitución en vez de la indemnización"*.

¹⁹ *Masdar*, párr. 555.

²⁰ Ibid., párr. 484.

²¹ Ibid., párr. 512.

²² Ibid., párr. 500-503.

Masdar “confirmaban simplemente lo que se había establecido en el RD 661/2007 y se emitieron **después**, y no antes, de que la demandante en ese caso realizara su inversión²³” y el Tribunal en *Masdar* “expresamente dejó abierta la posibilidad que la promesa de estabilización del Artículo 44(3) podría constituir un ‘compromiso específico’ por parte de España”, pero “no necesitó decidir si el compromiso legislativo por sí solo podía dar lugar a expectativas legítimas, porque había otros compromisos²⁴”. En relación con la teoría de la TRR, el Tribunal en *Masdar* (basándose en *Eiser*) consideró que el Artículo 10(1) habilitaba a los inversores a recibir no simplemente una TRR, sino un trato justo y equitativo²⁵. En ese caso las Demandantes invirtieron en tres CSP que comenzaron en mayo de 2008 para lo que obtuvieron la inscripción en el RAIPRE en diciembre de 2011.

(iv) En *Antin*, los Demandantes buscaron la restitución del régimen legal y regulatorio bajo el cual habían realizado sus inversiones en dos plantas de CSP (es decir, el RD 661/2007 tal como lo modificó el RD 1614/2010 y el RDL 14/2010 puesto que las instalaciones termosolares de CSP fueron adquiridas y desarrolladas en junio de 2011, con la inscripción de ambas plantas en el RAIPRE el 22 de diciembre de 2009) o, en la alternativa, daños por pérdidas en el valor justo de mercado de sus inversiones, compuestos de pérdidas de flujos de caja históricos y futuros²⁶. El Tribunal señaló que España vulneró las expectativas legítimas de los Demandantes a la luz de la “precisión y el detalle exhibidos en los reales decretos, en particular la consideración de que el trato se concedería durante un periodo de tiempo determinado²⁷”. Con respecto a la teoría de la TRR (que constituyó tanto la Demanda Alternativa del Demandante como una de las defensas de la Demandada) el Tribunal señaló que:

[...] aquello que España denomina “tasa de rentabilidad razonable” pareciera que depende de la discrecionalidad del gobierno. Es evidente que ello contrasta con la precisión relativa del Régimen Original —que estaba en vigor cuando los Demandantes realizaron su inversión— el cual preveía criterios objetivos e

²³ *9Ren*, párr. 299 (Énfasis en el original).

²⁴ *OperaFund*, párr. 483

²⁵ *Masdar*, párr. 591.

²⁶ *Antin*, párr. 274.

²⁷ *Ibid.*, párr. 552.

identificables para la determinación de la remuneración adeudada a las plantas CSP, que estaban expresamente previstos en la regulación y dependían del mercado²⁸.

- (v) En *Greentech*, las Demandantes sostuvieron que la Demandada vulneró el TCE al modificar el régimen de la FiT que surgía del RD 661/2007²⁹, o, en la alternativa, anulando el régimen del ARR, generando así un “*cambio fundamental*” de manera que no había tomado en cuenta las circunstancias de las inversiones existentes hechas bajo el régimen anterior³⁰. En cuanto al quantum, las Demandantes buscaron daños por la disminución del valor de mercado de sus inversiones³¹. Además, sus peritos (FTI) presentaron ante el Tribunal un cálculo alternativo de los daños similar a la Demanda Alternativa, es decir, basado en una TRR³². En consecuencia, el Tribunal en *Greentech* contaba con cuatro opciones para evaluar los daños:
- a. como proyección de las FiT que las plantas recibirían bajo el RD 661/2007 según el cálculo primario del Perito de las Demandantes³³;
 - b. como proyección de las FiT que las plantas recibirían bajo el RD 661/2007 según el cálculo alternativo del Perito de la Demandada³⁴;
 - c. como una TRR según el cálculo primario del Perito de la Demandada³⁵;
 - d. como una TRR según el cálculo alternativo del Perito de los Demandantes³⁶.

El Tribunal consideró que solo las opciones a. y b. eran consistentes con su decisión sobre responsabilidad que sostuvo que la Demandada había anulado el esquema del RD 661/2007 al introducir el NRR incumpliendo el Artículo 10(1) del TCE, y, por ende, desestimó las opciones c. y d., que reflejaban los cálculos de los peritos de las Demandantes y los cálculos

²⁸ Ibid., párr. 568.

²⁹ *Greentech*, párr. 293.

³⁰ Ibid., párr. 297

³¹ Ibid., párr. 439.

³² Ibid., párr. 392.

³³ Ibid., párr. 487.

³⁴ Ibid., párr. 501.

³⁵ Ibid., párr. 493.

³⁶ Ibid., párr. 495.

de la Demandada de una Demanda Alternativa de TRR. Las Demandantes, en ese caso, habían invertido en dos plantas FV y un proyecto FV (que comprendía 18 plantas de 100 KW) durante el periodo de mayo de 2009 a mayo de 2010. Las plantas se inscribieron en el RAIPRE, respectivamente, el 28 de agosto de 2008 (Madrirdejos)³⁷, el 25 de septiembre de 2008 (La Castilleja)³⁸, y el 20 de mayo de 2008 (Fotocampillos)³⁹. El Tribunal en *Greentech* determinó *“que las Demandantes tenían la expectativa legítima con respecto a que el marco legal y regulatorio no se alteraría fundamental y abruptamente, privando a los inversores de una parte significativa de sus ingresos proyectados”*, al tiempo que opinó que *“las Demandantes no tenían expectativas legítimas de recibir la FiT precisa especificada en el RD 661/2007 durante toda la vida útil de sus plantas FV⁴⁰”*. A diferencia de *9Ren* y *OperaFund* (tal como se señala a continuación), la *“aclaración específica [de la Demandada] ... de que las instalaciones [de Masdar] recibirían las tarifas reguladas bajo el RD 661/2007 durante toda su vida operativa⁴¹”*, se sumó al hecho de que el Tribunal en *Greentech* *“no [estuviera] persuadido”* por la opinión de las Demandantes con respecto a que el *“Artículo 44.3 del RD 661/2007 es una garantía específica que da lugar a la expectativa legítima de que las Demandantes recibirían FiT fijadas durante toda la vida útil de sus plantas FV⁴²”*. El Tribunal en *Greentech* luego *“[c]oncluy[ó] que la promulgación del Nuevo Régimen Regulatorio por parte del Demandado constituyó un cambio fundamental en el marco legal y regulatorio que cruzó la línea que separaba una medida regulatoria no indemnizable del incumplimiento indemnizable del estándar de TJE del TCE⁴³”*, e hizo lugar a los daños en consonancia.

(vi) En *SolEs*, el Demandante aseguró que le correspondían daños basados en la reducción del valor de los flujos de rentabilidad neta a los inversores de capital que resultó de la implementación por España de las medidas en disputa⁴⁴, sobre la base de las FiT. En relación

³⁷ Ibid., párr. 97.

³⁸ Ibid., párr. 102.

³⁹ Ibid., párr. 107.

⁴⁰ Ibid., párr. 365 [Traducción libre].

⁴¹ Ibid., párr. 367 [Traducción libre]

⁴² Ibid., párr. 366, citando a *Eiser*. [Traducción libre]

⁴³ Ibid., párr. 398. [Traducción libre]

⁴⁴ *SolEs*, párr. 467.

con las expectativas legítimas del Demandante, el Tribunal citó a *Antin* para reconfirmar que “*las expectativas legítimas de un inversor también pueden surgir a partir de disposiciones legales y regulaciones y de declaraciones realizadas por o en nombre del Estado a los fines de inducir inversiones de parte de una clase de inversores*⁴⁵”. Las plantas se inscribieron ante el RAIPRE, respectivamente, el 10 de diciembre de 2009 (Badajoz I) y febrero de 2010 (Badajoz II)⁴⁶, y el Demandante tomó control de las mismas en marzo de 2010. Dado que la inversión en España se realizó efectivamente en marzo de 2010 (cuando el Demandante adquirió su participación en las plantas), el Tribunal razonó que “*no hubo acontecimientos entre marzo de 2010 y mayo de 2010 que pudieran haber alterado materialmente las expectativas legítimas de un inversor FV*⁴⁷”. La Demandada sostuvo que al inversor le correspondía solo una TRR y que ésta estaba garantizada por las nuevas medidas. El Demandante desarrolló su Demanda Alternativa en base a esta teoría. El Tribunal determinó que no era necesario considerar la Demanda Alternativa puesto que no determinó que el Artículo 10(1) del TCE habilita al Demandante a recibir una determinada retribución⁴⁸. En cambio, el Tribunal aceptó la propuesta de las Demandantes de reconocer daños y perjuicios tomando como base un escenario “*contra fáctico*” con una duración de 25 años de las tarifas reguladas fijadas en 2010 bajo el Régimen Especial⁴⁹.

(vii) En *9Ren*, las Demandantes reclamaron daños y perjuicios utilizando dos modelos diferentes: (i) como disminución del valor justo de mercado de sus inversiones en las cinco plantas *Solaica* (puesto que habían sido vendidas en junio de 2015); y (ii) como pérdida de beneficios sobre sus inversiones en las tres Plantas *España* sobre los ingresos estimados a partir de las tarifas aplicables bajo el RD 661/2007 y el RD 1578/2008⁵⁰. La reclamación (ii) es sustancialmente similar a la Demanda Principal de los *Inversores PV*. Con respecto a la TRR, el Tribunal concluyó que las Demandantes confiaban razonablemente en una expectativa

⁴⁵ Ibid., párr. 313. [Traducción libre]

⁴⁶ Ibid., párr. 135.

⁴⁷ Ibid., párr. 418. [Traducción libre]

⁴⁸ Ibid., párr. 542.

⁴⁹ Ibid., párr. 544.

⁵⁰ *9REN*, párr. 378.

legítima de que los beneficios de la FiT bajo el RD 661/2007 continuarían durante la vida útil de siete de sus ocho instalaciones⁵¹, habiendo registrado siete de las ocho instalaciones ante el RAIPRE antes del 29 de septiembre de 2008⁵², y, por ende, que la decisión de España de abolir el régimen del RD 661/2007 era “*incongruente con el lenguaje claro del RD 661/2007 que otorgaba tarifas durante toda la vida útil de la planta*”⁵³. Por tanto, el Tribunal descartó la propuesta de la Demandada de una indemnización basada en una TRR⁵⁴ y aceptó la propuesta de la Demandante basada en el desempeño histórico (según el régimen establecido en el RD 661/2007)⁵⁵. La fecha de inversión de la Demandante, 23 de abril de 2008, y sus esfuerzos para garantizar que sus proyectos cumplieran con los requisitos relacionados con la tarifa regulada (incluyendo la inscripción en tiempo y forma ante el RAIPRE), fueron significativos para el Tribunal al establecer que la Demandante recibiría los beneficios fijados en el RD 661/2007⁵⁶.

(viii) En *Cube*, los Demandantes reclamaron por la pérdida de los flujos de caja previstos sobre la base del RD 661/2007, que se obtendrían de tarifas fijas y primas de mercado. Los Demandantes invirtieron en el sector FV (tres instalaciones FV) en abril-junio de 2008 y en el sector hidroeléctrico (dieciséis instalaciones) en 2011-2012. Las inversiones FV de los Demandantes en las plantas de Puente Génave, San Martín de Pusa y Écija fueron debidamente registradas bajo el RD 661/2007 y la inversión en la planta Rambla se había registrado bajo el RD 1578/2008⁵⁷. En cuanto al compromiso expresado por el Gobierno de España con el régimen de la tarifa regulada, el Tribunal consideró que las expectativas de los Demandantes con respecto a que no se alteraría el régimen eran legítimas, dado que el

⁵¹ Ibid., párrs. 292-299.

⁵² Ibid., párr. 98 afirmando que “*El 27 de septiembre de 2007, España anunció que el plazo del RD 661/2007 para las nuevas inversiones en proyectos FV finalizaría un año después, es decir, las nuevas instalaciones FV tendrían que obtener la inscripción definitiva en el RAIPRE antes del 29 de septiembre de 2008 para poder acogerse a la protección del RD 661/2007*”. (las notas al pie internas excluidas); Ibid., párr. 105, clarificando que la octava planta se inscribió ante el RAIPRE el 23 de marzo de 2011, por lo que le correspondía el pago de la tarifa establecida en el RD 1578/2008 y no la del RD 661/2007.

⁵³ Ibid., párr. 301.

⁵⁴ Ibid., párr. 407.

⁵⁵ Ibid., párr. 412.

⁵⁶ Ibid., párr. 297.

⁵⁷ *Cube*, párr. 313.

régimen regulatorio español claramente prometía que las inversiones estarían sujetas a ciertos principios regulatorios que “*como cuestión de política deliberada*” habrían de mantenerse vigentes durante un periodo de tiempo finito⁵⁸. La Demandada postuló que las Demandantes solo tenían derecho a una TRR. El Tribunal dictaminó que no se podían sustanciar las aseveraciones de la Demandada, ni en base al lenguaje del ARR (incluyendo, por ej., la sola referencia a una “*tasa de rentabilidad razonable*” en el RD 661/2007, Artículo 44(3)) ni en el Comunicado de Prensa que lo acompañaba⁵⁹, porque “[c]ualquiera fuera la lógica detrás de la estructura de tarifas y primas establecidas en el RD 661/2007, la clara manifestación era que se mantendría la estructura bajo los términos establecidos en el Real Decreto⁶⁰”.

(ix) En *OperaFund*, las Demandantes, citando el caso de la *Fábrica en Chrozów* y los Artículos 31-38 de la CDI, argumentaron que la Demandada cometió un acto internacionalmente ilícito, y que los daños laudados deberían poner a las Demandantes en la posición en la que se hubieran encontrado si la Demandada no hubiera incumplido el TCE⁶¹. El Tribunal, haciendo referencia a *Novenergia* y *Masdar*, razonó lo siguiente:

El Tribunal, por consiguiente, no tiene ninguna duda de que la promesa de estabilización ofrecida en el Artículo 44(3) es aplicable a las inversiones de las Demandantes. En efecto, es difícil imaginar una promesa de estabilización más explícita que la mencionada en el Artículo 44(3): “*las revisiones [...] no afectarán a las instalaciones para las que se haya concedido el certificado de funcionamiento*⁶²”.

Las Demandantes invirtieron en cinco instalaciones FV entre julio de 2008 y julio de 2009, pero todas las instalaciones de las Demandantes se habían inscrito en el RAIPRE antes del

⁵⁸ Ibid., párr. 388.

⁵⁹ Ibid., párr. 287.

⁶⁰ Ibid., párr. 296 [Traducción libre].

⁶¹ *OperaFund*, párr. 605.

⁶² Ibid., para 485.

29 de septiembre de 2008. Con respecto al Artículo 44(3) del RD 661/2007⁶³, el Tribunal determinó que *“el registro RAIPRE es un elemento adicional importante para evaluar las expectativas legítimas de los inversores”* y que *“[d]icha promesa de estabilización podría perfeccionarse con el registro de las plantas ER para recibir el FiT preferente del RD 661/2007⁶⁴”*. El Tribunal concluyó que *“el registro formal dio lugar a que los inversores tuvieran derecho a percibir los beneficios del RD 661/2007 (incluido el no estar sujetos a cambios normativos)⁶⁵”*. La Demandada también sostuvo en ese arbitraje que las Demandantes tenían derecho solo a una TRR que ya estaba garantizada por el Régimen Especial. Las Demandantes luego presentaron una Demanda Alternativa en la que plantearon que el Régimen Especial no garantizaba una TRR. El Tribunal señaló: *“Esta alternativa no es aplicable, ya que el Tribunal ha aceptado las pretensiones principales de las Demandantes por incumplimiento del estándar de TJE y, por lo tanto, del Artículo 10(1) del TCE y, por consiguiente, desestima la alternativa de que la Demandada sólo haya garantizado un retorno razonable. Por lo tanto, no es necesario que el Tribunal determine esta demanda alternativa⁶⁶”*.

(x) En *Infrared*, los Demandantes sostuvieron que España vulneró sus expectativas legítimas con respecto a que el ARR se mantendría estable (es decir, inmutable) durante la vida útil de las plantas o, en la alternativa, que España incumplió sus obligaciones de TJE al anular elementos esenciales del ARR, o, al menos, sus obligaciones de transparencia⁶⁷. El Tribunal determinó que los Demandantes tenían expectativas legítimas con respecto a que las plantas inscriptas en el RAIPRE estarían protegidas de los posteriores cambios regulatorios⁶⁸ puesto que se les garantizó que la tarifa regulada más el premio del fondo común hubieran sido de aplicación

⁶³ RD 661/2007, Artículo 44(3): 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.

⁶⁴ *OperaFund*, párr. 483.

⁶⁵ *Ibid.*, párr. 484.

⁶⁶ *Ibid.*, párr. 604.

⁶⁷ *InfraRed*, párr. 343.

⁶⁸ *Ibid.*, párr. 410.

durante toda la vida operativa de las plantas inscriptas en el RAIPRE⁶⁹. Al igual que en *Greentech*, el perito de los Demandantes presentó ante el Tribunal un cálculo alternativo de los daños y perjuicios basado en una TRR⁷⁰, con respecto al cual el Tribunal señaló:

[...] el meollo de la vulneración aquí no consiste en una variación de la tasa razonable de rentabilidad sino más bien en la frustración de la expectativa legítima de los Demandantes en relación a que las plantas de Morón y Olivenza estarían protegidas frente a revisiones de la tarifa regulada, el precio de la prima de fondo común, y los correspondientes valores mínimos y máximos indicados en el RD 661/2007. Una valoración que se basa principalmente en la premisa de la “razonabilidad” de la tasa de retorno sin prestar atención a la remuneración efectivamente afectada por las Medidas en Cuestión parece estar igualmente mal adaptada al panorama regulatorio y legislativo en el presente caso [...]⁷¹.

En este caso, Infrared invirtió en dos plantas de CSP en julio de 2011, que fueron inscriptas ante el RAIPRE en mayo y diciembre de 2012.

(xi) En *Watkins*, los Demandantes buscaban restitución y/o indemnización por las pérdidas sobre su inversión de 2011 en el sector de generación eólica. Las granjas eólicas fueron debidamente inscriptas ante el RAIPRE antes del 9 de diciembre de 2010 y a las Demandantes les correspondía el régimen económico del RD 661/2007⁷². Al determinar que España modificó radicalmente el marco legal y regulatorio de aplicación⁷³ el Tribunal rechazó la posición de España que sostenía que a los inversores se les garantizaba solo una TRR en preferencia a la opinión desarrollada por *Eiser*, *Novenergia*, *Antin* y *Masdar* sobre *RREEF* (ver xii, *infra*)⁷⁴. El Tribunal específicamente escribió:

Los Demandantes en este caso han presentado amplia evidencia de documentos contemporáneos que indican que España ofreció a los

⁶⁹ Ibid., párr. 451.

⁷⁰ Ibid., párr. 514.

⁷¹ Ibid., párr. 543. [Traducción libre]

⁷² *Watkins*, párr. 599.

⁷³ Ibid., párr. 563.

⁷⁴ Ibid., párr. 500.

inversores un retorno fijo garantizado y no solamente un retorno razonable. El Tribunal consideró esta evidencia contemporánea y no está convencido de que la evidencia aducida por la Demandada sea suficiente para determinar un “*retorno razonable*” ni que cumpla con las realizadas por la Demandada en cuanto a la estabilidad del régimen legal y económico que aplicaría para los proyectos de ER para atraer inversiones en el sector eólico. El Tribunal concluye que la metodología de la Demandada para determinar la tasa de retorno razonable a la luz de las enmiendas a la legislación no se basa, en la opinión del Tribunal, en criterios identificables. A la luz de lo anterior, el Tribunal opina que la Decisión en *RREEF* de ningún modo asiste a la Demandada en su reclamación primaria con respecto a que a las Demandantes sólo les correspondía un retorno razonable sobre sus inversiones y eso, en la opinión del Tribunal, constituye una interpretación muy limitada y errónea de la Decisión en *RREEF*⁷⁵. (Énfasis en el original).

Habiendo las partes debatido extensamente en relación con este tema⁷⁶, el Tribunal además consignó:

El Tribunal ha considerado los argumentos de los Demandantes y la Demandada con respecto a la Decisión en *RREEF* en relación con la retribución razonable y opina que la Decisión en *RREEF* de ningún modo asiste a la Demandada en su afirmación en cuanto a que a las Demandantes sólo les correspondía un retorno razonable sobre sus inversiones, y el Tribunal considera que el argumento propuesto por España es una interpretación muy limitada y errónea de la Decisión en *RREEF*, especialmente con relación al tema de la retribución razonable⁷⁷.

La Demanda Alternativa presentada por la Demandada también fue rechazada como tema de valoración tomando como base la determinación del Tribunal en cuanto al fondo, en la que se aceptaba la Demanda Principal de los Demandantes que sostenía que los Demandantes tenían la expectativa legítima de obtener tarifas bajo el RD 661/2007 y no de recibir la retribución que

⁷⁵ Ibid., párr. 503. [Traducción libre]

⁷⁶ Ibid., párrs. 56-59.

⁷⁷ Ibid., párr. 504. [Traducción libre]

estaba implícita en dichas tarifas⁷⁸. En relación con el estándar de evidencia para calcular la indemnización, el Tribunal concordó con los Demandantes en que “[...] el estándar es *demostrar la existencia de los daños con una certidumbre razonable y recién entonces ofrecer una base sobre la cual el Tribunal pueda, con confianza razonable, estimar el monto de su pérdida*⁷⁹”. En última instancia, el Tribunal adoptó el método DCF propuesto por los Demandantes, que calculaba la indemnización como la diferencia entre las retribuciones en la situación real, y las retribuciones bajo el RD 661/2007 de 8% y 9% después de impuestos para cada una de las dos inversiones⁸⁰.

6. Casos en los que prevalecieron los Demandantes y el Tribunal hizo lugar a daños y perjuicios en base a la Demanda Alternativa:

(i) En *RREEF*, un caso que involucraba plantas de energía solar concentrada (ESC) y eólicas, el Tribunal determinó que la Demandada incumplió sus obligaciones bajo el TCE con la aplicación del NRR. En cuanto al estándar legal aplicable para la indemnización, una mayoría de 2-1 concluyó que la única expectativa legítima de los Demandantes era recibir una TRR por su inversión⁸¹. Para llegar a esta decisión, el Tribunal hizo referencia al Artículo 30(4) de la Ley 54/1997⁸², al preámbulo del RD 661/2007⁸³, y al Plan de Acción Nacional para Energías Renovables en España del 30 de junio de 2010⁸⁴. Cabe señalar, en relación a la fecha de

⁷⁸ Ibid., párr. 641.

⁷⁹ Ibid., párr. 683 [Traducción].

⁸⁰ Ibid., párr. 289.

⁸¹ *RREEF*, párr. 386.

⁸² El Artículo 30(4) de la Ley 54/1997 prevé:

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, 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”.

⁸³ El preámbulo del RD 661/2007 prevé: “[garantizando a] los titulares de instalaciones en régimen especial una retribución razonable para sus inversiones”.

⁸⁴ El *Plan de Energías Renovables 2011-2020*, pág. 116, prevé: “[*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” y pág. 119, “Revisiones de los niveles de retribución: [...] Los niveles

inscripción final ante el RAIPRE⁸⁵, las inversiones de RREEF se hicieron el 28 de diciembre de 2010 (parques eólicos), 2011 (Planta de ESC Arenales) y 2012 (Planta de ESC Andasol), es decir, mucho después del primer cambio regulatorio que dejaba atrás el ARR a través de los Decretos de 2010⁸⁶ y varios meses después de la sanción del Plan de Acción Nacional para Energías Renovables en España de fecha 30 de junio de 2010. Tal como aclaró el Tribunal, las expectativas legítimas de los Demandantes deben ser evaluadas por el régimen en vigor en el momento de la inversión (basándose en *Novenergia*)⁸⁷. En su opinión disidente, Robert Volterra describió la conducta de España como “*carnada y cambio de condiciones*”⁸⁸, y consideró que la admisión por parte de España en cuanto a que el cambio buscaba reducir los niveles de ganancias de los inversores era fatal para su teoría⁸⁹, y señaló que España no había probado su aseveración con respecto a que la reestructuración regulatoria del sistema de subsidios se realizó en respuesta al costo del dinero en el mercado de capitales (como elemento objetivo y variable para evaluar el concepto de una retribución razonable)⁹⁰, lo que lo llevó a opinar que España “*violó el TCE de múltiples maneras, no solo en relación con una ‘tasa de retribución razonable*”⁹¹, y a discrepar con sus co-árbitros en cuanto al alcance de las expectativas legítimas de los Demandantes⁹². Mientras que los Demandantes en *Inversores PV* sin duda invirtieron bajo el ARR (inscripción final ante el RAIPRE antes del 29 de septiembre de 2008), RREEF invirtió en un momento en que los cambios regulatorios de 2010 ya habían presagiado la modificación del régimen de la FiT luego de la introducción de un texto más exigente con respecto a la TRR en el Plan de Energías Renovables 2011-2020⁹³.

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”. Ver también, RREEF, párrs. 382-383.

⁸⁵ Cabe recordar que la inscripción ante el RAIPRE aseguraba el derecho jurídico a recibir todos los incentivos económicos del RD 661/2007. Ver *Escrito de Demanda Modificado*, párrs. 158, 208.

⁸⁶ RREEF, párr. 392.

⁸⁷ Ibid., párr. 392.

⁸⁸ Ibid., Opinión Parcialmente Disidente del Profesor Robert Volterra, párr. 26.

⁸⁹ Ibid., párr. 28.

⁹⁰ Ibid., párr. 31, 35. Ver también *Watkins*, párr. 502.

⁹¹ Ibid., párr. 22.

⁹² Ibid., párrs. 37-40, 43-44.

⁹³ El *Plan de Energías Renovables 2011-2020* prevé: “[*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” (en pág. 116) y “*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*

Estos factores diferencian a RREEF de *Inversores PV* y los once casos en los que se rechazó la Demanda Alternativa.

(ii) En *NextEra*, los Demandantes plantearon, invocando la *Fábrica Chorzow* y el Art. 31 de los Artículos de la CDI, que tenían derecho a una reparación plena por medio de restitución o compensación total⁹⁴. Los Demandantes comenzaron a invertir en España ya en 2007 a través de una subsidiaria de NextEra⁹⁵. La Demanda Principal de los Demandantes calculaba la compensación sobre la base de los ingresos previstos según la opción de fondo común más prima bajo el Marco Regulatorio I. Los Demandantes también presentaron una Demanda Alternativa basada en la defensa de la Demandada de una TRR. En relación con la TRR, el Tribunal señaló que:

[...] las garantías realizadas por las autoridades españolas no se referían a una retribución razonable; se referían a la certeza y estabilidad regulatoria que podía esperar NextEra. La denegación de las expectativas legítimas se basa en la falta de garantía de dicha certeza y seguridad al cambiarse fundamentalmente el régimen bajo el cual se habría de calcular la retribución⁹⁶.

Al considerar la cuestión de daños y perjuicios, el Tribunal desestimó el método DCF propuesto por los Demandantes y en cambio calculó daños en un escenario “*contra fáctico*” basado en el régimen del RD 661/2007 porque las Plantas Termosol de los Demandantes solo habían estado en operación desde junio de 2013 (la inscripción final ante el RAIPRE para las Plantas Termosol N°1 y 2 se produjo el 29 de mayo de 2013 y el 7 de junio de 2013, respectivamente), es decir, menos de un año antes de que el NRR entrara en plena vigencia, lo que dificulta el cálculo de rentabilidad futura basada en un periodo de tiempo tan corto⁹⁷.

mercado, [...], garantizando siempre las tasas de rentabilidad razonables” (en pág. 119). Ver también, RREEF, párr. 383.

⁹⁴ *NextEra*, párr. 603.

⁹⁵ *Ibid.*, párr. 168.

⁹⁶ *Ibid.*, párr. 600 [Traducción libre].

⁹⁷ *Ibid.*, párrs. 643, 648-650.

Por lo tanto, como en el caso *RREEF*, las circunstancias de *Inversores PV* y los once casos que rechazaron la Demanda Alternativa se distinguen fácilmente de *NextEra*, en que las Demandantes de *Inversores PV* obtuvieron su inscripción en el RAIPRE antes del 29 de septiembre de 2008⁹⁸, es decir, mucho antes de los cambios producidos en el régimen regulatorio español de la industria energética entre 2010-2013.

(iii) En *BayWa*, los Demandantes argumentaron que les correspondía una reparación íntegra por el daño sufrido a raíz de las medidas en disputa, con daños que consisten en la diferencia entre el valor de la inversión de los Demandantes en el escenario del NRR y el ARR, asumiendo que BayWa tenía el derecho de recibir pagos bajo el RD 661/2007⁹⁹. Los Demandantes también presentaron una Demanda Alternativa basada en una TRR¹⁰⁰. El Tribunal, por una mayoría de 2-1, basándose en *RREEF*, sostuvo que a los Demandantes solo les correspondía una TRR y determinó que los Demandantes ya estaban recibiendo más de una TRR con sus parques eólicos. La mayoría determinó que España había vulnerado el TCE debido a la cláusula de recuperación incluida en el NRR, y ordenó que las partes y sus peritos identificaran el quantum. Un factor significativo que diferencia a *BayWa* del caso que nos compete y los once casos que rechazaron la Demanda Alternativa es la manera en que se generaron las inversiones. Los Demandantes en *BayWa* invirtieron en dos parques eólicos durante los años 2003-2012 y 2009-2012, respectivamente, aumentando significativamente su titularidad en 2011¹⁰¹, siendo ésta (2011) la fecha que los Demandantes fijaron como la fecha a partir de la cual habrían de juzgarse sus expectativas legítimas (que es evidentemente muy posterior a la

⁹⁸ *Escrito de Demanda Modificado*, párrs. 208, 445-446. Ver también, por ej., *Declaración Testimonial de los Demandantes 1 – Murley*, párr. 55; *Declaración Testimonial de los Demandantes 2 – van der Geest*, párr. 30; *Declaración Testimonial de los Demandantes 3 – Guzmán*, párrs. 22-44; *Declaración Testimonial de los Demandantes 4 – Tilstone*, párr. 27; *Declaración Testimonial de los Demandantes 5 – Roszbach*, párr. 56; *Declaración Testimonial de los Demandantes 6 – Pehle*, párr. 30; *Declaración Testimonial de los Demandantes 7 – Kyte*, párr. 22; *Declaración Testimonial de los Demandantes 8 – Gómez de la Torre*, párr. 18; *Declaración Testimonial de los Demandantes 9 – Collado Arpia*, párrs. 18-35; *Declaración Testimonial de los Demandantes 10 – Labouret*, párr. 26; *Declaración Testimonial de los Demandantes 11 – Schreiber*, párr. 29; *Declaración Testimonial de los Demandantes 12 – Scherer*, párr. 27; *Declaración Testimonial de los Demandantes 13 – Schumann*, párr. 22; *Declaración Testimonial de los Demandantes 14 – Ochsenkühn*, párr. 24.

⁹⁹ *BayWa*, párr. 595.

¹⁰⁰ *Ibid.*, párr. 600.

¹⁰¹ *Ibid.*, párrs. 73-74.

de las inversiones de los *Inversores PV*)¹⁰². Cabe notar, además, que la inversión original de BayWa se realizó en 1997, cuando las expectativas de inversión precedían, por muchos años, al ARR, punto que fue considerado por la mayoría en *BayWa*¹⁰³. El origen de las expectativas también difiere. Los Demandantes en *BayWa* invirtieron en parques eólicos, y los Demandantes en *Inversores PV* en plantas fotovoltaicas. Por ende, las expectativas de los Demandantes en *Inversores PV* estuvieron informadas por diferentes representaciones estatales (por ej., la notoria presentación "*El sol puede ser suyo*"), que no se contemplaba en las expectativas respaldadas por las inversiones de *Baywa* en energía eólica. Por ende, la decisión mayoritaria en *BayWa* con respecto a que los Demandantes no tenían derecho a la continuación del Régimen Especial no es análoga al caso que nos compete.

(iv) En *RWE Innogy*, el Tribunal sostuvo que la promulgación del NRR vulneró el Artículo 10(1) del TCE dos veces puesto que: (i) su cláusula de recuperación excesivamente requería que los Demandantes devolvieran ciertas sumas recibidas entre la adopción del RDL 9/2013 y la Orden IET 1025/2014 (la cláusula de recuperación ["clawback"]), y (ii) aplicó una carga financiera excesiva y desproporcionada sobre algunas de las plantas de los Demandantes. Con relación a esta última vulneración, el Tribunal aclaró, invocando a *RREEF*, que los Demandantes solo tenían derecho a una TRR de 7,398%, evaluación que ésta avalada por varios factores que no se encuentran presentes en *Inversores PV*. En primer lugar, RWE comenzó a invertir en España en 2001. Por lo tanto, en un razonamiento análogo al utilizado en *BayWa*, el Tribunal sostuvo que en ese momento los inversores no podían basarse en las manifestaciones realizadas por el Gobierno Español en el RD 436/2004 o el RD 661/2007. De hecho, RWE había realizado su inversión bajo el marco jurídico del RD 2818/98, cuyo lenguaje, el Tribunal determinó, no podía haber sido interpretado como una afirmación de que no se cambiarían los incentivos en algún momento del futuro, y que, en consecuencia, no podría haberse considerado como tal¹⁰⁴. Con respecto al segundo tramo de inversiones realizadas en junio de 2008 con la adquisición de las plantas *Urvasco*, se halló que los Demandantes no

¹⁰² *Ibid.*, párr. 350.

¹⁰³ *Ibid.*, párr. 473.

¹⁰⁴ *RWE Innogy*, párr. 488

habían realizado la diligencia debida en relación con el riesgo regulatorio que correspondía al tamaño de su inversión¹⁰⁵. En relación con las inversiones realizadas a partir del año 2010, el Tribunal consideró que para ese momento los inversores ya estaban alertados a la posibilidad de que se perfilaban cambios a futuro¹⁰⁶. Sin embargo, en el caso actual, es indiscutible que los Demandantes (*Inversores PV*) tomaron como fundamento el ARR al realizar las inversiones en España, puesto que habían cumplido el plazo estipulado del 29 de septiembre de 2008 para inscripción ante el RAIPRE. En segundo lugar, las inversiones de *RWE* se realizaron en energía hidráulica y eólica, y no en energía solar, por lo que, a diferencia de los *Inversores PV*, los Demandantes en *RWE* no podían basarse en las manifestaciones realizadas por el Gobierno Español con respecto al sector solar y fotovoltaico. A la luz de estos factores, el Tribunal rechazó *in toto* el caso de los Demandantes en cuanto a la vulneración de las expectativas legítimas y recurrió al principio de la proporcionalidad para fijar la indemnización en una TRR.

7. Casos en los que el Reino de España fue la parte vencedora:

- (i) En *Charanne*, el alcance de la disputa estaba limitado a las medidas del año 2010. El Tribunal primeramente reconoció que *“un Estado no puede inducir un inversor a realizar una inversión, generando expectativas legítimas, para luego desconocer los compromisos que hayan generado dichas expectativas^{107”}*. El Tribunal determinó que *“las Demandantes hubieran podido prever fácilmente la posibilidad de ajustes al marco regulatorio como los que se introdujeron con las normas de 2010^{108”}*. Es necesario señalar que en ese caso el análisis se vio truncado en cuanto a que no se consideraron las medidas tomadas a partir de 2013 en adelante. Este marco de decisión diferencia con facilidad a *Charanne* de los *Inversores PV*.

¹⁰⁵ Ibid. párrs. 510, 513.

¹⁰⁶ Ibid. párr. 504.

¹⁰⁷ *Charanne*, párr. 486.

¹⁰⁸ Ibid. párr. 505.

(ii) En *Isolux*, la Demandante realizó su inversión el 29 de octubre de 2012. El Tribunal señaló que, desde octubre de 2012, el régimen de la FiT ya era objeto de varios estudios que hicieron inevitable su modificación. En particular, el Tribunal recordó que en marzo de 2012 la Comisión Nacional de Energía publicó un informe indicando que el Régimen Especial se encontraba bajo revisión, recomendando varios cambios al régimen regulatorio. En septiembre del mismo año el Tribunal Supremo español declaró que "[l]a retribución razonable de las inversiones que la Ley 54/1997 dispone no tiene por qué implicar, repetimos, que la retribución haya de ser precisamente por medio de tarifa regulada"¹⁰⁹. Así, el contexto de la inversión de *Isolux* era claramente distinto al de los *Inversores PV*, que habían invertido en España hasta cinco años antes que *Isolux*.

(iii) Una mayoría de 2-1 en *Stadtwerke*, sostuvo que las medidas de España eran proporcionadas y razonables, y que los Demandantes no podían tener ninguna expectativa de que se mantuviera el ARR tal como se encontraba al momento en que se realizó su inversión, invocando sustancialmente el derecho español (que determinó era relevante en el contexto del TCE)¹¹⁰. El Profesor Kaj Hobér disintió, opinando que las expectativas razonables de los Demandantes al momento de su inversión incluían la expectativa de que no se producirían cambios fundamentales y radicales al régimen del RD 661/2007¹¹¹ (y que el argumento de España era incorrecto con respecto a que los Demandantes solo tenían derecho a una TRR)¹¹². Los tiempos fueron un factor significativo en ese caso. La mayoría evidentemente se vio influenciada por el hecho de que, si bien los Demandantes habían invertido en España en octubre de 2009, no fue hasta abril de 2012 que sus plantas de CSP se registraron ante el RAIPRE¹¹³. *Inversores PV* se diferencia de esto por el hecho de que todas sus inversiones se habían registrado ante el RAIPRE antes del vencimiento del plazo el 29 de septiembre de 2008, lo que justificaba sus expectativas legítimas bajo el ARR¹¹⁴.

¹⁰⁹ *Isolux*, párr. 797.

¹¹⁰ Ver *Stadtwerke*, párrs. 181, 308.

¹¹¹ *Ibid.*, Opinión Disidente del Profesor Kaj Hobér, párr. 14.

¹¹² *Ibid.*, párr. 15.

¹¹³ *Ibid.*, Sección VI(B)(2)(iii)(b)(ii)(e); ver también el párr. 384.

¹¹⁴ Ver *supra* nota a pie de página 98.

8. El presente laudo se basa expresamente en *jura novit arbiter*¹¹⁵. Si bien no es vinculante para nosotros la doctrina de *stare decisis*, me resulta convincente la jurisprudencia que establecen estos otros casos relativos a las energías renovables en cuanto a los antecedentes de España en la regulación del campo. Once de los dieciocho Tribunales dieron lugar a la Demanda Principal sobre la Demanda Alternativa, a pesar de que se les había presentado la Demanda Alternativa, en circunstancias que este mismo Laudo describe como “*en sustancia [...] similares a la Demanda Principal en este arbitraje*”, citando a *Eiser, Masdar y Novenergia*¹¹⁶. Los once concluyeron que España había garantizado que los inversores tenían derecho a la FiT que correspondía al momento de la inversión, es decir, la Demanda Principal, y no podían limitarse a una TRR, es decir, la Demanda Alternativa¹¹⁷.
9. Según lo mencionado anteriormente, ninguno de los tres casos (*Charanne, Isolux y Stadtwerke*) en los que España fue la parte vencedora, es análogo al caso que nos compete, debido al momento claramente diferente en que realizaron sus inversiones y la consiguiente diferencia en cuanto a las expectativas legítimas de esos inversores, a la luz del estado contemporáneo del marco regulatorio español. En *Charanne*, el tribunal no consideró las medidas españolas más allá del año 2010. En *Isolux*, la inversión se hizo en un momento en que era evidente que habría cambios en el régimen regulatorio. En *Stadtwerke*, la inscripción ante el RAIPRE, que los Demandantes plantearon para concretar sus expectativas legítimas, no se realizó hasta 2012, mientras que las expectativas legítimas de *Inversores PV* se basaban en el RD 661/2007 puesto que su inscripción ante el RAIPRE se había completado antes del

¹¹⁵ Laudo, párr. 519.

¹¹⁶ Laudo, párr. 553.

¹¹⁷ *Eiser*, párrs. 433-34, 441; *Novenergia*, párrs. 673-681; *Masdar*, párrs. 533, 557; *Antin*, párrs. 614, 690-91; *Greentech*, párrs. 501, 530-535; *SolEs*, párrs. 504, 526; *9REN*, párrs. 401-412; *Cube*, párrs. 296, 388; *OperaFund* párrs. 594, 604; *Infrared*, párrs. 410, 451, 453; *Watkins*, párr. 641. Ver también *NextEra*, párrs. 616 y 647-50, donde el tribunal en *NextEra* aceptó la Demanda Principal, pero aplicó una tasa razonable de rentabilidad para calcular los daños puesto que las plantas de NextEra habían operado bajo el régimen del RD 661/2007 durante solo unos meses. El Tribunal señaló que no podía utilizar el método DCF dado que los Demandantes no podían probar el tipo de flujo de caja que hubieran tenido en un escenario “*contra fáctico*”. Por ende, el Tribunal tuvo que usar el método propuesto por los Demandantes en su Demanda Alternativa, que reflejaba su expectativa en cuanto a una tasa de retorno razonable.

29 de septiembre de 2008, seguido por el anuncio por parte de España que el RD 661/2007 quedaría cerrado para nuevas inversiones en proyectos FV un año más tarde.

10. La Demanda Alternativa prevaleció en cuatro casos (*RREEF, NextEra, BayWa y RWE Innogy*), ninguno de los cuales es de ninguna manera análogo al caso que nos ocupa. El Tribunal en *NextEra* solo aplicó una TRR porque el método DCF presentado con la demanda principal de los Demandantes no se podía aplicar debido al ingreso tardío de NextEra al mercado. En *RWE Innogy*, el Tribunal se basó en el principio de proporcionalidad para hacer lugar a una TRR, resultando en un Laudo de una TRR, que es un caso claramente diferente del actual, puesto que cada uno gira en torno a las expectativas legítimas creadas en los distintos momentos en que se realizaron sus inversiones respectivas. Tal es el caso también con respecto a *BayWa y RREEF*.

11. El tipo de inversión también marca una diferencia entre estos cuatro casos y el caso actual, aunque el Laudo no hace ningún intento de reconciliar esta importante realidad con su novedosa, de hecho única, lectura del ARR. El tipo de inversión ha sido un factor significativo para determinar las expectativas legítimas de los demandantes, que ha incluido la revisión de diferentes tipos de regulaciones aplicables a tipos específicos de inversiones, además de considerar las diferentes manifestaciones y garantías adicionales dirigidas a tipos específicos de inversión. Por lo tanto, está bien documentado en estos laudos referidos a energías renovables que las instalaciones FV difieren de las de CSP, eólicas e hidráulicas, cada una de las cuales se regía por diferentes regulaciones y fue objeto de distintas manifestaciones por parte del Gobierno de España¹¹⁸. Ninguno de los cuatro laudos que hicieron lugar a la

¹¹⁸ En palabras de un funcionario español, “los sectores CSP y FV eran diferentes ya que el primero produce más electricidad utilizando menos subsidios que el último, lo que explicaba los cambios retroactivos que afectaron las instalaciones FV”. *Antin*, párr. 127. También se señaló en *Antin* que en 2010 las plantas CSP generaron el 0,8% de la energía eléctrica y recibieron el 3% de las ayudas del Régimen Especial, mientras que las plantas FV generaron el 7% de la energía eléctrica y recibieron el 37% de los subsidios del Régimen Especial. (*Antin*, párr. 132.) El Tribunal en *Charanne* señaló que los RD 1578/2008, 1565/2010 y 14/2010 regulaban exclusivamente la industria FV, mientras que el RD 1614 2010 regulaba la tecnología solar, térmica y eólica y no la FV. (*Charanne*, párr. 154-155.) El Tribunal en *Cube* señaló que la regulación de CSP también implica “incidentes regulatorios diferentes” al FV. (*Cube*, párr. 508.) Asimismo, varias presentaciones y documentos adicionales contemporáneos a la

Demanda Alternativa involucraba instalaciones FV¹¹⁹. De hecho, los tribunales en todos los casos referidos a instalaciones FV en los que las inversiones se realizaron según el ARR, concedieron la Demanda Principal y rechazaron la Demanda Alternativa¹²⁰.

12. El más reciente, el Tribunal en *Watkins*, también fue crítico del laudo en *RREEF*, particularmente en cuanto a la determinación del Tribunal con respecto a que España se había comprometido a ofrecer una TRR a los inversores, que describió como “*no apoyada por varios laudos que hallaron que España efectivamente les prometió a los inversores que no modificaría retroactivamente las tarifas específicas del RD 661/2007 and RD 1614/2010*”, y en su lugar concluyó que debían ser favorecidas “*las opiniones persuasivas planteadas en las decisiones en relación con Eiser, Novenergia, Antin y Masdar*¹²¹”. Además, sustentándose en la opinión disidente de Robert Volterra en *RREEF*, criticó la conclusión de sus co-árbitros que sostenía que una TRR no era fija y que podría ir cambiando dependiendo del costo del dinero en el mercado de capitales, por ser “*inconsistente con la evidencia que se halla ante el tribunal en RREEF, especialmente en vista de que el costo del dinero en el mercado de capitales era básicamente el mismo que en 2007 cuando se implementó el régimen bajo el RD 661/2007 y en 2013 cuando se implementó el nuevo régimen*¹²²”.

13. *Errare humanum est, perseverare autem diabolicum.*

14. Claramente los tiempos involucrados en las respectivas inversiones fueron un factor crítico de diferenciación al determinar las expectativas legítimas de los inversores, lo que implica una razón adicional para considerar el caso que nos incumbe desde una perspectiva muy diferente respecto a los cuatro casos que hicieron lugar a la Demanda Alternativa. Las

implementación del ARR consideraban específicamente a los inversores en FV, por ej., el *Plan de Promoción de Energías Renovables 2000 – 2010* (“PER 2000 – 2010”) y la notoria presentación “*El sol puede ser suyo*”.

¹¹⁹ *RREEF* involucraba CSP y energía eólica, *BayWa* energía eólica, *RWE Innogy* energía hidráulica y eólica, y *NextEra* plantas CSP.

¹²⁰ Ver *Novenergia*, párrs. 820-21; *Greentech*, párrs. 485-86; *SolEs*, párr. 526; *9Ren*, párr. 407; *Cube*, párr. 473; *OperaFund*, párr. 604.

¹²¹ *Watkins*, párr. 500 [Traducción libre]

¹²² *Ibid.*, párr. 502 [Traducción libre].

inversiones previas al RD 661/2007 de *RWE Innogy* y *BayWa* indiscutiblemente afectaron la evaluación por parte de esos Tribunales con respecto a que las expectativas legítimas de los Demandantes no estaban fijadas por el régimen del RD 661-2007. Asimismo, las inversiones realizadas una vez que los cambios regulatorios estaban claramente en camino, según lo determinado por los Tribunales en *BayWa* y *RREEF*, no podían legítimamente esperar rentabilidades estatutariamente fijas. La Demanda Principal de los *Inversores PV*, en cambio, no se ve adversamente afectada ni por el momento en que se realizaron las inversiones ni por el tipo de inversiones. Ellos invirtieron entre 2007 y 2009, pero todas sus inversiones se inscribieron ante el RAIPRE antes del vencimiento del plazo finalizado el 29 de septiembre de 2008, garantizando así a cada una de sus instalaciones FV todos los beneficios económicos concedidos bajo el RD 661/2007. De hecho, el momento del registro en el RAIPRE ha tenido un impacto significativo en varios de estos casos españoles en torno a las energías renovables. Los Tribunales en *Antin*¹²³, *Masdar*¹²⁴, *Novenergia*¹²⁵, y *OperaFund*¹²⁶ determinaron todos que la inscripción en el RAIPRE no era simplemente un requisito administrativo, sino que dio lugar a las expectativas legítimas de los inversores que se hubieran registrado. Hago referencia aquí a la determinación del tribunal en *Novenergia* al respecto:

665. El Tribunal considera que la Ley 54/1997 y el RD 661/2007 fueron promulgados con el claro objetivo de garantizar que el Reino de España pudiera alcanzar sus metas en cuanto a emisiones y energías renovables. Para poder lograr ese objetivo el Reino de España creó un clima de inversión muy favorable para los inversores en energías renovables, y el núcleo de ese clima de inversión era el Régimen Especial. *Los requisitos exigidos a las plantas FV para estar en condiciones de calificar para el Régimen Especial se limitaban a su inscripción en el RAIPRE, un requisito que todas las Plantas FV habían satisfecho antes de la fecha de vencimiento establecida.*

¹²³ *Antin*, párr. 552.

¹²⁴ *Masdar*, párrs. 512-520.

¹²⁵ *Novenergia*, párrs. 665-667.

¹²⁶ *OperaFund*, párr. 483.

666. En la opinión del Tribunal, la Demandada realizó una serie de declaraciones o garantías relevantes con respecto al Régimen Especial, tal como fue introducido inicialmente con la Ley 54/1997 y luego desarrollado en más detalle en el RD 661/2007 y la legislación promulgada entre los mismos:

(e) La Ley 54/1997 establecía que las instalaciones de energías renovables admitidas al Régimen Especial estarían autorizadas a incorporar "a la red toda la energía eléctrica producida por ellas" y a "conseguir unas tasas de rentabilidad razonables" según lo fijado por el gobierno.

(f) El RD 436/2004 fue promulgado con el expreso objetivo de "dotar a quienes han decidido o decidan en el futuro próximo apostar por el régimen especial de un marco regulatorio duradero, objetivo y transparente".

(g) Bajo el RD 436/2004, las plantas FV tenían derecho a incorporar a la red toda la energía eléctrica producida a cambio de una FIT o prima durante toda la vida útil de las plantas FV.

(h) Bajo el RD 661/2007, que sustituyó al RD 436/2004, las plantas FV inscritas ante el RAIPRE antes de la fecha de vencimiento establecida tendrían derecho a (i) incorporar toda su producción neta a la red; (ii) una FIT que solo se actualizaría de conformidad con el IPC nacional; y (iii) recibir una FIT fija durante la vida útil de las plantas FV.

667. Estas eran las fuentes jurídicas vigentes en el Reino de España cuando la Demandante realizó su inversión y el Tribunal coincide con la Demandante con respecto a que *las declaraciones y garantías mencionadas efectivamente tenían el objetivo de incentivar a las compañías a invertir fuertemente en el sector eléctrico español y que la Demandante realizó su inversión basándose en los términos previstos en el RD 661/2007. El compromiso de parte del Reino de España no podría haber sido más claro.* Una cantidad considerable de compañías de energía

renovable también invirtieron sustentándose en estas declaraciones y garantías¹²⁷. (Citas omitidas.) (Énfasis agregado).

15. Asimismo, el Tribunal en *OperaFund*, en referencia al Artículo 44(3) del RD 661/2007¹²⁸, explicó:

A la luz de esta disposición, en el presente caso, el registro RAIPRE es un elemento adicional importante para evaluar las expectativas legítimas de los inversores...

Las inversiones de las Demandantes se hicieron entre julio de 2008 y julio de 2009, basándose en el hecho de que las plantas FV fueron finalmente registradas en el RAIPRE bajo el RD 661/2007 y se les concedieron los derechos económicos de FIT del RD 661/2007. De esta forma, *el registro formal dio lugar a que los inversores tuvieran derecho a percibir los beneficios del RD 661/2007 (incluido el no estar sujetos a cambios normativos)*.

El Tribunal, por consiguiente, no tiene ninguna duda de que la promesa de estabilización otorgada en el Art. 44(3) es aplicable a las inversiones de las Demandantes. En efecto, es difícil imaginar una promesa de estabilización más explícita que la mencionada en el Art. 44(3): “las revisiones [...] no afectarán a las instalaciones para las que se haya concedido el certificado de funcionamiento.” En palabras del tribunal de *Novenergia*, “el RD 661/2007 fue tan claro que su comprensión por parte de los lectores comunes no requirió de un análisis particularmente sofisticado¹²⁹”. (Citas omitidas.) (Énfasis agregado).

16. En consecuencia, no veo razón alguna para apartarme de dicho sólido razonamiento, repetidamente aplicado sin excepción por once tribunales predecesores que han confrontado el mismo problema, tal como mis estimados colegas han hecho. Con estos antecedentes, es intelectualmente falso decir, como lo hace el Laudo en el párrafo 555, que “[e]sto no es

¹²⁷ *Novenergia*, párrs. 665-667 [Traducción libre].

¹²⁸ El Artículo 44(3) del RD 661/2007 establece: “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”.

¹²⁹ *OperaFund*, párrs. 483-485.

enteramente sorprendente y de hecho es previsible en cierta medida que en un sistema basado en la adjudicación ad hoc, los tribunales arbitrales puedan valorar las circunstancias relevantes de diferente manera.” Uno no esperaría que un tribunal que afirma¹³⁰ operar según el principio de “*jura novit arbitrer*” diverja de, y de hecho completamente rechace, los laudos unánimes de once tribunales predecesores que han abordado la misma cuestión. Centrándose más concretamente en la subcategoría de esos once casos a la cual el presente caso pertenece, en cada uno de los cuatro casos que, como *Inversores PV*, específicamente involucraban instalaciones FV y la inscripción a tiempo ante el RAIPRE (es decir, antes del 29 de septiembre de 2008), la Demanda Principal prevaleció sobre la Demanda Alternativa¹³¹. En otras palabras, *Inversores PV*, *Novenergia*, *Cube*, *9Ren*, y *OperaFund* involucraron todos la misma tecnología, inversiones realizadas en momentos similares, los mismos incentivos, el mismo cumplimiento con el plazo para la inscripción ante el RAIPRE, las mismas garantías, las mismas regulaciones, el mismo tratado de inversión, el mismo Estado receptor, y las mismas medidas en disputa. La lógica indica que *Inversores PV* abrigaría las mismas expectativas y que se seguiría el camino marcado por esta subcategoría de los once casos a menos que existieran razones convincentes en contrario. El presente Laudo, desafortunadamente, no expresa ninguna razón convincente.

17. Si bien no se cuantificó la Demanda Principal en sí en este procedimiento debido al extendido desvío del Tribunal y su concentración en la Demanda Alternativa, es mi opinión que una representación ofrecida por los Demandantes puede utilizarse al menos para aproximar los daños bajo la Demanda Principal, de los que quedan privados los *Inversores PV* con este Laudo¹³². El Tribunal en *Novenergia* hizo lugar a daños y perjuicios tomando como base una capacidad de FV en €/MW. Los daños laudados en *Novenergia* fueron €53,3 millones (excluyendo los intereses) y correspondían a una capacidad instalada de 18,8 MW¹³³. Esto lleva a €2.84 millones de daños y perjuicios por cada MW de capacidad. Si se asume que

¹³⁰ Laudo, párr. 519.

¹³¹ Ver *Novenergia*, párrs. 820-21; *9Ren*, párr. 407; *Cube*, párr. 473; *OperaFund*, párr. 604.

¹³² OP12, Segundo Memorial Post-Audiencia de los Demandantes de fecha 29 de noviembre de 2018, párrs. 10-11, nota al pie 31.

¹³³ *Novenergia*, párr. 483.

Inversores PV tienen una capacidad de 222,4 MW y que cada MW se valora en €2,84 millones, los Demandantes recibirían aproximadamente €632 millones por daños y perjuicios en lugar de €91,1 millones, una diferencia de €540,9 millones en comparación con la suma prevista bajo la Demanda Alternativa en este Laudo, lo que representa una mera recuperación de menos del siete por ciento de lo que las expectativas legítimas de los Demandantes deberían haber generado en daños y perjuicios.

28/02/2020

Fecha

Charles N. Brower

Charles N. Brower